

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

IVAN DE SOUZA MACHADO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Niterói
2016

IVAN DE SOUZA MACHADO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador: Prof. Dr. Renan Silva Maciel

Niterói

2016

M149 Machado, Ivan de Souza
Análise técnico-econômica do impacto da penetração da geração
distribuída em redes de distribuição / Ivan de Souza Machado. –
Niterói, RJ : [s.n.], 2016.
141 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de
Telecomunicações) - Universidade Federal Fluminense, 2016.
Orientador: Bruno Soares Moreira Cesar Borba, Renan Silva
Maciel.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Geração de energia. 3. Rede de
distribuição. I. Título.

CDD 621.47

IVAN DE SOUZA MACHADO

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba (Orientador)
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Renan Silva Maciel (Coorientador)
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Vitor Hugo Ferreira
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias
UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

Niterói

2016

Dedico este trabalho ao meu pai Ivan, minha mãe Maria Aparecida, minha tia Cristina e meu irmão Fabiano por todo apoio e força durante momentos mais adversos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal Fluminense (UFF) pela oportunidade da realização do mestrado oferecido pelo departamento de Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, através do qual busca a capacitação de profissionais para atuarem como docentes no mercado de trabalho que se apresenta mais competitivo.

Agradeço de maneira especial ao meu Orientador Bruno Borba e ao meu Coorientador Renan Maciel por todo o suporte, dedicação, cooperação, paciência e incentivo oferecido durante o desenvolvimento deste trabalho.

À Ampla Energia e Serviços S.A. que através de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em parceria com a Universidade Federal Fluminense (UFF), ao qual pude participar por intermédio do Professor Vitor Hugo Ferreira e Professor Marcio Zamboti Fortes, forneceu informações de extrema importância para a elaboração dessa dissertação. Agradeço também a Barbara, Claudia, Simone e Willhan pela boa vontade e cooperação para com a elaboração do levantamento dos dados dos alimentadores.

Aos amigos, Annelys Machado, Letícia Fritz, pela cooperação para o esclarecimento de dúvidas de fundamental relevância para com o mesmo.

Aos meus pais, Ivan Fraboni Machado e Maria Aparecida de Souza Machado pelos ensinamentos, incentivos, pelo apoio nos momentos difíceis e por não pouparem esforços para que pudesse estar fazendo este curso.

Aos meus familiares, em especial ao meu irmão Fabiano de Souza Machado, minha tia Maria Izabel Cristina Machado pela ajuda nos momentos mais adversos.

À minha namorada Keila Rossi Franzagua pelo apoio, compreensão durante todos os mais variados momentos.

Agradeço a Deus pelo porto seguro a ser recorrido sempre diante dos mais variados percalços da vida acadêmica e pessoal, me guiando, protegendo e iluminado em todos os momentos.

“Cada sonho que você deixa para trás, é um pedaço do seu futuro que deixa de existir.”

Steve Jobs

RESUMO

Atualmente diversos países tem posto em prática políticas para promover a Geração Distribuída (GD). No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução 482/2012 a fim de estabelecer as condições gerais de acesso da geração distribuída à rede e o mecanismo de compensação para a energia gerada pelo consumidor. Entre as tecnologias de GD, a solar fotovoltaica desempenha um papel importante devido aos seus avanços, em conjunto com a redução dos custos de capital e subsídios. A incerteza da inserção de unidades de GD renováveis pode causar impactos no sistema de distribuição de energia e vários estudos têm sido realizados para analisar os problemas relacionados a penetração da GD fotovoltaica. No entanto, em geral, esses estudos consideram cenários de penetração gerados aleatoriamente ou com base em aspectos técnicos, independentemente das características econômicas dos clientes. Portanto, esse trabalho propõe uma metodologia para avaliar o impacto da GD no sistema de distribuição considerando cenários de adoção com base nos clientes. O estudo de um alimentador de distribuição real foi desenvolvido a partir de dados do Projeto “Cidade Inteligente Búzios”. A análise e a simulação desse sistema de distribuição foram realizadas através do *software* Open Distribution System Simulator (OpenDSS).

Palavras-chave: Geração Distribuída, Sistema Fotovoltaico, OpenDSS.

ABSTRACT

Nowadays, several countries are applying energy policies to promote Distributed Generation (DG). In Brazil, the National Electric Energy Agency (ANEEL) published the Normative Resolution 482/2012 in order to establish the general conditions for access of distributed generation for the grid and compensation mechanisms for the energy generated by the consumer. Among DG technologies, solar photovoltaic plays a major role due to advances in photovoltaic technology, combined with decreasing capital costs and subsidies. The uncertainty renewable DG integration may cause impact on distribution power system and several studies have been carried out to analyze grid integration issues associated with photovoltaic DG penetration. However, in general, these studies consider penetration scenarios randomly generated or based on technical aspects, regardless economic characteristics of customers. Therefore, this paper proposes a methodology to assess the impact of DG on distribution system considering customer adoption scenarios. The study of a real distribution feeder was developed from “Smart City Búzios” project database. The analysis and the distribution system simulation were performed with the Open Distribution System Simulator Software (OpenDSS).

Keywords: Distributed Generation, PV System, OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - CONEXÕES DE MICRO OU MINI GERADORES DISTRIBUÍDOS.	16
FIGURA 2 - CURVA I-V DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO.	18
FIGURA 3 - VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR DE UMA CURVA I-V.....	19
FIGURA 4 - VARIAÇÃO DA TEMPERATURA EM UMA CURVA I-V.....	19
FIGURA 5 - DIVISÃO POR FAIXA DE CONSUMO.	23
FIGURA 6 - DIAGRAMA DO FLUXO DE CAIXA.....	27
FIGURA 7 - MERCADO POTENCIAL X <i>PAYBACK</i> SIMPLES.....	30
FIGURA 8 - MERCADO POTENCIAL X <i>PAYBACK</i> SIMPLES.....	31
FIGURA 9 - DIAGRAMA DE BLOCOS DA METODOLOGIA.....	32
FIGURA 10 – FAIXAS DE CONSUMO CONSIDERADAS (MERCADO ANALISADO).....	32
FIGURA 11 - ESTRUTURA DO OPENDSS.	34
FIGURA 12 - DEFINIÇÃO DOS TERMINAIS DOS ELEMENTOS.....	35
FIGURA 13 - REPRESENTAÇÃO DOS TERMINAIS DE UM ELEMENTO PASSIVO.....	35
FIGURA 14 - REPRESENTAÇÃO DOS TERMINAIS DE UM ELEMENTO ATIVO.....	35
FIGURA 15 - CICLO DE SOLUÇÃO OPENDSS.	36
FIGURA 16 - MODELO DO DIAGRAMA DE BLOCO DO ELEMENTO PVSYSYSTEM.....	37
FIGURA 17 – CURVAS TÍPICAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E CARGA RESIDENCIAL.....	38
FIGURA 18 - CURVA DA VARIAÇÃO DA TEMPERATURA PARA IRRADIÂNCIA DE 1 kW/M ²	39
FIGURA 19 - EFICIÊNCIA X POTÊNCIA DO INVERSOR.....	39
FIGURA 20 - ALIMENTADOR DA CIDADE DE ARMAÇÃO DOS BÚZIOS/RJ.....	41
FIGURA 21 - LIMITES TERRITORIAIS DOS BAIRROS DE ARMAÇÃO DOS BÚZIOS/RJ.....	42
FIGURA 22 - PORCENTAGEM DE DOMICÍLIOS COM OCUPAÇÃO PERMANENTE POR SETOR CENSITÁRIO.....	45
FIGURA 23 - RADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA (KWH/M ² .DIA) X MÊS.....	50
FIGURA 24 - MERCADO POTENCIAL DE ACORDO COM OS BAIRROS.....	50
FIGURA 25 - CURVA DE CARGA DO ALIMENTADOR DE ARMAÇÃO DOS BÚZIOS EM PU (POR UNIDADE).....	52
FIGURA 26 - CURVA DIÁRIA DO NÍVEL DE RADIAÇÃO (PU).....	53
FIGURA 27 - ALIMENTADOR DE ARMAÇÃO DOS BÚZIOS/ RJ.....	54
FIGURA 28 - INSERÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA NO ALIMENTADOR- CENÁRIO 1.....	57
FIGURA 29 - INSERÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA NO ALIMENTADOR- CENÁRIO 6.....	57
FIGURA 30 - NÚMERO DE CLIENTES CONECTADOS AO CIRCUITO - BAIRRO FERRADURA.....	58
FIGURA 31 - POTÊNCIA INSERIDA NAS BARRAS - BAIRRO FERRADURA.....	59
FIGURA 32 - POTÊNCIA TRANSFORMADORES X POTÊNCIA INSTALADA NO CENÁRIO 6 – BAIRRO FERRADURA.....	60
FIGURA 33 - FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO - FASE R.....	62
FIGURA 34 - FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO - FASE S.....	62
FIGURA 35 - FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO - FASE T.....	63
FIGURA 36 - LOCALIZAÇÃO DA LINHA 216 A 224.....	64
FIGURA 37 – DEMANDA MÁXIMA ANUAL E FLUXO REVERSO NA LINHA 216 – FASE R.....	65

FIGURA 38 - LOCALIZAÇÃO DA LINHA 243, 244 E 245.	65
FIGURA 39 - DEMANDA MÁXIMA ANUAL E FLUXO REVERSO NA LINHA 245 – FASE R.....	66
FIGURA 40 - FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 - FASE R.....	68
FIGURA 41 - FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 - FASE S.....	69
FIGURA 42 - FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 - FASE T.....	69
FIGURA 43 - FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 - FASE R.....	70
FIGURA 44 - FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 - FASE S.....	70
FIGURA 45 - FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 - FASE T.....	71

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - ESTRATÉGIA FINANCEIRA PARA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA - UNIÃO EUROPEIA.	11
TABELA 2 - BAIRRO X NÚMERO DE CLIENTES.....	42
TABELA 3 - NÚMERO DE CLIENTES POR FAIXAS DE CONSUMO MÉDIO ANUAL.	44
TABELA 4 - FAIXAS DE CONSUMO (kWh/MÊS) X ALÍQUOTA ICMS.	47
TABELA 5 - QUANTIDADE DE CLIENTES - BASE DE CADASTRO E MERCADO ANALISADO.....	55
TABELA 6 - BASE DE CADASTRO, MERCADO ANALISADO E MERCADO POTENCIAL.....	55
TABELA 7 – NÍVEL DE PENETRAÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA.....	58
TABELA 8 - VALOR DA INSERÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA POR BAIRRO - CENÁRIO 6.....	59
TABELA 9 - ENERGIA ATIVA ANUAL (GWh) CONSUMIDA PELO ALIMENTADOR.....	61
TABELA 10 - ENERGIA REATIVA ANUAL (GVarh) CONSUMIDA PELO ALIMENTADOR.	61
TABELA 11 - COMPORTAMENTO DA CORRENTE NA SAÍDA DA SUBESTAÇÃO (SE)	63
TABELA 12 - SOMATÓRIO DAS PERDAS ANUAIS (MWh)	67

LISTA DE ABREVIATURAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
- CEMIG – Companhia Elétrica de Minas Gerais.
- CIP – Contribuição para a Iluminação Pública.
- COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
- COM – *Component Object Model*.
- CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária.
- CSV – *Comma-Separated Value*.
- DOE – *US Department of Energy*.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética.
- EUA – Estados Unidos da América.
- GD – Geração Distribuída.
- IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
- ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
- IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina.
- IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos.
- INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética.
- IPTU – Imposto Predial e Territorial Urbano.
- NASA – *National Aeronautics and Space Administration*.
- NCI – *Navigant Consulting, Inc.*
- NREL – *National Renewable Energy Laboratory*.
- OFGEM – *Office of Gas and Electricity Markets*.
- ONS – Operador Nacional do Sistema.
- PACE – *Property Assessed Clean Energy Financing*.
- PIS – Programa de Integração Social.
- PRODIST – Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica.
- SIN – Sistema Interligado Nacional.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	REVISÃO DO ESTADO DA ARTE	4
1.2.	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	6
2.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA SOLAR.....	8
2.1.	IMPACTOS DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	9
2.2.	NORMAS E INCENTIVOS PARA O ACESSO DA GD À REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	10
2.3.	SISTEMA FOTOVOLTAICO	16
2.3.1.	IMPACTOS DA GD FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
3.	METODOLOGIA	22
3.1.	OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR - OPENDSS	33
3.2.	MODELO PVSYSTEM	37
4.	RESULTADOS	40
4.1.	ANÁLISE DA BASE DE CADASTRO E DA BASE DE CONSUMO DOS CLIENTES	43
4.2.	ESTUDO DAS CARACTERÍSTICAS DOS CLIENTES	44
4.3.	TARIFAS E TRIBUTOS.....	47
4.4.	DESENVOLVIMENTO DOS CENÁRIOS	47
4.5.	MERCADO POTENCIAL X PAYBACK SIMPLES.....	49
4.6.	PREMISSAS ADOTADAS PARA MODELAGEM E SIMULAÇÃO NO OPENDSS.....	51
5.	ANÁLISE DOS RESULTADOS	54
5.1.	LOCALIZAÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA	56
5.2.	NÍVEL DE INSERÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA	58
5.3.	ANÁLISE DOS CENÁRIOS COM RELAÇÃO AO FLUXO DE POTÊNCIA.....	60
5.4.	ANÁLISE DOS CENÁRIOS COM RELAÇÃO ÀS PERDAS	66
5.5.	ANÁLISE DOS CENÁRIOS COM RELAÇÃO À TENSÃO NAS BARRAS	67
6.	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	72
6.1.	TRABALHOS FUTUROS.....	74
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
	ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL.....	87
	ANEXO B – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ACIMA DE 600 KWH MÉDIO ANUAL.	96
	ANEXO C – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 1.	99
	ANEXO D – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 2.	100
	ANEXO E – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 3.	101

ANEXO F – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 4.....	102
ANEXO G – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 5.	103
ANEXO H – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 6.	105
ANEXO I – DESENHO ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR.	108
ANEXO J – PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DOS DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO [J1].	111
ANEXO K – FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO – FASE R.....	114
ANEXO L – FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO – FASE S.	115
ANEXO M – FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO – FASE T.	115
ANEXO N – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE R.	116
ANEXO O – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE S.	117
ANEXO P – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE T.....	118
ANEXO Q – TENSÃO ANUAL – CASO BASE, CENÁRIO 1, 2, 3, 4, 5 E 6.....	120
ANEXO R – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 – FASE R.	123
ANEXO S – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 – FASE S.	124
ANEXO T – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 – FASE T.....	124
ANEXO U – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 – FASE R.	125
ANEXO V – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 – FASE S.	125
ANEXO W – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 – FASE T.....	126

1. INTRODUÇÃO

Há alguns anos, diversos países têm realizado a diversificação de sua matriz de energia elétrica como medida para minimizar a dependência de recursos naturais não renováveis, principalmente petróleo e seus derivados, devido ao risco de exaustão ou indisponibilidade desses recursos [1], [2]. Outro aspecto que motiva essa busca por fontes alternativas de geração através da utilização de recursos renováveis está relacionado à preocupação ambiental, local e global [1]. Um dos principais meios de disseminação do aproveitamento das fontes de energia alternativas está no conceito da geração distribuída (GD).

A geração distribuída é aquela na qual as unidades de geração são conectadas ao sistema de distribuição diretamente ou pelas instalações das unidades consumidoras. A GD tem sido empregada, em muitos países, por ocasião de ações de eficiência energética, facilidade de localização para a instalação de pequenas unidades de geração, redução do tempo de construção e menores custos das plantas de geração [3]. Portanto, essa geração descentralizada de pequeno e médio porte é uma interessante alternativa para a introdução de fontes renováveis de geração, contribuindo para a diversificação das fontes de geração de energia e para o atendimento local da demanda das unidades consumidoras.

Entretanto, apesar das vantagens e do potencial oferecidos pela GD, a elevada penetração dessas unidades, especialmente em redes de distribuição, traz desafios para o setor, dentre os quais podem ser destacados o aspecto tecnológico da geração, fatores regulatórios, mecanismos de incentivos às fontes alternativas e a questão dos impactos técnicos para a distribuidora [4].

Quanto às tecnologias de GD, a geração fotovoltaica vem ganhando espaço no mercado, diante do seu desenvolvimento tecnológico durante os anos e queda acentuada de preço dos painéis [5], [6]. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), até março de 2015, a fonte de geração solar fotovoltaica representava mais de 90% do total de unidades de GD instaladas no Brasil [7].

Não obstante a redução dos custos dos sistemas alternativos de GD, a implantação dessas tecnologias necessita da elaboração de políticas, leis, regulamentações e formas de incentivos financeiros para fornecer suporte a essas

unidades de geração [8]. Podem ser destacadas as experiências na Alemanha, com o sistema de tarifa *feed-in* que compra a energia gerada a um valor fixo e superior ao valor cobrado pelo consumo, e no Reino Unido que, além do mecanismo de tarifa *feed-in*, implementou o sistema de Cotas/Certificados Verdes¹ [9].

No Brasil a inserção de unidades de GD no sistema de distribuição foi regulamentada pela Resolução Normativa N° 482 de 2012 (REN 482/2012) de 17 de abril de 2012, editada pela ANEEL. Essa resolução estabelece as condições gerais para conexão de unidades geradoras na rede de distribuição e apresenta o sistema de compensação de energia elétrica, que é a forma de benefício econômico disponibilizado ao consumidor como mecanismo de incentivo [10]. A REN 482/2012 foi recentemente revisada pela Resolução Normativa N° 687 (REN 687/2015) de 24 de novembro de 2015, que passou a vigorar em março de 2016, de modo a inserir modificações nos valores das potências dos sistemas de geração, bem como, em outros pontos do documento original [11]. Com a REN 482/2012 ocorreu um lento, porém regulamentado, processo de disseminação da micro e minigeração distribuída pelo país. No final de 2014 o número de consumidores com unidades de GD era 5,5 vezes maior que no final de 2013 [7].

Com relação aos desafios técnicos que as distribuidoras enfrentam com a GD, cabe salientar que, no modelo convencional de distribuição, o fluxo de potência ocorre de maneira unidirecional, iniciando-se nas grandes centrais de geração de eletricidade, passando pelo sistema de transmissão, distribuição, até as unidades consumidoras, que representam elementos passivos do sistema. Com a entrada da GD, as unidades consumidoras passam a se comportar como elementos ativos, devendo apresentar controle, confiabilidade e segurança. Portanto, o crescimento da inserção de unidades de GD na distribuição exige que estudos relacionados às mudanças no planejamento, operação e manutenção dos sistemas sejam elaborados, garantindo condições técnicas das instalações, além da qualidade e da confiabilidade do serviço de energia para o atendimento das unidades consumidoras. O planejamento e a operação da rede de distribuição, com a presença de unidades geradoras, devem ser realizados observando-se a quantidade, a capacidade, a localização e o tipo de conexão dessas unidades [12],

¹ Esse sistema consiste na obrigatoriedade das empresas que fornecem energia elétrica produzirem ou comprarem cotas de energia proveniente de fontes alternativas de energia elétrica de geração renovável [9].

[13].

Fica evidenciada a relevância da elaboração de metodologias que entendam a realidade dos sistemas de distribuição e dos consumidores brasileiros, de modo a proporcionar às empresas distribuidoras formas de modelar e estimar os locais de penetração e a potência inserida na rede, para analisar os impactos associados, contabilizando em seus estudos de planejamento as incertezas inseridas pela utilização dessas fontes de geração.

O objetivo desse trabalho é desenvolver uma metodologia para determinar a penetração e a localização da GD fotovoltaica na rede de distribuição, tendo como base a análise econômica das unidades consumidoras. A escolha da geração fotovoltaica para o desenvolvimento desse trabalho ocorreu devido aos aspectos anteriormente citados, especialmente por ser a tecnologia de GD que mais tem se conectado às redes de baixa tensão de distribuição no país e com destacada perspectiva de expansão. Adicionalmente, esse estudo analisa os impactos técnicos no sistema de distribuição com a penetração da GD em cenários que consideram aspectos locais da carga e elementos regulatórios. Essa investigação contribui para o planejamento do sistema de distribuição com a modelagem e estimação da entrada dessas novas variáveis de incerteza proporcionadas pela GD. Portanto, esse trabalho busca desenvolver uma metodologia que analise o indivíduo e sua pré-disposição em adquirir a GD fotovoltaica, observando em foco o cliente e seu comportamento. Destaca-se que em estudos relacionados à inserção e a análise do impacto da geração distribuída, normalmente é realizada a alocação da GD de forma aleatória no sistema, ou são utilizados pontos ótimos da rede, não sendo observada a característica econômica do indivíduo.

A metodologia foi aplicada no estudo de um alimentador de distribuição real, a partir da modelagem de uma rede da cidade de Armação dos Búzios, localizada no estado do Rio de Janeiro, Brasil. Para a análise de viabilidade econômica e determinação do potencial mercadológico de penetração da GD foram desenvolvidos seis cenários distintos a partir de mecanismos de incentivo à geração. Para o estudo técnico, foram analisados os impactos nas perdas, no sentido do fluxo de potência, na energia demandada pelo sistema e nos níveis de tensão, considerando-se os cenários de penetração elaborados. Nessa etapa foi utilizado o *software* OpenDSS para a realização das simulações.

Resultou dessa dissertação de mestrado a elaboração do seguinte artigo:

- MACHADO, I. S.; BORBA, B. S. M. C.; MACIEL, R. S. Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: A Brazilian Case Study. **IEEE Latin America Transactions** (em revisão).

1.1. REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

De acordo com a literatura que trata dos métodos para analisar a inserção da GD no sistema de distribuição, os impactos técnicos geralmente observados são as perdas no sistema, as mudanças no perfil de tensão, a qualidade da energia, o fluxo de potência reverso, a confiabilidade do sistema, entre outros. Porém, antes da avaliação dos impactos causados pela penetração da GD, informações relevantes que devem ser observadas são a localização e o nível de entrada da geração. Esses dados podem ser modelados utilizando técnicas variadas e considerados como elemento adicional de incerteza em estudos de penetração da GD, visto que a maior parte das unidades de geração conectadas à distribuição são de propriedade de consumidores, não havendo, portanto, controle por parte das distribuidoras quanto à localização e potência dessas instalações.

Algumas das abordagens utilizadas para definir o local e a quantidade de GD utilizam métodos heurísticos, algoritmos genéticos ou o método de Monte Carlo. Com frequência muitos desses trabalhos buscam a determinação de pontos ótimos para a alocação dessas unidades de geração [12], [14], [15].

Alguns estudos, tais como [16], [17], [18], realizam a análise do planejamento da geração para determinar o tamanho e a localização dessas unidades através dos custos a serem pagos pelas empresas de distribuição de energia elétrica. A diferença entre esses trabalhos é que em [16] é desenvolvida essa análise aplicando funções objetivo sobre os valores desses custos. Enquanto que em [17] é realizada uma abordagem heurística, no qual o dimensionamento e a tomada de decisão para determinação da capacidade da geração utilizaram um novo modelo de otimização. Por último, essa mesma avaliação foi desenvolvida através de um algoritmo genético [18].

O estudo elaborado por [19] também busca desenvolver um modelo de otimização para a alocação de fontes de energias renováveis na distribuição, assim

como o apresentado por [17]. Porém é utilizada a programação linear inteira mista para a minimização dos custos do investimento, operação e perdas de energia com restrições do limite de tensão, capacidade do alimentador, nível máximo de inserção por nó de acordo com a utilização de inúmeros cenários aplicados em uma rede real. Ainda no âmbito da alocação ótima, foi elaborada por [20] através de uma rede neural artificial, a inserção de múltiplas unidades de GD em um sistema-teste de 30 barras do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), sendo avaliado o tamanho, a minimização das perdas e as incertezas relacionadas à carga.

Em [21] foi aplicado um método analítico para definir o tamanho e a localização de geradores distribuídos em sistemas radiais. Esse estudo utiliza um fator de sensibilidade para as perdas, não sendo necessário o uso da matriz de admitância, matriz Jacobiana ou inversão da matriz de admitância. Essa metodologia tem como base as matrizes de injeção de corrente nas barras de acordo com a estrutura topológica do sistema de distribuição e a análise do fluxo de potência.

O modelo de Monte Carlo é uma ferramenta probabilística, muito aplicada em situações que envolvam incertezas e variáveis aleatórias [22]. Com isso, esse método é utilizado em alguns estudos de inserção da GD na rede de distribuição, para determinar o valor da potência nominal das unidades de geração [23], [24], bem como, o local da inserção dessas unidades [24], [25]. Esse modelo pode ser aplicado também para a alocação ótima dessas novas unidades de geração [22] [25]. Essa ferramenta pode ser utilizada para a elaboração de cenários de penetração, considerando as variações anuais das curvas de carga e das curvas das unidades de geração por ocasião de sua característica intermitente [26], realizando, com isso, uma modelagem estocástica da operação aleatória das unidades de GD [24]. Esse método pode apresentar aplicação simples, porém exige a realização de inúmeras rodadas aleatórias de simulação, sujeitas a um elevado tempo de processamento para análise de sistemas reais com atribuição de muitas unidades de geração. Portanto, com o objetivo de diminuir o tempo de execução desse método, sem reduzir a precisão dos resultados, foi proposto por [22] uma nova abordagem para a inserção de unidades de GD através de múltiplos núcleos para processamento computacional e computação em paralelo com o uso de programas tais como o MATLAB[®] e o OpenDSS.

Trabalhos como apresentados por [18], [25], [26], [27] analisam a penetração da

GD através de modelos reais de redes de distribuição de baixa tensão. Em [18] é estudada a capacidade de carregamento dos transformadores de distribuição, avaliando a localização, tamanho e quantidade desses equipamentos com relação à interação com as unidades de GD. Em [25], [26], [27] é observado o impacto na tensão, seja por meio do máximo valor de penetração que a rede suporta [25], pela discretização dos perfis de carga e geração [26], ou através do controle da potência ativa e reativa das unidades de GD [27]. No Brasil o estudo de modelos reais da rede de baixa tensão enfrenta a dificuldade de obtenção de dados, por ocasião das distribuidoras, em geral, não possuírem cadastros organizados e confiáveis contendo informações desse segmento.

Diante dos estudos analisados, percebe-se que existem várias abordagens dos impactos da GD através de diferentes formas de localizar e determinar o nível de penetração. Contudo, esses cenários, em grande parte, são estimados de forma aleatória, generalizada ou com base em aspectos unicamente técnicos [12], [14], [15], [23]. Portanto, uma das principais contribuições desta dissertação de mestrado é proposta de uma metodologia de obtenção das regiões dentro dos bairros com possibilidade de inserção da GD por meio do estudo da penetração de mercado, elaborado com base na análise econômica dos clientes. Dessa forma, com a avaliação das características econômicas dos consumidores, regiões que apresentam viabilidade técnica para a conexão da geração podem torna-se locais onde a inserção poderia ser inviável por ocasião das condições econômicas, ocasionando cenários de inserção com pouca possibilidade de ocorrência. A metodologia proposta permite, desta forma, que sejam determinados cenários de penetração mais factíveis e detalhados para o estudo técnico de impacto da GD.

1.2. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho está organizado em seis capítulos. No segundo capítulo são apresentados o conceito e uma visão geral da geração distribuída, com foco no sistema fotovoltaico. São ainda analisadas as normas e incentivos utilizados pelo Brasil e pelo mundo para o acesso da GD as redes de distribuição de energia elétrica. No capítulo três é descrita a metodologia desenvolvida nesse trabalho para a inserção da GD fotovoltaica na distribuição, definindo sua localização e tamanho por intermédio das características econômicas dos clientes. É apresentado também

nesse capítulo o OpenDSS, que é a ferramenta de simulação utilizada para a modelagem e análise dos resultados da aplicação da metodologia. O capítulo quatro discorre sobre os resultados da metodologia em um estudo de uma rede de distribuição real modelada e seus consumidores, descrevendo os cenários desenvolvidos para a simulação da penetração da GD fotovoltaica. No capítulo cinco são analisados os resultados. Por fim, o capítulo seis apresenta as conclusões da aplicação da metodologia e destaca algumas possibilidades de trabalhos futuros.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA SOLAR

Este capítulo apresenta a geração distribuída, suas diferentes definições, nomenclaturas e descreve alguns dos impactos decorrentes de sua inserção no sistema de distribuição de energia elétrica. São também estudadas as medidas regulatórias e os incentivos criados e aplicados pelo Brasil e por outros países para promover a inserção da GD na rede de distribuição. Por fim, como a GD pode utilizar diferentes tecnologias e adequar-se a variadas aplicações mediante a disponibilidade local de insumo [28], optou-se pelo uso da tecnologia de sistemas fotovoltaicos, que utilizam como fonte a energia solar, devido à redução do preço dos painéis e a maior conexão dessas unidades de geração em redes de baixa e média tensão.

O termo geração distribuída é bastante aceito e empregado no Brasil. Contudo, ao analisar a literatura são encontradas variadas denominações e definições, não existindo, portanto, um consenso com relação a esses itens. Os termos geração dispersa, embebida, descentralizada ou recursos de energia distribuídos [15], [29] geralmente são usados como equivalentes à denominação geração distribuída. No âmbito geral, muitas dessas denominações se aplicam a sistemas de geração de energia elétrica que estão próximos aos consumidores, sendo que algumas dessas podem fazer referência à tecnologia empregada, à potência do sistema ou a um caso participar de uso da GD.

As diversas definições descritas na literatura utilizam variados parâmetros para definir a GD como, por exemplo, o propósito da geração, a sua localização, a especificação da potência, a tecnologia, o impacto ambiental, o nível de penetração, entre outros [28]. Com isso, alguns estudos definem a geração distribuída como uma fonte de potência elétrica conectada diretamente a rede de distribuição ou ao medidor do cliente [21], [29], [30].

No Brasil a primeira legislação a citar a geração distribuída foi o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu artigo 14, definindo a GD e apresentando os limites de capacidade instalada:

“Art 14. Para os fins deste decreto, considera-se geração distribuída à produção de energia elétrica provenientes de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do

comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I- Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II- Termelétrico, inclusive de geração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo, como combustível, não serão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput'. [31].

A ANEEL, através do Módulo 1 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), define a 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 de forma isolada e despachada – ou não – pelo ONS” [32]. Já o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) define que a GD é “uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próximo do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia” [33].

Portanto, o entendimento de geração distribuída adotado nessa dissertação condiz com a definição proposta no PRODIST [32], ou seja, entende-se como tal a geração conectada à rede de distribuição, sem considerar outros aspectos como tecnologia ou proximidade da carga.

2.1. IMPACTOS DA GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Como a rede de distribuição tradicional não foi projetada para possibilitar a injeção de potência advinda das unidades consumidoras, a conexão de uma considerável quantidade de unidades de GD na rede, principalmente com o uso de fontes renováveis, aumenta a incerteza no comportamento da carga e traz desafios técnicos para a distribuidora. Logo, existe a necessidade de se considerar no gerenciamento da distribuição a incerteza que surge em decorrência da inserção da GD [34]. Por isso, elaborar métodos de previsão dessa penetração e entender os impactos da presença dessa geração são questões relevantes para avaliar o comportamento do sistema.

A análise dos impactos causados pela geração distribuída na rede de distribuição é um tema amplamente explorado na literatura. A conexão de unidades de geração na rede pode ocasionar impactos positivos ou negativos. Os impactos positivos são

a redução do fluxo nas linhas, diminuição das perdas e da queda de tensão. Enquanto que os impactos negativos são a flutuação de tensão, fluxo reverso de potência, mudanças no fator de potência, problemas na regulação de frequência, harmônicos e ilhamentos não intencionais [35]. As perdas e o perfil de tensão do sistema de distribuição estão entre os critérios técnicos mais analisados [34], [36], [37], [38].

O perfil de tensão pode apresentar melhoras com a conexão das unidades de geração, por fornecerem à carga potência ativa e reativa, mantendo a tensão dentro de limites aceitáveis [37]. Estudar o impacto da GD sobre a tensão é relevante, pois essas unidades além de sofrerem com variações de tensão advindas do sistema, também podem contribuir para as variações da tensão na rede, seja pela flutuação de tensão, desequilíbrio ou elevação. O aumento da tensão no ponto de conexão das unidades de geração pode ocasionar um fluxo reverso de potência. Essa elevação na tensão e mudança no fluxo apresenta maiores impactos nos horários do dia em que a geração alcança seu ponto mais elevado e o sistema encontra-se em um estado de baixa demanda [35].

Nesse trabalho, a análise técnica do impacto da inserção da GD na rede de distribuição será estudada com relação às perdas, perfil de tensão e ao fluxo de potência.

2.2. NORMAS E INCENTIVOS PARA O ACESSO DA GD À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A entrada de uma nova tecnologia ou serviço no mercado pode modificar o comportamento dos consumidores quando observam a oportunidade de retorno financeiro. No entanto, o retorno do investimento para novas tecnologias ocorre, geralmente, pela aplicação de estratégias que promovam sua adoção, tais como o desenvolvimento de normatizações, incentivos, entre outros. Para a implantação e difusão da geração distribuída, preferencialmente com a utilização de fontes renováveis, muitos países procuraram elaborar medidas para incentivar direta ou indiretamente essa geração de energia elétrica [39]. No Brasil, essa tendência foi seguida, mesmo com medidas mais conservadoras.

A presença de sistemas de geração de energia fotovoltaica conectados à rede de distribuição se desenvolve há alguns anos em países como a Alemanha, Itália, Japão, Espanha e EUA. Esses utilizaram como base programas de incentivos, o

desenvolvimento tecnológico, a disponibilidade de fontes de geração e mecanismos que proporcionaram a competitividade desses sistemas frente às tarifas locais de energia elétrica [14]. Em [40] são descritos os programas de inserção de sistemas de geração fotovoltaica desenvolvidos pelos países anteriormente citados. Pela Tabela 1 são observadas as estratégias de incentivo financeiro para os sistemas de geração fotovoltaicos elaboradas pelos países da União Europeia até o ano de 2007. Nota-se que os métodos mais utilizados de incentivo são os subsídios de capital e a tarifa *feed in* [41].

Tabela 1 - Estratégia financeira para geração fotovoltaica - União Europeia.

Países	Tarifa <i>Feed-in</i>	<i>Net Metering</i>	Subsídios de Capital
Áustria	x		x
Bélgica	x	x	x
Bulgária			
Chipre	x		x
República Checa	x	x	x
Dinamarca		x	
Estônia	x		
Finlândia			x
França	x		x
Alemanha	x		x
Grécia	x		x
Hungria	x		
Irlanda			x
Itália	x	x	x
Letônia	x		
Lituânia			
Luxemburgo	x		x
Malta			
Países Baixos	x		x
Polônia			x
Portugal	x		x
Romênia			
República Eslovaca	x		
Eslovênia	x		
Espanha	x		x
Suécia	x		x
Reino Unido			x

Fonte: [41]

As principais formas de incentivo adotadas mundialmente para sistemas de

geração fotovoltaica, instalados em unidades residenciais, são o incentivo direto, tarifa *feed-in*, sistema de compensação, *leasing*, financiamento com taxas de juros baixos, acesso à energia limpa por meio de financiamento vinculado a propriedade (PACE), compra em grupo, comunidade solar e incentivos fiscais [1].

O incentivo direto proporciona uma redução dos custos do investimento inicial através de ajuda financeira. A tarifa *feed-in* é um dos sistemas mais utilizados como política de incentivo no mundo. Esse incentivo define a compra da energia gerada a um valor fixo e superior ao valor cobrado pelo consumo, contribuindo para o aumento da receita dos adotantes. O valor fixo utilizado por esse sistema pode estar relacionado ao custo evitado pelas unidades de geração convencional, em virtude do uso de fontes alternativas e renováveis, ou pelo preço da energia final do usuário com um bônus pelos benefícios sociais ou ambientais obtidos com o uso de geração renovável [14].

O *net metering* é o sistema de compensação de energia elétrica no qual a unidade consumidora que possui micro ou minigeração distribuída realiza um empréstimo da energia ativa, a partir da injeção no sistema da concessionária, que, posteriormente, será compensado através do consumo dessa energia [11]. Esse incentivo corresponde a uma troca de energia elétrica entre a distribuidora e o cliente que possui sistemas de geração que utilize a energia solar, eólica, cogeração qualificada entre outras. A energia injetada no sistema apresenta o mesmo custo da energia consumida. O crédito de energia obtido com a injeção na rede pode ser compensado pelo cliente em outro posto tarifário [41].

No *leasing* o cliente paga o aluguel do sistema de geração pertencente a uma empresa. O valor a ser pago pela nova fatura de energia elétrica mais a mensalidade apresentam um montante menor do que a antiga fatura do consumidor. Esse incentivo pode ser vantajoso por não necessitar de um grande investimento inicial para a compra dos equipamentos [1]. O financiamento com baixas taxas de juros proporciona prazos mais longos para os pagamentos mensais e reduz o valor do investimento inicial.

O PACE é o mecanismo em que o município financia, em prazos de 10 a 20 anos, os sistemas de geração fotovoltaicos. As parcelas são cobradas por meio do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) do imóvel. Portanto, o financiamento permanece associado à propriedade [1].

A compra em grupo permite que associações de moradores, por exemplo, adquiram os sistemas de geração através de compra coletiva, reduzindo o custo através da obtenção de maiores quantidades. Nas comunidades solares, os donos ou sócios do empreendimento possuem cotas e parcelas da energia gerada, podendo ser utilizado o *virtual net metering*, no qual a energia é gerada em um sistema distante da unidade consumidora. Esse incentivo permite que os consumidores que não possuem área para a instalação de um sistema de geração fotovoltaico, se beneficiem com o abatimento do crédito em sua fatura de energia elétrica, por meio do seu vínculo como sócio dessa comunidade [1].

De acordo com as várias formas de incentivo que as energias renováveis podem receber, alguns países como os EUA e o Japão, através de programas de *Buydown*, que são fundos governamentais com o objetivo de conceder subsídios, proporcionaram incentivos de 50% dos custos dos sistemas de geração [42]. Os EUA também, desde 2006, aplicam um crédito tributário para unidades de consumo residenciais e comerciais, no qual são descontados dos impostos federais 30% do custo da compra de sistemas de geração fotovoltaica [43].

Em Ontário, no Canadá e, de acordo com o *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), no Reino Unido, é possível observar que o valor pago pela tarifa *feed-in* para a energia gerada pelo sistema fotovoltaico chega a apresentar valores até três vezes maiores do que o valor cobrado pelo consumo da energia elétrica [14], [41], [44], [45], [46], [47].

Na Itália foi desenvolvido um programa de instalação de geração fotovoltaica através inicialmente do fornecimento de subsídio de até 75% do custo inicial do investimento, adotando-se, posteriormente, a tarifa *feed-in* com um valor de tarifa pago pela energia injetada até duas vezes maior do que o preço da energia consumida [48].

No Brasil existe como incentivo direto, desde 2013, o Fundo Solar, que concede benefício de até R\$ 5.000,00 por projeto, sendo gerenciado pelo Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) [1]. Este instituto é uma organização sem fins lucrativos que fornece incentivos a energias renováveis, contando com o apoio do Banco de Fomento da República Federal da Alemanha [49].

A ANEEL, através da REN 482/2012, estabeleceu as definições para o acesso à rede de distribuição por parte das fontes renováveis de geração de energia elétrica conectadas ao sistema a partir de uma unidade consumidora. Nessa norma foi definido ainda o método de compensação a ser adotado pelos consumidores, que é o *net metering* ou sistema de compensação. A seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST foi desenvolvida para contribuir com a REN 482/2012, de modo a descrever os procedimentos necessários para o acesso da GD ao sistema de distribuição [50].

Com o passar dos anos ocorreu a necessidade de serem realizadas alterações na REN 482/2012 e no módulo 3 do PRODIST, por ocasião de situações não previstas criadas por essa possibilidade de empreendimento. Com isso, adequações foram realizadas em ambos os documentos através da Resolução Normativa N°517 de 11 de dezembro de 2012 e, mais recentemente com maiores modificações, através da Resolução Normativa N° 687 (REN 687/2015) de 24 de novembro de 2015, que entrou em vigor em março de 2016. Assim, a REN 482/2012 passou a classificar como microgeração as unidades que apresentam potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída passou para a faixa de potência instalada entre 75 kW e 3 MW para fontes hídricas, ou até 5 MW para cogeração qualificada e demais fonte renováveis [11].

A REN 687/2015 introduziu na REN 482/2012 algumas definições que apresentam potencial de incentivo à implantação de sistemas de geração distribuída. Os empreendedores que possuem unidades consumidoras em condomínios, ou prédios, podem vislumbrar a possibilidade de instalação desses sistemas de geração, sendo que a área de uso comum deve ser considerada como uma unidade consumidora distinta, tendo como responsáveis condomínios, administradores ou proprietários desse empreendimento. Outro conceito interessante determinado por essa resolução é o da geração compartilhada que reúne em uma mesma área de concessão, ou permissão, unidades consumidoras por meio de consórcio ou cooperativa, seja de pessoa física ou jurídica, com microgeração ou minigeração distribuída em locais diferentes das unidades de consumo em que a energia excedente gerada será compensada.

De acordo com a REN 687/2015 a empresa de distribuição de energia elétrica não pode inserir no sistema de compensação clientes que tenham alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades onde o valor do aluguel, ou arrendamento,

esteja relacionando o valor em reais por unidade de energia elétrica (kWh). Essa situação pode ser detectada pela documentação da posse ou propriedade do imóvel em que se encontra instalada as unidades de microgeração ou minigeração distribuída. Essa norma também reduziu consideravelmente os prazos de resposta das concessionárias às solicitações de conexão, o que deve favorecer a geração fotovoltaica. Outro ponto revisto foi o aumento para 60 meses do tempo de utilização dos créditos gerados [11].

Quanto ao sistema de compensação descrito na REN 482/2012, inicialmente ele foi entendido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) como uma operação de compra e venda. Logo, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) deveria ser cobrado sobre a energia gerada, uma vez que a resolução não especifica de forma clara a natureza dessa operação. A resolução foi revisada definindo que a relação jurídica da compensação não se tratava de comércio de energia elétrica, mas um empréstimo do cliente à empresa de distribuição de energia elétrica [7]. O CONFAZ manteve o entendimento do sistema de compensação como uma atividade comercial criando o convênio ICMS 6, que estabelece que as empresas de distribuição de energia elétrica devem emitir documentos fiscais mensais correspondente à quantidade total da energia elétrica entregue à unidade consumidora. De acordo com o esse convênio, as unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuídas, participantes do sistema de compensação de energia no âmbito da REN 482/2012, têm os valores da energia elétrica gerada e injetada no sistema deduzidos do valor desse documento fiscal [51]. Em contra partida, esse convênio determina a cobrança do valor do ICMS sobre toda a energia consumida pelo cliente antes de qualquer compensação (valor bruto) [51], [52], apresentando uma perspectiva que está sujeita a questionamentos, pois o imposto está sendo cobrado do consumidor sobre uma energia elétrica que ele mesmo gerou e disponibilizou à rede. A ANEEL entende que os tributos deveriam ser cobrados apenas sobre a diferença dos valores finais da energia excedente injetada e a consumida. Quando a energia gerada for maior que a consumida, esse excedente é injetado na rede e o valor do custo da disponibilidade² do sistema seria a base de cálculo para os tributos do Programa de Integração Social (PIS),

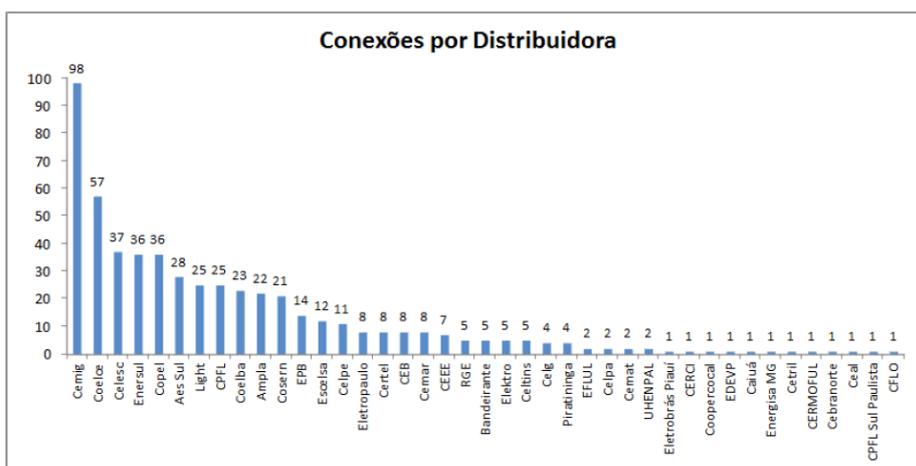
² Valor em moeda corrente, aplicado ao faturamento de unidades consumidoras do grupo B, equivalente a 30 kWh para conexões a dois condutores ligação monofásica ou bifásica, 50 kWh a três condutores ligação bifásica, e 100 kWh ligação trifásica.

Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e ICMS.

O estado de Minas Gerais adotou, através da Lei nº 20.824 de 31/07/2013, a mesma posição da ANEEL, na qual o ICMS é cobrado sobre a diferença da energia consumida e injetada, caso a geração seja maior que o consumo e ocorra a injeção de energia elétrica no sistema [7] [53]. É interessante observar pela Figura 1 que essa lei estadual possui efeito com relação ao interesse em aderir a esses sistemas de GD, visto que a Companhia Elétrica de Minas Gerais (CEMIG), concessionária que atende a maior parte do estado de Minas Gerais, apresenta o maior número de unidades de geração distribuída instaladas.

A ANEEL apresentou essa questão da incidência dos impostos federais e estaduais sobre o sistema de compensação de energia ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério do Planejamento, que se propuseram a avaliar uma forma de solucionar o problema, visto que essas tributações afetam o tempo de retorno do investimento [7].

Figura 1 - Conexões de Micro ou Mini geradores distribuídos.



Fonte: [7]

O estudo das formas de incentivo utilizadas no Brasil e pelo mundo foi necessário para entender questões que contribuíram para a entrada da GD em inúmeros países, além de embasar a composição dos cenários de penetração que serão desenvolvidos para a aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho.

2.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Na geração distribuída, outros aspectos importantes a serem avaliados são as

tecnologias empregadas nos equipamentos de geração e as fontes primárias, que podem ser renováveis, como sol, vento, biomassa e biogás, ou não renováveis, como o gás natural [28]. Dentre as tecnologias de GD, a geração fotovoltaica tem conquistado espaço no mercado devido ao seu avanço tecnológico durante os anos e à queda dos preços dos painéis [5] [6]. Até março de 2015, essa fonte de geração representava mais de 90% do total instalado no Brasil [7].

De fato, a tecnologia de geração fotovoltaica representa uma interessante fonte de geração de energia elétrica para o Brasil, considerando-se o grande potencial de irradiação solar identificado no país. Os valores de irradiação solar global no território brasileiro vão de 1.500 a 2.500 kWh/m², enquanto na Alemanha variam entre 900 e 1.250 kWh/m², na França entre 900 e 1.650 kWh/m² e na Espanha de 1.200 a 1.850 kWh/m², países esses com grande implantação e incentivos aos sistemas de geração solar [54]. Pode ser observado que o menor valor de irradiação brasileiro é maior que o maior valor de irradiação da Alemanha, país esse que apresenta grande avanço e utilização de fontes de geração solar em sua matriz elétrica. O índice de radiação solar alemão da região mais ensolarada pode apresentar o valor 40% menor do que o índice da região brasileira menos ensolarada [55].

Além do insumo abundante presente no país, outras vantagens que corroboram a utilização dos sistemas fotovoltaicos são a não produção de poluentes e ruídos durante sua operação, não possuir partes móveis que precisem de manutenção e poder ser integrado às edificações sem causar impactos ambientais [41]. Também apresenta como ponto positivo a redução dos preços dos painéis e sua utilização em sistemas de média e baixa tensão. Diante desses aspectos, optou-se pelo uso da geração fotovoltaica para o desenvolvimento dessa análise.

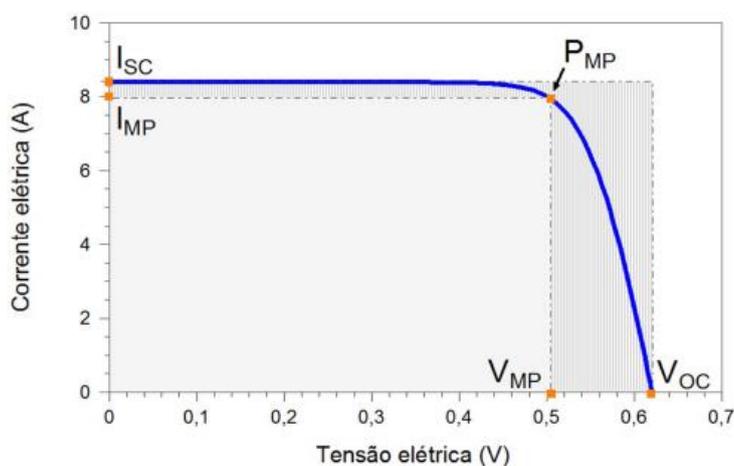
Desta forma, nesta seção é realizada uma breve descrição do comportamento da geração fotovoltaica mediante as variações da irradiância e da temperatura. O conhecimento dessas grandezas também é relevante para entender como serão utilizadas pelo modelo PVSystem do OpenDSS no estudo da aplicação da metodologia. São ainda analisadas algumas referências da literatura que tratam da inserção e impacto da GD fotovoltaica no sistema de distribuição.

Atualmente, as tecnologias empregadas para a produção das células fotovoltaicas são o silício mono e policristalino, filmes finos de telureto de cádmio (CdTe),

disseleneto de cobre-índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino ($\mu\text{-Si}$) e silício crescido em fitas (Si-fitas), além do desenvolvimento de células baseadas em corantes fotossensíveis e polímeros [56].

A célula fotovoltaica é um dispositivo sólido estático que converte a radiação solar diretamente em energia elétrica sem a intervenção de outros equipamentos [57]. A Figura 2 descreve a relação entre a corrente elétrica e a diferença de potencial em uma célula fotovoltaica de silício [56]. Nela estão indicados os parâmetros elétricos responsáveis por caracterizar as células fotovoltaicas. Esses parâmetros são a tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente elétrica de curto-circuito (I_{SC}), potência máxima (P_{MP}), a corrente e a tensão no ponto de potência máxima (I_{MP}), (V_{MP}), respectivamente. A tensão de circuito aberto (V_{OC}) representa a tensão nos terminais da célula quando não ocorre circulação de corrente, sendo essa a máxima tensão que pode ser produzida. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) é a máxima corrente que pode ser obtida da célula fotovoltaica quando a tensão dos terminais é zero. O P_{MP} é determinado a partir da corrente e tensão de máxima potência.

Figura 2 - Curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.

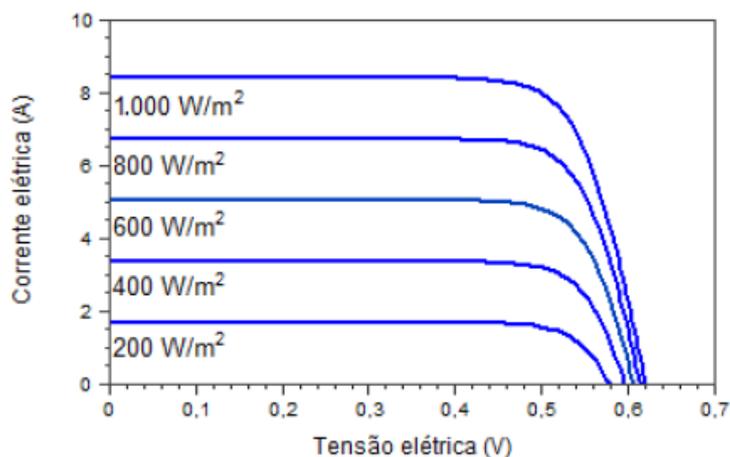


Fonte: [56]

A curva I-V da Figura 2 é desenvolvida em condições padronizadas de ensaio, em que a irradiância vale 1.000 W/m^2 e a temperatura da célula fotovoltaica é igual a 25°C . Os parâmetros de irradiância e temperatura possuem grande influência para o comportamento dessa curva. O efeito da irradiância pode ser observado pela Figura 3, considerando uma célula fotovoltaica de silício cristalino a temperatura de 25°C . Mantendo-se a mesma condição de temperatura, observa-se que a variação da

irradiação solar incidente sobre a célula fotovoltaica afeta a corrente gerada. Com o crescimento da incidência da irradiância, a corrente de curto-circuito aumenta linearmente enquanto a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica [56]

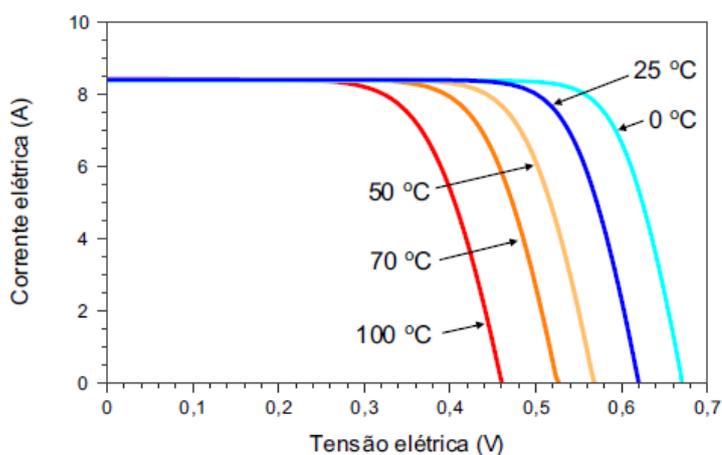
Figura 3 - Variação da Irradiância solar de uma curva I-V.



Fonte: [56]

Na Figura 4 é apresentada a curva I-V de uma célula de silício obtida para diferentes temperaturas e com irradiância de 1.000 W/m². O aumento da temperatura ambiente e da irradiância provoca o aumento da temperatura da célula, ocasionando a redução de sua eficiência. A tensão da célula é reduzida com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente sofre um pequeno aumento.

Figura 4 - Variação da temperatura em uma curva I-V.



Fonte: [56]

2.3.1. IMPACTOS DA GD FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No âmbito da inserção de unidades de GD fotovoltaica no sistema de distribuição, existem estudos que abordam os problemas e as vantagens técnicas decorrentes de diferentes níveis de penetração dessas unidades. Essas análises observam as situações enfrentadas pelos sistemas com relação à entrada das unidades de geração, tendo em vista às premissas pelas quais as redes foram projetadas [58].

Alguns trabalhos abordam os impactos da inserção da geração fotovoltaica por intermédio da avaliação da tensão, das variações do fator de potência do sistema de geração e das condições da obtenção da radiação solar. Outros aspectos são o fluxo reverso de potência, desequilíbrio e variações de tensão, perdas no circuito, entre outras [26], [27], [59], [60]. Em [2] os mesmos parâmetros descritos anteriormente sofreram alterações com a entrada da GD fotovoltaica, porém o comportamento do sistema de distribuição com uma elevada inserção foi estudado inicialmente por meio do sistema de 13 barras do IEEE. A mesma análise também foi desenvolvida através de um modelo de um sistema real, considerando as curvas de demanda da carga e da curva da geração.

Em [26] a característica aleatória da GD fotovoltaica é modelada pelo método de Monte Carlo através dos cenários de penetração, determinando a porcentagem de consumidores que sofrerão com problemas de tensão de acordo com o valor da penetração. É observado que quanto menor é a discretização dos perfis da curva de carga e da geração, a quantidade de consumidores que sofrem com problemas relacionados à tensão aumenta. Em [61] é analisado um sistema fotovoltaico em uma rede radial rural. Foi considerada a natureza aleatória da fonte de geração, assim como as condições da carga e o local onde serão instaladas.

Em [27] foi desenvolvido um método para o gerenciamento de várias unidades fotovoltaicas conectadas à rede de baixa tensão através das unidades consumidoras. A otimização utilizou as perdas e a tensão da rede, analisando os dados através de um modelo de programação quadrática sequencial, por meio de cenários diferentes de fornecimento de potência ativa ou reativa. Como base para a análise foi utilizada o modelo da rede de distribuição trifásica a quatro fios da cidade de Perth, na Austrália. O operador não possui controle sobre o local em que as unidades geradoras serão instaladas, logo, os impactos e o comportamento do

sistema foram estudados a partir de locais pré-definidos. Concluiu-se que o controle da potência ativa e reativa das unidades de geração contribuiu de forma positiva para a melhoria da qualidade da tensão e do atendimento à carga.

Em [60] além da análise das perdas de potência ativa e reativa da rede, também foram alvos desse estudo o perfil de tensão e estudo de falhas no sistema. A inserção da geração solar foi aplicada em uma rede teste de 34 barras do IEEE modelada pelo *software* comercial DigSILENT. O local da instalação das gerações foi elaborado de forma aleatória, enquanto que o tamanho da penetração assumida foi constante de 20%. O estudo estabeleceu que um maior nível de inserção ocasionou a redução das perdas devido à proximidade com a carga e melhoramento do perfil de tensão, sendo que, de acordo com a localização da geração, é observado à necessidade de ajustes nos equipamentos de regulação de tensão.

3. METODOLOGIA

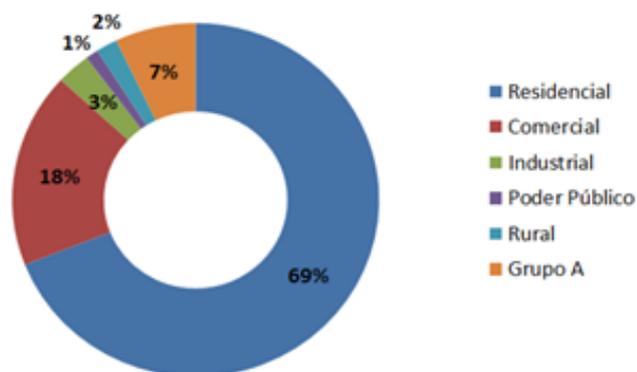
A metodologia proposta neste trabalho tem como objetivo contribuir para os estudos do planejamento das empresas de distribuição de energia elétrica, através da estimação da localização e do nível de penetração da GD fotovoltaica, tendo como premissa a análise das características econômicas das unidades consumidoras.

Essa metodologia é dividida em duas etapas. Na primeira etapa é realizada a análise econômica dos clientes, de forma a determinar o mercado a ser analisado que apresenta condições de adquirir a GD fotovoltaica na região. O mercado analisado é formado pelos consumidores aptos financeiramente a possuir o sistema fotovoltaico de acordo com a análise de seu consumo. Em seguida é estabelecido o mercado potencial que permite definir o local da conexão das unidades de GD. Após a determinação da localização da GD, é realizada a segunda etapa, que engloba a análise técnica do impacto da inserção dessas unidades com relação ao fluxo de potência na rede, fluxo reverso, perdas e nível de tensão.

Para a aplicação dessa metodologia, inicialmente a concessionária deve definir o município e o horizonte de estudo para a análise da inserção da GD. Após a determinação da região e do período de análise, o próximo passo é definir o alimentador a ser avaliado e obter as informações gerais dos seus clientes. Os principais dados utilizados são o tipo de ligação, o transformador ao qual o cliente está conectado e os seus valores de consumo mensal.

Atualmente, o investimento no sistema de geração distribuída fotovoltaica no país apresenta maior viabilidade econômica em sistemas atendidos em baixa tensão [1]. Pode ser observado pela Figura 5 que a maior porcentagem de instalações dos sistemas de micro e minigeração distribuída no país pertencem ao setor residencial com 69% [7], segmento esse atendido pelo sistema de baixa tensão.

Figura 5 - Divisão por faixa de consumo.



Fonte: [7]

Dessa forma, esse trabalho concentra-se na instalação da GD fotovoltaica no sistema residencial. O método desenvolvido pode ser aplicado a qualquer consumidor do grupo B³ pertencente ao alimentador. Como o universo no qual essa metodologia trabalha engloba os bairros que o alimentador percorre, é possível direcionar o estudo para o setor que apresente maior relevância, tendo em vista as conhecidas características regionais.

As características da região devem ser avaliadas para determinar a existência de condições que impliquem na redução da quantidade do mercado analisado. Cidades de veraneio são exemplos em que existe a possibilidade do consumidor apresentar a condição financeira para a instalação da GD fotovoltaica, porém a não ocupação permanente da residência pode reduzir o interesse do cliente em adquirir esse sistema, por não perceber o retorno do investimento através da redução de sua fatura mensal. Logo, deve ser avaliada pela empresa de distribuição a possibilidade do consumidor se interessar por esse empreendimento tendo em vista o uso do *virtual net metering*, por ocasião da residência permanente do cliente pertencer a uma área de sua concessão.

Neste estudo, o mercado analisado é composto pelos clientes com consumo médio ao longo de um ano agrupados em duas faixas de consumo médio anual, que são 300 a 600 kWh e acima de 600 kWh. Para cada faixa de consumo, é considerada a utilização de um sistema de GD fotovoltaica padrão de 2 kWp e 5

³ Unidades atendidas abaixo de 2.300 volts (tensão secundária). Esse grupo divide-se entre subgrupo B1 que atende clientes residenciais e residenciais baixa renda, subgrupo B2 consumidores rurais e cooperativa de eletrificação, subgrupo B3 que atende demais classes e subgrupo B4 que é referente à iluminação pública [62].

kWp, respectivamente. Como a geração distribuída fotovoltaica é um mercado em expansão no país, o conhecimento de suas tendências ainda está atrelado à sensibilidade da mão-de-obra especializada que atua no seguimento. Portanto, os valores das faixas de consumo foram definidos em conformidade com a experiência de profissionais do mercado nacional de geração fotovoltaica, enquanto que as potências típicas dos sistemas de geração foram adotadas com base no consumo mensal das unidades. De acordo com as regras de compensação de energia vigentes no país e dos custos de disponibilidade, existe uma potência máxima que pode ser instalada para que o consumidor não gere energia elétrica em excesso sem auferir benefício econômico.

Cumpram-se enfatizar que os clientes com consumo médio anual abaixo de 300 kWh não foram considerados, pois quanto menor a renda, menores são as condições para adquirir e pagar pelo consumo de energia elétrica de um maior número de eletrodomésticos e eletroeletrônicos [63]. Nesses casos, o tempo de retorno para o investimento torna-se elevado e a disponibilidade de recursos financeiros para custear o empreendimento mais restrita.

Para o desenvolvimento dessa metodologia foi considerado como premissa que o horizonte de estudo do modelo é de um ano. Logo, as condições anuais para a determinação do tempo de retorno do investimento foram às mesmas com relação à carga, a quantidade da geração e a eficiência do sistema. De acordo com as faixas de consumo de energia elétrica foram definidos dois tipos de sistemas de geração fotovoltaicos padrão. Portanto, não foram estabelecidas análises individualizadas para os clientes, porém foi possível agrupá-los através das faixas de consumo de modo a estabelecer os sistemas que serão instalados.

Para a determinação da tarifa que irá faturar o consumo dos clientes são aplicados os impostos PIS, COFINS, ICMS e a tarifa definida pela ANEEL. Em 2015, o sistema de bandeiras tarifárias passou a fazer parte da fatura de energia elétrica de todas as empresas de distribuição conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse sistema objetiva inserir os custos das variações das condições do sistema de geração, indicando se a energia está mais cara ou barata. As bandeiras podem ser verde, amarela ou vermelha. A verde representa que as condições hidrológicas são favoráveis, não sendo acrescentado nenhum valor às faturas. A bandeira amarela indica que as condições estão um pouco menos favoráveis, sendo

cobrado o valor de R\$ 0,015 por kWh. A bandeira vermelha representa o cenário mais desfavorável, com a cobrança de R\$ 0,030 por kWh para condições mais custosas e R\$ 0,0450 por kWh para condições ainda mais custosas [64]. A discussão dos encargos, tributos e tarifas aplicados para o faturamento dos clientes é importante, pois o retorno financeiro do sistema fotovoltaico recai sobre a redução do valor pago pelo consumo.

Com o sistema fotovoltaico instalado, a diferença entre a energia gerada e consumida define o valor da energia a ser pago pelo cliente. Os incentivos, tais como, a REN 482/2012, o Convênio ICMS 6 e a tarifa *feed in* contribuem para a diminuição do tempo de retorno do investimento. Mesmo sabendo que o sistema de tarifa *feed in* não é aplicado no Brasil, esse incentivo foi utilizado no desenvolvimento de alguns cenários por ocasião de sua grande aplicação em inúmeros países que desenvolvem a geração distribuída fotovoltaica.

No sistema de compensação estabelecido pela REN 482/2012, para a composição da fatura do consumidor, inicialmente, calcula-se a diferença entre a energia consumida e gerada e aplica-se o valor da tarifa. Na situação em que o valor da energia gerada e injetada na rede é maior do que a consumida, a fatura do cliente é dada pela soma da contribuição da iluminação pública mais o valor pago pela disponibilidade do sistema. O crédito acumulado poderá ser abatido em meses posteriores. No mês em que o consumo for maior que a geração, o valor a ser pago será a diferença entre a energia gerada e consumida.

No Convênio ICMS 6 e na tarifa *feed in* a energia é faturada por meio de valores diferentes de tarifa. No ICMS 6 a isenção do ICMS é aplicada sobre a energia gerada e injetada no sistema e não sobre a diferença entre a energia injetada e a consumida. Na tarifa *feed in* ocorre que o valor aplicado na energia injetada é maior do que o da energia consumida.

A partir dos dados de consumo médio dos clientes, do sistema típico de GD fotovoltaico considerado e das tarifas de energia elétrica vigentes no país, é realizado o cálculo do tempo de retorno do investimento, permitindo definir o mercado potencial para entrada da GD na região.

A equação (1) descreve o valor da tarifa cobrada do consumidor com relação a tarifa estabelecida pela ANEEL, encargos e tributos.

$$V_t = \frac{V_{t_{ANEEL}}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (1)$$

Sendo:

V_t - Valor da tarifa cobrada do consumidor (R\$/kWh).

$V_{t_{ANEEL}}$ - Valor da tarifa estabelecida pela ANEEL (R\$/kWh).

A equação (2) representa o faturamento convencional de uma unidade consumidora sem GD. As equações (3) e (4) também apresentam o cálculo da fatura paga pela energia elétrica, porém nesses casos está incluso o sistema de geração. Essas equações foram elaboradas para as situações estabelecidas pelo sistema de compensação, no qual o valor da tarifa é aplicado sob a diferença da energia consumida e gerada, equação (3). Na equação (4) são previstos valores diferentes de tarifa para a energia consumida e para a energia injetada no sistema, como o que ocorre no convênio ICMS 6 e na tarifa *feed in*.

$$V_{sgd} = (E_c \times V_t) + CIP \quad (2)$$

$$V_{cgd} = [(E_c - E_g) \times V_t] + CIP \quad (3)$$

$$V_{cgd,1} = [(E_c \times V_t) - (E_g \times V_{t_g})] + CIP \quad (4)$$

Sendo:

V_{sgd} - Valor da fatura de energia elétrica sem geração distribuída (R\$);

V_{cgd} - Valor da fatura de energia elétrica com geração distribuída (R\$);

$V_{cgd,1}$ - Valor da fatura de energia elétrica com geração distribuída (R\$) em situações de tarifas diferentes para a energia injetada e consumida;

E_c - Energia consumida (kWh);

E_g - Energia gerada (kWh);

CIP - Contribuição para Iluminação Pública (R\$);

V_{t_g} - Valor da tarifa da energia gerada e injetada na rede (R\$/kWh);

Ao analisar as equações (3) e (4) deve ser destacado que nas situações em que a energia gerada é maior do que a energia consumida, o valor da fatura é elaborado pelo valor da disponibilidade da rede mais o valor pago pela contribuição a

iluminação pública.

O custo evitado no mês por intermédio da instalação do sistema de geração pode ser observado pela equação (5). O intuito da equação (6) é determinar o quanto o cliente economizou em um ano. A partir desse valor pode ser definido o fluxo de caixa do investimento.

$$Vsm = Vsgd - Vcgd \quad (5)$$

$$Vsa = \sum_{i=1}^{12} Vsm(i) \quad (6)$$

Sendo:

Vsm - Valor salvo em um mês (R\$);

Vsa - Valor salvo em um ano (R\$);

O diagrama de fluxo de caixa do investimento pode ser observado na Figura 6. O valor $Visf$ corresponde ao custo inicial da compra e da instalação do sistema de geração fotovoltaico.

Figura 6 - Diagrama do fluxo de caixa.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Com base no diagrama de fluxo de caixa, foi elaborada a equação (7) que determina o ano em que é alcançado o *payback* simples do investimento inicial. $Vsa(1)$ corresponde ao valor que o cliente economizou no consumo de energia elétrica referente ao primeiro ano de operação do sistema fotovoltaico.

O *payback* descontado caracterizaria melhor as condições de retorno de um investimento, pois o valor do dinheiro varia no decorrer do tempo. Porém nessa metodologia optou-se pela aplicação do *payback* simples por ocasião de trabalhos que desenvolveram estudos nessa linha e utilizaram o cálculo do retorno simples do

investimento baseados na percepção do consumidor [65], [66], [67]. Outro ponto que contribuiu para a aplicação do *payback* simples foi a falta de informação da taxa de desconto individualizada dos clientes, visto que seria necessária uma composição de capital para mapear as condições de investimento de cada consumidor.

O valor praticado pela poupança poderia ser explorado para compor a taxa de desconto dos clientes. Porém seria questionável, sem a análise individual desses clientes, estabelecer que todos apresentam as mesmas condições econômicas para realização do investimento. Logo, mesmo o *payback* simples não sendo a melhor forma para embasar a decisão de um investimento, por não contabilizar o valor do capital no tempo, não aplicar a taxa de juros, custo da oportunidade entre outros, esse possui razoável sensibilidade para estimar o mercado potencial de sistemas de geração distribuída [1]. Dentro do contexto da falta de informação da taxa de desconto individualizado dos consumidores e diante de estudos no qual os próprios adotantes da geração fotovoltaica basearam suas decisões nesse tipo de avaliação do investimento, foi adotado por essa metodologia, o uso do *payback* simples para compor a análise econômica.

Com base nas equações (7) e (8) as iterações são realizadas até que a n-ésima repetição apresente $Vpb(n) \geq 0$. Estando satisfeita essa condição o tempo do *payback* simples é igual a n.

$$Vpb(1) = -Visf + Vsa(1) \quad (7)$$

$$Vpb(2) = Vpb(1) + Vsa(2)$$

.

.

.

$$Vpb(n) = Vpb(n-1) + Vsa(n) \quad (8)$$

A partir do conhecimento do tempo de retorno do investimento de cada uma das unidades consumidoras, estando essas organizadas em suas respectivas faixas de consumo, a próxima etapa é a determinação do mercado potencial que é composto pelos consumidores adotantes. Todavia, o quanto estes estão dispostos a investir e em quanto tempo desejam reaver seu investimento são questões subjetivas de cada consumidor.

Como a inserção do sistema de geração fotovoltaico no Brasil encontra-se em fase menos avançada que em outros países, foi necessária a busca na literatura de formas de abordar a análise da penetração de mercado da GD fotovoltaica. Em 1995, o departamento de energia dos EUA (DOE) elaborou por intermédio da empresa Arthur Little, Inc. e da Solar Design Associates, o estudo para determinar o potencial da penetração de mercado dos sistemas de geração fotovoltaica integrados às edificações e conectados à rede de distribuição. Para o desenvolvimento dessa análise foram criadas empiricamente curvas de penetração de mercado com a perspectiva dos consumidores por meio de pesquisas de campo, levantamento do consumo e análise da experiência do mercado fotovoltaico [65]. Com o passar dos anos, perante a grande quantidade de inserção dessa geração conectada à rede através de sistemas instalados nos telhados norte-americanos, o DOE através de seu laboratório de energia renováveis (NREL) juntamente com a empresa Navigant Consulting Inc. (NCI) desenvolveu o estudo técnico e econômico novamente através do comportamento do mercado potencial, por intermédio da elaboração das curvas de penetração de mercado [66].

A Figura 7 apresenta as curvas de potencial de mercado da geração fotovoltaicas empiricamente desenvolvidas pelos estudos de [66] e [67], sendo que essas foram aplicadas também por [68] no estudo do estado do Arizona e na análise geral de difusão da GD fotovoltaica nos estados norte-americanos [69]. Com base na curva média elaborada a partir das análises de [66] e [67] foi desenvolvido por [68] a equação (9), sendo essa adaptada e aplicada em um estudo brasileiro [1]. Essa função descreve a variação exponencial do mercado potencial de acordo com as variáveis de tempo e a sensibilidade dos consumidores com relação ao *payback*. O valor 0,3 atribuído a variável de sensibilidade ao *payback* foi estabelecida por aproximar a equação (9) da curva média formada pelas análises desenvolvidas por [66] e [67]. Portanto, para a definição do mercado potencial a adquirir o sistema de geração fotovoltaico, essa metodologia aplica a função com o valor de sensibilidade igual a 0,3 utilizado nos trabalhos de [1], [68] e [69].

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (9)$$

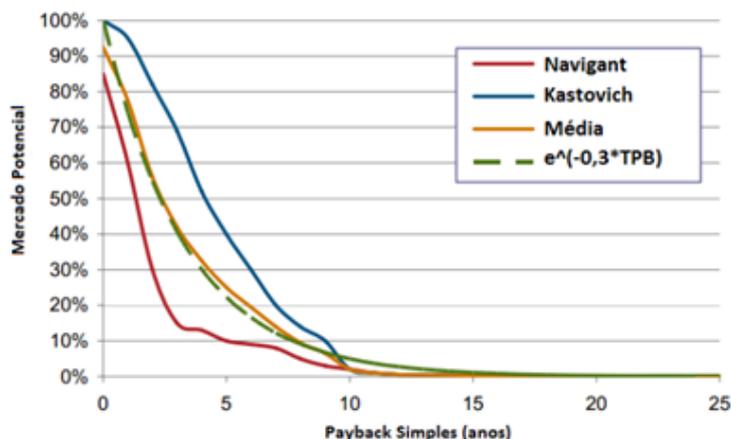
Sendo:

fmm - Fração de máximo mercado.

SPB - Sensibilidade ao *payback*.

TPB - Tempo de *payback*.

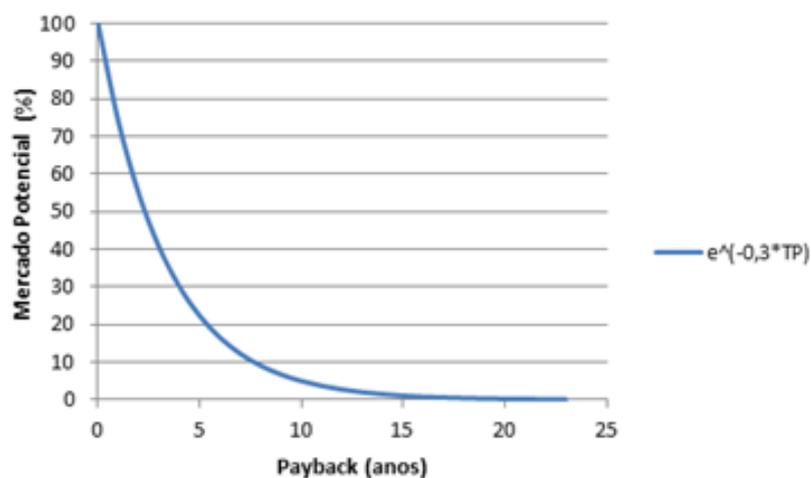
Figura 7 - Mercado Potencial x *Payback* Simples.



Fonte: Adaptado de [1].

No Brasil não existem trabalhos que tenham elaborado tais curvas de inserção de mercado de forma a caracterizar esse potencial de penetração da GD fotovoltaica. Logo, essa metodologia assume como premissa o uso dessas curvas de penetração bem como o fator de sensibilidade igual a 0,3 advindo de experiências e análises de outro país. Outro fator que contribui para a utilização dessas análises de mercado foi o seu uso no trabalho desenvolvido por [1] que serviu como referência para a elaboração do documento produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que discorre sobre a inserção da GD fotovoltaica no Brasil [53]. É sabido que, mesmo se tratando do comportamento de indivíduos frente ao desenvolvimento de uma tecnologia e ou serviço, a maneira como os brasileiros e norte-americanos se comportam frente a esse mercado pode ser diferente. Contudo, devido à ausência de informações que caracterizem especificamente os consumidores brasileiros, optou-se pelo uso dessa forma de avaliação.

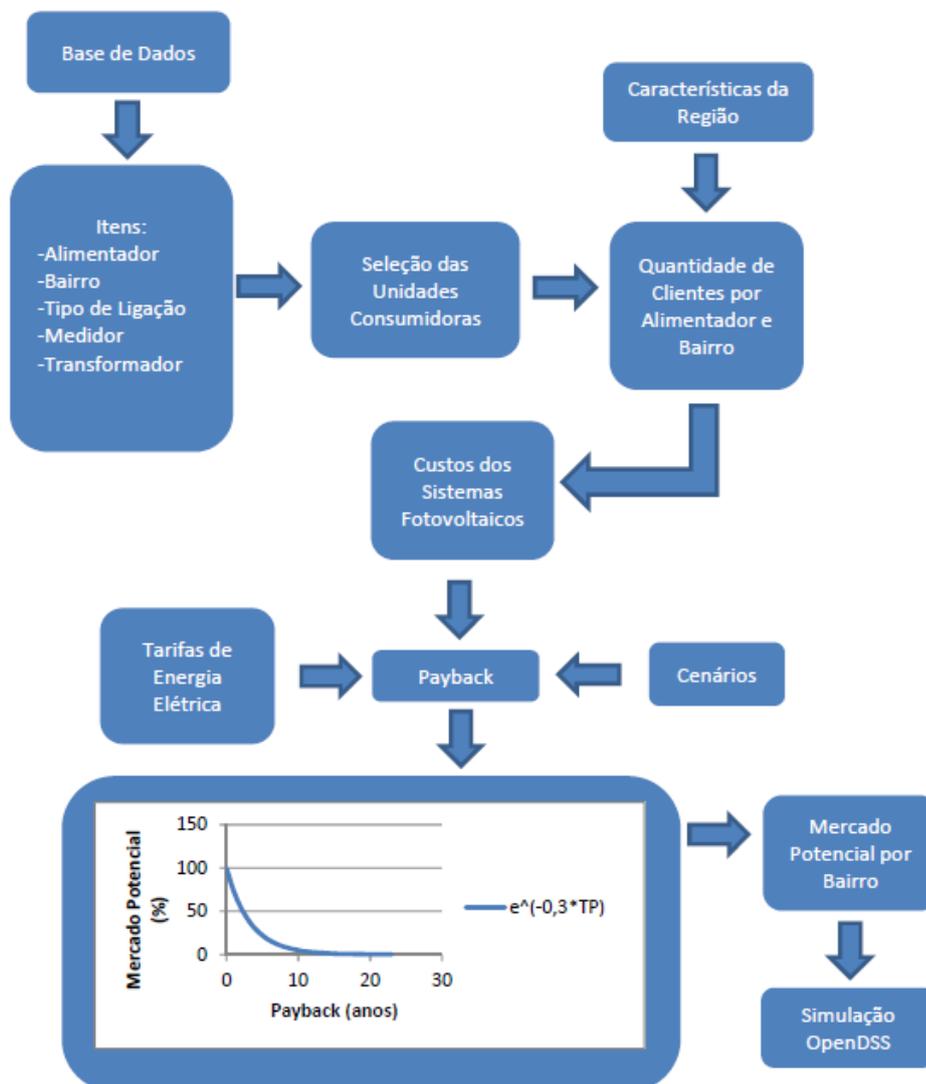
A Figura 8 exhibe a relação entre o percentual do mercado adotante do sistema fotovoltaico com o *payback* simples aplicado para esse estudo. O mercado potencial dos bairros é definido pela multiplicação de cada mercado analisado por sua fração máxima de mercado.

Figura 8 - Mercado Potencial x *Payback* Simples.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

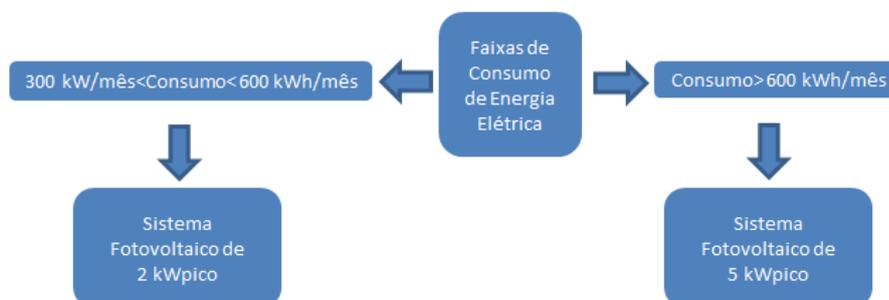
A metodologia proposta é representada pelo esquema da Figura 9 e Figura 10. No mercado analisado, definido pelo consumo médio ao longo de um ano, todas as unidades consumidoras apresentam as condições financeiras adequadas para adquirir um sistema de GD fotovoltaica. Com base nessa consideração, a escolha dos adotantes, contidos no conjunto composto pelo mercado potencial, foi realizada de forma aleatória, tendo em vista que esse espaço amostral possui apenas os clientes aptos à implantação dessa tecnologia. Ao serem definidas as unidades consumidoras que irão utilizar a GD fotovoltaica, o passo final da metodologia é alocar esses sistemas na rede de distribuição de acordo com seus respectivos pontos de conexão. Após essa etapa, é realizada a análise dos impactos da penetração através do *software* de simulação OpenDSS.

Figura 9 - Diagrama de blocos da metodologia.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 10 – Faixas de consumo consideradas (Mercado Analisado).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

3.1. OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR - OPENDSS

Para desenvolver a modelagem de uma rede real, bem como, simular e realizar a análise do impacto da GD fotovoltaica foi utilizado a ferramenta OpenDSS. Esse *software* consiste em um programa de simulação de código livre que foi desenvolvido em 1997 pela *Electrotek Concepts*, tendo como principais autores Roger Dugan e Tom McDermonntt. Mais tarde essa ferramenta foi adquirida pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) [70].

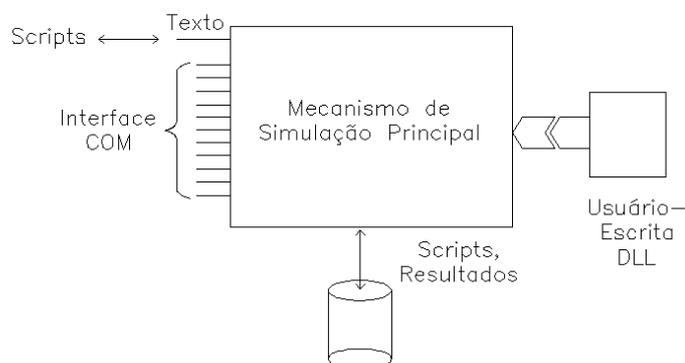
Os desenvolvedores buscavam criar uma linguagem orientada a objeto que descrevesse o circuito a ser modelado, minimizando os esforços ocasionados devido à realização de mudanças da base de dados, por ocasião das informações de diferentes sistemas de distribuição com distintos formatos. Para a interação com o usuário foi desenvolvida uma interface que permite o usuário desenvolver adaptações de acordo com o processo de análise que deseja realizar. Outro estímulo para a criação dessa ferramenta foi à observação de que outros *softwares* com o mesmo objetivo eram limitados, visto que para o estudo do planejamento de sistemas de distribuição eram analisados apenas sistemas radiais. Logo, se desejava criar uma ferramenta com a possibilidade de modelar simultaneamente redes de distribuição, subestações e diferentes características de sistemas [70].

Esse *software* é utilizado para estudos do planejamento da rede de distribuição por meio do desenvolvimento de modelos reais, em que podem ser simuladas variadas condições de operação. Essa ferramenta é capaz de analisar a tensão em regime permanente, perdas na rede, estudo de harmônicos e faltas, além de análises de eficiência energética. Dessa forma, trata-se de um *software* útil para estudos relacionados à conexão de fontes de geração distribuída, intuito de sua utilização para o desenvolvimento dessa metodologia.

O OpenDSS foi implementado na forma de um programa executável independente, através de DLLs, ou usando os recursos da interface *Component Object Model* (COM), que permite interagir com o OpenDSS a partir de programas escritos pelo usuário em MATLAB®, VBA, Python, C#, entre outras linguagens de programação. Os algoritmos para a definição dos elementos dos circuitos foram desenvolvidos em *Object Pascal* no ambiente Delphi, enquanto as estruturas secundárias foram desenvolvidas em C e C++. Os recursos de interação com o

usuário estão ilustrados no diagrama da Figura 11.

Figura 11 - Estrutura do OpenDSS.



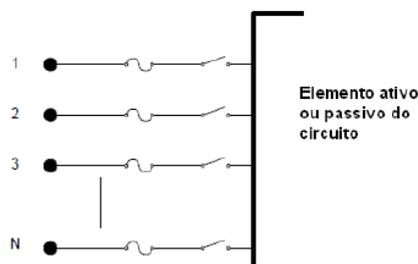
Fonte: Adaptado de [70].

Essa ferramenta foi criada considerando que os desenvolvedores não seriam capazes de previamente atribuir todas as possibilidades de análises e estudos que os usuários poderiam desejar. Assim, a interface COM foi implementada permitindo que os usuários atendessem, com base nos recursos existentes no *software*, suas próprias necessidades para a elaboração de seus estudos, projetando e executando soluções personalizadas com o uso de um programa externo [70].

A interface COM permite também acesso direto a interface de comando através de texto, além de possibilitar a utilização de métodos e propriedades dos modelos de simulação. Os arquivos de saída ou exportação utilizam a extensão *Comma-Separated Value* (CSV), podendo ser utilizados para análise dos dados resultantes através de Microsoft Excel, por exemplo. A versão executável apresenta uma interface de usuário que permite o desenvolvimento de scripts [70].

O OpenDSS representa os elementos dos circuitos a partir de matrizes de admitância nodal. Logo, todas essas matrizes são unidas para formar uma matriz única do sistema de distribuição. Os elementos ativos ou passivos podem ser declarados a partir de vários terminais [70], como exibido na Figura 12.

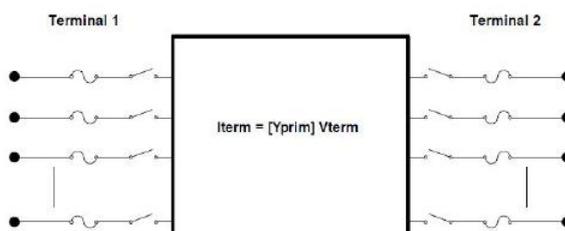
Figura 12 - Definição dos terminais dos elementos.



Fonte: [71]

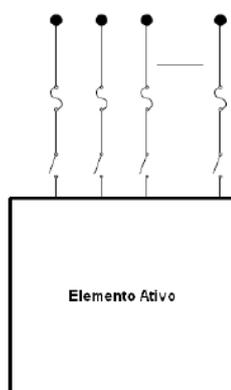
Os elementos passivos possuem, em sua maioria, dois ou mais terminais polifásicos, sendo representados na matriz Y primitiva. Os elementos ativos que fornecem ou demandam potência elétrica do sistema são compostos apenas por um terminal polifásico, como apresentado pela Figura 13 e Figura 14.

Figura 13 - Representação dos terminais de um elemento passivo.



Fonte: [71]

Figura 14 - Representação dos terminais de um elemento ativo.



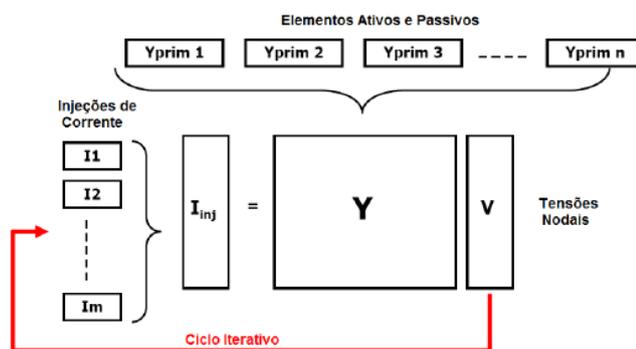
Fonte: [71]

Os elementos conversores de potência com característica não linear, carga ou gerador, são tratados com o equivalente de Norton através de uma matriz de

admitância nodal e uma fonte de corrente que compensa essa porção não linear [70].

Para gerar a solução, essa ferramenta une todos os elementos do circuito na matriz Y_{prim} , cada qual apresentando sua própria matriz de admitância. Em seguida, como artifício para a obtenção de um valor inicial de tensão são desconectados os elementos em shunt e são considerados apenas os elementos passivos em série. O ciclo iterativo é iniciado a partir da obtenção das correntes injetadas no sistema pelos elementos ativos, sendo inseridas no vetor I_{inj} . O sistema determina para a próxima iteração os valores das tensões nas barras [70]. Esse processo iterativo está ilustrado na Figura 15.

Figura 15 - Ciclo de solução OpenDSS.



Fonte: [71]

A ferramenta possibilita simular o cálculo do fluxo de potência instantâneo, desenvolve também estudos diários ou anuais com curvas de geração, carga, entre outras [70].

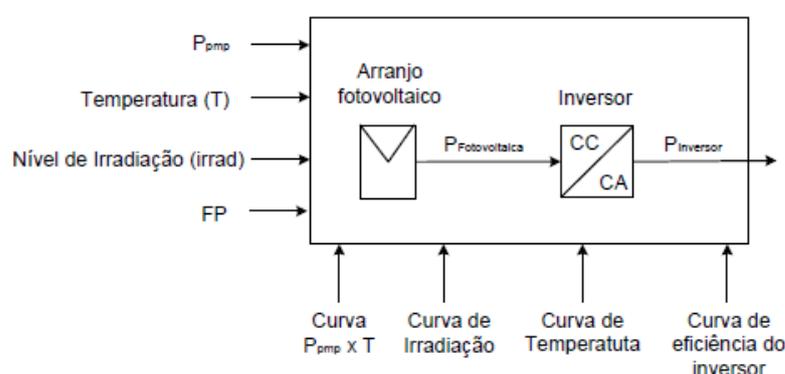
Após uma visão geral dos componentes, da forma como o *software* funciona e de suas potencialidades, devem ser destacados os dados de entrada que essa ferramenta necessita para desenvolver a modelagem de um sistema. Variáveis indispensáveis são a distância entre as barras, tipo e arranjo dos condutores, estrutura de poste, informações da subestação, equipamentos que compõem o sistema, tais como, regulador de tensão, banco de capacitores, transformadores de distribuição, entre outros. Como cada empresa de distribuição no país possui uma forma própria de gerenciar seus bancos de dados, a maneira como essas informações são extraídas e fornecidas ao OpenDSS pode se feita de forma direta, caso os arquivos de saída contemplem as informações necessárias e sejam

compatíveis com essa ferramenta, ou podem exigir um tempo para obtenção e compatibilização. Esse fato não inviabiliza o uso desse *software*, apenas demonstra que o tempo investido nessa etapa pode ser mais lento ou rápido de acordo com cada empresa de distribuição.

3.2. MODELO PVSYSTEM

Para o estudo de fontes de geração fotovoltaica, o OpenDSS possui o elemento PVSystem, que modela as características dos painéis fotovoltaicos e do inversor [2] [72]. O diagrama de blocos desses elementos pode ser observado na Figura 16.

Figura 16 - Modelo do diagrama de bloco do elemento PVSystem.

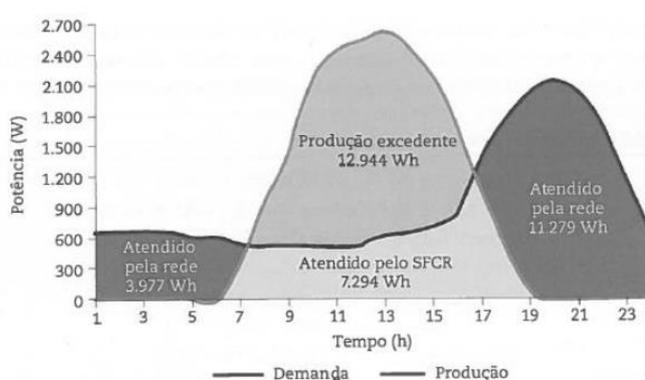


Fonte: [2]

O modelo PVSystem permite a modelagem dos sistemas da GD fotovoltaica a partir de curvas diárias de irradiação, temperatura, eficiência do painel com a temperatura e a eficiência do inversor.

A análise diária, tanto das variáveis de irradiação, que são essenciais para o sistema fotovoltaico, como da curva de carga da unidade consumidora residencial, permitiria uma precisa caracterização de como a geração fotovoltaica contribuiria para a redução da fatura de energia elétrica. De acordo com a curva diária de consumo da residência, a energia gerada poderia ser consumida diretamente na residência e, caso estivesse excedente, seria injetada na rede de distribuição. Em [53] é realizada a comparação entre uma curva de geração fotovoltaica típica e uma curva de carga de um consumidor, como exibido na Figura 17, sendo determinado que 64% da energia gerada poderia ser exportada para o sistema de distribuição.

Figura 17 – Curvas típicas de geração fotovoltaica e carga residencial.



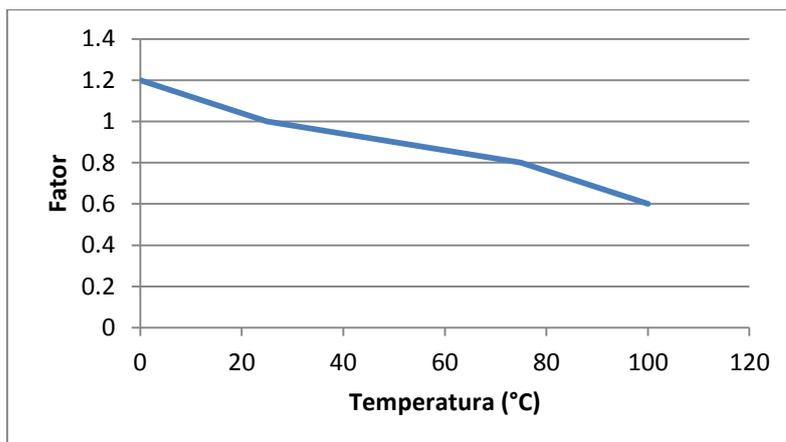
Fonte: [53]

Nesse estudo, para o cálculo do retorno do investimento, foi adotada como premissa que toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seria injetada na rede de distribuição para ser faturada mensalmente. Com isso, não foi considerado, pelo cálculo do retorno financeiro mensal, que a energia gerada tenha sido diretamente consumida pela residência. Conforme a REN 482/2012, o consumo líquido é a diferença entre consumo e a energia injetada na rede. No caso do convênio ICMS 6, a energia consumida da rede é faturada através de um valor de tarifa. Sobre a energia injetada é aplicada uma tarifa diferente, devido à isenção do ICMS.

O modelo recebe a potência máxima que pode ser fornecida pelo sistema fotovoltaico (parâmetro P_{pmp}), considerando a irradiância solar e a temperatura T . A curva da Figura 18 busca inserir a influência da temperatura na potência de saída do sistema fotovoltaico. Logo, cada valor de temperatura (T) apresenta um fator de 0 a 1 que será multiplicado pelo valor da potência P_{pmp} . Para a consideração das variações temporais é utilizada a curva $P_{pmp} \times T$ em conformidade com a temperatura e com a irradiância [72]. A partir desses dados, a potência de saída do painel é calculada pela equação (10).

$$P_{\text{Painel}} = P_{pmp} \times \text{irradiância} \times \text{Fator}(\text{curva } P_{pmp} \times T) \quad (10)$$

Figura 18 - Curva da variação da temperatura para irradiância de 1 kW/m².

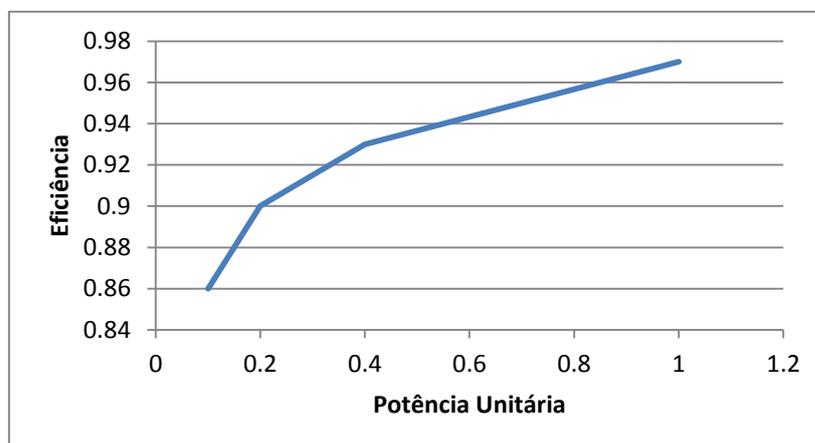


Fonte: Adaptado de [72]

O elemento inversor é modelado de acordo com sua curva de eficiência. Sua operação está relacionada à potência aparente nominal, sendo que a potência na saída do inversor é dada pela equação (11). A Figura 19 apresenta a relação entre a eficiência e a potência do inversor considerado.

$$P_{inversor} = P_{Painel} \times Fator(curvaEficiência) \quad (11)$$

Figura 19 - Eficiência x Potência do inversor.



Fonte: Adaptado de [72]

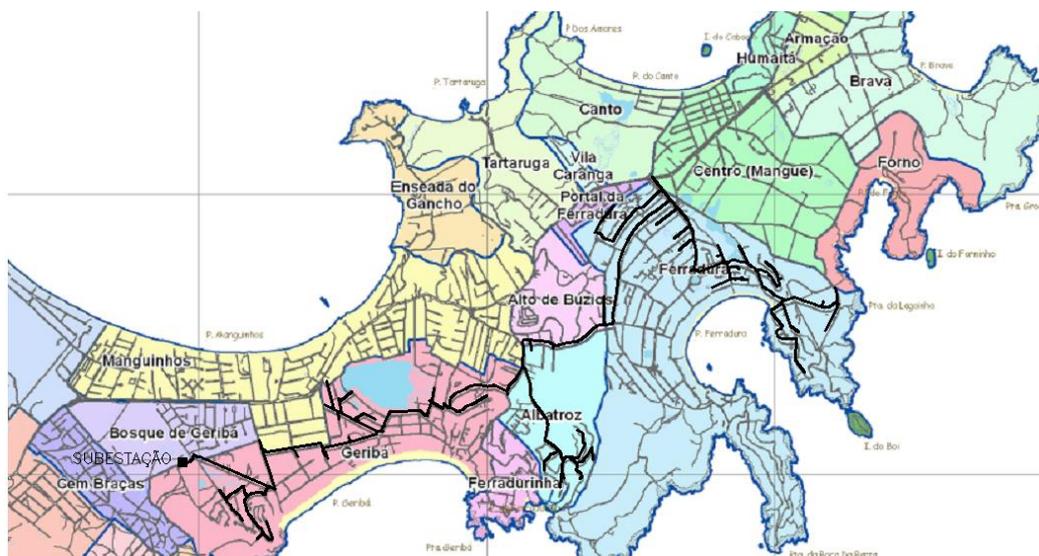
4. RESULTADOS

O estudo com a utilização da metodologia busca demonstrar a sua aplicabilidade através da estimação da localização e da quantidade de penetração da GD fotovoltaica em uma rede de distribuição real, tendo como base a análise econômica do consumo de energia elétrica das unidades consumidoras. Foram desenvolvidos seis cenários de inserção fundamentados em premissas de mecanismos de incentivo à geração distribuída. Para o estudo técnico foram analisados os impactos no fluxo de energia, perdas no circuito e variações da tensão com base nos cenários de penetração elaborados. Nessa etapa foi utilizado o *software* OpenDSS para a realização das simulações [70].

A metodologia proposta foi aplicada a uma rede de distribuição do município de Armação dos Búzios, localizado no estado do Rio de Janeiro, Brasil. O transformador da subestação ao qual esse alimentador pertence apresenta potência nominal de 25 MVA com uma tensão de 69 kV no primário e 13,8 kV no secundário. No período de setembro de 2013 a agosto de 2014 a demanda máxima desse alimentador foi de 4,97 MVA, sendo que a sua potência instalada é 9,21 MVA.

A rede de distribuição consiste em um circuito primário radial com 113 transformadores, sendo que grande parte desses (40%) apresentam potência nominal de 75 kVA. Esse alimentador possui, 16,7 km de extensão, podendo ser observado na Figura 20. A tensão é de 13,8 kV no sistema de média tensão e 127/220 V na rede de baixa tensão. O tronco desse alimentador apresenta trechos de rede convencional e compacta. O trecho de rede convencional é formado por condutores de liga de alumínio nú com seção nominal de 160 mm² e os seguimentos de rede compacta são formados por condutores protegidos de alumínio com seção de 185 mm². Os ramais e sub-ramais apresentam condutores nús de liga de alumínio com seção de 25 mm² e condutores nús de cobre com seção nominal de 16, 25, 35 ou 70 mm².

Figura 20 - Alimentador da cidade de Armação dos Búzios/RJ.

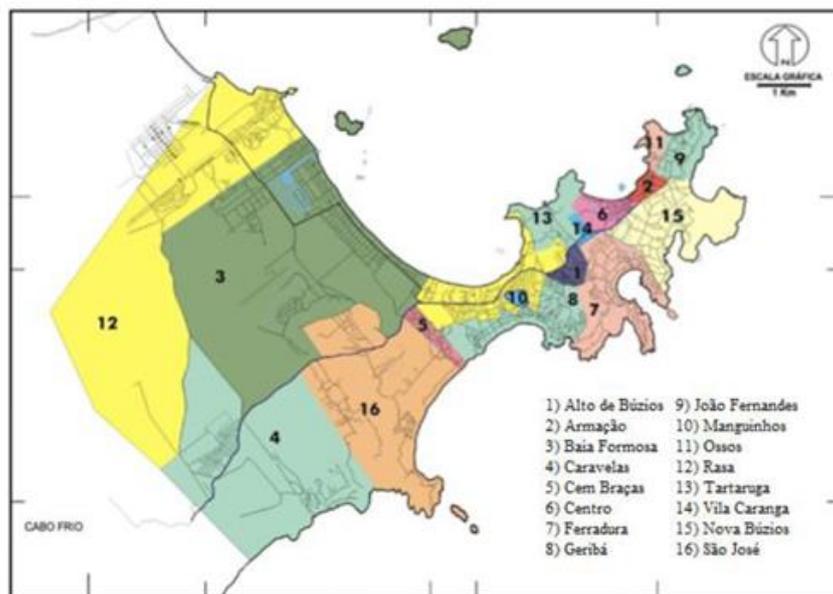


Fonte: Adaptado de [73]

Para essa análise foi modelada a rede de média tensão de um alimentador real do município de Armação dos Búzios, não sendo elaborado o modelo do sistema de baixa tensão. Como os objetos de estudo dessa metodologia são as unidades consumidoras residenciais, atendidas em baixa tensão de distribuição, convencionou-se que os transformadores de distribuição representam os pontos de conexão desses clientes ao sistema. Com isso, a alocação das unidades de geração foi efetuada de acordo com o transformador ao qual a residência pertence.

O alimentador analisado, de acordo com a base de cadastro, atende 20 bairros do município: Armação, Manguinhos, Búzios, Ferradura, Vila Caranga, Ferradurinha, Cem Bracas, Geribá, Rasa, Bahia Formosa, Centrinho, Jose Gonçalves, Alto de Búzios, Ossos, Portal da Ferradura, Marina Porto Búzios, Bosque Geribá, Ossos, Enseada do Alba e Albatroz, indicados na Figura 21. Esse alimentador apresenta, de acordo com a base de cadastro, 1.550 clientes distribuídos entre os bairros, apresentados pela Tabela 2.

Figura 21 - Limites territoriais dos bairros de Armação dos Búzios/RJ.



Fonte: [74]

Tabela 2 - Bairro x Número de Clientes.

Bairro	Nº Clientes
Armação	29
Manguinhos	334
Búzios	19
Praia Ferradura	286
Vila Caranga	15
Ferradurinha	113
Cem Bracas	18
Geribá	692
Rasa	14
Bahia Formosa	1
Centro	1
Tucuns	1
Jose Gonçalves	8
Alto de Búzios	2
Portal da Ferradura	5
Marina Porto Búzios	2
Bosque Geribá	1
Ossos	5
Enseada do Alba	2
Albatroz	2
Total	1550

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para a verificação de possíveis inconsistências na base de cadastro com relação a informação do bairro e do transformador do cliente, foram avaliados se esses itens

estão contidos no alimentador em estudo, de acordo com a planta baixa utilizada para a elaboração do modelo da rede. Por conseguinte, foram comparadas as informações da base de cadastro com a planta impressa da rede, documento fornecido pela distribuidora.

Pelo fato de Armação dos Búzios ser um polo turístico do estado do Rio de Janeiro, durante a alta temporada, as características da carga são severamente modificadas, demonstrando a necessidade da realização de uma análise das potenciais unidades consumidoras que apresentam características de veraneio.

Para a simulação técnica no OpenDSS, foi necessária à obtenção de informações do alimentador, tais como distância entre as barras, os tipos e arranjos dos condutores, tipos de postes utilizados, a quantidade e a potência dos transformadores. Essas informações foram obtidas através da concessionária local a partir de arquivos dos arranjos e dos tipos de condutores dos trechos da rede e potência nominal dos transformadores. Foi realizado o levantamento manual ponto a ponto da planta baixa do alimentador para a obtenção das informações das distâncias entre barras e da localização dos transformadores. Os *scripts* do OpenDSS e a organização das informações levantadas foram desenvolvidos através de programas elaborados em MATLAB[®].

4.1. ANÁLISE DA BASE DE CADASTRO E DA BASE DE CONSUMO DOS CLIENTES

A empresa de distribuição que atende a localidade apresenta as informações dos clientes e seus consumos organizados em duas grandes bases de dados. Através da base de cadastro das unidades consumidoras, foram obtidas as informações gerais dos 1.550 clientes pertencentes ao alimentador, tais como, o número de registro, o bairro, o tipo de ligação, o número do medidor e o transformador ao qual está conectado. Essa base data de janeiro de 2015. A base de consumo, por sua vez, é dividida em doze arquivos que representam os meses do ano. Para a determinação do consumo mensal dos clientes, foi desenvolvido um algoritmo em MATLAB[®] para obter da base de cadastro o número do registro do cliente. De posse dessa informação, foram acessadas as bases de consumo para adquirir os valores mensais desses clientes. A concessionária forneceu as bases de consumo do período de novembro de 2011 até outubro de 2014. Assim, foi possível analisar o comportamento dos clientes durante o período de um ano de consumo, de

novembro de 2013 a outubro de 2014.

Inicialmente, foram estabelecidas as quantidades de clientes de acordo com as faixas de consumo definidas pela metodologia para a escolha da potência dos sistemas de geração fotovoltaica a ser instalado. O número de clientes e as faixas de consumo podem ser observadas pela Tabela 3.

Tabela 3 - Número de Clientes por faixas de consumo médio anual.

Faixas	2013/2014
Consumo < 300	835
300< Consumo<600	282
Consumo > 600	235

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Como a base de cadastro é de janeiro de 2015 e as bases de consumo são de novembro de 2013 a outubro de 2014, a soma do número de clientes da Tabela 3 resulta em 1.352, logo, os 198 consumidores não entraram na análise por serem novos clientes que não apresentam dados na base de consumo, ou por apresentarem faltas de informações mensais referentes ao período de análise. Com relação a essas possíveis faltas de informações na base de consumo, foi adotado como premissa o não preenchimento dos dados faltantes de consumo mensais.

4.2. ESTUDO DAS CARACTERÍSTICAS DOS CLIENTES

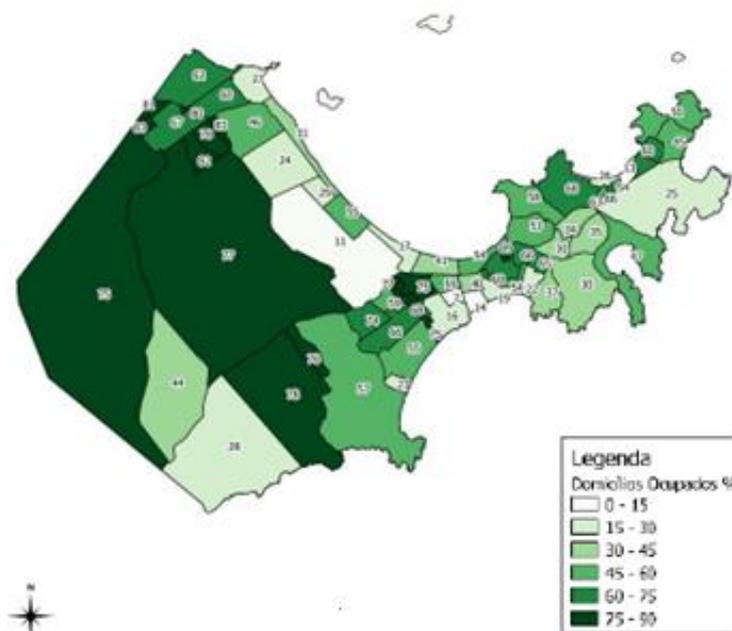
Ao observar os clientes desse alimentador foi constatado que mais de 89% das unidades consumidoras são residências, portanto, optou-se nesse estudo pela análise desse grupo de consumidores. De acordo com a base de dados, a classe residencial com consumo acima de 300 kWh na área de estudo representa 29,8% do total. As unidades consumidoras com consumo abaixo de 300 kWh médio mensal representam 53,8%, enquanto que os consumidores restantes (16,4%) representam os clientes não residenciais com consumo acima de 300 kWh ou que apresentaram alguma falta de informação nas bases de dados.

Como descrito na metodologia, as características locais da região devem ser consideradas e analisadas. Com base na coleta de informações do Censo Demográfico de 2010, o município em estudo apresentou 38% dos domicílios utilizados apenas em finais de semana ou temporada [74]. Por conta dessa informação e considerando as características dessa cidade, onde a questão do

veraneio e do turismo na alta temporada são itens relevantes para o entendimento do comportamento anual da carga, torna-se essencial a determinação da quantidade de unidades consumidoras que apresentam comportamento de veraneio. Para o estudo da aplicação da metodologia optou-se por não considerar as unidades consumidoras com essas características, por não se saber se esses clientes podem se beneficiar com o *virtual net metering*, que pode ser aplicado somente a clientes cujas unidades consumidoras estejam na área de concessão de uma mesma distribuidora. A empresa de distribuição pode pesquisar em sua base de cadastro a possibilidade desse cliente residir em outra localidade sob sua concessão, sendo que a metodologia permite que a empresa de distribuição considere em seus estudos esses clientes.

A Figura 22 apresenta um mapa com a quantidade de domicílios permanentemente ocupados determinados pelo Censo Demográfico de 2010 elaborado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Pode ser observado que os bairros pelos quais o alimentador em estudo percorre apresentam valores percentuais de indicação de ocupação permanente entre 15 e 75% [74].

Figura 22 - Porcentagem de domicílios com ocupação permanente por setor censitário.



Fonte: [74]

Para observar o comportamento desse alimentador com relação à característica

de veraneio de seus clientes, foram desenvolvidas análises de acordo com as faixas de consumo e o desvio padrão do consumo anual. Por meio dos anexos A e B, é demonstrado que, em ambas as faixas de consumo, a maioria dos clientes apresenta o desvio padrão anual com relação a seu consumo médio entre 25 e 50%. Consumidores com grande desvio padrão apresentam valores de consumo mensais com grande discrepância entre eles, evidenciando que a unidade consumidora pode não apresentar ocupação permanente.

Para determinar as características sazonais dos consumidores residenciais desse alimentador, foi utilizada a metodologia descrita na Resolução Normativa N° 414 de 2010 (REN 414/2010) da ANEEL. Esse método reconhece a sazonalidade dos clientes através da análise de doze ciclos de faturamento anteriores, verificando se o cálculo que relaciona a soma dos quatro menores e a soma dos quatro maiores consumos de energia elétrica ativa apresenta o valor igual ou menor que 20% [75]. Logo, por meio do desvio padrão do consumo médio e do cálculo que determina a sazonalidade foi realizada a avaliação dos resultados dos possíveis consumidores de veraneio. Como o método para a determinação da sazonalidade definido pela REN 414/2010 está sendo aplicado para ser comparado ao cálculo do desvio padrão dos clientes, o resultado percentual foi definido por faixa de consumo de acordo com o comportamento da sazonalidade e do desvio padrão.

Portanto, para as unidades consumidoras com consumo médio anual entre 300 e 600 kWh, foi observado que a dispersão dos clientes se acentua para valores abaixo de 25%, sendo esse valor determinado pela avaliação da sazonalidade e pelo aumento do desvio padrão. Logo, foram identificados nessa faixa de consumo 56 potenciais consumidores sazonais⁴. Para as unidades consumidoras com consumo médio acima de 600 kWh, nota-se que abaixo de 33% tanto o desvio padrão quanto a dispersão dos clientes aumentam⁵, totalizando 39 consumidores com características sazonais. Verifica-se, assim, que esse alimentador apresenta 79% dos domicílios do mercado analisado com características de ocupação permanente, enquanto que os 21% restantes possuem características sazonais, podendo ser considerada a condição de veraneio.

⁴ Para maiores detalhes, ver Anexo A.

⁵ Para maiores detalhes, ver Anexo B.

4.3. TARIFAS E TRIBUTOS

Para a análise econômica dos clientes foi utilizado como período de estudo de novembro de 2013 a outubro de 2014. O valor da fatura de energia elétrica foi calculado de acordo com as tarifas e tributos PIS, COFINS, ICMS, pela tarifa definida pela ANEEL e pela contribuição para iluminação pública (CIP).

O estado do Rio de Janeiro realiza cobranças diferenciadas da alíquota do ICMS de acordo com as faixas de consumo [76], como mostrado na Tabela 4. A tarifa da classe de consumo residencial utilizada para o desenvolvimento dos cenários foi à tarifa de 0,50692 R\$/kWh estabelecida pela ANEEL [77], vigente de 15/03/2015 a 14/03/2016 e a contribuição para iluminação pública utilizada foi de R\$ 4,02.

Tabela 4 - Faixas de Consumo (kWh/mês) x Alíquota ICMS.

Classe	Faixa de Consumo (kWh/mês)	Alíquota (%)
Residencial	Até 50	Isento
Residencial	Até 300	18
Demais Classes	Acima de 300	29

Fonte: [76]

Os valores do PIS e COFINS variam mensalmente, logo, para a determinação da alíquota final a ser aplicada ao consumidor foi adotado por meio da análise de doze meses de faturas da distribuidora AMPLA o valor médio de 9%. As bandeiras tarifárias verde e vermelha também foram consideradas para definição dos cenários. Na bandeira vermelha foi admitida a cobrança extra na fatura de energia elétrica de 0,0550 R\$/kWh, valor vigente durante a realização dos cálculos [64].

4.4. DESENVOLVIMENTO DOS CENÁRIOS

Para a aplicação da metodologia, foram criados seis cenários de penetração da GD fotovoltaica que adotam como premissas as medidas desenvolvidas pelo Brasil e pelo mundo para a inserção da GD no sistema de distribuição. Dessa forma, foram utilizadas as diretrizes descritas na REN 482/2012, no Convênio ICMS 6 e a aplicação das bandeiras tarifárias. O intuito da elaboração de cenários que utilizem a REN 482/2012 ou o ICMS 6 é observar que ambas são formas de incentivar a geração distribuída, porém em virtude de suas peculiaridades o incentivo pode ser mais ou menos satisfatório. Na REN 482/2012 a aplicação da cobrança do ICMS foi dada sobre a diferença entre a energia consumida e injetada na rede, enquanto que

no ICMS 6 esse tributo foi aplicado sobre toda a energia consumida e apenas a energia injetada ficou isenta.

Ademais, considerou-se a possibilidade de uso de outros incentivos para viabilizar a adoção do sistema fotovoltaico. Admitiu-se a possibilidade de aplicação de incentivo direto e da tarifa *feed-in*. O incentivo direto aplicado foi de 30% do valor inicial do investimento, de forma similar a alguns estudos [8] [42]. Embora a tarifa *feed-in* não seja utilizada pelo Brasil, por ocasião de sua eficácia em muitos países optou-se pelo seu desenvolvimento em alguns cenários através de valores três vezes superiores à tarifa paga pela energia consumida [14], [41], [44], [45], [46], [47].

A escolha dessas variáveis para compor os cenários busca demonstrar o quanto essas medidas divergem com relação à possibilidade de inserção da GD no sistema de distribuição, tendo como resultado um número maior ou menor de potenciais clientes para a instalação desses sistemas.

Para o desenvolvimento da análise técnica foi adotado como premissa que todas as unidades consumidoras pertencentes aos cenários de menor número de clientes estão contidas nos cenários de maior quantidade de clientes. O intuito desse princípio é garantir que as condições às quais o sistema está submetido variem apenas com a quantidade desses clientes. Por exemplo, em um cenário de inserção são conectadas 10 unidades fotovoltaicas com pontos de acesso à rede em dois transformadores. A partir do momento que o número de conexões do próximo cenário passe para 20 unidades de geração, a análise vai se basear nas 10 existentes mais 10 que serão alocadas. Caso as 20 unidades de GD, do novo cenário, fossem conectadas em apenas um transformador, o comportamento do sistema seria totalmente modificado, por ocasião da alteração de inúmeras variáveis, tais como os clientes, a localização da conexão, a quantidade de pontos de acesso ao sistema, resultando em análises de impactos completamente diferentes.

Portanto, os cenários desenvolvidos foram:

- Caso Base – Cenário que demonstra o comportamento do sistema sem a entrada da GD fotovoltaica.
- Cenário 1 – Cálculo do retorno financeiro conforme Convênio ICMS 6, bandeira verde.
- Cenário 2 - Cálculo do retorno financeiro conforme Resolução Normativa

Nº 482/2012, bandeira verde.

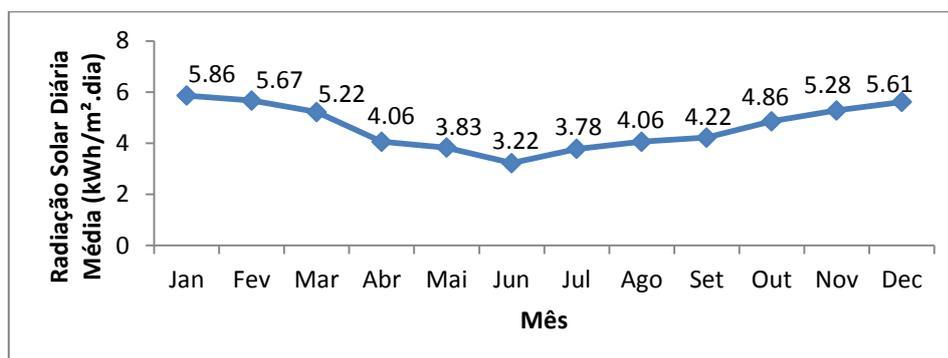
- Cenário 3 - Cálculo do retorno financeiro conforme Resolução Normativa Nº 482/2012, bandeira vermelha.
- Cenário 4 - Cálculo do retorno financeiro Resolução Normativa Nº 482/2012, redução de 30% no preço dos painéis e inversor, bandeira verde.
- Cenário 5 - Cálculo do retorno financeiro conforme tarifa *feed-in*, bandeira verde.
- Cenário 6 - Cálculo do retorno financeiro conforme tarifa *feed-in*, redução de 30% no preço dos painéis e inversor, bandeira verde.

4.5. MERCADO POTENCIAL X *PAYBACK* SIMPLES

A determinação do mercado potencial do alimentador em estudo seguiu as premissas descritas na metodologia. O tempo de *payback* de todas as unidades consumidoras que formam o mercado analisado foi definido e aplicado pela equação (8) para a obtenção do mercado potencial, estando de acordo com o bairro e com a faixa de consumo ao qual pertence o cliente.

A análise das variáveis de radiação que são essenciais para o sistema geração fotovoltaicos permite uma real caracterização de como a geração fotovoltaica contribuirá para com a diminuição da fatura de energia elétrica, visto que, o valor pago relaciona a energia gerada e a consumida pelo cliente, contribuindo para a determinação do retorno financeiro. Foram levantados e utilizados dados climáticos do aeroporto Santos Dumont, localizado na cidade do Rio de Janeiro, obtidos por meio da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) [78]. Os valores da radiação solar empregados para o cálculo da energia gerada podem ser observados na Figura 23.

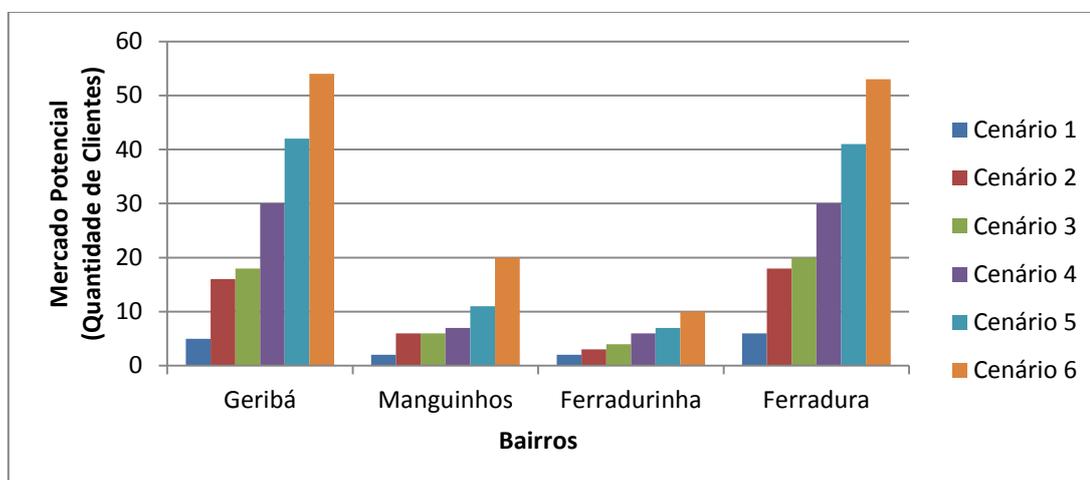
Figura 23 - Radiação solar diária média (kWh/m².dia) x mês.



Fonte: Adaptado de [78]

Na Figura 24 podem ser observados os bairros atendidos pelo alimentador de acordo com sua localização no município e o mercado potencial composto pelos possíveis adotantes da GD fotovoltaica de acordo com os cenários descritos na seção 4.4. O cenário 6 apresenta maior entrada, sendo acompanhado pelo cenário 5, em seguida o cenário 4. O cenário com menor entrada de GD é o cenário 1. Maiores informações dos cenários podem ser obtidas nos anexos de C a H.

Figura 24 - Mercado potencial de acordo com os bairros.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os bairros destacados na Figura 24 apresentam maiores quantidades de unidades consumidoras e, por isso, existe um maior mercado potencial que pode adquirir o sistema de geração. Com a definição da quantidade de clientes que irão instalar o sistema fotovoltaico nos bairros, pode ser iniciado o estudo dos impactos da penetração dessas unidades na rede de distribuição.

4.6. PREMISSAS ADOTADAS PARA MODELAGEM E SIMULAÇÃO NO OPENDSS

O alimentador em estudo, modelado no *software* OpenDSS, é uma rede de média tensão com 343 nós. O diagrama da rede de distribuição pode ser observado no anexo I. No OpenDSS os trechos de rede foram modelados considerando as características e os arranjos geométricos de seus condutores, apresentados no anexo J, bem como, pela determinação das distâncias existentes entre os nós do sistema.

A localização dos transformadores na rede, definida por meio do levantamento ponto a ponto do sistema, foi importante, pois o modelo das cargas foi elaborado a partir da potência nominal dos transformadores, sendo aplicado o modelo de carga ZIP, que corresponde a uma combinação dos modelos de impedância, corrente e potência constante. Neste trabalho adotou-se 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa e 100% de impedância constante para a reativa, que são valores estabelecidos pela ANEEL para o cálculo das perdas técnicas na distribuição, definidos no Módulo 7 do PRODIST [79].

A forma ideal para realizar a alocação da carga no alimentador seria conhecer o comportamento de cada consumidor, de modo que, a curva de carga dos transformadores seria composta pelas diferentes curvas de carga de seus consumidores. Contudo, diante da dificuldade em obter essas informações foi utilizado o fator de alocação para alocar a carga ao longo da rede. Esse método é tradicionalmente aplicado em estudos do sistema de distribuição por aproveitar as informações de medição de corrente e tensão das subestações. Essa forma de alocação consiste na distribuição da demanda medida na subestação, em intervalos de 15 minutos, entre os transformadores de distribuição do sistema, sendo considerada nessa repartição ou a potência nominal de cada transformador ou o consumo medido para faturamento das unidades consumidoras agrupado por transformador.

A equação (12) exhibe o cálculo da demanda do transformador de distribuição definido por intermédio de sua potência nominal, do fator de alocação e da demanda medida na subestação [80]. Para aplicar a alocação, foi obtida por meio da distribuidora uma base de dados de medições de corrente e tensão de uma das fases do alimentador em análise. A partir dessas informações, foi elaborada uma

curva anual de carga de setembro de 2013 a agosto de 2014, discretizada em intervalos de 15 minutos.

$$DT(i) = \left(\frac{DM}{kVA_{total}} \right) \times kVA_{transformador(i)} \quad (12)$$

$DT(i)$ - Demanda do transformador de distribuição i (kVA).

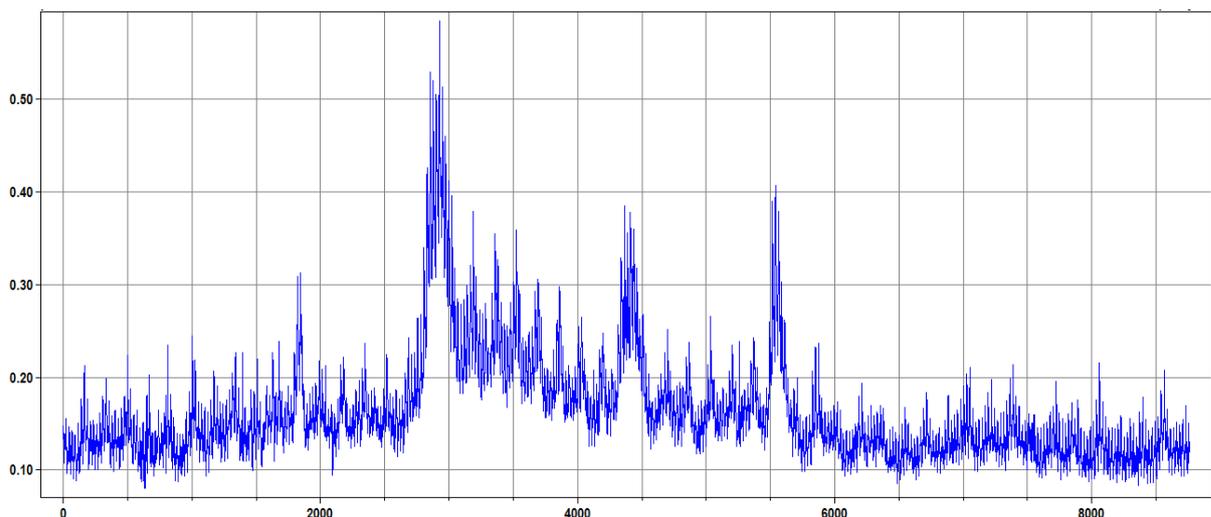
DM - Demanda medida na subestação (kVA).

kVA_{total} - Somatório da potência nominal dos transformadores de distribuição da rede (kVA).

$kVA_{transformador(i)}$ - Potência nominal do transformador de distribuição i (kVA).

Na Figura 25 é apresentada a curva de carga anual da subestação. Destaca-se que o alimentador em estudo foi construído no arranjo radial com recurso, o que possibilita a transferência de carga entre circuitos vizinhos. Dessa forma, a partir da comparação entre a corrente do alimentador em estudo e os alimentadores vizinhos foi considerado que aumentos dos valores de carga em curtos espaços de tempo eram consequência da transferência de carga em virtude de manobras na rede de distribuição.

Figura 25 - Curva de carga do alimentador de Armação dos Búzios em pu (por unidade).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Admitiu-se que a forma de conexão das unidades de geração na rede de distribuição, monofásica, bifásica ou trifásica, seguiria a forma de conexão das

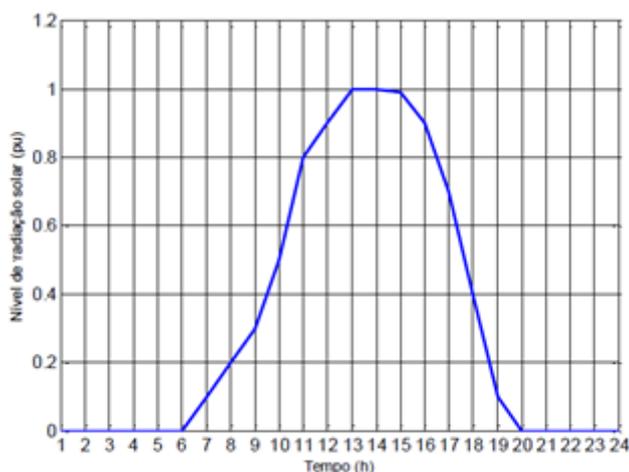
unidades consumidoras.

Para uma análise mais detalhada da GD fotovoltaica, de modo a permitir a modelagem da incerteza desse tipo de fonte de geração utilizou-se o modelo PVSystem [72], pertencente ao OpenDSS, cuja estrutura está ilustrada na Figura 16. Esse modelo admite como dados de entrada as curvas diárias de irradiância e da temperatura, sendo considerado a perda de eficiência do painel com o aumento da temperatura. Pode ser utilizada também a curva de eficiência do inversor, além da possibilidade da definição do fator de potência. As curvas $P_{pmp} \times T$ e da eficiência do inversor utilizadas foram as apresentadas na Figura 18, Figura 19 da seção 3.2.

Para a definição do modelo da curva de radiação solar do período de 24 horas, apresentado na Figura 26, foi estabelecido que o valor máximo de 1pu de radiação diário corresponde ao valor máximo de radiação mensal, representado na Figura 23.

O sistema de geração fotovoltaico foi modelado com o fator de potência unitário, que é uma premissa comumente utilizada [2], [13], [16], [18], [20], [36], [81], [82] e que é a condição de geração mais favorável ao cliente que adere ao sistema *net metering* definido na REN 482/2012.

Figura 26 - Curva diária do nível de radiação (pu).

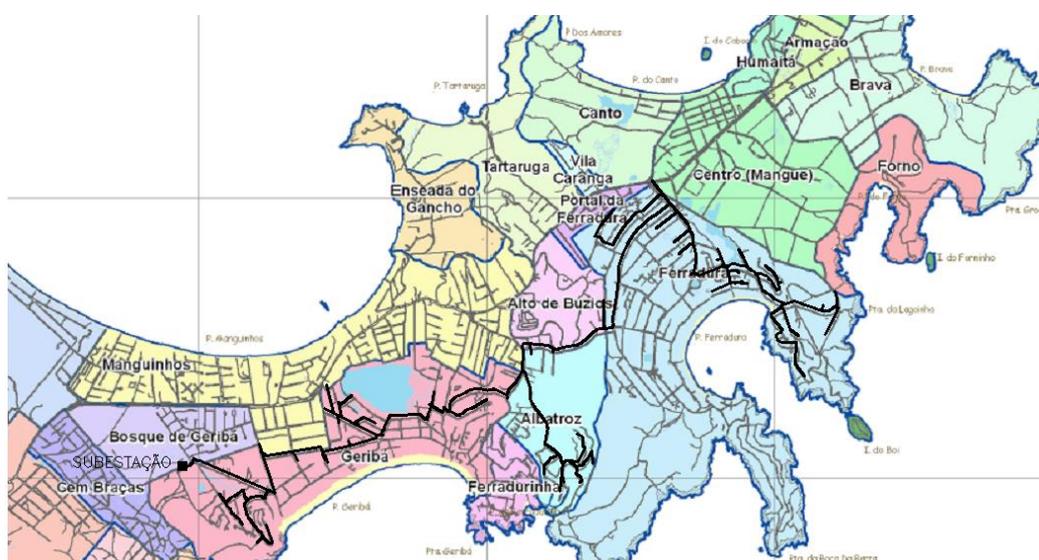


Fonte: Adaptado de [2]

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção são analisados os resultados obtidos pela aplicação da metodologia em um caso real. A determinação do local e do nível de inserção das unidades de geração distribuída foram realizados no estudo da penetração da GD fotovoltaica em um modelo de rede de distribuição real de média tensão localizada no município de Armação dos Búzios, descrito na seção 4. Na Figura 27 é possível observar os bairros percorridos por esse alimentador.

Figura 27 - Alimentador de Armação dos Búzios/ RJ.



Fonte: Adaptado de [73]

A base de cadastro utilizada nesse estudo apresenta um total de 1.352 clientes, como descrito na seção 4.1. Por intermédio da análise do consumo médio anual definido pela metodologia descrita na seção 3, os clientes foram agrupados em duas faixas de consumo que foram de 300 a 600 kWh e acima de 600 kWh médio anual. Os clientes com consumo médio abaixo de 300 kWh não foram considerados por ocasião do maior tempo de retorno financeiro e menor disponibilidade de recursos para arcar com o custo do investimento. Com isso, os 1.352 clientes pertencentes ao alimentador, conforme a base de cadastro foram reduzidos ao mercado analisado composto pelos clientes dos bairros de Geribá, Manguinhos, Ferradurinha e Ferradura. A Tabela 5 exhibe a quantidade total de consumidores pertencentes aos bairros descritos acima e o mercado analisado, no qual os clientes possuem condições financeiras para adquirir o sistema fotovoltaico.

Tabela 5 - Quantidade de Clientes - base de cadastro e mercado analisado.

Bairro	Total de Clientes	Mercado Analisado
Geribá	692	135
Manguinhos	334	49
Ferradurinha	113	30
Ferradura	286	122

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nesse momento, o mercado analisado dos bairros está definido por meio de sua condição econômica através da análise de seu consumo de energia, porém apenas uma parcela desses clientes seriam potenciais investidores no sistema fotovoltaico. Para definir o mercado potencial dos bairros foi utilizada a curva de penetração de mercado pelo tempo de retorno do investimento para determinar a fração máxima de mercado, conforme equação (9) e Figura 8.

O *payback* simples dos clientes está diretamente relacionado aos valores mensais de energia gerada, consumida e às formas de incentivos aplicados em cada cenário. Pode ser observado pela Tabela 6 o mercado potencial, ou seja, o número de clientes por bairro que adotariam a GD fotovoltaica de acordo com a metodologia. Os cenários com incentivos mais agressivos, como o 5 e o 6, apresentaram quantidades maiores de adotantes. Com base nesse mercado definido por bairro foi possível alocar as unidades fotovoltaicas. Por exemplo, sem a análise das características dos clientes, o bairro de Manguinhos poderia apresentar a inserção da GD fotovoltaica em qualquer um dos 334 clientes. Porém, por intermédio da metodologia proposta, essa quantidade foi reduzida para 20 unidades de geração no cenário 6. As 20 unidades consumidoras definidas podem ser escolhidas de forma aleatória dentre os 49 pertencentes ao mercado analisado, estando essas dispersas dentro desse bairro.

Tabela 6 - Base de cadastro, mercado analisado e mercado potencial.

Bairro	Total de Clientes	Mercado Analisado	Mercado Potencial					
			Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Geribá	692	135	5	16	18	30	42	54
Manguinhos	334	49	2	6	6	7	11	20
Ferradura	286	122	6	18	20	30	41	53
Ferradurinha	113	30	2	3	4	6	7	10
Número de Clientes			15	43	48	73	101	137

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O cenário 1 com as premissas do incentivo do ICMS 6 ao ser comparado com os outros cenários demonstrou os menores valores de mercado potencial. A aplicação das bandeiras tarifárias apresentou variação do número de clientes, porém devido ao seu valor incidir tanto sobre a energia consumida e gerada, de acordo com a REN 482/2012, uma maior tarifa pode implicar em um maior valor salvo quando ocorrer injeção de potência no sistema. É interessante ressaltar o considerável aumento da penetração da GD por meio dos incentivos na aquisição dos sistemas e pela aplicação da tarifa *feed-in* (cenários 4, 5 e 6).

5.1. LOCALIZAÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA

Tendo em vista que neste estudo é analisado o sistema primário de distribuição, não sendo detalhada a rede secundária, o local da inserção das unidades de GD fotovoltaicas foi estabelecido por meio dos transformadores de distribuição aos quais as unidades consumidoras com geração estão conectadas.

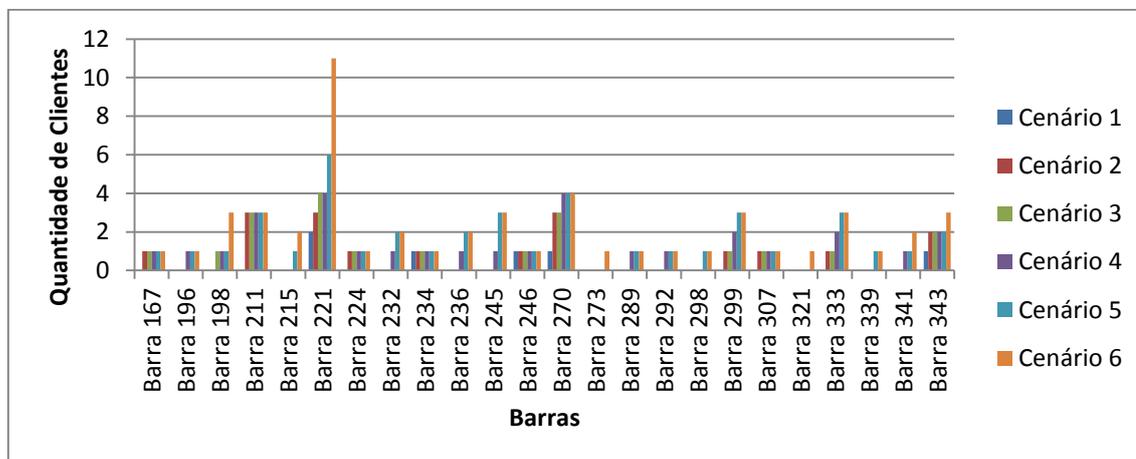
Os transformadores estão espalhados pelo alimentador como pode ser observado pelo desenho esquemático do sistema no anexo I. A subestação é representada pela barra ou nó número 1 e o ponto final da rede pela barra 343.

Os bairros percorridos pelo alimentador apresentam características de perímetros urbanos residenciais. O Plano Diretor do município classifica Geribá, Mangueiros como zonas residenciais. O bairro da Ferradura e da Ferradurinha são zonas de ocupação controlada que buscam manter a densidade de ocupação, com a predominância de uso residencial e desestímulo aos serviços de hospedagem. Esse serviço pode gerar conflitos nas regiões devido ao maior movimento de veículos percorrendo os bairros. A meta do Plano Diretor municipal é organizar Armação dos Búzios de maneira a reduzir a densidade de ocupação urbana, de forma a promover o uso residencial, desestimulando o uso residencial multifamiliar, hospedagens e comércio [73].

A Figura 28 apresenta a localização dos 15 clientes pertencentes ao cenário 1, enquanto na Figura 29 é exibido o local da entrada das 137 unidades de geração do cenário 6.

se que de acordo com os cenários e as premissas de incentivos empregadas, é possível observar o mercado potencial através das barras do alimentador.

Figura 30 - Número de clientes conectados ao circuito - Bairro Ferradura.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.2. NÍVEL DE INSERÇÃO DA GD FOTOVOLTAICA

Com a definição do número de clientes que compõem o mercado potencial, apresentados na Tabela 6, foi possível determinar o nível de penetração da geração distribuída fotovoltaica para os cenários, como mostrado na Tabela 7. Essa quantidade de penetração está representada pela relação entre a potência nominal total da GD conectada e a soma da potência nominal dos transformadores de distribuição da rede. Por meio das faixas de consumo anual, definidas pela metodologia, foi especificado a potência nominal de 2 kWp ou 5 kWp para os sistemas de GD fotovoltaico a ser instalado em cada residência.

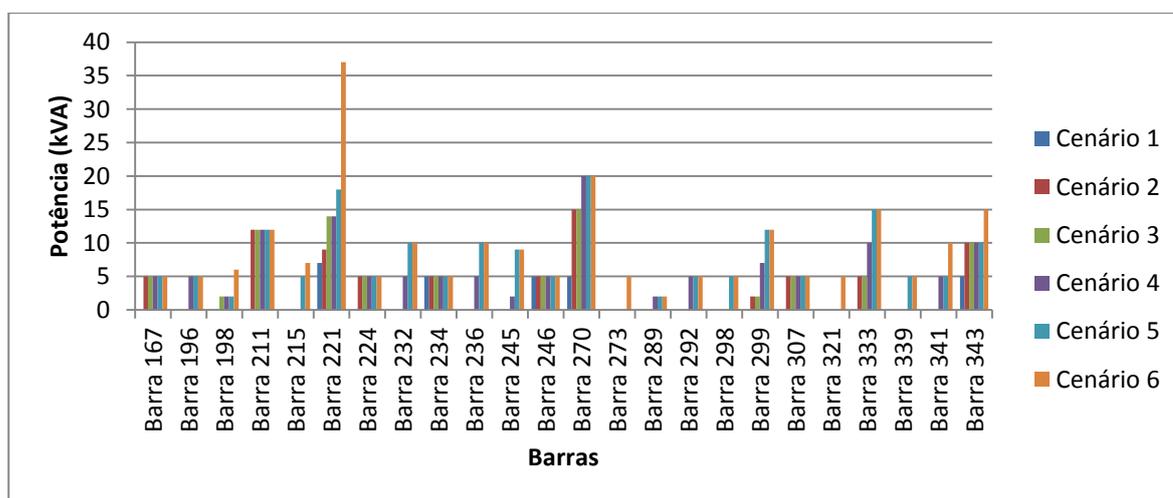
Tabela 7 – Nível de penetração da GD fotovoltaica.

Cenários	Somatório da Potência dos Transformadores (kVA)	Nível de penetração da GD (%)
Caso Base	9211,2	0,0
Cenário 1		0,7
Cenário 2		1,8
Cenário 3		1,9
Cenário 4		2,9
Cenário 5		3,9
Cenário 6		5,1

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Assim como foi determinado e demonstrado quanto à quantidade de unidades consumidoras que podem aderir e se conectar ao sistema de média tensão, também foi possível identificar a injeção total de potência nos pontos de conexão do bairro da Ferradura, por exemplo, Figura 31.

Figura 31 - Potência inserida nas barras - Bairro Ferradura.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Utilizando como exemplo o cenário 6, que apresenta maior entrada da geração, pode ser observado pela Tabela 8 que a potência nominal de injeção da GD apresenta pequenos valores percentuais de penetração quando comparado a potência nominal dos transformadores.

Tabela 8 - Valor da inserção da GD fotovoltaica por bairro - Cenário 6.

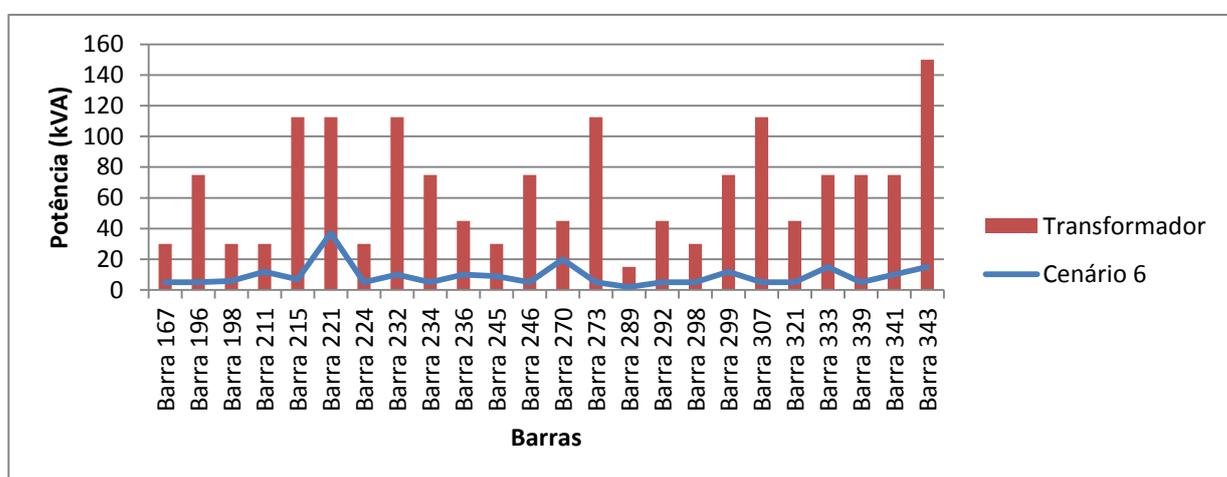
Bairro	Potência Nominal Transformadores (kVA)	Potência Inserida pela Geração (kVA)	Valor Percentual(%)
Geribá	3348,7	152	4,5
Manguinhos	1170	61	5,2
Ferradurinha	495	39	7,9
Ferradura	4197,5	220	5,2
Total	9211,2	472	5,1

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A Figura 32 demonstra o nível de máxima potência a ser injetado no bairro da Ferradura em comparação com potência nominal demandada pela rede de distribuição, resultado esse obtido com base nas premissas adotadas pela metodologia e pelos cenários desenvolvidos. É possível perceber que mesmo para o

cenário de penetração mais ampla, que considera a tarifa *feed-in* e o incentivo direto, o nível de penetração é baixo com relação à carga instalada. Esse resultado indica que uma análise da penetração da GD em determinadas regiões sem um prévio estudo econômico dos consumidores e dos incentivos aplicados no país, como visto em alguns estudos do setor, pode culminar em cenários pouco prováveis de ocorrer. O cenário de maior injeção de potência elaborado por meio das condições financeiras reais dos clientes e através dos incentivos apresentou a maior penetração com valor igual a 7,9% da potência nominal dos transformadores no bairro da Ferradurinha.

Figura 32 - Potência transformadores x Potência instalada no cenário 6 – Bairro Ferradura.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Após obter pela metodologia, o local da penetração e a potência que os sistemas de geração estarão injetando na rede de distribuição, foi analisado o comportamento do sistema mediante os cenários estabelecidos por meio da ferramenta de simulação OpenDSS. Os impactos técnicos observados na literatura e abordados neste capítulo são o fluxo de potência reverso, as perdas e as mudanças ocorridas no perfil de tensão.

5.3. ANÁLISE DOS CENÁRIOS COM RELAÇÃO AO FLUXO DE POTÊNCIA

A redução do fluxo de energia ativa na rede ocorreu devido à entrada das unidades de GD fotovoltaica, por ocasião do atendimento da demanda local durante o período de seu funcionamento. Esse fato pode ser observado pela Tabela 9.

Tabela 9 - Energia ativa anual (GWh) consumida pelo alimentador.

Cenários	Energia Ativa (GWh)	Redução com Relação ao Caso Base (%)
Caso Base	12,00	0,0
Cenário 1	11,85	1,3
Cenário 2	11,59	3,4
Cenário 3	11,56	3,7
Cenário 4	11,33	5,6
Cenário 5	11,09	7,6
Cenário 6	10,82	9,9

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O cenário 1, que considera a aplicação do Convênio ICMS 6, apresentou a menor penetração de GD na região, acarretando menor injeção de potência ativa por parte das unidades de geração, como mostrado na Tabela 9. Logo, o valor da energia ativa demandado da subestação pela carga foi o maior entre os cenários, apresentando menores reduções com relação ao caso base.

Pela Tabela 10 é possível observar que a potência reativa exigida da rede de distribuição pelas unidades consumidoras pouco se altera com a entrada da geração fotovoltaica. Esse fato ocorreu devido aos sistemas fotovoltaicos atuarem com fator de potencia unitário, fornecendo apenas potência ativa e por ocasião da modelagem da carga utilizar o modelo ZIP, premissas adotadas na seção 4.6.

Tabela 10 - Energia reativa anual (GVarh) consumida pelo alimentador.

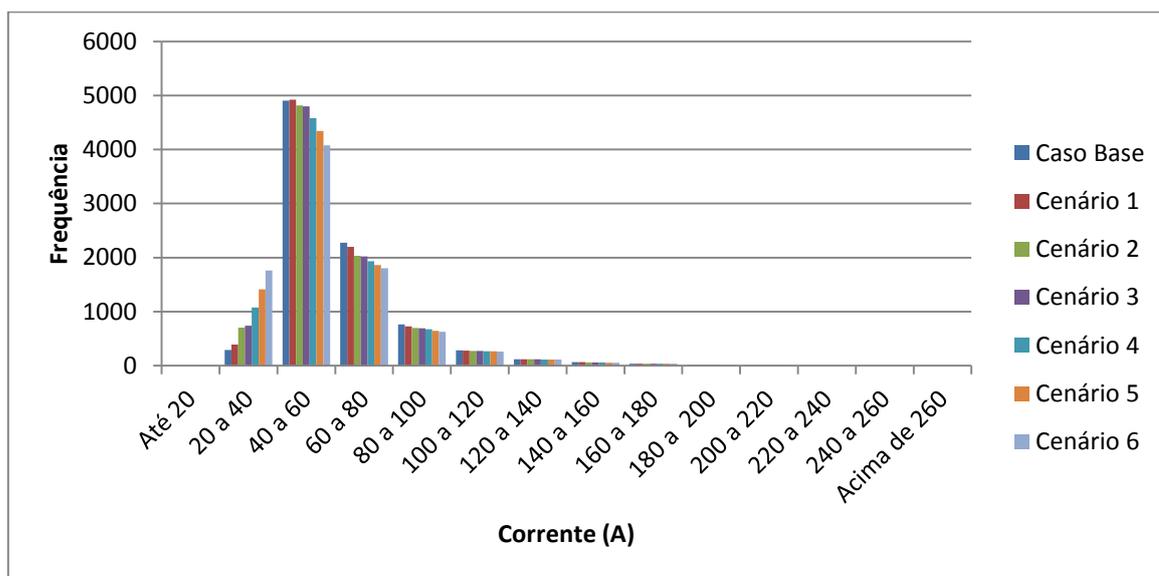
Cenários	Energia Reativa (GVarh)	Redução com Relação ao Caso Base (%)
Caso Base	5,019	0,00
Cenário 1	5,018	0,03
Cenário 2	5,016	0,06
Cenário 3	5,016	0,06
Cenário 4	5,014	0,09
Cenário 5	5,013	0,12
Cenário 6	5,012	0,14

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para observar o comportamento da corrente no alimentador, foram obtidos os valores da corrente das três fases na saída da subestação, como ilustrado na Figura 33, na Figura 34 e na Figura 35, valores nos anexos K, L e M. A linha na saída da

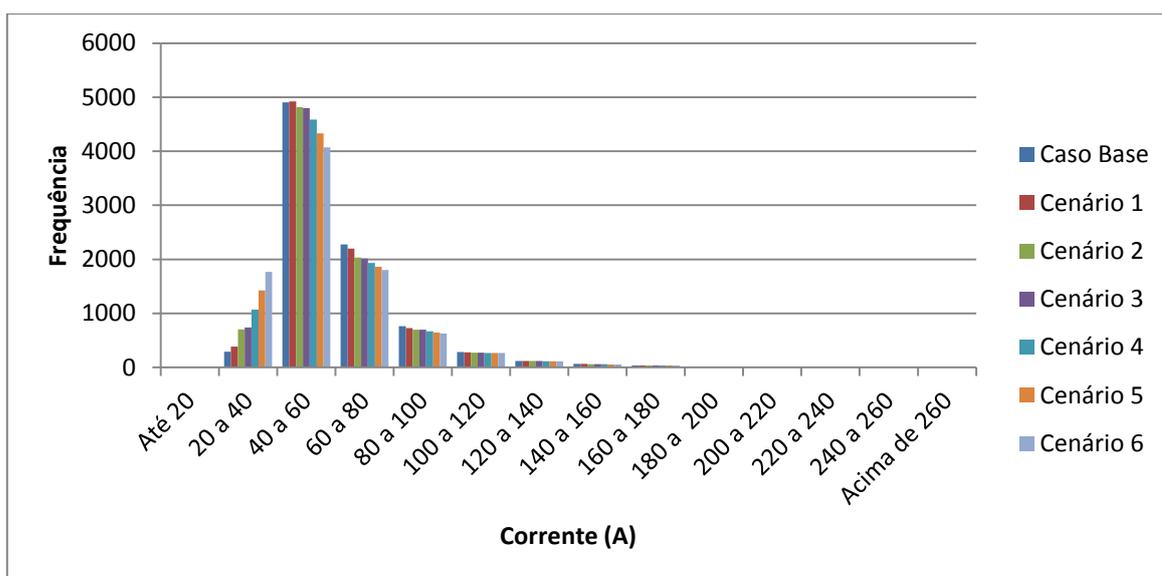
subestação é formada por condutores de alumínio de seção de 185 mm² dispostos em rede de distribuição compacta. A corrente máxima permitida por esse condutor é de 458 A [83]. Portanto, como a maior corrente observada nesse ano chega a 210 A esse alimentador não apresenta problema de excesso de carregamento dos condutores na saída da subestação.

Figura 33 - Frequência x Corrente (A) – Saída da subestação - Fase R.



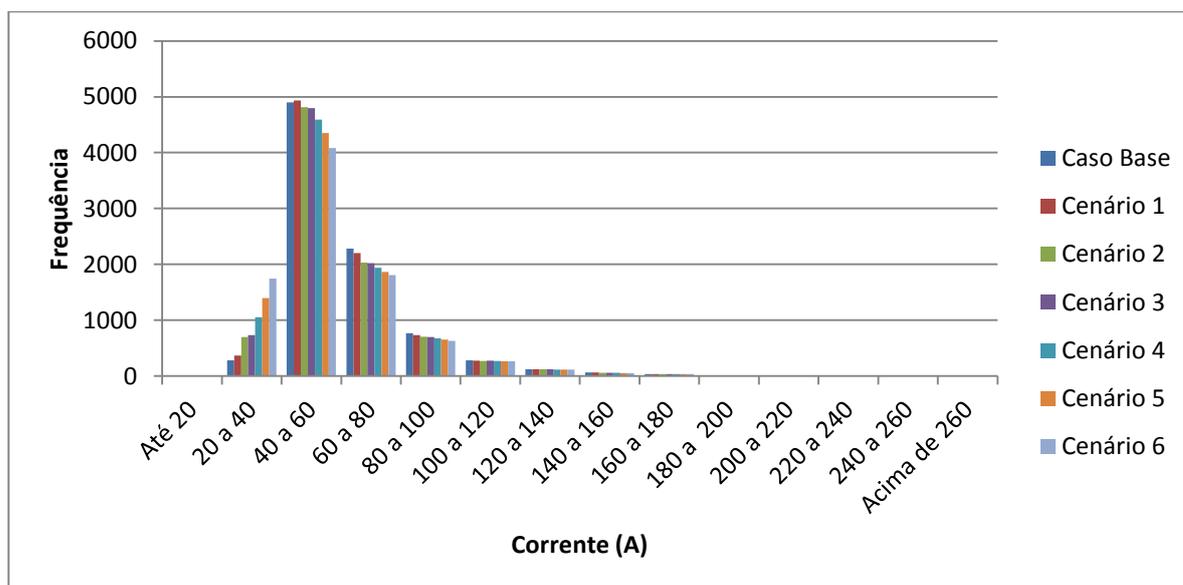
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 34 - Frequência x Corrente (A) – Saída da subestação - Fase S.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 35 - Frequência x Corrente (A) – Saída da subestação - Fase T.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nas três fases, é observado que os valores das correntes anuais estão mais concentrados entre 40 e 60 A. Outro aspecto esperado é que, com a inserção da GD fotovoltaica, a corrente do alimentador sofra redução dos valores exigidos da subestação, fato esse que ocorre para todos os cenários, como mostra a Tabela 11.

Tabela 11 - Comportamento da corrente na saída da subestação (SE)

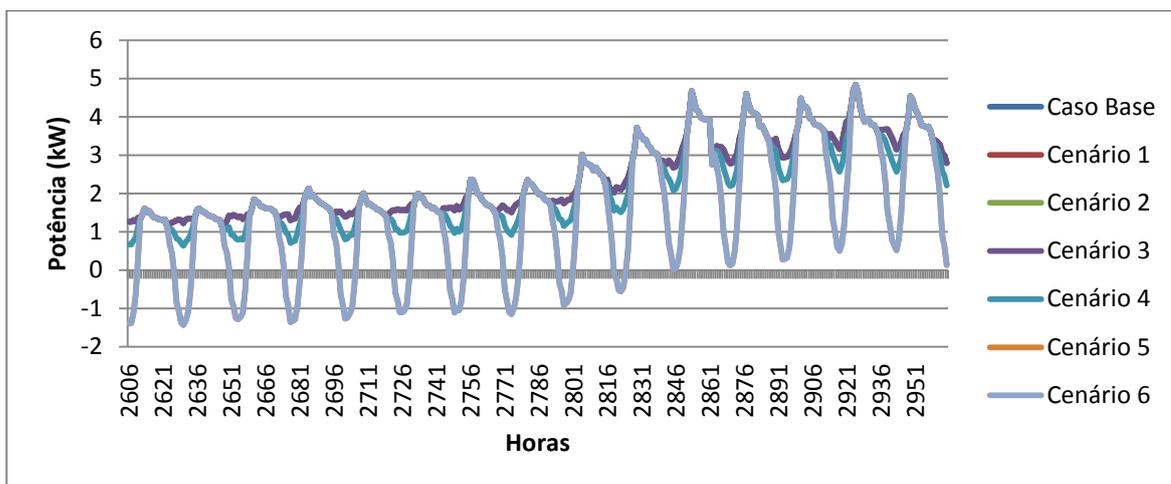
Cenários	Corrente Média Anual na Saída da SE (A)		
	Fase R	Fase S	Fase T
Caso Base	62,27	62,29	62,37
Cenário 1	61,60	61,62	61,70
Cenário 2	60,46	60,48	60,53
Cenário 3	60,32	60,34	60,39
Cenário 4	59,34	59,36	59,45
Cenário 5	58,30	58,29	58,41
Cenário 6	57,16	57,15	57,27

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A análise do alimentador com relação ao fluxo reverso de potência foi realizada durante o período de um ano (8.760 horas). Os anexos N, O e P apresentam os valores percentuais de um ano do fluxo reverso em cada linha de acordo com os cenários. O fluxo reverso ocorreu em alguns ramais do alimentador e não existe considerável discrepância entre os valores das fases. A mudança de direção do fluxo de potência apresentou maior frequência no cenário 6 por ocasião da maior

igual a 4,6 kW.

Figura 39 - Demanda máxima anual e fluxo reverso na linha 245 – Fase R.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Essas linhas não apresentam um fluxo de potência intenso, logo, quando ocorre a injeção de potência, esse trecho é submetido a um considerável fluxo reverso. Pode ser observado pelos anexos de C a H, que nos cenários 1, 2 e 3 não ocorre entrada de geração nessa barra, porém nos cenários 4, 5 e 6 a inserção de potência é de 6,7% a 30% em relação ao valor nominal do transformador.

5.4. ANÁLISE DOS CENÁRIOS COM RELAÇÃO ÀS PERDAS

A redução das perdas nas linhas de distribuição em virtude da instalação de unidades de geração distribuída ocorre devido à diminuição do fluxo de potência demandada da subestação pela carga [2]. Como as perdas estão associadas ao fluxo de potência no alimentador, é coerente que os cenários 5 e 6, que aplicaram a tarifa *feed-in* e incentivo direto, apresentem o menor valor de perdas, tendo em vista que são os cenários que apresentam a menor demanda de energia ativa da subestação e maiores valores de injeção de potência por parte das unidades de geração. As unidades de GD, em geral, independente dos mecanismos de incentivos considerados, contribuíram para a redução das perdas no alimentador, como pode ser observado na Tabela 12.

Tabela 12 - Somatório das perdas anuais (MWh)

Cenários	Somatório das Perdas Anuais (MWh)	Redução das Perdas em Relação ao Caso Base (%)
Caso Base	59,61	0,0
Cenário 1	58,47	1,9
Cenário 2	56,71	4,9
Cenário 3	56,45	5,3
Cenário 4	55,03	7,7
Cenário 5	53,57	10,1
Cenário 6	52,08	12,6

Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.5. ANÁLISE DOS CENÁRIOS COM RELAÇÃO À TENSÃO NAS BARRAS

O Módulo 8 do PRODIST aborda a qualidade de energia através da qualidade do produto e do serviço prestado. A qualidade do produto está relacionada principalmente à tensão, definindo os parâmetros, fenômenos e valores de referência. Os níveis de tensão de regime permanente são avaliados de acordo com a classificação dos limites em adequado, precário e crítico, pela comparação dos valores de tensão obtidos através de medições de uma amostra de unidades consumidoras com os níveis de tensão de referência [84].

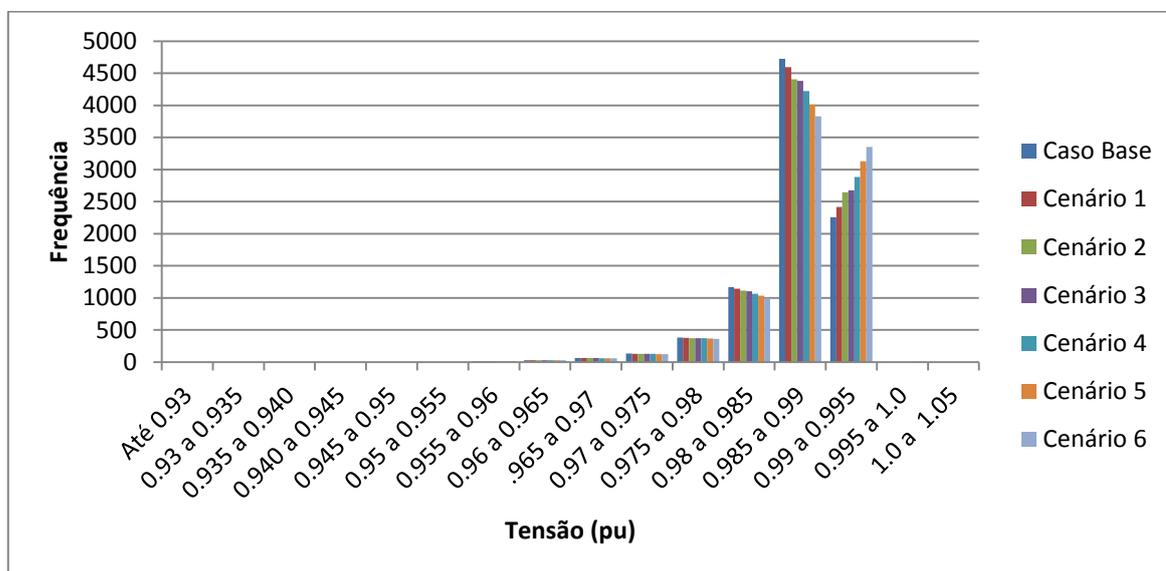
Os valores de tensão de referência são a tensão nominal ou a contratada e estão relacionados ao nível de tensão do ponto de conexão. A tensão contratada pelas unidades consumidoras com tensão nominal de operação superior a 1 kV e inferior a 69 kV, apresentam a faixa de variação da tensão em relação à tensão de referência entre 93% e 105% para tensão de atendimento adequada. Enquanto que na tensão de atendimento precária, a tensão de leitura situa-se entre 90% e 93% da tensão de referência. A tensão de atendimento crítica é determinada quando a tensão de leitura está abaixo de 90% e acima de 105% com relação a tensão de referência [84].

A análise da tensão do alimentador pode ser observada pelo anexo Q. A meta é entender o comportamento anual da tensão das 113 barras que possuem transformadores de acordo com os cenários desenvolvidos. Para a observação das variações da tensão das barras com a inserção das fontes GD fotovoltaica, foram elaborados histogramas com a ocorrência de valores de tensão dentro de determinadas faixas considerando às 8.760 horas do ano.

A análise da tensão demonstrou que esses valores encontraram-se entre 0,93 e 1,00 pu em todos os cenários, representando níveis adequados. Não são observados valores nas faixas entre 1,00 e 1,05 pu. Mesmo com a variação da inserção da GD fotovoltaica em decorrência das diferentes condições de premissas dos cenários, essa tensão pouco se altera com a penetração das unidades de geração, pois a geração não contribui para com o fornecimento à rede durante os horários de maior demanda do sistema, tendo em vista que seu ciclo de geração não coincide com o horário de ponta do sistema.

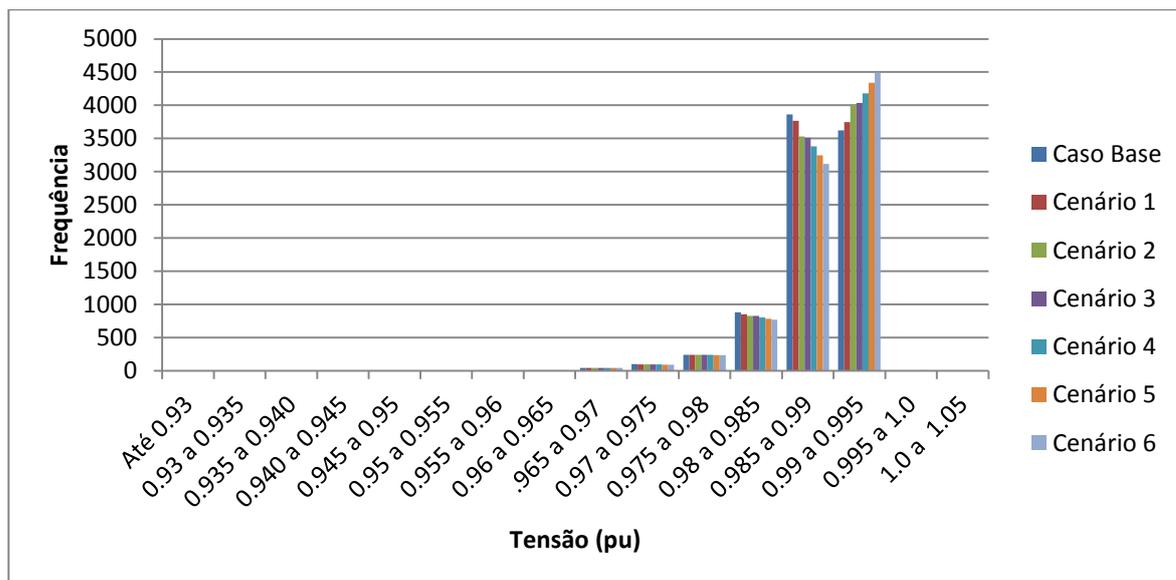
A barra 270 e a barra 343, que é a última barra do alimentador, são analisadas a seguir em maior detalhe por ocasião da ocorrência de maior entrada das unidades de GD fotovoltaica de acordo com os cenários. A tensão de cada uma das três fases da barra 270 com relação à frequência com que ocorrem durante o ano em análise, pode ser observada pela Figura 40, Figura 41, Figura 42. As maiores frequências das tensões ocorrem na faixa de 0,985 a 0,990 pu para a fase R, e na faixa de 0,990 a 0,995 pu para as fases S e T, como detalhado nos anexos R, S e T.

Figura 40 - Frequência x Tensão (pu) – Barra 270 - Fase R.



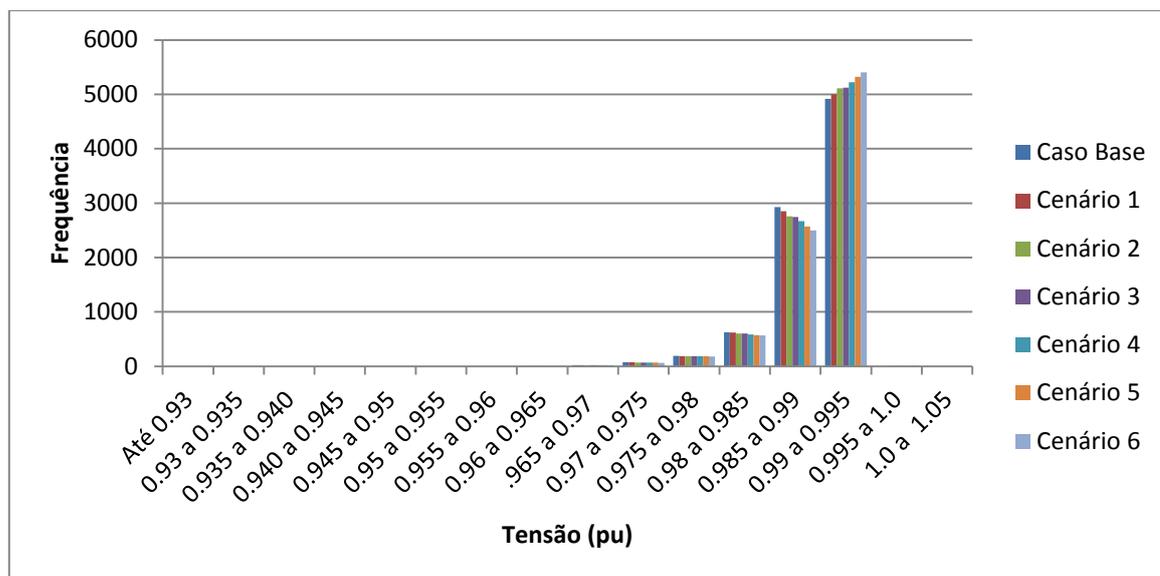
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 41 - Frequência x Tensão (pu) – Barra 270 - Fase S.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

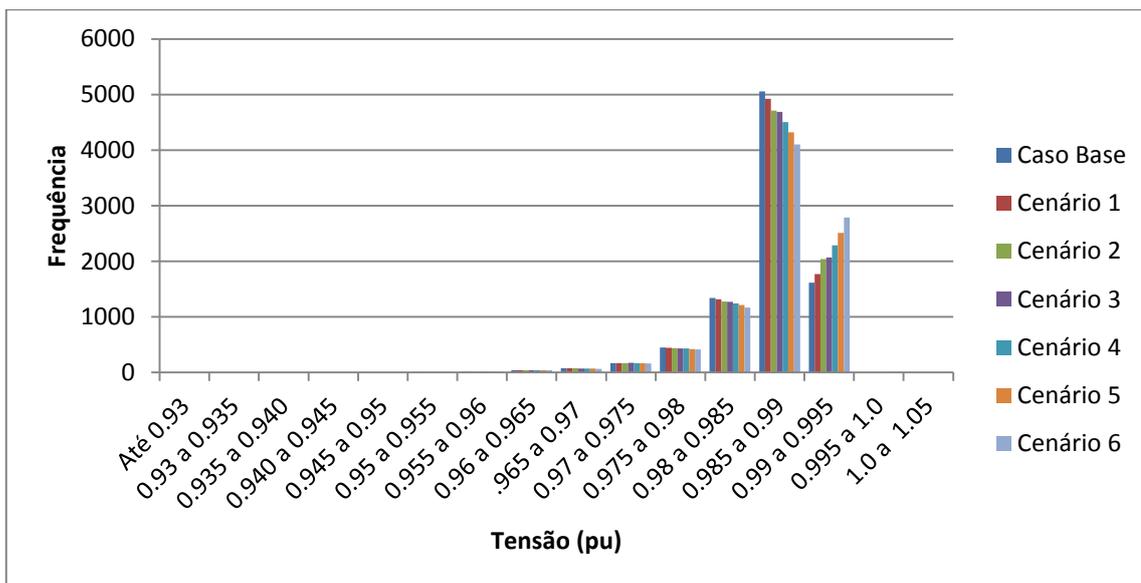
Figura 42 - Frequência x Tensão (pu) – Barra 270 - Fase T.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

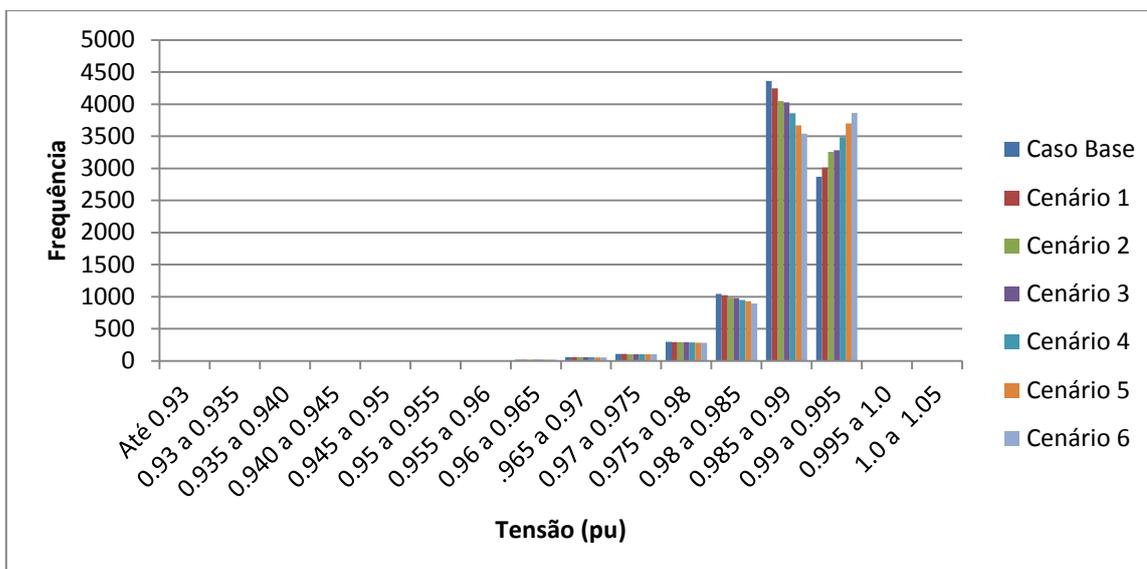
A tensão de cada uma das três fases da barra 343 pode ser observada pela Figura 43, Figura 44 e Figura 45, com detalhes apresentados nos anexos U, V e W.

Figura 43 - Frequência x Tensão (pu) – Barra 343 - Fase R.



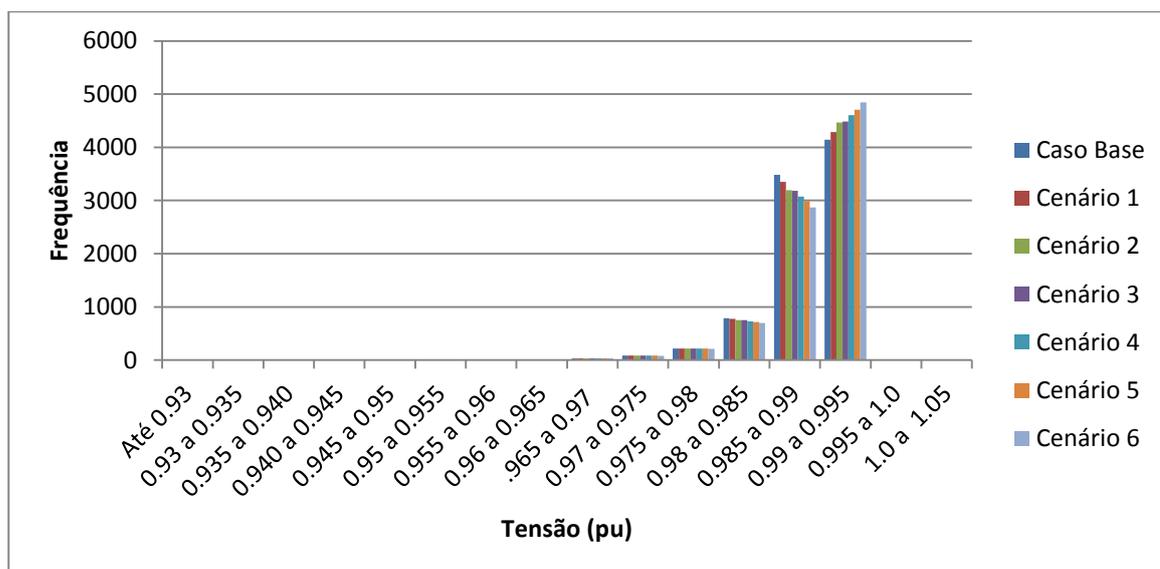
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 44 - Frequência x Tensão (pu) – Barra 343 - Fase S.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 45 - Frequência x Tensão (pu) – Barra 343 - Fase T.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em ambas as barras e fases, o cenário 6 é o que apresenta maior quantidade de valores da tensão próximas de 1 pu, enquanto que o cenário 1 apresenta os valores mais próximos aos do caso base. Esse fato evidencia que a quantidade da inserção das fontes foi responsável por elevar a tensão nas barras durante o ano.

Através da análise anual é possível observar que a GD fotovoltaica apresentou uma pequena contribuição para a redução da queda de tensão nessas barras. Em ambas as barras notam-se que mesmo o cenário 5 e 6 com a utilização da tarifa *feed-in* e do incentivo direto, não ocorreu violação nos valores da tensão, porém ocorreu o aumento da frequência dos valores de tensão anuais nas faixas entre 0,990 e 0,995 pu.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

A necessidade de estudar o impacto da geração distribuída no sistema de distribuição torna-se relevante na medida em que mais clientes aderem a sistemas de geração instalados em unidades consumidoras. Com isso, a GD se apresenta como mais um ponto de incerteza a ser considerado para a análise da rede de distribuição. Neste aspecto, foi desenvolvida neste trabalho, uma metodologia para determinar a localização e o nível de penetração da geração fotovoltaica nos sistemas das empresas de distribuição de energia elétrica através das informações de consumo dos clientes. Foram analisados os impactos sofridos pela rede para diversos cenários de penetração por meio da metodologia proposta através de aspectos reais da região avaliada. Os aspectos técnicos observados foram o fluxo de potência, a corrente, as perdas e a tensão.

Essa metodologia define o mercado potencial de adotantes da GD fotovoltaica, em conformidade com sua disponibilidade financeira, definindo seus locais de conexão e valores de penetração, contribuindo para os estudos do comportamento do sistema em virtude da entrada de unidades de geração. Os resultados obtidos pela aplicação da metodologia demonstram o comportamento desse alimentador, a partir das características econômicas dos consumidores e das condições técnicas da rede. Portanto, ao utilizar essa metodologia em outro sistema, com suas cargas, características e sobre as mesmas premissas dos cenários, os resultados poderão ser diferentes, demonstrando a necessidade dessa avaliação específica para cada alimentador.

O desenvolvimento de estudos que façam estimação da inserção dos sistemas de GD é indispensável em virtude da incerteza das fontes e dos consumidores que podem conectar o sistema de geração em qualquer local do alimentador, seja esse um ponto ruim ou bom para o sistema. Por consequência, é relevante a distribuidora lidar com esse elemento de incerteza e antecipar a tomada de decisão no gerenciamento da rede. Com isso, foi proposta essa metodologia para que as distribuidoras possam estimar essa penetração a partir de dados facilmente obtidos pelas empresas, estabelecendo cenários baseados em condições reais de seus sistemas e do mercado de geração fotovoltaica.

A avaliação através da aplicação da metodologia e utilização dos cenários

demonstrou que os incentivos são essenciais para a expansão da GD fotovoltaica no Brasil. Os resultados mais expressivos foram obtidos com os mecanismos de tarifa *feed-in* e incentivo direto. O ICMS 6 e o sistema de compensação descrito pela REN 482/2012 são mecanismos desenvolvidos com o intuito de incentivar a entrada da geração distribuída. A questão que ocorre entre esses dois incentivos é que após a determinação do uso do sistema de compensação pela REN 482/2012, foi criado outro mecanismo que foi ICMS 6. Este mostrou-se menos vantajoso quando comparado à REN 482/2012, pois enquanto no ICMS 6 o ICMS é cobrado sobre toda a energia consumida, sendo que a parcela da energia gerada e injetada na rede recebe isenção desse tributo, na REN 482/2012 a cobrança do tributo do ICMS incide sobre a diferença entre a energia consumida e injetada. Assim, o ICMS 6 foi o mecanismo de incentivo que promoveu a menor quantidade de conexão de unidades de geração fotovoltaica nesse estudo.

Por meio da metodologia, tendo em vista as premissas adotadas, foi possível determinar níveis de adesão à GD fotovoltaica menores que os utilizados em alguns dos estudos em que se consideram cenários de penetração da GD para a avaliação de impacto na rede. No cenário com maior penetração da GD fotovoltaica, por exemplo, considerando-se o uso dos mecanismos *feed-in* e incentivo direto, o máximo de penetração alcançado foi de 5%. Em alguns dos trabalhos analisados na literatura da área, são comumente utilizados valores de níveis de penetração mais elevados que, embora possam resultar em impactos técnicos mais perceptíveis, podem não ser factíveis em certas condições. Destaca-se que há na metodologia parâmetros e premissas, tais como a curva de penetração de mercado, a variável de sensibilidade ao *payback*, as faixas de consumo definidas e as condições do mercado, que exigem determinação criteriosa e cuja variação altera os níveis de penetração da GD obtidos. Contudo, foram alcançados pertinentes resultados que demonstram que mesmo em cenários extremos de incentivo, como a aplicação do mecanismo *feed-in*, que não é uma realidade atualmente praticada no Brasil, a penetração da GD é pequena quando comparada ao observado noutros países e aos níveis de conexão usados em estudos de impacto da literatura.

Um aspecto relevante desse método é a possibilidade de definir de maneira mais detalhada a localização da entrada da geração, de forma a estabelecer a quantidade de adotantes por bairro, o que representa uma informação mais aprimorada do que

os estudos em que se modela essa penetração ou de forma uniforme ou totalmente aleatória na área de uma determinada rede de distribuição. Outro ponto significativo está na questão da redução do esforço computacional, mediante a avaliação de um menor espaço amostral em estudos que aplicam técnicas de simulações estocásticas, como por exemplo, o método de Monte Carlo. Logo, ao invés de se trabalhar com todo o alimentador, a análise pode ser concentrada em apenas alguns bairros.

Com relação aos impactos técnicos em uma rede de média tensão, não houve prejuízo mesmo nos casos de maior penetração com relação aos índices analisados, especialmente quanto à regulação de tensão. Sem o uso de recursos de armazenamento de energia, também não foi possível obter suporte de tensão da GD em momentos de carga elevada. Um benefício verificado em todos os cenários foi à redução de perdas técnicas (1,9 a 12,6%) para a distribuidora em virtude do atendimento local da demanda, o que resultou ainda na diminuição de até 9,9% da energia consumida pelo circuito ao longo do ano. Convém à distribuidora determinar esse consumo para estimar com maior precisão o montante de energia a ser adquirido nos leilões de energia. O fluxo reverso observado está intimamente relacionado ao comportamento da energia demandada pelo sistema, das características físicas do segmento do alimentador e da penetração da GD fotovoltaica. O sistema de distribuição sempre estará submetido a variadas condições de funcionamento, devendo sempre manter a confiabilidade e qualidade do serviço prestado para o atendimento às unidades consumidoras.

6.1. TRABALHOS FUTUROS

Nesta seção são apontados alguns temas para continuidade do estudo elaborado nessa dissertação.

Através do levantamento e da modelagem de uma rede real de distribuição primária foi possível aplicar a metodologia desenvolvida para a inserção de fontes de GD fotovoltaica. Com o estudo e o modelo desenvolvido na média tensão, o desdobramento natural desse trabalho é o levantamento e a modelagem de sistemas reais na baixa tensão. Além do uso de modelos reais do secundário de um sistema de distribuição, também pode ser estudada a possibilidade de aplicação de métodos aleatórios, como Monte Carlo por exemplo, para a escolha do mercado

potencial dentro de um conjunto reduzido de consumidores com condições factíveis de adquirir esses sistemas, de acordo com o mercado analisado já estabelecido pela metodologia desse trabalho. Pode-se, assim, desenvolver vários cenários de inserção, com menores custos computacionais de simulação.

Como a metodologia depende do conhecimento especializado acerca do mercado de geração fotovoltaica, a razoabilidade das informações e das faixas para o emprego dessa metodologia deve ser avaliada em conformidade com o local e as tendências vivenciadas pelo mercado. Eventualmente podem ser realizadas análises individualizadas do perfil do cliente, de modo que o sistema a ser instalado seja projetado especificamente para cada consumidor. A perda de eficiência do sistema com o passar dos anos pode ser contabilizada para a tomada de decisão com relação ao retorno desse investimento em seu período de vida útil.

A estimação definida pela metodologia estabelece as condições para um ano de análise. Logo, no âmbito do planejamento para a determinação de projeções futuras para a entrada da geração, esse método deve ser aprimorado. Por intermédio do desenvolvimento de uma análise da taxa de crescimento da quantidade de clientes dos bairros e de suas condições financeiras, a concessionária pode planejar sua rede de distribuição em conformidade com possibilidade da penetração da geração. Em uma análise ano a ano alguns itens devem ser observados como, por exemplo, o caso de clientes que já aderiram à GD, em anos anteriores, e que compõem o estudo do impacto da rede, porém não fazem mais parte do mercado potencial por já possuírem o sistema instalado.

A alocação da carga através do fator de alocação é aplicada usualmente em estudos da rede de distribuição pela falta de informações das cargas e pelos dados disponíveis de medições das subestações. Logo, é observado nesse método que os transformadores que compõem o alimentador apresentam a mesma curva de carga da subestação, porém com a sua parcela de carregamento de acordo com sua potência nominal. Com isso, existem pontos que a alocação pode ser melhorada de forma a proporcionar a observação da sobrecarga dos transformadores a partir da sua curva específica devido às características de seus clientes, por exemplo.

A avaliação de questões locais que podem afetar a quantidade do mercado potencial, como exemplo o veraneio, deve ser desenvolvida por meio da abordagem de todas as incertezas decorrentes dessa condição. É entendido que o *virtual net*

metering, por possibilitar a utilização dos créditos em outra unidade consumidora sob a concessão da mesma empresa de distribuição, pode contribuir de forma positiva para a implantação de sistemas fotovoltaicos em regiões com características de veraneio. Contudo, devem ser desenvolvidos estudos para entender se a região se apresenta como um polo de veraneio com amplitude mais ampla ou apenas local, analisando com isso, se as pessoas que possuem domicílios para frequentar apenas no período de alta temporada, residem ou não em localidades sob a concessão da mesma empresa.

A curva de difusão de mercado e o fator de sensibilidade aplicados nesse estudo resultaram do desenvolvimento de trabalhos internacionais. Por conseguinte, pode ser investigada a possibilidade da criação de curvas específicas para as diferentes condições dos municípios, dos clientes pertencentes aos alimentadores e das condições mercadológicas, determinando os fatores de sensibilidade específicos com base em condições locais. Para a melhoria do desenvolvimento dos cenários, de modo a contribuir com as condições de determinação de um maior ou menor tempo de retorno, as variações anuais da geração convencional, hoje repassadas ao consumidor pelas bandeiras tarifárias, poderiam ser estimadas de acordo com dados históricos do clima. Nesse âmbito, outra questão a ser observada é a utilização de um *payback* descontado no lugar do *payback* simples, aprimorando a análise para a tomada de decisão do investimento, podendo ser utilizados processos aleatórios, dentro de limites factíveis com a realidade da região, para a definição de valores de taxa de desconto individualizado para os clientes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KONZEN; Gabriel. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: Uma simulação via Modelo de Bass. 2014. 108f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia, São Paulo.
- [2] PALUDO; Juliana Aramizu. Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente. 2014. 187f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, São Carlos.
- [3] JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. et al. **Embedded Generation**. IET Power and Energy Series 31. London, United Kingdom. The Institution of Electrical Engineers, 2000. 292 p.
- [4] PEÇAS LOPES, J. A.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J. et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v.77, n.9, p. 1189-1203, July 2007.
- [5] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Trends 2015 in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014, 20**. 2015. 64 p.
- [6] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **PVPS Report: A Snapshot of Global Photovoltaic Markets 1992-2015**. 2016. 19 p.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota técnica nº 0017/2015 – SRD/ANEEL**: Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Brasília, 2015. 27 p.
- [8] DONG, J.; FENG, T.; SUN, H. et al. Clean distributed generation in China: Policy options and international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 753-764, 2016.

- [9] DUTRA; Ricardo Marques. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA. 2007. 415f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 482/2012**, Brasília, Brasil, 17 de abril de 2012.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 687/2015**, Brasília, Brasil, 24 de novembro de 2015.
- [12] PICCIARIELLO, A.; ALVEHAG, K.; SÖDER, L. State-of-art Review on regulation for distributed generation integration in distribution systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET, 9., 2012, Florence. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p.1-8.
- [13] HIDALGO, R.; ABBEY, C.; JOÓS, G. A review of active distribution networks enabling technologies. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Proceedings...** Minneapolis, 2010. p.1-9.
- [14] PRAKASH, P.; KHATOD, D. K. Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 111-130, 2016.
- [15] JORDEHI, A. R. Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 893-905, 2016.
- [16] MUTTAQI, K. M.; LE, An D. T.; AGHAEI, J. et al. Optimizing distributed generation parameters through economic feasibility assessment. **Applied Energy**, v.165, p. 893-903, 2016.
- [17] EL-KHATTAM, W.; BHATTACHARYA, K.; HEGAZY, Y. et al. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.19, n.3, p. 1674-1684, 2004.

- [18] MENDOZA, J. E.; LÓPEZ, M. E.; FINGERHUTH, S. C. et al. Low voltage distribution planning considering micro distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v.103, p. 233-240, 2013.
- [19] MONTOYA-BUENO, S.; MUÑOZ, J. I.; CONTRERAS, J. Optimal Expansion Model of Renewable distributed generation in distribution systems. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE - PSCC, 2014, Wroclaw. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2014. p. 1-7.
- [20] UGRANLI, F.; KARATEPE, E. Multiple-distributed generation planning under load uncertainty and different penetration levels. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v.46, p. 132-143, 2012.
- [21] GÖZEL, T.; HOCAOGLU, M. H. An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. **Electric Power Systems Research**, v.79, n.6, p. 912-918, 2009.
- [22] MARTINEZ, J. A; GUERRA, G. A Parallel Monte Carlo Method for Optimum Allocation of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.29, n.6, p. 2926-2933, 2014.
- [23] GUERRA, G.; MARTINEZ-VELASCO, J. A. Optimum allocation of distributed generation in multi-feeder systems using long term evaluation and assuming voltage-dependent loads. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v.5, p. 13-26, 2016.
- [24] ZANGIABADI, M.; FEUILLET, R.; LESANI, H. et al. Assessing the performance and benefits of customer distributed generation developers under uncertainties. **International Journal of Energy**, v.36, p. 1703-1712, 2011.
- [25] CHEN, Po-Chen; SALCEDO, R.; ZHU, Q. et al. Analysis of Voltage Profile Problems Due to the Penetration of Distributed Generation in Low-Voltage Secondary Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.27, n.1, p. 2020-2028, 2012.
- [26] NAVARRO, A.; OCHOA, L. F.; RANGLES, D. Monte Carlo – Based Assessment of PV Impacts on Real UK Low Voltage Networks. In: IEEE

- POWER AND ENERGY SOCIETY GENERATION MEETING – PES, 2013, Vancouver. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2013. p.1-5.
- [27] SU, X.; WOLFS, P.; MASOUM, M. A. S. Optimal Operation of Multiple Unbalanced Distributed Generation Sources in Three-Phase Four –Wire LV Distribution Networks. In: AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - AUPEC, 22., 2012, Bali. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-6.
- [28] BARRETO, Gustavo de Andrade. Metodologia de Aplicação de Geração Distribuída Fotovoltaica em Baixa Tensão nos Reticulados Subterrâneos das Distribuidoras de Energia Elétrica. 2014. 175f. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, São Paulo.
- [29] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, n.57, p. 195-204, 2001.
- [30] BAWAN, E. K. Distributed Generation Impact on Power System Case study: Losses and Voltage Profile. In: AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - AUPEC, 22., 2012, Bali. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-6.
- [31] BRASIL. **Decreto nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorização de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>; Acesso em 01 março de 2016.
- [32] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 1 - Introdução. Brasília. 2016, p.61.
- [33] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - INEE. O que é geração distribuída. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em 01 março de 2016.

- [34] GUAN, F. H.; ZHAO, D. M.; ZHANG, X. et al. Research on distributed generation technologies and its impacts on power system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE POWER GENERATION AND SUPPLY, 9., 2009, Nanjing. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009.
- [35] PASSEY, R.; SPOONER, T.; MACGILL, I. et al. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors. **Energy Policy**, v.39, n.10, p. 6280-6290, 2011.
- [36] PAUDYAL, S.; EL-SAADANY, E. F.; EL CHAAR, L. et al. Optimal size of Distributed Generation to minimize distribution loss using Dynamic Programming. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY - PECON, 2010, Kuala Lumpur. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 527-532.
- [37] CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v.19, n.4, p.764-773, 2004.
- [38] PEÇAS LOPES, J. A. Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks – Impact Studies. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, v.1, p. 323-328, 2002.
- [39] KAWAI JUNIOR, M.; SOARES, A. V.; BARBOSA, P. F. et al. Distributed Generation in Brazil: Advances and gaps in regulation. **IEEE Latin America Transactions**, vol. 13, n.8, p. 2594-2601, 2015.
- [40] WEISS, I.; SPRAU, P.; HELM, P. The German PV solar power financing schemes reflected on the German PV market. In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 3., 2003, Osaka. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2003. p. 2592-2595.
- [41] CAMPOCCIA, A.; DUSONCHET, L.; TELARETTI, E. et al. Feed-in Tariffs for Grid-connected PV Systems: The Situation in the European Community. In: IEEE POWER TECH, 2007, Lausanne. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2007. p. 1981-1986.

- [42] RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2002. 134f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Universidade Estadual de Campinas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Campinas.
- [43] BARROS, Luisa Valentim. Avaliação de Modelos de Negócio para Energia Solar Fotovoltaica no Mercado de Distribuição Brasileiro. 2014. 113f.. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, Programa de Pós- Graduação em Energia, São Paulo.
- [44] Ontario Energy Board Consumers. **Electricity Prices**. Disponível em: <<http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Consumers/Electricity/Electricity+Prices>>. Acesso em 05 outubro de 2015.
- [45] IESO. **FIT Price Schedule (effective January 1, 2016)**. Disponível em: <<http://fit.powerauthority.on.ca/program-resources/price-schedule>>. Acesso em 05 outubro de 2015.
- [46] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS - OFGEM. **Electricity**. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity>>. Acesso em 10 novembro de 2015.
- [47] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS- OFGEM. **Feed-in tariff Fit scheme**. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/feed-tariff-fit-scheme>>. Acesso em 10 novembro de 2015.
- [48] PAVAN, A. M.; CAMPANER, R.; CHIANDONE, M. et al. Evolution of the main economic parameters for photovoltaic plants installed in Italy. In: ANNUAL CONFERENCE - FROM RESEARCH TO INDUSTRY: THE NEED FOR A MORE EFFECTIVE TECHNOLOGY TRANSFER - AEIT, 2014, Trieste. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2014. p. 1-5.
- [49] América do Sol – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina - IDEAL – Disponível em: <<http://americadosol.org/quem-somos/>>; Acesso em Dezembro de 2015.

- [50] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016. 74 p.
- [51] CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. **Convênio ICMS 6, 5 de abril de 2013**. Disponível em: < http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/Convenios/ICMS/2013/CV006_13.htm>. Acesso em 03 setembro de 2015.
- [52] RAUSCHMAYER, H.; GALDINO, M. A. Os impactos da Regulação ANEEL/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5, 2014, Recife. 2014. p. 1-10.
- [53] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Nota Técnica DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. 2014. 64 p.
- [54] PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar (Brazilian Atlas of Solar Energy)**. São José dos Campos. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 60p., 2006. Disponível em: < http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf >. Acesso em 01 agosto de 2016.
- [55] CABRAL, I. S.; TORRES, A. C.; SENNA, P. R. Energia Solar - Análise Comparativa entre Brasil e Alemanha. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL - CONGEA, 4. Salvador, 2013. p.1-10.
- [56] GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR - GTES. CEPEL, DTE, CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. 2014. 530 p.
- [57] KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. 1ª Edição, Elsevier, 2009. 779 p.
- [58] BEGOVIC, M. M.; KIM, I.; NOVOSEL, D. et al. Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid. In: HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES - HICSS, 2012, Maui. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 1977-1986.

- [59] JUNG, J.; ONEN, A.; RUSSELL, K. et al. Local steady-state and quasi steady-state impact studies of high photovoltaic generation penetration in power distribution circuits. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.43, p. 569-583, 2015.
- [60] BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems. **Energy Procedia**, v.25, p. 93-100, 2012.
- [61] HERNÁNDEZ, J. C.; RUIZ-RODRIGUEZ, F. J.; JURADO, F. Technical impact of photovoltaic-distributed generation on radial distribution systems: Stochastic simulations for a feeder in Spain. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v.50, p. 25-32, 2013.
- [62] MAGALHÃES, F. B.; FORTES, F. Z.; VIDAURRE, R. M. et al. Development of an Application for Brazilian Energy Tariff Choice. **IEEE Latin America Transactions**, vol. 13, n.4, p. 1005-1010, 2015.
- [63] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Nota Técnica DEA 13/15 – Demanda de Energia 2050**. 2016. 257 p.
- [64] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> >. Acesso em 06 abril de 2016.
- [65] FRANTZIS, L.; FRIEDMAN, D.; HILL, S. et al. Building - Integrated Photovoltaics (BIPV): Analysis and U.S. Market Potential. Prepared for U.S. Department of Energy - DOE, Arthur D. Little, Inc. 1995.
- [66] PAIDIPATI, J.; FRANTZIS, L.; SAWYER, H. et al. Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios. Prepared for Navigant Consulting, Inc. 2008.
- [67] KASTOVICH, J. C.; LAWRENCE, R. R.; HOFFMAN, R. R. et al. Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis. Prepared under subcontract for Oak Ridge National Laboratory by Westinghouse Electric Corp. 1982.
- [68] BECK, R. W. Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.

- [69] DENHOLM, P.; Drury, E.; Margolis, R.; Technical Report NREL/TP-6A2-45832 – The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results). Prepared for National Renewable Energy Laboratory by P. Denholm, E. Drury, R. Margolis, Inc, September 2009.
- [70] DUGAN, R. C. Reference guide. The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)”, Electric Power Research Institute - EPRI, 2013. 180 p.
- [71] CUNHA; Lucas da Silva. Estudo do Comportamento de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica na presença de Geração Distribuída via OpenDSS. 2010. 86f. Monografia (Conclusão do Curso) - Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia, São Carlos.
- [72] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI. OpenDSS PVSystem Element Model. 2013. 10 p.
- [73] ARMAÇÃO DOS BÚZIOS. **Legislação - Plano Diretor do Município de Armação dos Búzios - RJ.** Disponível em:<<http://www.buzios.rj.gov.br/legislacao.aspx>>. Acesso em 01 agosto de 2015.
- [74] NAGEM, Vania de Oliveira. O Mapa como Expressão de Conflitos e Mobilização Social: um Caminho para a justiça ambiental?. 2012. 222f. Dissertação (Mestrado em Psicossociologia de Comunidades e Ecologia Social) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Psicossociologia de Comunidades e Ecologia Social, Rio de Janeiro.
- [75] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 414/2010**, Brasília, Brasil, 9 de setembro de 2010.
- [76] LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S. A. **Composição da Tarifa.** Disponível em:<<http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>>. Acesso em 15 agosto de 2015.
- [77] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tarifas da Classe de Consumo Residenciais Vigentes.** Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>>. Acesso em 15 agosto de 2015.

- [78] NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION - NASA. **Surface meteorology and Solar Energy**. Disponível em: <<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>>. 15 agosto de 2015.
- [79] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota técnica nº 0057/2014 – SRD/ANEEL: Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST**. Brasília, 2014. 54 p.
- [80] KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. CRC PRESS LCC, New Mexico, 2002. 329 p.
- [81] WALLING, R. A.; SAINT, R.; DUGAN, R. C. et al. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems. **IEEE Latin Transactions on Power Delivery**, v.23, n.3, p. 1636-1644, 2008.
- [82] AL ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y. M. Distributed Generation Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC POWER AND ENERGY CONVERSION SYSTEMS - EPECS, 2., 2011, Sharjah. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-7.
- [83] AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A. **Condutor Protegido de Alumínio para Média Tensão**. Disponível em:<<https://www.ampla.com/media/339647/pma%20-%20211.05.1%20-%20condutor%20protegido%20de%20alum%C3%ADnio%20para%20mt.pdf>>. Acesso em 04 setembro de 2015.
- [84] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST**. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, 2016. 76 p.

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
1	30,14	51,06
2	47,31	33,79
3	70,12	14,78
4	49,31	29,43
5	73,10	18,36
6	61,12	31,91
7	77,93	11,50
8	51,07	28,86
9	45,09	34,84
10	13,18	93,23
11	49,33	50,96
12	59,55	22,87
13	53,99	28,89
14	33,57	52,84
15	35,99	44,47
16	24,81	56,32
17	29,98	58,12
18	41,37	39,14
19	36,38	62,57
20	38,78	51,73
21	11,96	90,68
22	36,82	39,77
23	56,35	33,67
24	43,14	36,42
25	8,76	85,52
26	50,59	32,86
27	38,46	42,26
28	17,58	117,34
29	46,27	33,38
30	25,80	73,62
31	32,24	63,66
32	65,44	19,67
33	44,14	38,76
34	53,06	27,42
35	10,22	98,95

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
36	54,79	28,20
37	50,79	31,49
38	14,88	91,07
39	44,85	41,27
40	25,35	62,82
41	43,44	38,57
42	26,17	57,87
43	33,01	61,97
44	49,27	36,81
45	33,27	54,32
46	35,40	53,79
47	40,69	57,92
48	26,75	61,94
49	52,34	36,72
50	24,68	94,48
51	33,80	59,86
52	27,50	62,06
53	81,03	10,00
54	40,50	41,13
55	57,12	25,17
56	64,63	20,02
57	39,39	42,98
58	19,54	74,29
59	55,71	40,77
60	65,20	23,39
61	64,93	19,51
62	72,56	21,73
63	16,49	82,66
64	76,21	13,33
65	51,23	29,34
66	82,19	9,33
67	63,84	20,76
68	30,13	47,93
69	31,89	48,30
70	71,95	18,91

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
71	79,66	10,62
72	49,02	36,24
73	20,55	77,02
74	11,00	96,69
75	32,59	58,11
76	10,53	118,88
77	65,00	19,03
78	78,19	11,96
79	29,05	69,17
80	74,92	12,39
81	68,15	17,98
82	49,55	36,52
83	39,54	40,63
84	29,63	54,43
85	61,30	21,00
86	19,29	71,17
87	13,88	85,70
88	14,71	71,97
89	34,03	66,86
90	53,95	29,54
91	45,66	35,55
92	61,47	21,06
93	12,60	90,16
94	65,56	19,58
95	58,04	38,96
96	74,49	13,17
97	29,21	63,88
98	33,85	64,07
99	44,40	48,63
100	34,54	68,60
101	27,82	52,71
102	31,80	54,57
103	11,11	81,41
104	27,42	72,31
105	12,83	135,26

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
106	25,87	58,52
107	28,77	55,77
108	16,98	74,12
109	21,53	68,86
110	68,02	19,23
111	73,98	14,56
112	34,56	43,91
113	35,48	67,06
114	43,89	42,75
115	41,23	44,34
116	72,44	16,24
117	29,60	79,34
118	48,80	40,86
119	62,47	20,93
120	57,24	33,80
121	76,32	12,78
122	45,73	30,88
123	12,88	76,45
124	29,40	47,21
125	67,43	20,27
126	70,51	15,24
127	60,91	32,29
128	42,10	50,93
129	59,49	22,90
130	28,48	60,21
131	25,10	75,31
132	45,16	31,45
133	73,39	15,88
134	49,82	41,24
135	39,67	43,98
136	30,45	50,48
137	65,20	20,23
138	62,53	22,22
139	51,10	30,51
140	31,43	61,22

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
141	33,49	48,40
142	1,01	135,79
143	52,45	31,90
144	51,42	42,57
145	18,49	71,07
146	60,07	27,05
147	23,24	62,14
148	12,95	105,72
149	38,47	57,23
150	10,81	89,41
151	70,99	15,66
152	9,75	129,43
153	45,15	39,07
154	52,00	36,90
155	26,75	62,67
156	12,83	86,58
157	60,22	28,20
158	66,98	19,29
159	47,42	47,09
160	33,89	64,40
161	48,09	45,16
162	58,25	24,81
163	67,71	17,38
164	37,25	50,55
165	23,00	71,67
166	82,07	8,69
167	32,18	47,15
168	74,18	13,70
169	48,33	40,32
170	64,20	23,27
171	45,41	35,35
172	53,17	27,51
173	69,00	16,28
174	19,10	87,55
175	36,34	56,25

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
176	64,69	21,29
177	9,20	84,00
178	26,29	64,61
179	8,39	112,67
180	29,45	54,85
181	39,31	47,75
182	71,60	16,79
183	16,24	85,57
184	18,82	57,42
185	50,83	28,70
186	47,40	35,12
187	43,96	35,39
188	28,15	54,87
189	80,67	10,68
190	44,07	36,45
191	70,47	16,25
192	45,67	36,87
193	14,75	59,88
194	62,69	32,00
195	5,25	109,58
196	42,48	47,73
197	53,52	28,28
198	59,16	24,07
199	61,31	21,74
200	14,32	75,66
201	33,36	55,17
202	84,96	7,93
203	64,64	27,40
204	40,20	39,72
205	15,80	92,30
206	22,51	93,49
207	8,35	113,78
208	42,21	36,53
209	72,42	15,44
210	44,13	39,92

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

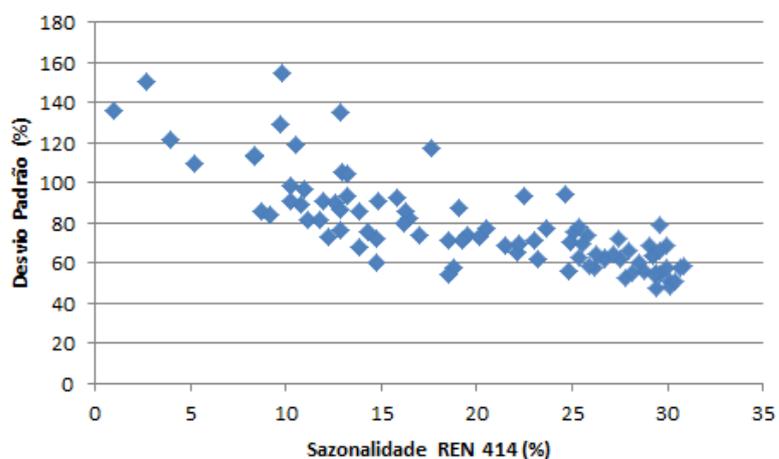
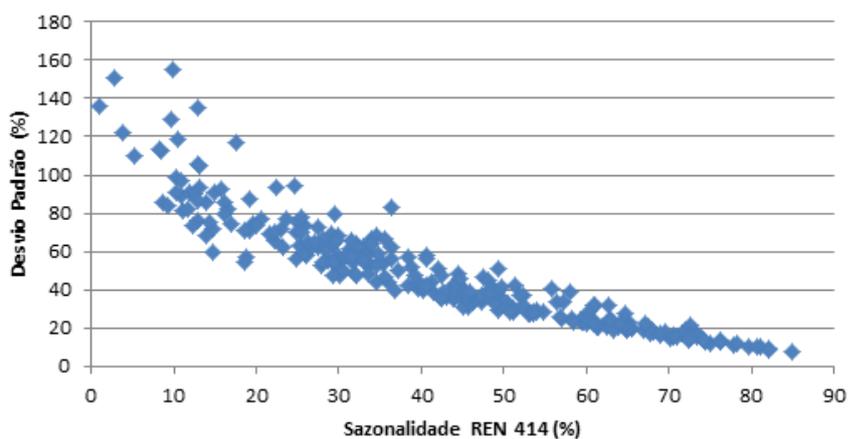
Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
211	29,95	68,80
212	10,22	91,30
213	12,24	73,23
214	42,57	39,22
215	35,54	46,95
216	31,57	65,75
217	47,23	37,01
218	49,00	32,73
219	28,00	66,37
220	34,64	52,93
221	30,83	58,26
222	60,97	23,31
223	49,19	38,52
224	29,27	63,74
225	23,66	77,03
226	30,66	57,32
227	18,54	54,71
228	44,22	42,89
229	2,73	150,58
230	36,46	82,80
231	22,17	65,77
232	34,72	58,93
233	72,57	14,64
234	16,20	79,71
235	31,49	57,21
236	24,95	70,10
237	25,41	77,86
238	40,67	56,65
239	62,80	24,76
240	13,21	104,70
241	60,27	23,91
242	20,10	73,19
243	45,65	36,95
244	29,35	54,18
245	69,55	18,23

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414/2010 (%)	Desvio Padrão (%)
246	32,30	62,62
247	76,25	12,75
248	29,62	65,81
249	63,25	19,08
250	33,02	55,08
251	25,56	69,98
252	56,75	25,85
253	13,88	68,04
254	60,12	22,67
255	58,37	23,55
256	44,74	45,44
257	42,53	35,66
258	11,77	81,91
259	72,39	14,00
260	68,88	16,95
261	45,83	38,87
262	3,92	121,94
263	60,77	22,47
264	40,18	41,29
265	48,38	37,95
266	64,15	22,29
267	22,18	69,93
268	40,59	42,31
269	62,79	24,50
270	53,51	27,29
271	9,80	154,71
272	67,07	22,54
273	27,17	64,63

ANEXO A – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ENTRE 300 E 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Bloco	Frequência Clientes
0 a 0,25	65
0,25 a 0,50	89
0,50 a 0,75	77
0,75 a 1,0	29
1,0 a 1,25	8
1,25 a 1,5	3
1,50 a 1,75	2
1,75 a 2,0	0
2,0 a 2,25	0



ANEXO B – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ACIMA DE 600 KWH MÉDIO ANUAL.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414 (%)	Desvio Padrão (%)
274	12,20	93,41
275	18,34	84,31
276	68,33	18,64
277	74,78	12,86
278	45,47	34,83
279	70,76	14,94
280	39,88	45,49
281	42,58	43,54
282	47,22	39,65
283	58,64	23,36
284	55,31	25,38
285	80,17	10,16
286	32,71	53,86
287	35,89	45,06
288	42,90	40,57
289	50,90	38,11
290	31,25	87,90
291	38,94	44,41
292	52,02	54,20
293	87,54	6,88
294	21,21	85,46
295	55,06	27,68
296	71,06	16,21
297	80,62	10,27
298	63,20	24,37
299	36,84	49,07
300	67,49	16,52
301	83,05	8,88
302	74,25	15,97
303	7,35	99,57
304	38,40	39,72
305	82,66	9,44
306	49,07	33,23
307	76,93	13,56
308	24,58	51,86
309	43,72	37,23

ANEXO B – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ACIMA DE 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

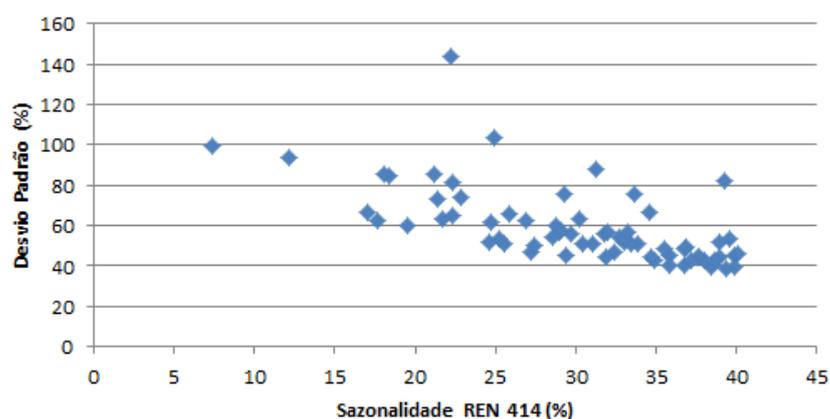
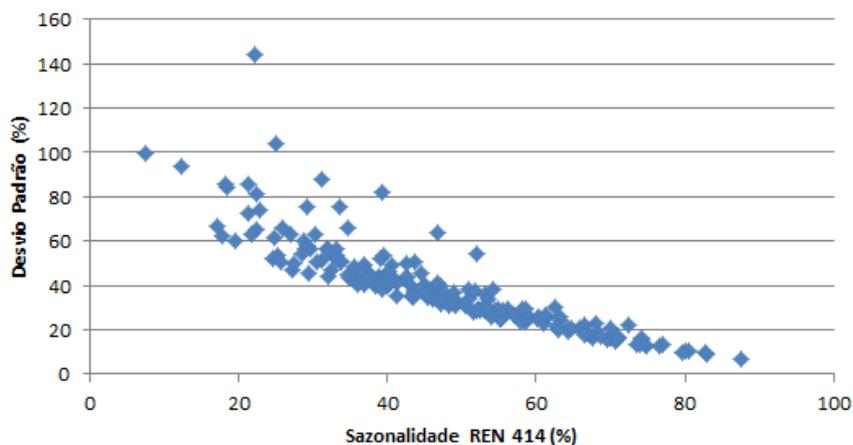
Nº Cliente	Sazonalidade REN 414 (%)	Desvio Padrão (%)
310	46,39	38,84
311	39,91	39,42
312	41,23	41,14
313	79,65	9,47
314	43,37	34,76
315	24,68	61,66
316	53,64	28,30
317	60,13	24,71
318	58,97	25,65
319	41,24	35,63
320	56,15	29,57
321	58,26	24,42
322	33,83	50,77
323	24,95	103,92
324	61,09	23,08
325	54,42	28,89
326	47,14	31,77
327	53,11	28,76
328	53,05	30,09
329	30,27	63,32
330	33,03	51,84
331	58,45	26,19
332	36,83	40,08
333	70,05	16,61
334	67,04	17,64
335	33,49	51,34
336	50,98	33,53
337	22,34	65,13
338	49,14	32,91
339	31,08	51,09
340	46,02	33,67
341	74,57	13,56
342	32,45	46,69
343	38,68	42,70
344	28,78	59,98

ANEXO B – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ACIMA DE 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.

Nº Cliente	Sazonalidade REN 414 (%)	Desvio Padrão (%)
445	62,45	30,48
446	70,91	15,68
447	34,95	43,12
448	40,21	40,64
449	34,75	44,69
450	72,41	21,82
451	52,04	29,02
452	44,53	45,30
453	22,25	143,93
454	31,92	44,32
455	56,99	26,49
456	68,79	17,18
457	73,44	13,68
458	33,64	75,47
459	38,95	52,07
460	46,77	63,83
461	67,97	22,75

Bloco	Frequência Clientes
0 a 0,25	45
0,25 a 0,50	96
0,50 a 0,75	35
0,75 a 1,0	10
1,0 a 1,25	1
1,25 a 1,5	1
1,50 a 1,75	0
1,75 a 2,0	0
2,0 a 2,25	0

ANEXO B – DESVIO PADRÃO (%) X CÁLCULO DA SAZONALIDADE REN 414/2010 (%) – CONSUMO ACIMA DE 600 KWH MÉDIO ANUAL – CONTINUAÇÃO.



ANEXO C – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 1.

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
41	1	5	112,5	4,44
73	1	5	75	6,67
74	1	2	75	2,67
103	1	2	112,5	1,78
133	1	2	75	2,67
150	1	5	45	11,11
156	1	5	75	6,67
175	1	2	150	1,33
180	1	5	45	11,11

ANEXO C – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 1 – CONTINUAÇÃO.

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
221	2	7	112,5	6,22
234	1	5	75	6,67
246	1	5	75	6,67
270	1	5	45	11,11
343	1	5	150	3,33
Total	15	60	-	-

ANEXO D – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 2.

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potencia (%)
12	1	2	112,5	1,78
16	1	5	150	3,33
18	1	5	112,5	4,44
29	1	5	112,5	4,44
41	1	5	112,5	4,44
59	1	2	75	2,67
71	1	2	75	2,67
73	1	5	75	6,67
74	1	2	75	2,67
80	1	5	112,5	4,44
95	1	2	150	1,33
99	2	4	112,5	3,56
103	2	4	112,5	3,56
109	2	7	112,5	6,22
133	1	2	75	2,67
150	2	10	45	22,22
156	2	7	75	9,33
162	1	5	75	6,67
167	1	5	30	16,67
175	1	2	150	1,33
180	1	5	45	11,11
211	3	12	30	40
221	3	9	112,5	8
224	1	5	30	16,67

**ANEXO D – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 2 – CONTINUAÇÃO.**

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potencia (%)
234	1	5	75	6,67
246	1	5	75	6,67
270	3	15	45	33,33
299	1	2	75	2,67
307	1	5	112,5	4,44
333	1	5	75	6,67
343	2	10	150	6,67
Total	43	164	-	-

**ANEXO E – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 3.**

Barra	Número de Clientes	Potência Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
12	1	2	112,5	1,78
16	1	5	150	3,33
18	1	5	112,5	4,44
29	1	5	112,5	4,44
41	1	5	112,5	4,44
59	1	2	75	2,67
71	2	4	75	5,33
73	1	5	75	6,67
74	1	2	75	2,67
80	1	5	112,5	4,44
95	1	2	150	1,33
99	3	6	112,5	5,33
103	2	4	112,5	3,56
109	2	7	112,5	6,22
127	1	2	45	4,44
133	1	2	75	2,67
150	2	10	45	22,22
156	2	7	75	9,33
162	1	5	75	6,67
167	1	5	30	16,67
175	1	2	150	1,33
180	1	5	45	11,11
198	1	2	30	6,67

ANEXO E – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 3 – CONTINUAÇÃO.

Barra	Número de Clientes	Potência Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
211	3	12	30	40
221	4	14	112,5	12,44
224	1	5	30	16,67
234	1	5	75	6,67
246	1	5	75	6,67
270	3	15	45	33,33
299	1	2	75	2,67
307	1	5	112,5	4,44
333	1	5	75	6,67
343	2	10	150	6,67
Total	48	177	-	-

ANEXO F – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 4.

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
12	2	7	112,5	6,22
16	1	5	150	3,33
18	2	7	112,5	6,22
29	2	7	112,5	6,22
35	1	2	112,5	1,78
41	2	7	112,5	6,22
59	1	2	75	2,67
60	1	5	150	3,33
71	2	4	75	5,33
73	1	5	75	6,67
74	1	2	75	2,67
80	1	5	112,5	4,44
95	2	7	150	4,67
99	4	8	112,5	7,11
103	2	4	112,5	3,56
109	2	7	112,5	6,22
127	1	2	45	4,44
133	2	4	75	5,33
143	2	4	112,5	3,56

**ANEXO F – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 4 – CONTINUAÇÃO.**

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
150	3	12	45	26,67
156	2	7	75	9,33
162	2	10	75	13,33
164	1	5	112,5	4,44
167	1	5	30	16,67
175	1	2	150	1,33
180	1	5	45	11,11
190	1	2	75	2,67
196	1	5	75	6,67
198	1	2	30	6,67
211	3	12	30	40
221	4	14	112,5	12,44
224	1	5	30	16,67
232	1	5	112,5	4,44
234	1	5	75	6,67
236	1	5	45	11,11
245	1	2	30	6,67
246	1	5	75	6,67
270	4	20	45	44,44
289	1	2	15	13,33
292	1	5	45	11,11
299	2	7	75	9,33
307	1	5	112,5	4,44
333	2	10	75	13,33
341	1	5	75	6,67
343	2	10	150	6,67
Total	73	266	-	-

**ANEXO G – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 5.**

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
12	3	9	112,5	8
16	1	5	150	3,33
18	3	12	112,5	10,67

**ANEXO G – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 5 –CONTINUAÇÃO.**

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
25	1	2	75	2,67
29	2	7	112,5	6,22
35	1	2	112,5	1,78
36	1	5	75	6,67
41	2	7	112,5	6,22
59	2	4	75	5,33
60	1	5	150	3,33
71	3	6	75	8
73	1	5	75	6,67
74	1	2	75	2,67
80	1	5	112,5	4,44
92	1	5	112,5	4,44
95	3	9	150	6
99	4	8	112,5	7,11
103	5	13	112,5	11,56
109	2	7	112,5	6,22
127	3	9	45	20
133	2	4	75	5,33
138	2	4	75	5,33
143	2	4	112,5	3,56
150	3	12	45	26,67
156	2	7	75	9,33
162	2	10	75	13,33
164	1	5	112,5	4,44
167	1	5	30	16,67
175	1	2	150	1,33
180	2	7	45	15,56
190	2	7	75	9,33
196	1	5	75	6,67
198	1	2	30	6,67
211	3	12	30	40
215	1	5	112,5	4,44
221	6	18	112,5	16
224	1	5	30	16,67
232	2	10	112,5	8,89
234	1	5	75	6,67
236	2	10	45	22,22
245	3	9	30	30

ANEXO G – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 5 –CONTINUAÇÃO.

Barra	Número de Clientes	Potencia Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
246	1	5	75	6,67
270	4	20	45	44,44
289	1	2	15	13,33
292	1	5	45	11,11
298	1	5	30	16,67
299	3	12	75	16
307	1	5	112,5	4,44
333	3	15	75	20
339	1	5	75	6,67
341	1	5	75	6,67
343	2	10	150	6,67
Total	101	364	-	-

ANEXO H – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS – CENÁRIO 6.

Barra	Número de Clientes	Potência Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
9	1	5	75	6,67
12	3	9	112,5	8
16	2	7	150	4,67
18	4	14	112,5	12,44
25	1	2	75	2,67
29	4	11	112,5	9,78
35	1	2	112,5	1,78
36	1	5	75	6,67
41	3	9	112,5	8
59	3	6	75	8
60	1	5	150	3,33
71	3	6	75	8
73	1	5	75	6,67
74	1	2	75	2,67
80	1	5	112,5	4,44
89	2	4	112,5	3,56
92	2	7	112,5	6,22
95	3	9	150	6

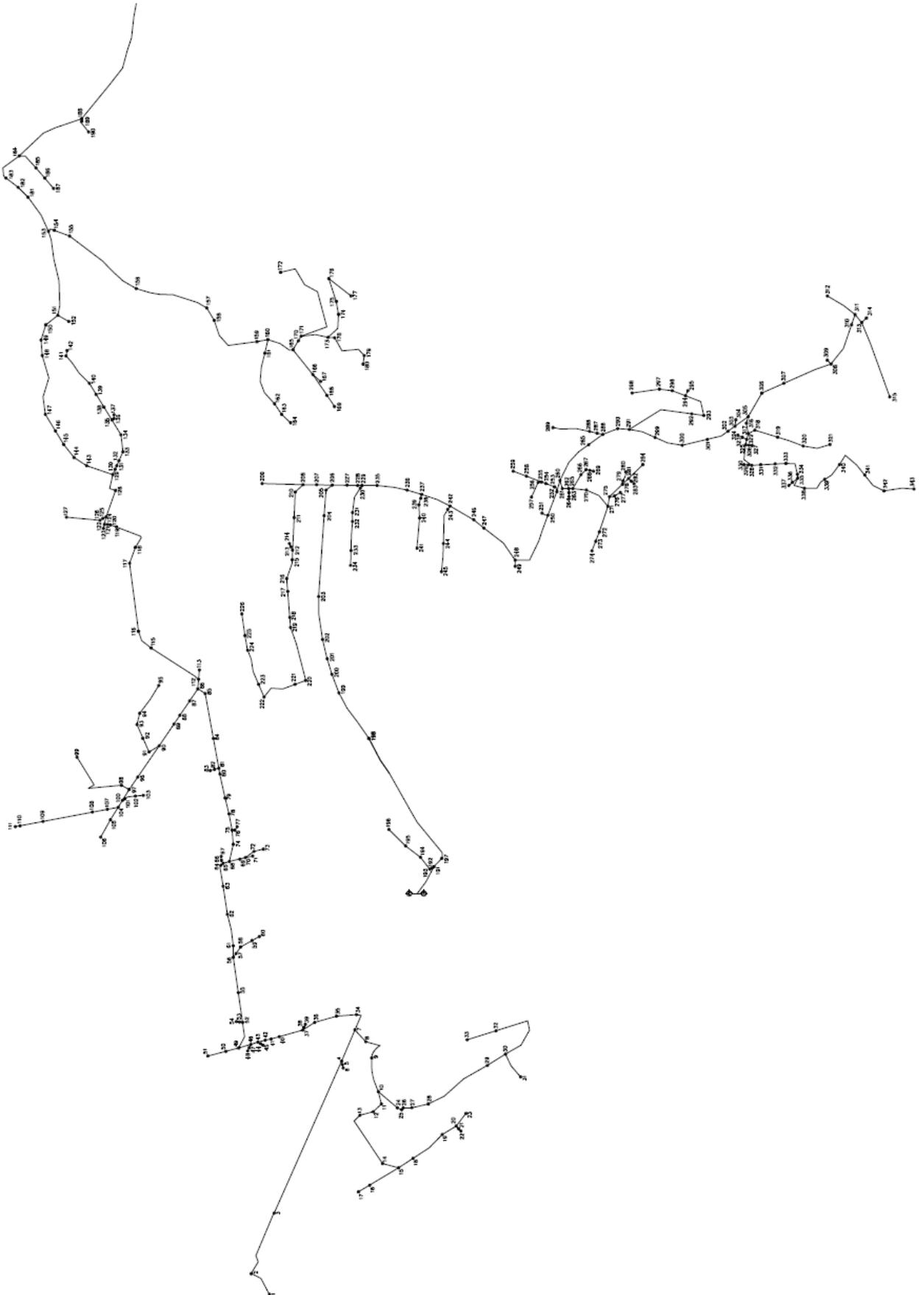
**ANEXO H – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 6 – CONTINUAÇÃO.**

Barra	Número de Clientes	Potência Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
99	5	10	112,5	8,89
102	1	2	45	4,44
103	6	15	112,5	13,33
109	3	12	112,5	10,67
127	4	11	45	24,44
133	2	4	75	5,33
138	2	4	75	5,33
143	2	4	112,5	3,56
150	6	21	45	46,67
156	2	7	75	9,33
162	5	19	75	25,33
164	1	5	112,5	4,44
167	1	5	30	16,67
175	2	4	150	2,67
180	2	7	45	15,56
190	4	14	75	18,67
196	1	5	75	6,67
198	3	6	30	20
211	3	12	30	40
215	2	7	112,5	6,22
221	11	37	112,5	32,89
224	1	5	30	16,67
232	2	10	112,5	8,89
234	1	5	75	6,67
236	2	10	45	22,22
245	3	9	30	30
246	1	5	75	6,67
270	4	20	45	44,44
273	1	5	112,5	4,44
289	1	2	15	13,33
292	1	5	45	11,11
298	1	5	30	16,67
299	3	12	75	16
307	1	5	112,5	4,44
321	1	5	45	11,11
333	3	15	75	20
339	1	5	75	6,66
341	2	10	75	13,33

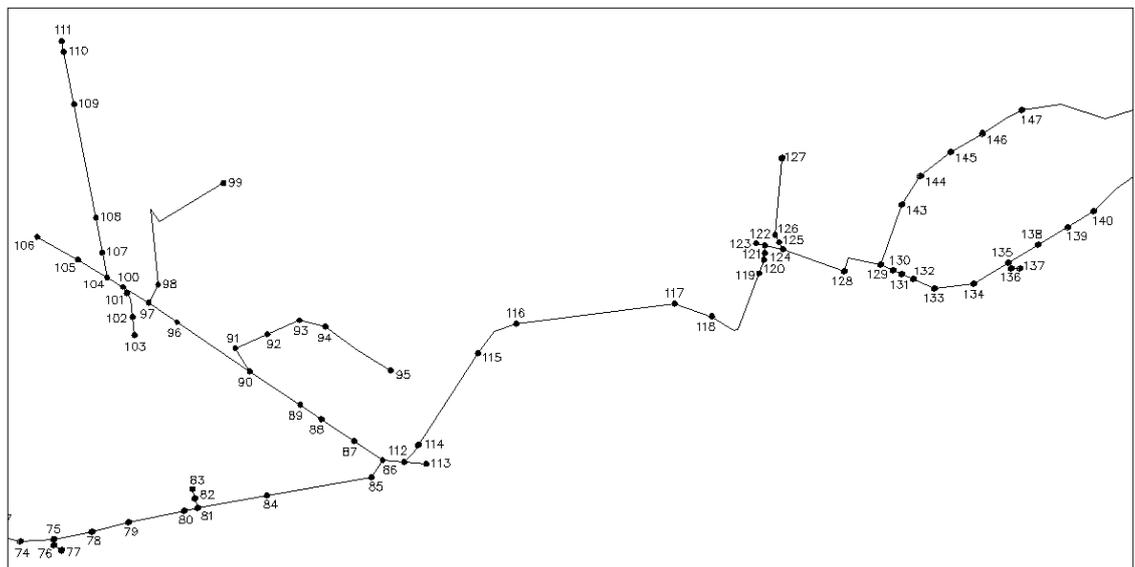
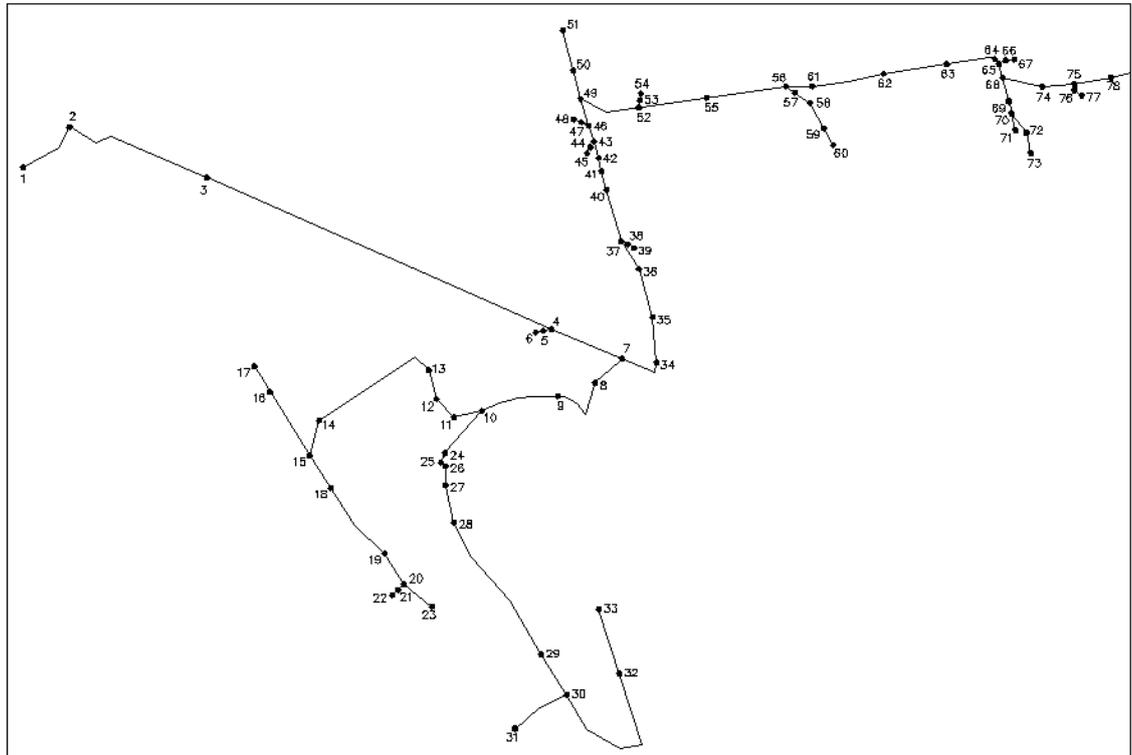
**ANEXO H – NÚMERO DE CLIENTES E POTÊNCIA INJETADA NAS BARRAS –
CENÁRIO 6 – CONTINUAÇÃO.**

Barra	Número de Clientes	Potência Total (kW)	Potência Transformador (kVA)	Valor da Injeção de Potência (%)
343	3	15	150	10,0
Total	137	472	-	-

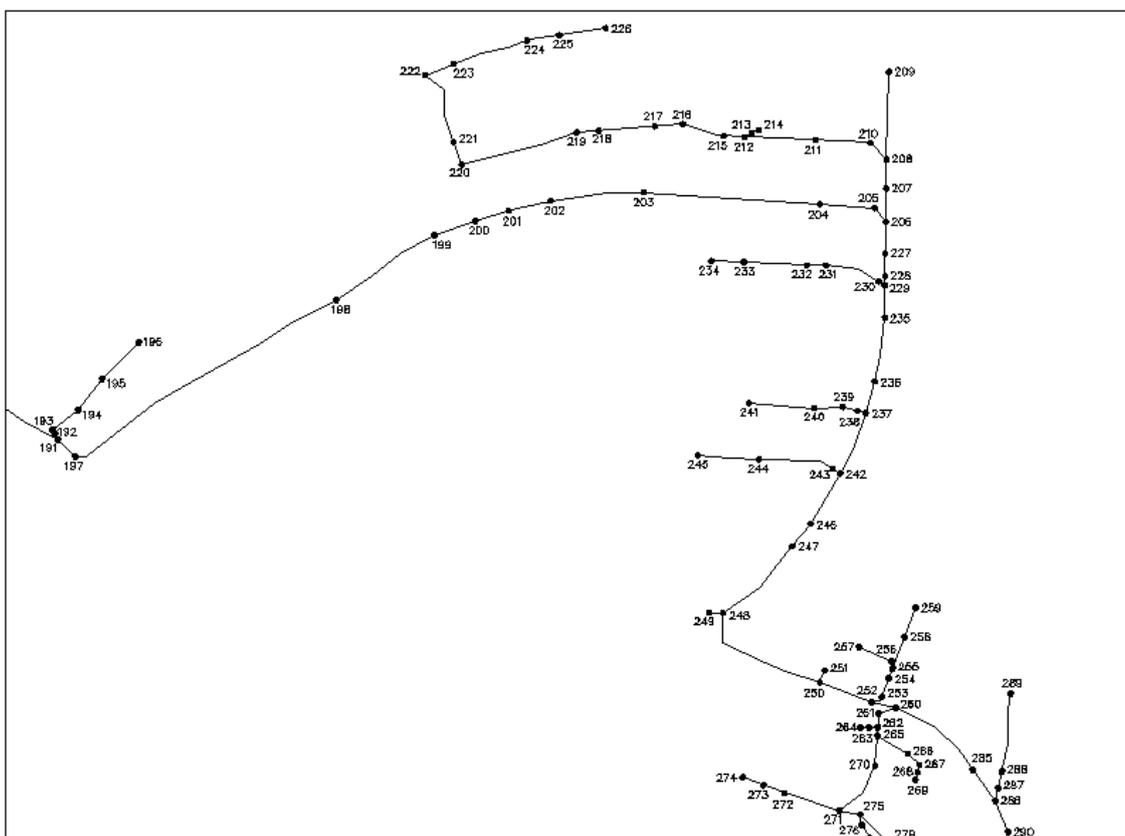
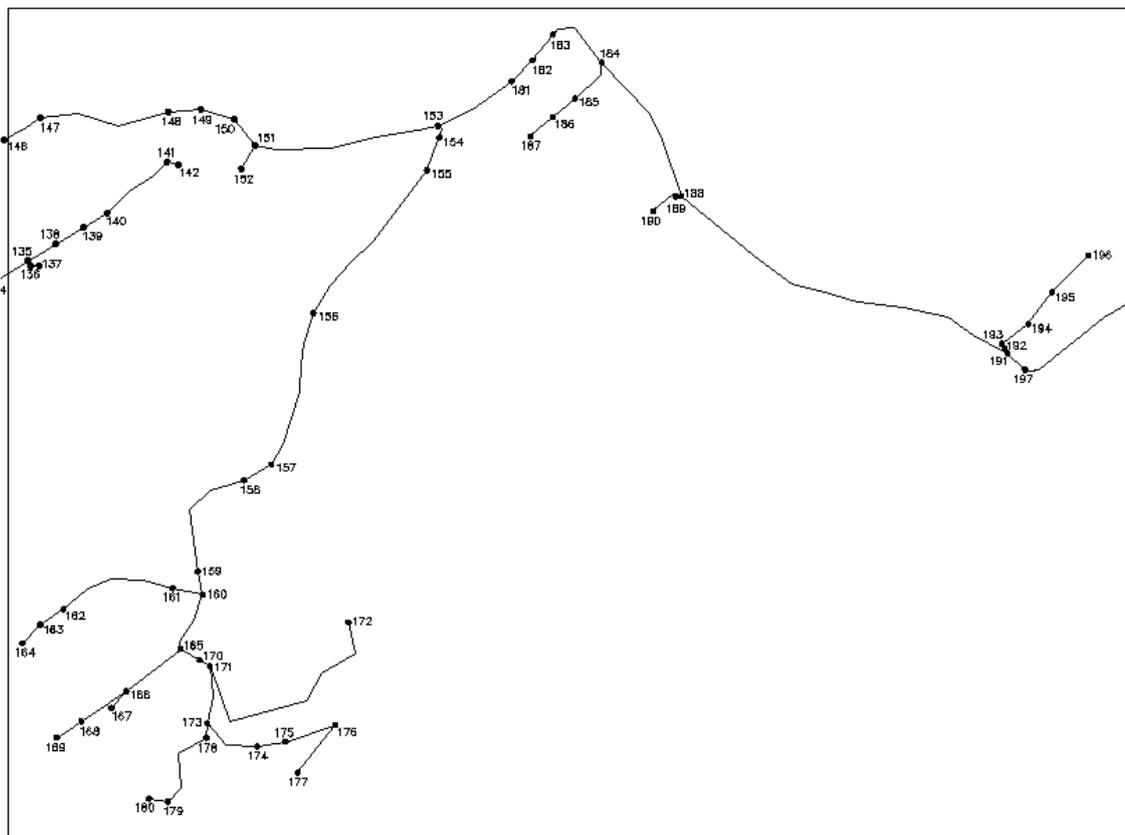
ANEXO I – DESENHO ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR.



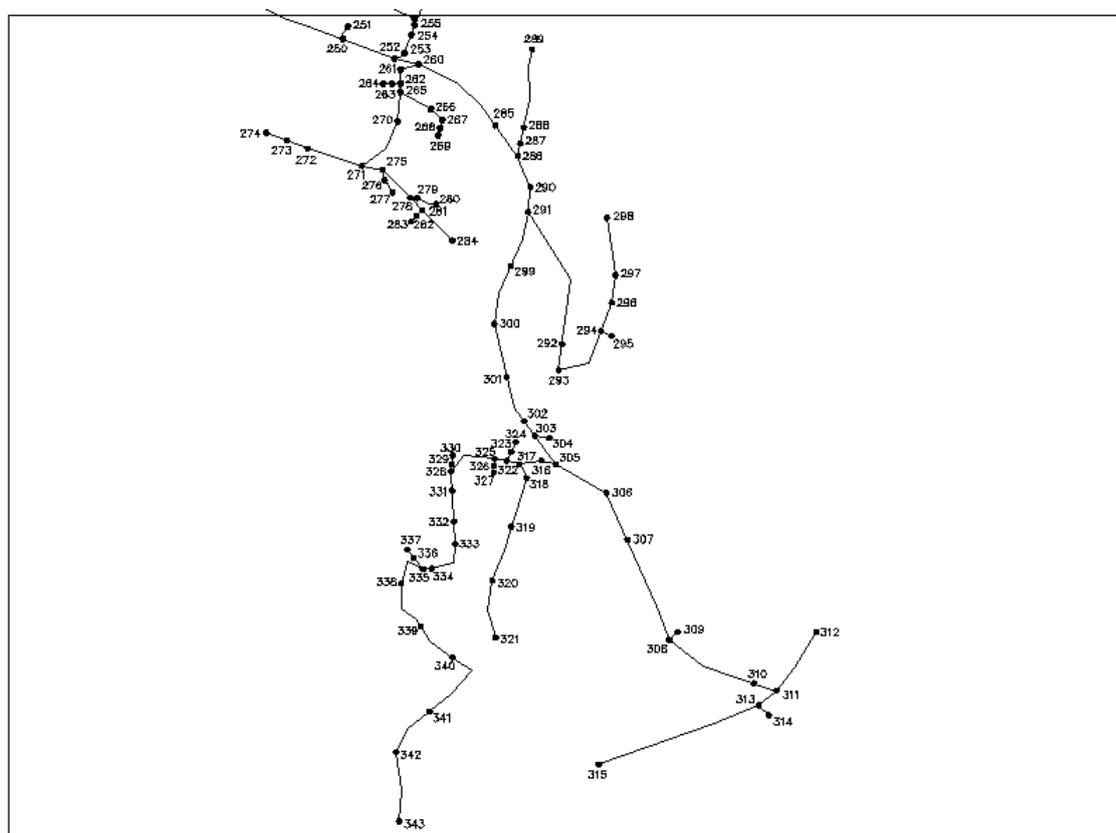
ANEXO I – DESENHO ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR – CONTINUAÇÃO.



ANEXO I – DESENHO ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR – CONTINUAÇÃO.



ANEXO I – DESENHO ESQUEMÁTICO DO ALIMENTADOR – CONTINUAÇÃO.



ANEXO J – PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DOS DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO [J1].

O procedimento utilizado para a obtenção dos dados necessários para a modelagem de um circuito de distribuição primário será descrito nesta seção. O roteiro é apresentado a partir do exemplo do alimentador 7, que já está modelado, e pode ser repetido para outros circuitos.

O modelo da rede no software OpenDSS foi desenvolvido a partir dos seguintes arquivos:

a) **Line_BUZ07.xlsx (ou Line_BUZ07.csv)** – Esta é usada como uma planilha principal. Foi elaborada manualmente a partir da planta do circuito, sendo a numeração atribuída aos nós arbitrariamente em função dos trechos identificados no cadastro da empresa. Dessa planilha são retirados os nós da rede de início e fim de cada trecho de linha, o código de cada um desses trechos, e os nós que contêm transformadores de distribuição, bem como os códigos referentes a esses transformadores.

b) **BUZ07.xlsx** – Planilha produzida automaticamente a partir do cadastro da empresa. Por meio do código das linhas retirados da planilha do item (a), são obtidos dessa planilha, para cada trecho da linha, a tensão base, a quantidade de fases e seu comprimento.

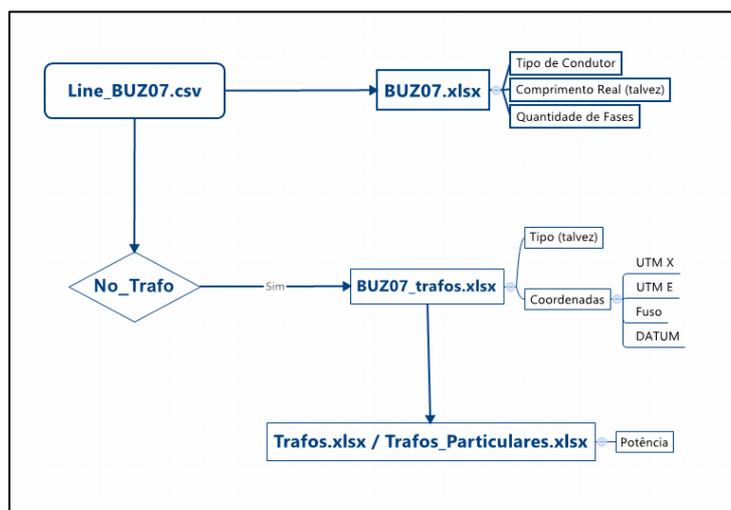
c) **BUZ07_trafos.xlsx** – Planilha produzida automaticamente a partir do cadastro da empresa. Desta planilha, através dos códigos dos transformadores retirados da planilha do item (a), são retiradas as coordenadas em UTM de cada um destes equipamentos. Esses dados serão utilizados apenas caso se pretende representar o circuito num mapa da área.

d) **Trafos.xlsx** – Planilha produzida automaticamente a partir do cadastro da empresa. Contém a potência nominal dos transformadores da empresa.

e) **Trafos_Particulares.xlsx** – Planilha produzida manualmente pela empresa. Contém a potência nominal dos transformadores listados na planilha do item (d), mas com a informação da potência nominal não cadastrada. Planilha composta em sua maior parte por transformadores particulares.

Na Figura J.1 é apresentado um diagrama com a relação entre as planilhas, partindo-se dos códigos dos transformadores e das linhas retiradas da planilha do item (a).

Figura J.1 – Diagrama com a relação entre as bases de dados para a modelagem do Alimentador 7 de Búzios.

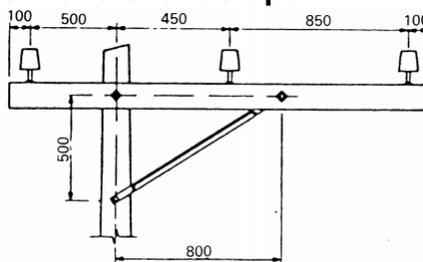


Uma vez obtidas a planilhas listadas, deve-se proceder com uma análise dos dados para a detecção de informações inconsistentes como, por exemplo, a presença de trechos monofásicos em segmentos trifásicos do circuito. Alguns

dados não fornecidos pela empresa foram preenchidos da seguinte forma: escolha arbitrária da fase de conexão de transformadores monofásicos, considerou-se a conexão dos transformadores trifásicos de distribuição como sendo Y – Y e algumas informações para os transformadores da subestação foram retiradas de 0. Os valores de resistência, calculada para 55 °C [J3] e raio médio geométrico dos condutores foram retirados de catálogos de fabricantes.

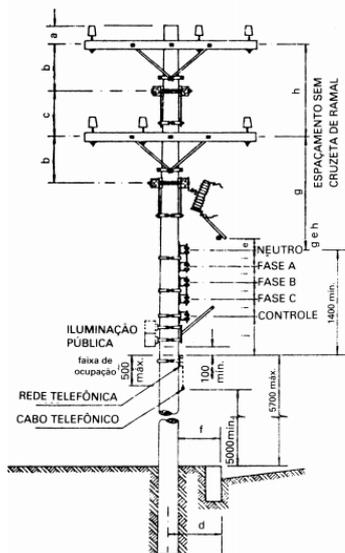
Finalmente, para o cálculo da reatância série e da susceptância shunt, relativos ao modelo π da linha, é necessário que se conheçam os espaçamentos entre os condutores de fase, entre as fases e o neutro e entre os condutores o solo. Embora haja uma variedade de padrões de estruturas de rede, adotou-se um único padrão de estrutura para os trechos de rede convencional e outro para as redes compactas. Essas informações podem ser coletadas das normas de projetos da concessionária, como ilustrado nas figuras J.2 e J.3 [J4].

Figura J.2 – Exemplo de espaçamento para estrutura de rede primária convencional do tipo M1.



Fonte: [J4]

Figura J.3 – Exemplo de afastamentos mínimos recomendados para redes primária e secundária convencionais.



TENSÃO (kV)	AFASTAMENTOS MÍNIMOS											
	a	b	c	L ≤ 2500				L > 2500				
				d	e	f	g	h	i	j		
15,8	150	300	800	350	150	500	200	150	800	800	200	800
34,5	150	700	900					250	1000	900	200	800

Fonte: [J4]

REFERÊNCIAS

[J1] UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE – UFF; **Relatório Produto E7R2.2015: Layout do site e descrição dos dados a serem disponibilizados.** Niterói, 2016. 25 p.

[J2] THE INSTITUTE OF THE ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 1547.7 Guide for conducting distribution impact studies for distributed resources interconnection. Piscataway, 2013.

[J3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): Módulo 7 – Cálculo de perdas na distribuição. Brasília, 2015.

[J4] CODI – COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO. Manual de construção de redes. Vol. 6. Editora Campus/Eletróbrás: Rio de Janeiro. 1988.

ANEXO K – FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO – FASE R.

Corrente (A)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 20	0	0	0	0	0	2	6
20 a 40	290	390	707	741	1075	1415	1761
40 a 60	4905	4921	4813	4797	4581	4341	4077
60 a 80	2275	2197	2031	2019	1933	1864	1806
80 a 100	763	731	700	694	673	646	625
100 a 120	283	279	274	275	267	266	264
120 a 140	122	122	119	118	116	115	113
140 a 160	67	65	61	61	60	57	54
160 a 180	37	37	37	37	37	36	36
180 a 200	14	14	14	14	14	14	14
200 a 220	4	4	4	4	4	4	4
220 a 240	0	0	0	0	0	0	0
240 a 260	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 260	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO L – FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO – FASE S.

Corrente (A)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 20	0	0	0	0	0	2	6
20 a 40	290	387	705	739	1071	1425	1768
40 a 60	4903	4923	4813	4799	4584	4331	4070
60 a 80	2275	2197	2032	2016	1933	1863	1805
80 a 100	763	731	700	696	672	646	625
100 a 120	285	280	274	275	269	267	265
120 a 140	122	122	120	119	116	115	113
140 a 160	66	64	60	60	59	56	53
160 a 180	38	38	38	38	38	37	37
180 a 200	14	14	14	14	14	14	14
200 a 220	4	4	4	4	4	4	4
220 a 240	0	0	0	0	0	0	0
240 a 260	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 260	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO M – FREQUÊNCIA X CORRENTE (A) – SAÍDA DA SUBESTAÇÃO – FASE T.

Corrente (A)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 20	0	0	0	0	0	1	6
20 a 40	281	368	700	734	1055	1395	1746
40 a 60	4899	4932	4813	4797	4591	4353	4084
60 a 80	2283	2202	2033	2018	1937	1864	1808
80 a 100	766	735	703	700	674	652	629
100 a 120	285	279	273	274	270	267	264
120 a 140	124	124	122	121	118	117	115
140 a 160	66	64	60	60	59	56	53
160 a 180	38	38	38	38	38	37	37
180 a 200	14	14	14	14	14	14	14
200 a 220	4	4	4	4	4	4	4
220 a 240	0	0	0	0	0	0	0
240 a 260	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 260	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO N – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE R.

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
98	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
99	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
101	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
102	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
103	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	2,8
125	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,5
126	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,5
127	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,5
161	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
162	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
167	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
178	0,0	0,6	0,6	0,6	0,5	12,9	12,9
179	0,0	0,6	0,6	0,5	0,5	12,9	12,9
180	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,9	12,9
189	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7
190	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,7
207	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9
208	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8
210	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8
211	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8
212	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
215	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,0
216	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	30,2
217	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	30,2
218	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	30,2
219	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	30,2
220	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	30,2
221	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	5,5	30,2
222	0,0	0,0	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
223	0,0	0,0	16,1	16,1	16,1	16,0	16,0
224	0,0	0,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7	30,7
244	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7	30,7
245	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7	30,7
287	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	5,6	5,6
288	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	5,6
289	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	5,6
296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	16,1
297	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	16,0
298	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0	16,0

ANEXO N – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE R – CONTINUAÇÃO.

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
318	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
319	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
320	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
338	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
339	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
340	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
341	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
342	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
343	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

ANEXO O – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE S.

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
101	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9
102	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9
103	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	11,1
125	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,5
126	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,5
127	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,5
161	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6
162	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6
167	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
178	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,8	12,8
179	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,8	12,8
180	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,8	12,8
189	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,6
190	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,6
207	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1
208	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0
210	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0
211	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0
212	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
215	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	22,5
216	0,0	0,0	0,1	7,5	7,5	18,4	31,1
217	0,0	0,0	0,1	7,5	7,5	18,4	31,1
218	0,0	0,0	0,1	7,5	7,5	18,4	31,1

ANEXO O – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE S – CONTINUAÇÃO.

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
219	0,0	0,0	0,1	7,5	7,5	18,4	31,1
220	0,0	0,0	0,1	7,5	7,5	18,4	31,1
221	0,0	0,0	0,1	7,5	7,5	18,4	31,1
222	0,0	0,0	16,0	15,9	15,9	15,9	15,9
223	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
224	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7	30,7
244	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7	30,7
245	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7	30,7
296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	15,9
297	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	15,9
298	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	15,9
318	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
319	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
320	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
333	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
338	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
339	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
340	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
341	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
342	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
343	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

ANEXO P – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE T.

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
101	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
102	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
103	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8
125	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,4
126	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,4
127	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5	27,4
161	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6

**ANEXO P – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE T –
CONTINUAÇÃO.**

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
162	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6
167	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,8	15,8
178	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,6	12,6
179	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,6	12,6
180	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	12,8	12,7
189	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,5
190	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,5
207	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9
208	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7
210	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7
211	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7
212	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
215	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	20,8
216	0,0	0,0	0,1	7,4	7,4	18,3	30,1
217	0,0	0,0	0,1	7,4	7,4	18,3	30,1
218	0,0	0,0	0,1	7,4	7,4	18,3	30,1
219	0,0	0,0	0,1	7,4	7,4	18,3	30,1
220	0,0	0,0	0,1	7,4	7,4	18,4	30,1
221	0,0	0,0	0,1	7,5	7,4	18,4	30,1
222	0,0	0,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
223	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,8	15,8
224	0,0	0,0	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,6	30,6
244	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,6	30,6
245	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,6	30,6
287	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	5,1	5,1
288	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	5,1	5,1
289	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	5,2	5,1
296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	15,9
297	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	15,9
298	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	15,9
318	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
319	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
320	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
333	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
338	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
339	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
340	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5

ANEXO P – PORCENTAGEM DE FLUXO REVERSO ANUAL - FASE T – CONTINUAÇÃO.

Linha	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
341	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
342	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
343	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

ANEXO Q – TENSÃO ANUAL – CASO BASE, CENÁRIO 1, 2, 3 ,4 ,5 E 6

Barras	0,93 pu < Tensão < 1,0 pu		
	Fase R (%)	Fase S (%)	Fase T (%)
6	100,0	100,0	100,0
9	100,0	100,0	100,0
12	100,0	100,0	100,0
16	100,0	100,0	100,0
18	100,0	100,0	100,0
22	100,0	100,0	100,0
23	100,0	100,0	100,0
25	100,0	100,0	100,0
28	100,0	100,0	100,0
29	100,0	100,0	100,0
33	100,0	100,0	100,0
35	100,0	100,0	100,0
36	100,0	100,0	100,0
39	100,0	100,0	100,0
41	100,0	100,0	100,0
42	100,0	100,0	100,0
48	100,0	100,0	100,0
54	100,0	100,0	100,0
55	100,0	100,0	100,0
59	100,0	100,0	100,0
60	100,0	100,0	100,0
63	100,0	100,0	100,0
67	100,0	100,0	100,0
71	100,0	100,0	100,0
73	100,0	100,0	100,0
74	100,0	100,0	100,0
77	100,0	100,0	100,0
80	100,0	100,0	100,0
83	100,0	100,0	100,0
89	100,0	100,0	100,0
92	100,0	100,0	100,0

**ANEXO Q – TENSÃO ANUAL – CASO BASE, CENÁRIO 1, 2, 3 ,4 ,5 E 6 –
CONTINUAÇÃO.**

Barras	0,93 pu < Tensão < 1,0 pu		
	Fase R (%)	Fase S (%)	Fase T (%)
95	100,0	100,0	100,0
99	100,0	100,0	100,0
102	100,0	100,0	100,0
103	100,0	100,0	100,0
109	100,0	100,0	100,0
110	100,0	100,0	100,0
123	100,0	100,0	100,0
127	100,0	100,0	100,0
133	100,0	100,0	100,0
138	100,0	100,0	100,0
140	100,0	100,0	100,0
142	100,0	100,0	100,0
143	100,0	100,0	100,0
146	100,0	100,0	100,0
148	100,0	100,0	100,0
149	100,0	100,0	100,0
150	100,0	100,0	100,0
156	100,0	100,0	100,0
159	100,0	100,0	100,0
162	100,0	100,0	100,0
164	100,0	100,0	100,0
167	100,0	100,0	100,0
169	100,0	100,0	100,0
172	100,0	100,0	100,0
175	100,0	100,0	100,0
177	100,0	100,0	100,0
180	100,0	100,0	100,0
186	100,0	100,0	100,0
190	100,0	100,0	100,0
195	100,0	100,0	100,0
196	100,0	100,0	100,0
198	100,0	100,0	100,0
201	100,0	100,0	100,0
207	100,0	100,0	100,0
211	100,0	100,0	100,0
214	100,0	100,0	100,0
215	100,0	100,0	100,0
221	100,0	100,0	100,0
224	100,0	100,0	100,0

**ANEXO Q – TENSÃO ANUAL – CASO BASE, CENÁRIO 1, 2, 3 ,4 ,5 E 6 –
CONTINUAÇÃO.**

Barras	0,93 pu < Tensão < 1,0 pu		
	Fase R (%)	Fase S (%)	Fase T (%)
224	100,0	100,0	100,0
227	100,0	100,0	100,0
232	100,0	100,0	100,0
234	100,0	100,0	100,0
236	100,0	100,0	100,0
241	100,0	100,0	100,0
245	100,0	100,0	100,0
246	100,0	100,0	100,0
251	100,0	100,0	100,0
257	100,0	100,0	100,0
258	100,0	100,0	100,0
264	100,0	100,0	100,0
266	100,0	100,0	100,0
269	100,0	100,0	100,0
270	100,0	100,0	100,0
273	100,0	100,0	100,0
277	100,0	100,0	100,0
281	100,0	100,0	100,0
283	100,0	100,0	100,0
284	100,0	100,0	100,0
285	100,0	100,0	100,0
289	100,0	100,0	100,0
292	100,0	100,0	100,0
295	100,0	100,0	100,0
298	100,0	100,0	100,0
299	100,0	100,0	100,0
302	100,0	100,0	100,0
304	100,0	100,0	100,0
307	100,0	100,0	100,0
309	100,0	100,0	100,0
314	100,0	100,0	100,0
315	100,0	100,0	100,0
321	100,0	100,0	100,0
324	100,0	100,0	100,0
327	100,0	100,0	100,0
330	100,0	100,0	100,0
331	100,0	100,0	100,0
332	100,0	100,0	100,0
333	100,0	100,0	100,0

ANEXO Q – TENSÃO ANUAL – CASO BASE, CENÁRIO 1, 2, 3 ,4 ,5 E 6 – CONTINUAÇÃO.

Barras	0,93 pu < Tensão < 1,0 pu		
	Fase R (%)	Fase S (%)	Fase T (%)
334	100,0	100,0	100,0
337	100,0	100,0	100,0
339	100,0	100,0	100,0
341	100,0	100,0	100,0
343	100,0	100,0	100,0

ANEXO R – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 – FASE R.

Tensão (pu)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 0,930	0	0	0	0	0	0	0
0,930 a 0,935	0	0	0	0	0	0	0
0,935 a 0,940	0	0	0	0	0	0	0
0,940 a 0,945	0	0	0	0	0	0	0
0,945 a 0,950	0	0	0	0	0	0	0
0,950 a 0,955	0	0	0	0	0	0	0
0,955 a 0,960	7	7	7	7	7	7	7
0,960 a 0,965	28	28	28	28	28	28	28
0,965 a 0,970	66	66	64	64	60	60	58
0,970 a 0,975	131	129	130	130	128	125	123
0,975 a 0,980	381	378	373	373	370	366	360
0,980 a 0,985	1166	1141	1111	1103	1062	1031	1000
0,985 a 0,990	4726	4596	4404	4382	4221	4013	3829
0,990 a 0,995	2255	2415	2643	2673	2884	3127	3349
0,995 a 1,00	0	0	0	0	0	3	6
1,00 a 1,05	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 1,05	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO S – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 – FASE S.

Tensão (pu)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 0,930	0	0	0	0	0	0	0
0,930 a 0,935	0	0	0	0	0	0	0
0,935 a 0,940	0	0	0	0	0	0	0
0,940 a 0,945	0	0	0	0	0	0	0
0,945 a 0,950	0	0	0	0	0	0	0
0,950 a 0,955	0	0	0	0	0	0	0
0,955 a 0,960	0	0	0	0	0	0	0
0,960 a 0,965	10	10	10	10	10	10	10
0,965 a 0,970	45	45	45	45	45	45	44
0,970 a 0,975	100	98	94	94	94	90	90
0,975 a 0,980	239	241	242	242	239	237	234
0,980 a 0,985	881	853	827	825	804	783	769
0,985 a 0,990	3861	3766	3532	3509	3383	3249	3115
0,990 a 0,995	3624	3747	4010	4035	4182	4339	4487
0,995 a 1,00	0	0	0	0	3	7	11
1,00 a 1,05	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 1,05	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO T – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 270 – FASE T.

Tensão (pu)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 0,930	0	0	0	0	0	0	0
0,930 a 0,935	0	0	0	0	0	0	0
0,935 a 0,940	0	0	0	0	0	0	0
0,940 a 0,945	0	0	0	0	0	0	0
0,945 a 0,950	0	0	0	0	0	0	0
0,950 a 0,955	0	0	0	0	0	0	0
0,955 a 0,960	0	0	0	0	0	0	0
0,960 a 0,965	2	2	2	2	2	2	2
0,965 a 0,970	24	24	24	24	24	24	24
0,970 a 0,975	73	73	71	71	68	67	66
0,975 a 0,980	190	189	186	185	185	185	184
0,980 a 0,985	629	624	606	603	585	577	568
0,985 a 0,990	2926	2849	2758	2748	2668	2572	2501
0,990 a 0,995	4916	4999	5109	5122	5220	5325	5404
0,995 a 1,00	0	0	4	5	8	8	11
1,00 a 1,05	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 1,05	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO U – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 – FASE R.

Tensão (pu)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 0,930	0	0	0	0	0	0	0
0,930 a 0,935	0	0	0	0	0	0	0
0,935 a 0,940	0	0	0	0	0	0	0
0,940 a 0,945	0	0	0	0	0	0	0
0,945 a 0,950	0	0	0	0	0	0	0
0,950 a 0,955	1	1	1	1	1	1	1
0,955 a 0,960	12	12	12	12	12	12	12
0,960 a 0,965	41	41	41	41	41	40	40
0,965 a 0,970	77	76	74	72	70	69	68
0,970 a 0,975	170	170	170	172	166	167	162
0,975 a 0,980	452	445	436	434	432	421	417
0,980 a 0,985	1340	1316	1278	1271	1245	1216	1167
0,985 a 0,990	5053	4926	4710	4689	4506	4322	4102
0,990 a 0,995	1614	1773	2038	2068	2287	2511	2785
0,995 a 1,00	0	0	0	0	0	1	6
1,00 a 1,05	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 1,05	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO V – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 – FASE S.

Tensão (pu)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 0,930	0	0	0	0	0	0	0
0,930 a 0,935	0	0	0	0	0	0	0
0,935 a 0,940	0	0	0	0	0	0	0
0,940 a 0,945	0	0	0	0	0	0	0
0,945 a 0,950	0	0	0	0	0	0	0
0,950 a 0,955	0	0	0	0	0	0	0
0,955 a 0,960	3	3	3	3	3	3	3
0,960 a 0,965	17	17	17	17	17	17	17
0,965 a 0,970	60	59	57	57	57	55	55
0,970 a 0,975	109	108	105	105	103	102	101
0,975 a 0,980	298	293	291	290	286	283	281
0,980 a 0,985	1043	1023	983	977	947	928	892
0,985 a 0,990	4363	4245	4047	4029	3859	3668	3539
0,990 a 0,995	2867	3012	3257	3282	3487	3698	3865
0,995 a 1,00	0	0	0	0	1	6	7
1,00 a 1,05	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 1,05	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO W – FREQUÊNCIA X TENSÃO (PU) – BARRA 343 – FASE T.

Tensão (pu)	Frequência						
	Caso Base	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Até 0,930	0	0	0	0	0	0	0
0,930 a 0,935	0	0	0	0	0	0	0
0,935 a 0,940	0	0	0	0	0	0	0
0,940 a 0,945	0	0	0	0	0	0	0
0,945 a 0,950	0	0	0	0	0	0	0
0,950 a 0,955	0	0	0	0	0	0	0
0,955 a 0,960	0	0	0	0	0	0	0
0,960 a 0,965	8	8	8	8	8	8	8
0,965 a 0,970	35	35	34	34	34	33	33
0,970 a 0,975	89	89	88	87	84	84	82
0,975 a 0,980	218	216	217	218	217	218	213
0,980 a 0,985	787	774	752	750	730	716	696
0,985 a 0,990	3480	3349	3195	3180	3076	2988	2873
0,990 a 0,995	4143	4289	4465	4482	4606	4706	4845
0,995 a 1,00	0	0	1	1	5	7	10
1,00 a 1,05	0	0	0	0	0	0	0
Acima de 1,05	0	0	0	0	0	0	0