

PRISCILA BRAUN-GRABOLLE

**A INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS
EM LARGA ESCALA NO SISTEMA ELÉTRICO DE
DISTRIBUIÇÃO URBANA**

Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, para a obtenção do título de DOUTORA em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D

Florianópolis-SC
2010

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

B825i Braun-Grabolle, Priscila

A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana [tese] / Priscila Braun-Grabolle ; orientador, Ricardo Rüther. - Florianópolis, SC, 2010.

257 p.: il., grafs., tabs., mapas, plantas

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia civil. 2. Sistemas de energia elétrica - Distribuidor de carga. I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

CDU 624

*Dedico este trabalho à minha
família, a base da minha essência.*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Ricardo, pela paciência, dedicação e ensinamentos. Alguém além de um orientador.

Ao Prof. Hans, o responsável por ter dado outro rumo ao meu doutorado, que com sua sabedoria imensa me guiou ao longo do caminho.

Aos demais membros da banca, pelas contribuições indispensáveis para a conclusão da versão final desta tese.

Aos colegas solares, Lucas, Trajano, Alex, Isa e Clá, pela companhia, parceria e amizade durante esses longos anos.

Ao meu amigo Jair, pelas aulas de engenharia elétrica, pela incansável ajuda, pelas horas a mim dedicadas. Ele fez a diferença.

Aos colegas do LabEEE, Devis, Martin, Ana, Sol, em especial, ao Enedir, pelos almoços e horas do café enriquecedores.

Aos colegas Rodrigo e Danilo do Labspot, pela ajuda elétrica!

Ao Rafael Eichelberger, engenheiro da CELESC, pelo apoio, paciência e dedicação em conseguir as informações necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu pai, meu exemplo de inteligência. Por ter sempre me incentivado a não desistir e fazer sempre o meu melhor.

À minha mãe Nair e às minhas irmãs, Lari e Grê, pela preocupação e incentivo e por sempre terem acreditado em mim.

Aos meus “pais-dastros”, pelo apoio indireto!

Ao meu marido Sven, pelo amor, carinho, compreensão pela ausência e habilidade em sempre tirar um sorriso meu.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a elaboração desta tese.

Obrigada!

“A aquisição de conhecimento é o que normalmente é chamado de aprendizagem.”

Kenneth J. Arrow

A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana

PRISCILA BRAUN-GRABOLLE

Florianópolis, 2010.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D

Área de Concentração: Construção Civil

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica, Geração distribuída, Fluxo de potência em redes de distribuição

Número de páginas: 257

A qualidade da energia provida pelo sistema elétrico aos consumidores finais depende fortemente da interação entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Os sistemas de energia elétrica têm sido tradicionalmente projetados para uma produção centralizada. Ao longo das últimas décadas, vários fatores, como a liberalização de mercados e questões ambientais, têm causado uma mudança nesse perfil, onde a geração distribuída passa a tomar papel de importância na reestruturação dos sistemas tradicionais. Apesar da tecnologia solar fotovoltaica ainda ter um impacto muito menor que outras fontes de energia como geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos são cada vez mais integrados aos sistemas elétricos, principalmente em redes de distribuição e em países onde programas governamentais de incentivo são bem sucedidos. Um aumento na penetração da geração distribuída em sistemas elétricos cria novos desafios e pode gerar benefícios ou ainda problemas para operadores de rede. O impacto da tecnologia fotovoltaica aliada com a capacidade instalada em redes de distribuição tem sido estudado em vários países onde o mercado é consolidado e desenvolvido. No Brasil, sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica ainda não fazem parte, de maneira significativa, da matriz energética, porém, a evolução do mercado mundial com a constante redução de custos e o alto potencial brasileiro para a aplicação dessa tecnologia tendem a viabilizar a aplicação desses sistemas. Esta tese tem como objetivo principal avaliar o comportamento do sistema elétrico de distribuição urbana com a integração em larga escala de sistemas solares fotovoltaicos, no que diz respeito à qualidade de energia, e identificar possíveis problemas e benefícios relacionados com a participação da

tecnologia como geração distribuída. O estudo foi realizado com base no sistema elétrico de distribuição urbana da cidade de Florianópolis-SC operado pela concessionária local, onde dez alimentadores foram analisados, e teve como principal ferramenta de análise, simulações de fluxo de potência observando as características de carregamento e a configuração elétrica dos alimentadores. As simulações foram feitas com o Programa de Análise de Redes – ANAREDE, utilizando dados do sistema de distribuição do ano de 2008. Os resultados mostraram que a qualidade de tensão de distribuição em presença de geração fotovoltaica depende fortemente da configuração elétrica do sistema. Em alguns alimentadores, a localização dos pontos de conexão afetou o carregamento dos cabos negativamente, atingindo grandes valores em percentuais da ampacidade dos cabos; em outros, a presença dos sistemas fotovoltaicos como geração distribuída contribuiu para o alívio do carregamento e melhora do perfil de tensão.

Large scale photovoltaic solar systems integration in the utility distributed energy network

PRISCILA BRAUN-GRABOLLE

Florianópolis, 2010.

Supervisor: Prof. Ricardo Rütther, Ph.D

Area of Concentration: Civil Engineering

Keywords: Grid-connected photovoltaic system, distributed generation, power flow in distribution networks

Number of pages: 257

The power quality provided by the electrical system to final consumers depends strongly on the interaction between generation, transmission and distribution systems. The power systems have been traditionally designed for centralized production. Over the last years, several factors such as market liberalization and environmental issues have changed this profile, where distributed generation becomes an important role in the restructuring of traditional systems. Although the solar photovoltaic technology still has a much smaller impact than other energy sources as distributed generation, photovoltaic systems are increasingly integrated on electrical systems, especially in distribution networks and in countries where government incentive programs are successful. An increase of distributed generation penetration in electrical systems creates new challenges and may generate benefits or problems for network operators. The impact of photovoltaic technology related with the installed capacity in distribution networks has been studied in several countries where the market is consolidated and developed. In Brazil, grid-connected photovoltaic systems are not yet part of the energy matrix, however, the evolution of the global market with constant cost reduction and high Brazilian potential for the application of this technology tend to facilitate the systems implementation. This thesis aims at evaluating the behavior of the electrical distribution urban system with the integration of large scale solar PV systems on power quality and to identify potential problems and benefits associated with participation of this technology as distributed generation. The study was conducted on the electric distribution system in Florianópolis-SC operated by the local utility, where ten feeders were analyzed and the

main tool of analysis was power flow simulation observing the feeders load and electrical characteristics. The simulations were done with the *Programa de Análise de Redes* - ANAREDE using the data of the distribution system for the year 2008. The results showed that the voltage quality of the distribution system in presence of photovoltaic generation strongly depends on the configuration of the electrical system. In some feeders, the location of connection points affected negatively the cables, causing overloads, in others the presence of PV systems as distributed generation contributed to the relief of the load and improving voltage profile.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade instalada acumulada da tecnologia fotovoltaica desde 2000 até 2009.	29
Figura 2: Detalhe da rede de transmissão de energia elétrica que abastece a ilha de Santa Catarina.	31
Figura 3: Capacidade instalada por fontes renováveis de energia no mundo, em países em desenvolvimento, União Européia e <i>Top 6</i> países.	37
Figura 4: Histórico legal e regulamentar da geração distribuída no Brasil.	38
Figura 5: Geração de energia elétrica por autoprodutores no Brasil de 1970 a 2009.	39
Figura 6: Oferta interna de energia no Brasil por fonte de energia para o ano de 2009.	40
Figura 7: Mapa brasileiro de irradiância solar global horizontal média anual.	42
Figura 8: Estrutura de uma célula solar fotovoltaica.	43
Figura 9: Tipos de células fotovoltaicas comercialmente disponíveis separadas em grupos.	45
Figura 10: Componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.	46
Figura 11: Forma típica da curva característica $I \times V$	48
Figura 12: Percentual da capacidade total instalada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados entre 1992 e 2008 para países-membro da <i>International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme</i>	49
Figura 13: Evolução do mercado anual entre os anos de 2000 e 2009.	50
Figura 14: Participação no mercado fotovoltaico em termos de capacidade instalada em 2009 por país.	51
Figura 15: Mercado mundial da tecnologia fotovoltaica para ano de 2009.	52
Figura 16: Curva de aprendizado da tecnologia fotovoltaica baseada na taxa de progresso (TP) registrada entre os anos de 1976 e 2006 e extrapolada para cenários futuros (2013, 2020 e 2030).	53
Figura 17: Modelo de etiqueta para módulos fotovoltaicos.	56
Figura 18: Possíveis eventos que afetam a qualidade de potência em redes de distribuição.	58
Figura 19: Exemplo de forma de onda de rede resultante da composição da forma de onda fundamental e da forma de onda do harmônico de terceira ordem.	64
Figura 20: Fluxograma da metodologia de análise de qualidade de energia em redes de distribuição quando sistemas solares fotovoltaicos em larga escala são conectados a elas.	82
Figura 21: Trecho de um diagrama unifilar da rede de distribuição CELESC.	85
Figura 22: Exemplo de aplicação do procedimento de obtenção de pontos	

notáveis nos alimentadores.	87
Figura 23: Diagrama unifilar representativo do alimentador exemplificado na Figura 22 após obtenção dos pontos notáveis.	87
Figura 24: Representação gráfica dos alimentadores da subestação Trindade sobre imagem de satélite, onde as linhas de mesma cor representam um único alimentador.	101
Figura 25: Demanda horária registrada no ano de 2008 para os alimentadores conectados ao transformador TT-1 da subestação Trindade.	103
Figura 26: Demanda horária registrada no ano de 2008 para os alimentadores conectados ao transformador TT-2 da subestação Trindade.	103
Figura 27: Demanda horária registrada no ano de 2008 para os alimentadores conectados ao transformador TT-3 da subestação Trindade.	104
Figura 28: Gráficos de frequência dos valores de demanda horária registrados acima da média (a) e em função do horário de ocorrência (b) no período de 2008 para o alimentador TDE-09.	105
Figura 29: Diagrama unifilar representativo do alimentador TDE-02 com as informações de tipos de cabos existentes e o número de pontos notáveis.	108
Figura 30: Diagrama unifilar representativo do alimentador TDE-05 com as informações de tipos de cabos existentes e o número de pontos notáveis.	109
Figura 31: Diagrama unifilar representativo do alimentador TDE-10 com as informações de tipos de cabos existentes e o número de pontos notáveis.	109
Figura 32: Representação gráfica do alimentador TDE-01 sobre imagem de satélite com a identificação dos possíveis locais para integração dos sistemas solares fotovoltaicos (círculos).	120
Figura 33: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do alimentador TDE-01 para o cenário A – carregamento máximo da rede sem a inserção da geração fotovoltaica.	123
Figura 34: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do alimentador TDE-02 para o cenário A – carregamento máximo da rede sem a inserção da geração fotovoltaica.	124
Figura 35: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do alimentador TDE-04 para o cenário A – carregamento máximo da rede sem a inserção da geração fotovoltaica.	124
Figura 36: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do alimentador TDE-04 para o cenário B – carregamento máximo da rede e inserção da geração fotovoltaica.	125
Figura 37: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-01 para os Cenários A, B, C e D.	127
Figura 38: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior	

comprimento do alimentador TDE-02 para os Cenários A, B, C e D.....	127
Figura 39: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-03 para os Cenários A, B, C e D.....	128
Figura 40: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-04 para os Cenários A, B, C e D.....	128
Figura 41: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-05 para os Cenários A, B, C e D.....	129
Figura 42: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-06 para os Cenários A, B, C e D.....	129
Figura 43: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-07 para os Cenários A, B, C e D.....	130
Figura 44: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-08 para os Cenários A, B, C e D.....	130
Figura 45: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-09 para os Cenários A, B, C e D.....	131
Figura 46: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-10 para os Cenários A, B, C e D.....	131
Figura 47: Fluxo de corrente nas linhas do alimentador TDE-01 (Cenário B).....	136
Figura 48: Fluxo de corrente nas linhas do alimentador TDE-06 (Cenário B).....	137
Figura 49: <i>Effective Load Carrying Capability</i> (ELCC) em função do nível de penetração para os dez alimentadores da subestação Trindade....	143
Figura 50: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de janeiro de 2008.....	146
Figura 51: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de março de 2008.....	147
Figura 52: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de junho de 2008.....	148
Figura 53: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de dezembro de 2008....	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tecnologias utilizadas em geração distribuída e respectiva potência típica.....	36
Tabela 2: Classificação dos módulos fotovoltaicos de silício mono e multicristalino e para filmes finos de acordo com sua eficiência.....	56
Tabela 3: Impactos relacionados com a inserção da geração fotovoltaica em redes de distribuição.	61
Tabela 4: Lista representativa de programas comerciais disponíveis para análise de fluxo de potência em redes de distribuição com respectivo fabricante e país de origem.	70
Tabela 5: Etapas necessárias ou opcionais dos procedimentos de acesso à rede de distribuição por tipo de acessante.....	73
Tabela 6: Níveis de tensão de conexão da central geradora à rede de distribuição em função da potência instalada.....	75
Tabela 7: Resumo dos atributos para cada medida de capacidade fotovoltaica.	79
Tabela 8: Exemplo da tabela de organização de dados obtidos após a aplicação da metodologia de aquisição dos pontos notáveis nos alimentadores com base no exemplo da Figura 22.	88
Tabela 9: Cenários propostos para aplicação da metodologia de análise de fluxo de potência em redes de distribuição na presença de geração fotovoltaica.	95
Tabela 10: Agrupamentos dos alimentadores da subestação Trindade em função da capacidade dos transformadores.....	102
Tabela 11: Perfil de carregamento dos alimentadores da subestação Trindade.....	105
Tabela 12: Valores máximos de demanda registrada no intervalo entre 10 e 15h do período de 2008 para os dez alimentadores da subestação Trindade com destaque (*) para os carregamentos máximos utilizados na simulação de fluxo de potência em cada alimentador.	106
Tabela 13: Valores mínimos de demanda registrada no intervalo entre 10 e 15h do período de 2008 para os dez alimentadores da subestação Trindade com destaque (*) para os carregamentos mínimos utilizados na simulação de fluxo de potência em cada alimentador.	107
Tabela 14: Valores de potência ativa (P) máxima e mínima registrados no ano de 2008 e respectivos valores de potência aparente (S) e fator de potência (FP) calculados para os dez alimentadores da subestação Trindade.....	111
Tabela 15: Fator de demanda para transformador de consumidor particular e transformador do alimentador - CELESC em carregamento máximo e mínimo no alimentador TDE-04.....	113
Tabela 16: Distribuição do fator de demanda (FD) e resultado dos cálculos	

de potência ativa (P^*) e reativa (Q^*) nos pontos notáveis de um trecho do alimentador TDE-04 em carregamento máximo.....	114
Tabela 17: Perdas em potência ativa (P) e potência reativa (Q) para os dez alimentadores da subestação Trindade em carregamento máximo e mínimo.....	115
Tabela 18: Dez valores de potência aparente - S (kVA) dos alimentadores conectados ao transformador TT-1 da subestação Trindade utilizados para determinar o carregamento operacional do transformador e carregamentos operacionais dos respectivos alimentadores.	116
Tabela 19: Dez valores de potência aparente - S (kVA) dos alimentadores conectados ao transformador TT-2 da subestação Trindade utilizados para determinar o carregamento operacional do transformador e carregamentos operacionais dos respectivos alimentadores.	117
Tabela 20: Dez valores de potência aparente - S (kVA) dos alimentadores conectados ao transformador TT-3 da subestação Trindade utilizados para determinar o carregamento operacional do transformador e carregamentos operacionais dos respectivos alimentadores.	117
Tabela 21: Valores de referência limite de potência utilizados para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos para os dez alimentadores da subestação Trindade.....	118
Tabela 22: Potência dos sistemas fotovoltaicos (P) distribuídos ao longo dos alimentadores do transformador TT-1 da subestação Trindade.....	120
Tabela 23: Potência dos sistemas fotovoltaicos (P) distribuídos ao longo dos alimentadores do transformador TT-2 da subestação Trindade.....	121
Tabela 24: Potência dos sistemas fotovoltaicos (P) distribuídos ao longo dos alimentadores do transformador TT-3 da subestação Trindade.....	121
Tabela 25: Potência de curto-circuito trifásico (P_{CC}) nos pontos notáveis do alimentador TDE-10.	121
Tabela 26: Variação da tensão ($\Delta\%$) nos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos dos alimentadores da subestação Trindade entre os cenários A e B (A&B) e entre os cenários B e C (C&D).....	132
Tabela 27: Perdas de potência ativa (MW) e potência reativa (Mvar) totais nos dez alimentadores da subestação Trindade para os cenários A, B C e D.	134
Tabela 28: Carregamento relativo nos trechos do alimentador TDE-01 para os cenários A, B, C e D.	139
Tabela 29: Carregamento relativo nos trechos do alimentador TDE-01 para os cenários A, B, C e D.	140
Tabela 30: Geração de potência ativa (MW) e reativa (Mvar) no barramento infinito da subestação Trindade para os cenários A, B, C e D quando simulados os alimentadores individualmente (TDE-x) e em conjunto (TT-x).	141
Tabela 31: Nível de Penetração Energético (NPE) mensal para os dez alimentadores da subestação Trindade.....	144

LISTA DE SÍMBOLOS, SIGLAS E ABREVIATURAS

- $\mu\text{c-Si}$ → Silício micro-amorfo
ABNT → Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM → *Air Mass*
ANAREDE → Programa de Análise de Rede
ANEEL → Agência Nacional de Energia Elétrica
APE → Autoprodutor de Energia
Art. → Artigo
a-Si → silício amorfo
a-Si:H → silício amorfo hidrogenado
BMU → *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*
CCEE → Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CdTe → telureto de cádmio
CE → Comissão de Estudo
CELESC → Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A
CEPEL → Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CF → *Capacity Factor*
CHESF → Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIGRE → Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CRESESB → Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
c-Si → silício monocristalino
Cu → Cobre
DGS → *Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.*
DIN → *Deutsches Institut für Normung e.V.*
DISPOWER → *Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*
DTIM → *Demand-Time Interval Matching*
ELCC → *Effective Load Carrying Capability*
EN → *Europäische Norm*
EPIA → *European Photovoltaic Industry Association*
EVA → *Ethylene Vinyl Acetate*
FD → Fator de Demanda
FOH → *Forced Outage Hours*
FP → Fator de Potência
Ga → gálio
GD → Geração Distribuída
GT-FOT → Grupo de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos
HIT → *Heterojunction with Intrinsic Thin Layer*
I → corrente elétrica
IEA → *International Energy Agency*
IEA-PVPS → *International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme*
IEC → *International Electrotechnical Commission*

IEEE → *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*
 I_{MP} → corrente no ponto de máxima potência
In → Índio
INEE → Instituto Nacional de Eficiência Energética
INEMET → Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO → Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
INPE → Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
 I_{SC} → corrente de curto-circuito
JRC → *Joint Research Centre*
LABSOLAR → Laboratório de Energia Solar
LDMC → *Load Duration Magnitude Capacity*
LDTC → *Load Duration Time-based Capacity*
LOLP → Loss-of-Load Probability
m → fator de capacidade de Garver
MAE → Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MBESC → *Minimum-Buffer-Energy-Storage-based Capacity*
MME → Ministério de Minas e Energia
MPP → *Maximum Power Point*
m-Si → Silício multicristalino
NASA → *National Aeronautics and Space Administration*
NBR → Norma Brasileira
NPE → Nível de Penetração Energético
n-Si → silício nano-amorfo
ONS → Operador Nacional do Sistema Elétrico
P → potência ativa
p.u → por unidade
PBE → Programa Brasileiro de Etiquetagem
PCH → Pequena Central Hidroelétrica
PIE → Produtor Independente de Energia
PL → Projeto de Lei
PRODEEM → Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST → Procedimentos de Distribuição
PROINFA → Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV UP-SCALE → *Photovoltaic in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion*
Q → potência reativa
R → resistência elétrica
REN21 → *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*
RESEB → Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
S → potência aparente
Se → Selênio
SE → Subestação
SH → *Service Hours*

SIN → Sistema Interligado Nacional
SLC → *Solar-Load-Control-based Capacity*
STC → *Standard Test Conditions*
TCO → *Transparent Conductive Oxide*
THD → *Total harmonic distortion*
TP → Taxa de Progresso
TSW → *Time/season window*
UFPE → Universidade Federal de Pernambuco
UFSC → Universidade Federal de Santa Catarina
UKEA → *United Kingdom Electricity Association*
USAID → *United States Agency for International Development*
 V_{MP} → tensão no ponto de máxima potência
 V_{OC} → tensão em circuito aberto
 W_p → watt-pico
X → reatância elétrica
Z → impedância elétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	24
1.1 OBJETIVOS	27
1.1.1 Objetivo geral.....	27
1.1.2 Objetivos específicos	27
1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO	28
1.3 APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO.....	30
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	34
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	34
2.1.1 Definição.....	34
2.1.2 Tecnologias disponíveis	35
2.1.3 A utilização da geração distribuída no mundo	35
2.1.4 A utilização da geração distribuída no Brasil.....	37
2.2 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	41
2.2.1 A radiação solar	41
2.2.2 Células fotovoltaicas	43
2.2.3 Tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis	44
2.2.4 Módulos fotovoltaicos.....	44
2.2.5 Parâmetros elétricos das células e módulos fotovoltaicos.....	46
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	48
2.3.1 Mercado fotovoltaico	50
2.3.2 Incentivos regulatórios no Brasil	54
2.4 IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DE POTÊNCIA DA REDE.....	57
2.4.1 Ilhamento não intencional	61
2.4.2 Distorção harmônica	63
2.4.3 Contribuição para a capacidade de curto-circuito	67
2.4.4 Impacto na tensão da rede	67
2.5 A REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL SOBRE OS REQUISITOS TÉCNICOS DE QUALIDADE DE ENERGIA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	72
2.6 MEDIDAS DE CAPACIDADE EFETIVA FOTOVOLTAICA	76
3 METODOLOGIA.....	81
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	81
3.2 IDENTIFICAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE CARREGAMENTO DOS ALIMENTADORES	83
3.2.1 Caracterização do perfil dos alimentadores	83
3.3 ANÁLISE DOS DIAGRAMAS UNIFILARES DOS	

ALIMENTADORES.....	84
3.3.2 Cálculo da capacidade final de transformação nos pontos notáveis	88
3.3.3 Cálculo do fator de demanda	90
3.3.4 Cálculo das potências ativa e reativa	91
3.3.5 Cálculo e subtração das perdas ativa e reativa.....	91
3.4 DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DOS SISTEMAS FOTVOLTAICOS.....	93
3.4.1 Distribuição dos sistemas fotovoltaicos nos alimentadores	94
3.4.2 Definição dos cenários de simulação	95
3.5 DADOS DE ENTRADA NO PROGRAMA ANAREDE.....	95
3.5.1 A simulação de fluxo de potência.....	96
3.6 <i>EFFECTIVE LOAD CARRYING CAPABILITY</i> (ELCC) E NÍVEL DE PENETRAÇÃO ENERGÉTICO	97
3.7 ANÁLISE E DISCUSSÕES DOS RESULTADOS.....	99
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	101
4.1 IDENTIFICAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE CARREGAMENTO DOS ALIMENTADORES.....	102
4.1.1 Caracterização do perfil dos alimentadores	104
4.2 ANÁLISE DOS DIAGRAMAS UNIFILARES DOS ALIMENTADORES.....	107
4.2.3 Fator de demanda de consumidor especial e de consumidor CELESC.....	110
4.2.4 Cálculo das potências ativa (P) e reativa (Q).....	113
4.3 DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DOS SISTEMAS FOTVOLTAICOS.....	116
4.3.1 Distribuição dos sistemas fotovoltaicos nos alimentadores	119
4.4 DADOS DE ENTRADA NO PROGRAMA ANAREDE.....	122
4.5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA UTILIZANDO O PROGRAMA ANAREDE.....	122
4.5.1 Tensão nas barras.....	123
4.5.2 Perdas de potência	133
4.5.3 Fluxo de corrente nas linhas	135
4.5.4 Carregamento relativo.....	138
4.5.5 Transformadores da subestação	140
4.6 <i>EFFECTIVE LOAD CARRYING CAPABILITY</i> (ELCC) E NÍVEL DE PENETRAÇÃO ENERGÉTICO	142
5 CONCLUSÕES	151
REFERÊNCIAS.....	156
APÊNDICE (S).....	176

APÊNDICE A – LISTA DE PUBLICAÇÕES.....	177
APÊNDICE B – GRÁFICOS DE FREQUÊNCIA DOS VALORES DE DEMANDA HORÁRIA REGISTRADOS ACIMA DA MÉDIA (A) E EM FUNÇÃO DO HORÁRIO DE OCORRÊNCIA (B) NO PERÍODO DE 2008 PARA OS DEZ ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE	180
APÊNDICE C – DIAGRAMAS UNIFILARES REPRESENTATIVOS DOS DEZ ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE	184
APÊNDICE D – TABELAS DE ORGANIZAÇÃO DOS DADOS DE CARREGAMENTO, RESISTÊNCIA, REATÂNCIA E CAPACIDADE NORMAL PARA OS TRECHOS E PONTOS NOTÁVEIS DOS DEZ ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE.....	190
APÊNDICE E – TABELAS DE ORGANIZAÇÃO DOS DADOS DE FATOR DE DEMANDA, POTÊNCIA ATIVA E POTÊNCIA REATIVA EM CARREGAMENTO MÁXIMO E MÍNIMO NOS PONTOS NOTÁVEIS DOS DEZ ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE	201
APÊNDICE F – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DOS ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE SOBRE IMAGEM DE SATÉLITE COM IDENTIFICAÇÃO DOS POSSÍVEIS LOCAIS PARA INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E RESPECTIVOS PONTOS DE CONEXÃO	212
APÊNDICE G – EXEMPLO DE CÁLCULO DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NOS PONTOS NOTÁVEIS DOS ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE.....	223
APÊNDICE H – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO NÍVEL DE TENSÃO NOS PONTOS NOTÁVEIS DOS ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE PARA OS CENÁRIOS A E B	224
APÊNDICE I – CARREGAMENTO RELATIVO NOS TRECHOS DOS ALIMENTADORES DA SUBESTAÇÃO TRINDADE PARA OS CANÁRIOS A, B, C E D	237
ANEXOS	249
ANEXO A – TABELA DE CABOS CELESC	250
ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO TRINDADE	254
ANEXO C – IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DO SISTEMA ELÉTRICO ATÉ O PONTO DA SUBESTAÇÃO TRINDADE.....	256

Introdução

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a questão energética vem sendo uma preocupação mundial. Crises no setor elétrico são cada vez mais comuns. Durante a última década, os setores de energia de diferentes países sofreram profundas transformações, com grande tendência à desverticalização e ao estímulo à descentralização da geração de energia, impondo à rede de distribuição um papel central nesta nova modelagem.

As pressões por mudanças podem ser entendidas pela combinação de aspectos referentes à oferta e à demanda do setor elétrico. Do ponto de vista da oferta, a crise do petróleo e incertezas da disponibilidade desta fonte refletiu em uma elevação do preço dos combustíveis fósseis, aumentando os custos operacionais das companhias elétricas que operam usinas geradoras alimentadas por estes insumos. Sob o aspecto da demanda, o crescente aumento contribui para a intensificação da geração de eletricidade.

Ao mesmo tempo, as novas exigências ambientais obrigaram as empresas do setor a internalizar custos ambientais em suas atividades devido aos seguintes problemas: oposição à instalação de linhas de transmissão e grandes plantas geradoras; desapropriação, impactos regionais (inundações de áreas para reservatórios de hidrelétricas, chuva ácida provocada pela emissão de dióxido de carbono de termelétricas e radiação por acidente em usinas nucleares); ou impactos globais (a questão da mudança climática global decorrente da intensificação das emissões dos gases de efeito estufa).

A elevação dos preços de oferta, as pressões ambientais e a elevação das taxas de juros do mercado internacional culminaram na redução dos investimentos em novas unidades geradoras de eletricidade e intensificaram-se as políticas de conservação de energia. A geração distribuída em redes de distribuição, subtransmissão ou mesmo de transmissão, passou a ser uma opção à crise do setor elétrico mundial.

A geração distribuída diferencia-se da geração centralizada por entregar a energia diretamente à rede de distribuição ou onde está localizado o consumidor final, não necessitando de linhas de transmissão. O consumidor pode estar localizado em uma região industrial, em um prédio comercial ou regiões remotas. Além disso, esse tipo de geração não implica em dimensões de geração máxima ou mínima, podendo ser formada por unidades de baixa e alta potência.

A geração distribuída está se tornando cada vez mais comum, alterando a estrutura e a operação de sistemas elétricos em conexão à média e baixa tensão. Sistemas de distribuição são predominantemente

radiais onde o fluxo de potência parte das subestações em direção ao consumidor final. Porém, com um aumento significativo de níveis de geração distribuída, o sistema de distribuição tenderá a se apresentar como um sistema de transmissão, tipicamente organizado em uma estrutura de malha.

Esse tipo de geração é caracterizado por diferentes tecnologias, incluindo tecnologias convencionais como geradores a diesel e turbinas a gás; tecnologias mais modernas, como micro-turbinas e células combustíveis e tecnologias de fonte renovável, como geradores fotovoltaicos, pequenas centrais hidroelétricas, aerogeradores e geradores movidos a biomassa. Com uma maior utilização de fontes de geração que são consideradas como não despacháveis poderá haver a necessidade de um maior controle dos operadores do sistema elétrico. A introdução dessa geração tenderá a alterar a característica passiva do sistema elétrico de distribuição, podendo ter um significativo impacto na operação do sistema e equipamentos em termos de confiabilidade, qualidade, estabilidade e segurança - tanto em termos de segurança ao consumidor final quanto para os fornecedores de energia elétrica. Esse impacto poderá se manifestar tanto positivamente quanto negativamente, dependendo da configuração dos sistemas de distribuição e das características de utilização. A conexão poderá ocasionar sobretensão, harmônicos, desequilíbrio do sistema, entre outros. Por outro lado, a potência injetada por unidades de geração distribuída poderá dar suporte ao perfil de tensão e à estabilidade do sistema.

A ideia por trás da inserção da geração distribuída é de aumentar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia aos consumidores e usuários do sistema elétrico, fazendo uso da geração localizada, reduzindo perdas e investimentos em transmissão e distribuição. Uma importante questão relacionada com a integração da geração distribuída é a da qualidade de energia.

A qualidade de energia tem ganhado cada vez mais interesse por parte da indústria de equipamentos eletrônicos. Os equipamentos têm se tornado cada vez mais sensíveis à qualidade do fornecimento de energia. Qualidade de energia é uma preocupação tanto do sistema em si quanto para o consumidor final. Uma subdivisão comum é que qualidade de tensão é associada a concessionárias ou empresas de distribuição de energia, enquanto qualidade de corrente é associada aos usuários e consumidores finais.

A qualidade técnica dos serviços fornecidos aos consumidores depende fortemente da interação entre o sistema elétrico de transmissão e distribuição e os consumidores finais, bem como a segurança e a

tecnologia utilizada na operação de redes.

Para determinar qual configuração de rede seria capaz de incluir geração distribuída em seu sistema e quais alterações seriam necessárias na operação de equipamentos, nas proteções e nas tecnologias de comunicação e controle dos sistemas elétricos, pesquisas têm sido realizadas em todo o mundo com base em simulações de integração da geração distribuída no sistema elétrico.

Empresas do setor elétrico devem atender a certas obrigações, quanto ao fornecimento de energia elétrica para seus clientes, sendo tarefa de um complicado sistema de controle. Requisitos de qualidade de energia no ponto de consumo, como limites de tensão, variação de tensão, harmônicos e falhas devem ser obedecidos para manter a qualidade do fornecimento. Um dos principais objetivos dos operadores do sistema é manter a tensão aos clientes estável e confiável, com magnitude e frequência dentro dos limites permitidos. É esperado que as simulações forneçam informações úteis para verificar as estratégias de operação dos sistemas de distribuição nas novas condições impostas pela presença da geração distribuída.

Geralmente, são três os objetivos de política pública que incentivam a expansão da utilização de geração distribuída, (i) a redução de emissão de gases de efeito estufa (*e.g.* Protocolo de Kyoto), (ii) a utilização de fontes renováveis de energia (*e.g.* *Feed-in Tariffs*) e (iii) melhora da eficiência energética. Muitos incentivos governamentais têm dado suporte às fontes renováveis de energia por motivos ambientais, e a competição pela geração imposta pela liberalização do mercado de eletricidade tem impulsionado o desenvolvimento dessas tecnologias como geração distribuída.

A tecnologia fotovoltaica como geração distribuída, apesar de ainda apresentar um impacto menor de utilização do que outras tecnologias de geração distribuída, é cada vez mais inserida nos sistemas de distribuição a nível mundial no âmbito de programas e regulamentos de incentivo. O mercado fotovoltaico apresenta constante crescimento, e o interesse e as preocupações pelo potencial impacto desse crescimento na estabilidade e operação dos sistemas elétricos podem criar barreiras quanto à sua expansão.

A geração direta de eletricidade a partir da luz do sol, através do efeito fotovoltaico, uma das diversas aplicações da energia solar, se apresenta como uma das mais racionais formas de geração de potência elétrica. Estática e silenciosa, esta tecnologia promissora de geração elétrica proporciona a possibilidade da instalação de sistemas fotovoltaicos próximos do consumo e, muitas vezes, sobre áreas já

ocupadas como o envoltório de edificações urbanas. Assim, além de gerar energia junto ao ponto de consumo, estes geradores distribuídos podem contribuir para postergar investimentos na instalação de novas plantas de geração e suas respectivas linhas de transmissão, além de evitar os impactos ambientais que geralmente acompanham esses grandes empreendimentos.

A escolha do tema abordado nesta tese (integração em larga escala de sistemas solares fotovoltaicos no sistema elétrico de distribuição urbana) foi baseada nos fatos e nos problemas anteriormente descritos. O desenvolvimento se deu sob a hipótese de que o sistema elétrico de distribuição urbana não está apto a receber sistemas fotovoltaicos como geração distribuída. O tema foi abordado de uma maneira demonstrativa, através da aplicação de uma metodologia criada visando à verificação da hipótese inicial. Pontos relevantes foram observados, como a conformidade às leis e regulamentações vigentes que tratam da conexão de usinas geradoras ao sistema elétrico de distribuição, bem como a utilização da ferramenta de simulação recomendada pelos órgãos de controle do sistema elétrico.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Considerando a ausência de uma regulamentação específica para a conexão dos sistemas fotovoltaicos ao sistema de distribuição brasileiro e a possibilidade do aumento da participação dessa tecnologia no sistema interligado, o objetivo principal desta tese é propor uma metodologia para avaliar o comportamento do sistema elétrico de distribuição urbana com a integração em larga escala de sistemas solares fotovoltaicos.

1.1.2 Objetivos específicos

- identificar os possíveis impactos da geração fotovoltaica em redes de distribuição, pelo estudo da experiência obtida em países onde esse tipo de tecnologia é utilizado em larga escala;
- identificar os requisitos operacionais exigidos pelos órgãos reguladores e operadores do sistema elétrico brasileiro;
- analisar a configuração do sistema elétrico de distribuição e identificar o atual modelo de operação de subestação, alimentadores, topologia de rede e carregamento;

- identificar, dentro do sistema de distribuição, possíveis áreas para integração dos sistemas fotovoltaicos;
- realizar simulações de fluxo de potência em redes de distribuição com a presença de geração fotovoltaica como geração distribuída, utilizando a ferramenta recomendada pelos órgãos de controle e operação do sistema elétrico brasileiro;
- identificar o impacto da integração no perfil de tensão, no carregamento dos condutores, no fluxo de corrente e nos transformadores;
- avaliar a mitigação de possíveis problemas relacionados com a conexão em larga escala dos sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição.

1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A conversão da energia solar através do efeito fotovoltaico é impulsionada por um conjunto de opções tecnológicas que caracterizam sua diversidade de utilização. Desde as primeiras aplicações espaciais até a utilização dos sistemas fotovoltaicos em residências, indústrias, prédios públicos e em usinas, mais de 40 anos se passaram. A última década presenciou a tecnologia fotovoltaica como uma tecnologia emergente e potencialmente importante para a geração de energia no mundo. O crescimento robusto e contínuo dos últimos dez anos deverá continuar nas próximas décadas. Até o final de 2008, a capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos se aproximou aos 16 GW e atualmente, quase 23 GW em sistemas fotovoltaicos estão instalados a nível mundial. A Figura 1 mostra a evolução da capacidade instalada acumulada no mundo desde o ano 2000 até 2009.

Atualmente, a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é a aplicação que vem demonstrando maior crescimento. O percentual de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, próximos ao ponto de consumo vem crescendo ao longo dos anos, tomando o espaço que anteriormente pertencia às aplicações isoladas, correspondendo a mais de 90% da capacidade instalada em países líderes do mercado (IEA, 2009).

O custo da tecnologia fotovoltaica é tido como uma barreira para o amplo desenvolvimento e utilização dos sistemas fotovoltaicos. Contudo, o crescimento do mercado (resultado da aplicação de programas de incentivo em vários países) vem impulsionando sua queda. Milhões de euros têm sido investidos em pesquisa e desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica nas últimas décadas,

visando melhorar o desempenho, gerar maior confiabilidade e reduzir os custos. Muitos milhões a mais têm sido investidos para aperfeiçoar os equipamentos de produção, para acelerar a indústria e ajudar, gradualmente, a reduzir os custos de produção da tecnologia.

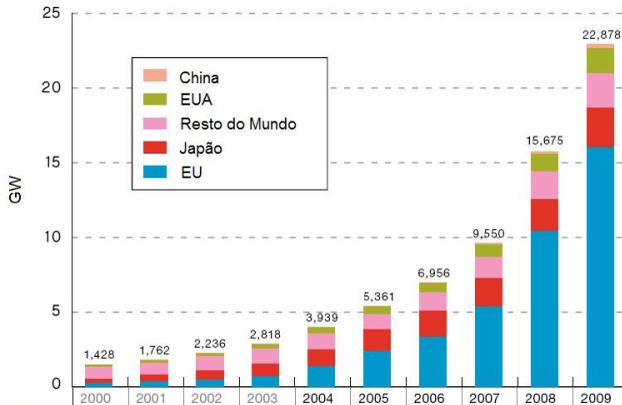


Figura 1: Capacidade instalada acumulada da tecnologia fotovoltaica desde 2000 até 2009.

Fonte: Adaptado de EPIA (2010)

No Brasil, a utilização dos sistemas fotovoltaicos está em estágio inicial de desenvolvimento. Contudo, o país possui muito mais disponibilidade de irradiância solar, o que é fundamental para a geração de energia fotovoltaica, do que nos países da figura acima. Esse fato, aliado ao panorama do mercado acima mostrado e a incentivos governamentais, tende a impulsionar a utilização desse tipo de geração no país.

O sistema elétrico brasileiro apresenta grandes extensões de linhas de transmissão e um parque produtor de geração predominantemente hidráulica. As grandes usinas geradoras ficam localizadas em lugares distantes dos centros consumidores, como as cidades e indústrias. Para o futuro, algumas alterações devem ocorrer na estrutura dos investimentos em energia, incluindo a instalação de centrais de outras fontes de energia como termelétricas a gás natural, que exigem prazos de implementação e investimentos menores que as hidrelétricas. Nesse contexto, a tecnologia fotovoltaica aparece como uma fonte promissora de energia, agregando o custo evitado por investimento em linhas de transmissão e distribuição por poder ser inserida próxima às cargas.

Em geral, o sistema elétrico existente não está preparado para uma significativa inserção de sistemas fotovoltaicos. Operadores do sistema elétrico devem levar em consideração a intermitência desse tipo de geração. A partir da suposição que o Brasil vivencie experiências semelhantes, e a aplicação da tecnologia fotovoltaica tome grandes proporções, buscar identificar as causas que possam limitar ou até mesmo impedir a operação e conexão de sistemas fotovoltaicos quando inseridos ao sistema elétrico é uma maneira de contribuir para que o país possa antecipar-se a esses fatores, possibilitando uma inserção confiável e mais célere. Uma investigação das condições atuais dos sistemas de distribuição brasileiro com a possibilidade da inserção em larga escala de sistemas fotovoltaicos poderia auxiliar operadores do sistema a identificar problemas e contribuições desse tipo de integração.

1.3 APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

O estado de Santa Catarina possui uma rede de transmissão ramificada, sendo essa, parte integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN). O estado possui diversas usinas hidroelétricas, com destaque às usinas de Itá (1.450 MW) e Machadinho (1.140 MW), que apesar de não localizar-se em território catarinense, abastece grande parte do estado. Essas usinas, juntamente com a usina termoeétrica Jorge Lacerda (853 MW) localizada na região sul do estado, exercem papel fundamental no abastecimento de energia elétrica da ilha de Santa Catarina (ANEEL, 2009a).

Atualmente a cidade de Florianópolis possui cinco subestações (SE), quatro das Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A (CELESC) e uma da ELETROSUL Centrais Elétricas, que são respectivamente abastecidas a partir da SE Palhoça/ELETROSUL e SE Biguaçu, localizadas na parte continental da região de Florianópolis. A Figura 2 mostra um esquema do sistema de transmissão do estado de Santa Catarina com detalhe do sistema de transmissão de Florianópolis.

Partindo da SE Palhoça/ ELETROSUL, através de uma linha aérea em 138 kV, em circuito duplo, cujo traçado segue paralelo à BR-101, até as proximidades da subestação Florianópolis e, a partir daí, o abastecimento segue até a SE Coqueiros, onde há a transição para cabos subterrâneos para a travessia Continente – Ilha. A SE Coqueiros é utilizada para permitir a conversão da linha aérea em subterrânea, não havendo conexão elétrica com a linha. Dessa subestação os dois circuitos saem em cabos isolados, atravessam a Ponte Colombo Machado Salles, e seguem subterrâneos, um deles até a SE Ilha Centro e

o outro em direção a uma estação de chaveamento, onde se torna novamente aéreo, seguindo até a SE Trindade.

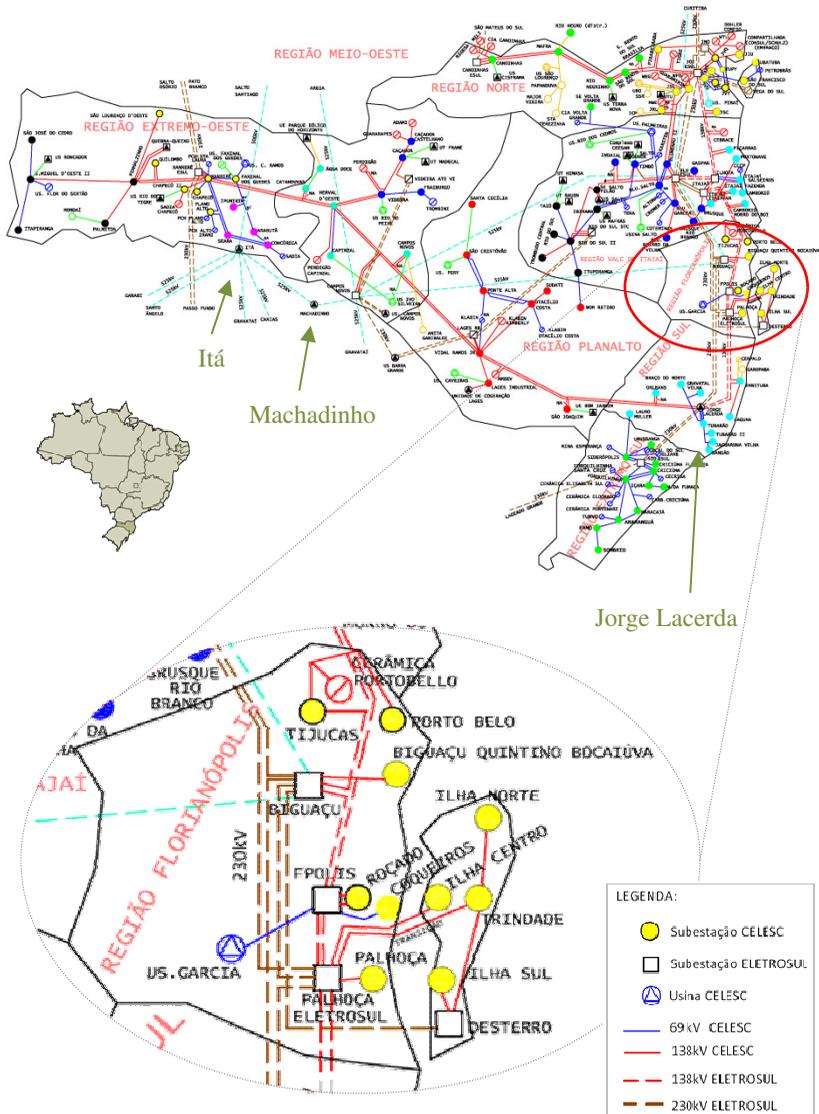


Figura 2: Detalhe da rede de transmissão de energia elétrica que abastece a ilha de Santa Catarina.

Fonte: (CELESC, 2007)

A partir da SE Trindade, o norte e o sul da Ilha são alimentados em 138 kV, através da SE Ilha Norte e SE Ilha Sul. Recentemente instalada, a SE Desterro (operada pela ELETROSUL) é alimentada também pela SE Palhoça/ ELETROSUL, porém a partir de um cabo subaquático de 230 kV. Com capacidade de 300 MVA de potência, essa SE é responsável pela alimentação das SE Ilha Sul e SE Trindade interconectando-as (ELETROSUL, 2009).

Cada subestação CELESC é responsável pela distribuição de energia elétrica na ilha de Florianópolis através de alimentadores (componente do sistema de distribuição em tensão primária com valores máximos operativos de 15 kV ou 24,2 kV e que alimenta diretamente, ou através de derivações primárias, os transformadores de distribuição ou consumidores) que partem dos transformadores de transmissão nela contidos.

Das quatro subestações CELESC, três apresentam três transformadores de transmissão, a SE Ilha Centro, SE Trindade e a SE Ilha Norte. Partindo dos transformadores, 13, 10 e 11 é a quantidade de alimentadores por SE respectivamente. Os alimentadores são distribuídos para cada transformador, de modo que o carregamento não ultrapasse a capacidade de transformação do equipamento.

A SE Ilha Sul apresenta apenas dois transformadores de transmissão e cinco alimentadores, compondo juntamente com as demais SEs, a rede de distribuição da ilha de Santa Catarina.

O estudo de caso proposto nesta tese trata da aplicação da metodologia, aqui criada, de análise de qualidade de energia aos alimentadores que partem da SE Trindade, subestação responsável pelo abastecimento da região da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e do edifício sede da ELETROSUL.

As regiões atendidas pelos alimentadores da SE Trindade variam em aspectos de classe social, classe de consumidores e aspectos urbanos. Além de a escolha ter sido feita com base nas características dos alimentadores anteriormente citados, outros dois pontos determinantes tornaram a escolha definitiva: (i) a disponibilidade de informações sobre demanda energética de edificações importantes, como a da própria UFSC e a da edificação sede da ELETROSUL, (ii) a localização do sistema solar fotovoltaico, também nessa universidade, fonte de obtenção de dados de irradiância solar e geração fotovoltaica (RÜTHER, 1998; RÜTHER e DACOREGIO, 2000).

Revisão Bibliográfica

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica dos assuntos relacionados ao tema e aos objetivos desta tese de doutorado. Um panorama mundial e brasileiro da geração distribuída (GD) e as respectivas fontes de energia utilizadas são apresentados como introdução à energia solar fotovoltaica. Em seguida, uma síntese sobre as tecnologias disponíveis e as características elétricas das células e módulos fotovoltaicos é exposta, dando espaço aos tópicos relacionados com os sistemas fotovoltaicos. O mercado, a produção e os incentivos a este tipo de energia são abordados e são base para a convergência dos tópicos anteriores ao tema principal desta tese.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A elevação dos preços de oferta, as pressões ambientais e a elevação das taxas de juros do mercado internacional culminaram na redução dos investimentos em novas unidades geradoras de eletricidade e intensificaram-se as políticas de conservação de energia. A geração distribuída em redes de distribuição, subtransmissão ou mesmo de transmissão, passou a ser uma opção à crise do setor elétrico mundial.

A GD diferencia-se da geração centralizada por entregar a energia diretamente à rede de distribuição ou onde está localizado o consumidor final, não necessitando de linhas de transmissão. O consumidor da GD pode estar localizado em uma região industrial, em um prédio comercial ou regiões remotas. Além disso, esse tipo de geração não implica em dimensões de geração máxima ou mínima, podendo ser formada por unidades de baixa e alta potência.

2.1.1 Definição

É complicado achar uma única definição que seja aceitável para a geração distribuída, pois cada empresa, cada país, pode ter uma definição. Alguns países definem geração distribuída com base no nível de tensão, enquanto outros partem do princípio que é a geração conectada a circuitos nos quais as cargas dos consumidores são supridas diretamente (ACKERMANN *et al.*, 2001). Outros países definem GD como tendo algumas características básicas, como por exemplo, se utilizam energias renováveis ou cogeração.

Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.* (IEEE), a GD é uma unidade de geração com instalações

suficientemente pequenas em relação às grandes centrais de geração, permitindo sua conexão em um ponto próximo à rede elétrica existente, junto aos centros de carga (IEEE, 2008). O *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE) define GD como unidades de geração com capacidade máxima de 50 a 100 MW, que geralmente são conectadas à rede de distribuição e que não têm seu despacho centralizado (CIGRE, 2008).

Já o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) define GD como uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2008). A legislação do setor elétrico brasileiro define a geração distribuída através do decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 pelo Art. 14 como sendo (BRASIL, 2004a):

"[...] Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo Art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador [...]."

2.1.2 Tecnologias disponíveis

A geração distribuída não está associada a uma única fonte de energia primária ou a uma única tecnologia. Vários tipos de tecnologias utilizadas como GD destacam-se por suas características, podendo ser modular, possuir baixo tempo para instalação. A Tabela 1 mostra algumas tecnologias utilizadas em geração distribuída e respectivas potências típicas.

2.1.3 A utilização da geração distribuída no mundo

Atualmente existe em todo o mundo uma grande pressão da sociedade pela busca do aumento da eficiência dos sistemas elétricos em termos ambientais mais aceitáveis. Durante a última década, os setores de energia de diferentes países sofreram profundas transformações, com grande tendência à desverticalização e ao estímulo à descentralização da geração de energia.

O crescente aumento da demanda, os altos custos na construção

de novas unidades geradoras, o esgotamento das grandes fontes primárias e os grandes problemas ambientais causados por estas construções fazem com que a geração distribuída esteja cada dia mais presente em sistemas de distribuição, subtransmissão ou mesmo de transmissão. Esse fato, associado ao aumento da competição, já está provocando uma tendência em alguns países para a intensa utilização de sistemas distribuídos ao invés da construção de novos sistemas de transmissão e distribuição (ACKERMANN, 2007).

Tabela 1: Tecnologias utilizadas em geração distribuída e respectiva potência típica.

Tecnologia	Potência típica
<i>Não Renováveis</i>	
Turbina de gás de ciclo combinado	35 – 400 MW
Motores de combustão interna	5 kW – 10 MW
Turbina de combustão	1 – 250 MW
Microturbinas	35 kW – 1 MW
<i>Renováveis</i>	
Micro hidrelétrica	10 -100 MW
Pequena central hidrelétrica (PCH)	25 kW – 1 MW
Aerogerador	200 W – 3 MW
Sistemas Fotovoltaicos	20 W – 100 kW
Térmica solar, receptor central	1 – 10 MW
Térmica solar, sistema Lutz	10 – 80 MW
Biomassa baseada na gaseificação	100 kW – 20 MW
Células combustíveis	200 kW – 5 MW
Geotérmica	5 – 100 MW
Energia Oceânica	100 kW – 1 MW
Motor ciclo Stirling	2 – 10 kW
Banco de baterias	500 kW – 5 MW

Fonte: (DUFFIE e BECKMAN, 1991; IEA, 1997; LINDEN, 1998; ACKERMANN *et al.*, 2001)

Segundo REN21 (2009) a capacidade instalada de energia renovável em 2008 foi de 280 GW (excluindo grandes centrais hidroelétricas), um aumento de 75% desde 2004. Essa marca foi alcançada quando a capacidade adicional instalada utilizando fontes renováveis em países como os Estados Unidos e países da União Européia excedeu a capacidade adicional instalada convencional (incluindo gás, carvão, óleo e nuclear). A Figura 3 mostra a capacidade instalada por fontes renováveis de energia no mundo, em países em desenvolvimento, União Européia e os seis maiores países que utilizam

fontes renováveis em suas matrizes energéticas.

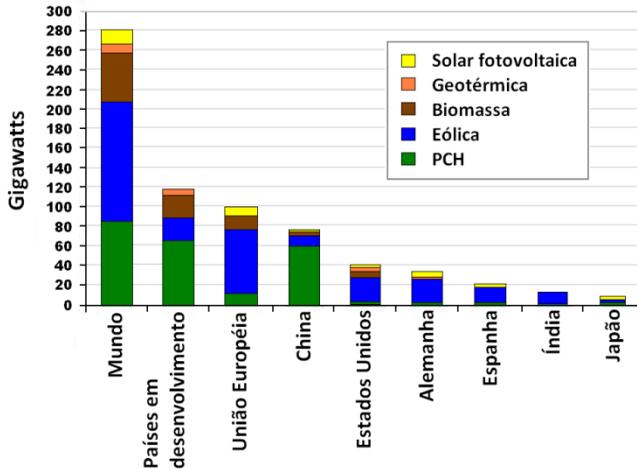


Figura 3: Capacidade instalada por fontes renováveis de energia no mundo, em países em desenvolvimento, União Européia e *Top 6* países.

Fonte: Adaptado de REN21 (2009)

2.1.4 A utilização da geração distribuída no Brasil

O Brasil seguiu a tendência mundial, reestruturando o setor elétrico e as principais instituições relacionadas à geração, transmissão, distribuição, comercialização e regulação do setor sofreram profundas mudanças em suas atribuições e ou funções. Algumas resoluções, leis, decretos e outros, foram elaborados com o intuito de regulamentar esse novo nicho de mercado.

Legislação e Regulamentação

Até os anos 60, a geração distribuída era proibida no Brasil e até meados dos anos 90, a GD era permitida apenas destinada à autoprodução de energia e não era permitida a interconexão com a rede. A Figura 4 mostra um cronograma do histórico legal e regulatório da geração distribuída no Brasil.

A partir do ano de 1996, o setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças e reestruturação. A base legal para esta reestruturação é (i) a Lei 9.074/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e criou o conceito de

Consumidor Livre e (ii) o Decreto nº 2.003 de 10.09.1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia (PIE) e por Autoprodutor de Energia (APE). Em particular, o §6 do Art. 15 da Lei 9.074/1995, que assegura ao PIE e ao APE o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido (BRASIL, 1995, 1996).

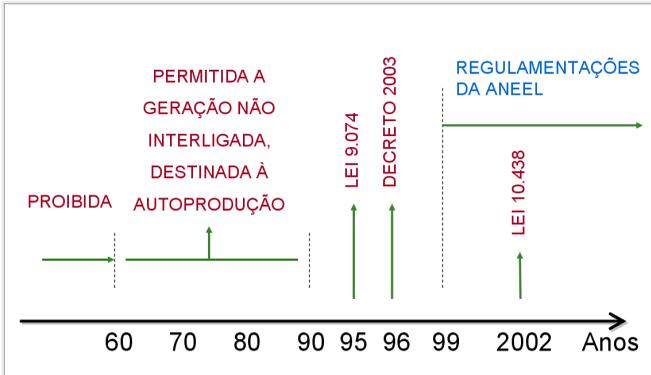


Figura 4: Histórico legal e regulamentar da geração distribuída no Brasil.

A partir da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pela Lei 9.648/1998, várias resoluções e regulamentações foram criadas para formar o atual marco regulatório brasileiro (BRASIL, 1998). Destacam-se as Resoluções nº 281 de 01.10.1999 e nº 166 de 10.10.2005, que estabelecem as condições gerais de contratação de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição respectivamente (ANEEL, 1999a, 2005). Em particular, na Resolução nº 281, os Art. 5 e 6 definem, respectivamente, as atribuições e responsabilidades das concessionárias e permissionárias de distribuição, e dos usuários dos sistemas de distribuição, incluindo em cada caso dois contratos: um de uso do sistema de distribuição e outro de conexão, cuja abrangência é definida nos Art. 11 e 12 respectivamente. O Art. 18 indica que os encargos de conexão são de responsabilidade do usuário, e serão objetos de negociação entre as partes, devendo as instalações de conexão obedecer às normas técnicas e padrões da concessionária.

Aplica-se ainda a Resolução nº 371 de 29.12.1999, que regulamenta a contratação de reserva de capacidade por APE ou PIE, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas

instalações de geração (ANEEL, 1999b). A contratação da reserva deve ser feita com a concessionária local, mas a energia necessária durante o período de indisponibilidade (ou redução de capacidade) das unidades geradoras do APE ou PIE tanto pode ser adquirida da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) - como mediante contrato prévio (BRASIL, 2004b).

Em 2002, a Lei 10.438 foi promulgada e estabeleceu incentivos para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia e de cogeração qualificada com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA (BRASIL, 2002).

A produção de eletricidade pelos autoprodutores tem crescido continuamente desde 1970. Em 2009, os autoprodutores participaram em 11% na oferta de energia elétrica no país (509 TWh) com um total de 57 TWh, dos quais cerca de 73,12% provenientes de fontes renováveis (MME, 2010c, 2010b). A Figura 5 mostra a crescimento da participação da autoprodução de energia elétrica na matriz energética brasileira.

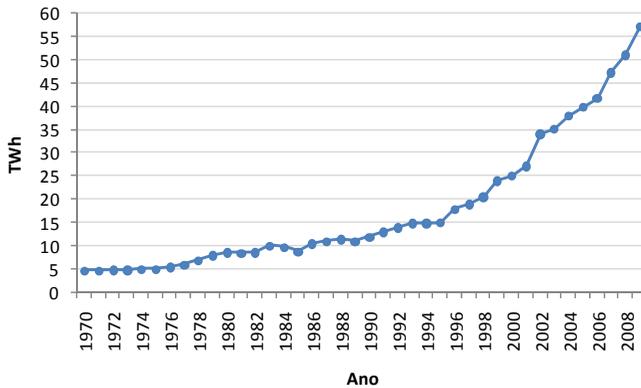
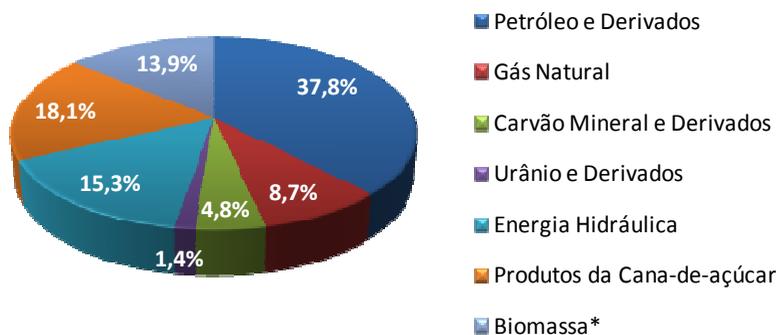


Figura 5: Geração de energia elétrica por autoprodutores no Brasil de 1970 a 2009.

Fontes de energia renovável com perspectivas de uso no Brasil como geração distribuída

No Brasil há diversas fontes primárias de energia que podem ser utilizadas como GD. A Figura 6 mostra o percentual da oferta interna

por fonte de energia renovável (energia hidráulica, lenha e carvão vegetal, produtos de cana-de-açúcar e biomassa) e não renovável (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral e derivados, urânio e derivados) para o ano de 2009.



*Inclui lenha, carvão vegetal e outras renováveis

Figura 6: Oferta interna de energia no Brasil por fonte de energia para o ano de 2009.

Fonte: (MME, 2010b)

A Figura 6 mostra que a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia é significativa (47,3%). Para efeito de comparação, a proporção de fontes renováveis na matriz energética mundial é de 12,7% (MME, 2010b). Porém, algumas fontes renováveis não fazem parte ainda da oferta interna de energia e dentre estas e outras já integrantes, quatro se destacam como sendo as mais favoráveis para utilização no Brasil (CRESESB, 2001; ANEEL, 2002; USAID, 2002; SWERA, 2005; PEREIRA *et al.*, 2006):

- a energia hidráulica, pela presença de pequenas quedas de água em diversas localidades em todo país, que faz da PCH uma ótima escolha para ser utilizada como fonte de GD;
- a biomassa, pela utilização dos resíduos orgânicos industriais, domésticos ou agrícolas;
- a energia eólica, pelo aproveitamento do potencial eólico brasileiro que chega a 143,5 GW (CRESESB, 2001);
- e a energia solar, pela intensa quantidade de radiação solar disponível.

A geração distribuída é alternativa importante no âmbito do modelo do setor elétrico, uma vez que proporciona condições reais de

ganhos em eficiência econômica e de ampliação da competição, a exemplo de diversos países com mercado competitivo em que a geração distribuída ocupa espaço de destaque (PEDROSA, 2002).

Dependendo da tecnologia de GD empregada, em que ponto do sistema é conectado e do aspecto de qualidade, a inserção de GD pode contribuir para melhorar a qualidade de energia. Mas não se pode afirmar que a GD contribui inequivocamente para a melhoria da qualidade de energia e da operação do sistema integrado sem uma análise detalhada da tecnologia a ser empregada, da topologia do sistema e de que forma é conectada.

2.2 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é uma energia alternativa e renovável. É obtida através do efeito fotovoltaico, observado inicialmente pelo físico francês Alexandre Edmond-Becquerel em 1839, onde pela interação da radiação solar com um material semicondutor ocorre a liberação e movimentação de elétrons por este material, causando uma diferença de potencial (BECQUEREL, 1839). É obtida de uma maneira estática e silenciosa, pois não há movimentação mecânica, necessitando manutenção mínima (RÜTHER, 2004).

A primeira célula solar fotovoltaica foi concebida em 1954 pela empresa America Bell, e a sua utilização prática ocorreu em 1958 com o primeiro satélite a utilizar células fotovoltaicas para conversão da radiação solar em energia elétrica, o satélite Vanguard 1 (NASA, 2002).

Além de aplicações espaciais, a energia solar fotovoltaica pode ser utilizada em aplicações terrestres, variando a potência de μW , como em relógios e calculadoras, a MW, como em centrais de geração de energia elétrica fotovoltaica, ou até GW.

2.2.1 A radiação solar

Requisito fundamental para obtenção da energia solar através do efeito fotovoltaico, a radiação solar é definida segundo a norma técnica brasileira ABNT NBR 10899:2006 como sendo a forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons (ABNT, 2006).

A quantidade de radiação solar que incide em uma superfície e integrada durante um intervalo de tempo especificado é denominada irradiação solar. A irradiação solar é o parâmetro utilizado no cálculo da

quantidade estimada de energia elétrica que um sistema fotovoltaico poderá produzir. Para auxiliar na obtenção desse parâmetro, para o território brasileiro, mapas de energia solar foram elaborados: (i) Atlas Solarimétrico do Brasil, iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB); (ii) Atlas de Irradiação Solar no Brasil, elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR), da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e mais recentemente o (iii) Atlas Brasileiro de Energia Solar, elaborado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) em parceria com o LABSOLAR (MARTINS *et al.*, 2007). A Figura 7 mostra o mapa de irradiação solar global horizontal (soma das parcelas de irradiação direta e difusa) média anual para o Brasil.

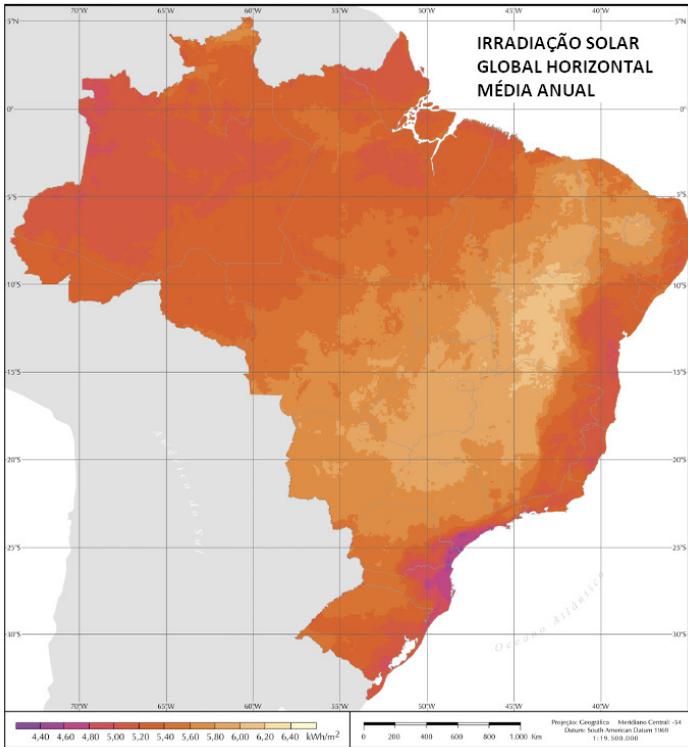


Figura 7: Mapa brasileiro de irradiação solar global horizontal média anual.

Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2006)

2.2.2 Células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas executam a conversão da energia sem ruídos, poluição, radiação ou movimentação mecânica. Essa conversão é possível devido às propriedades especiais de materiais semicondutores.

Uma célula solar típica consiste de um material semicondutor (*e.g.* silício) coberto com uma película anti-refletora, com contatos metálicos na superfície frontal e posterior. A Figura 8 mostra a estrutura típica de uma célula solar fotovoltaica.

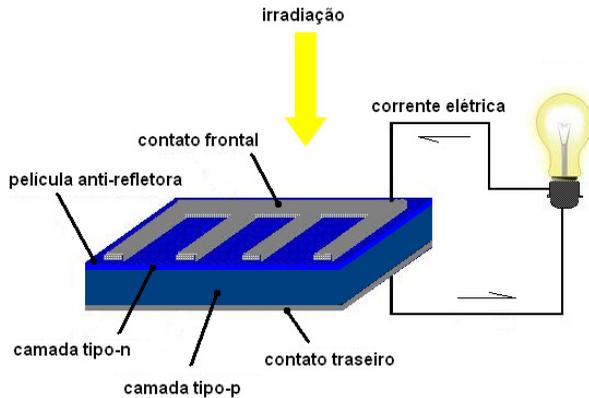


Figura 8: Estrutura de uma célula solar fotovoltaica.

O material semicondutor é formado por duas camadas distintas, uma denominada tipo-p¹ e outra tipo-n², unidas formam a chamada junção p-n. A camada tipo-n é caracterizada pelo excesso de elétrons livres e a camada tipo-p pelo excesso de lacunas. A união das duas camadas favorece a movimentação dos elétrons livres da camada tipo-n para a camada tipo-p, ocupando as lacunas existentes e formando pares elétrons/lacunas na região de junção p-n constituindo um campo elétrico. Ao incidir a irradiação solar sobre a célula fotovoltaica, os fótons que a integram fornecem energia aos pares elétron/lacuna,

¹ é obtida através do processo de dopagem, adicionando-se um certo tipo de composto, normalmente trivalente (no caso do silício, adiciona-se boro), isto é, com três elétrons na camada de valência, ao semicondutor para aumentar o número de portadores de carga positiva, *as lacunas*

² é obtida através do processo de dopagem em que se adiciona um composto, normalmente pentavalente (no caso do silício, adiciona-se fósforo), isto é, com cinco elétrons na camada de valência, ao semicondutor para aumentar o número de portadores de carga negativa, *os elétrons livres*.

separando-os, libertando os elétrons e as lacunas. Se a separação ocorrer próxima o suficiente do campo elétrico, o mesmo irá atrair os elétrons para a camada tipo-n e as lacunas para a camada tipo-p. Isto causa uma interrupção da neutralidade elétrica e se for fornecido um caminho externo, conectando a camada negativa à camada positiva, os elétrons irão fluir para a sua camada original (a camada tipo-p), gerando assim, corrente elétrica (MESSENGER e VENTRE, 2003; RANDALL, 2006; WÜRFEL, 2009). Enquanto os fótons incidirem no semicondutor, o fluxo de elétrons é mantido.

Para que a reflexão da luz seja reduzida, fazendo com que uma maior quantidade de fótons atinja a região da junção p-n das células fotovoltaicas, uma película anti-refletora (*e.g.* nitreto de silício) é depositada a vapor na parte frontal, sobre o material semicondutor (CHUNDURI, 2008).

2.2.3 Tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis

Um dos materiais semicondutores mais utilizados na produção de células fotovoltaica é o silício. O silício é o segundo elemento químico mais abundante na superfície terrestre após o oxigênio (O'MARA *et al.*, 1990), porém, apenas o silício de alta pureza é um bom material semicondutor, cujo processo(s) de purificação demanda um grau energético muito elevado e é um dos maiores fatores que contribuem para o elevado custo de produção das células.

Outros materiais como o silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) e os compostos de cobre (Cu) gálio (Ga) índio (In) e selênio (Se) também são utilizados na fabricação de células fotovoltaicas. Alguns elementos desse segundo grupo são altamente tóxicos (Cd, Se e Te) ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd), ou ambos, o que dificulta o uso mais intensivo dessas tecnologias (RÜTHER, 2004; BAGNALL e BORELAND, 2008). As tecnologias fotovoltaicas podem ser agrupadas em dois grandes grupos: (i) células de silício cristalino e (ii) células de filmes finos. A Figura 9 mostra um diagrama com o detalhamento das tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis para os respectivos grupos.

2.2.4 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são formados por uma determinada quantidade de células fotovoltaicas conectadas em série, de modo a aumentar a tensão e consequentemente, a potência final. Para cada grupo

de tecnologia de células fotovoltaicas o processo de conexão difere. No caso da tecnologia de silício cristalino, os contatos frontais de cada célula são soldados aos contatos posteriores da célula adjacente, ligando o pólo negativo ao pólo positivo. Os terminais da ligação servirão para a ligação elétrica. Já no processo da tecnologia de filmes finos, a conexão é feita de maneira monolítica, por cortes no material semicondutor, nos materiais de contato metálico e no revestimento de óxido condutor transparente (*Transparent Conductive Oxide* - TCO), que é simultaneamente utilizado como contato elétrico e camada anti-refletores.

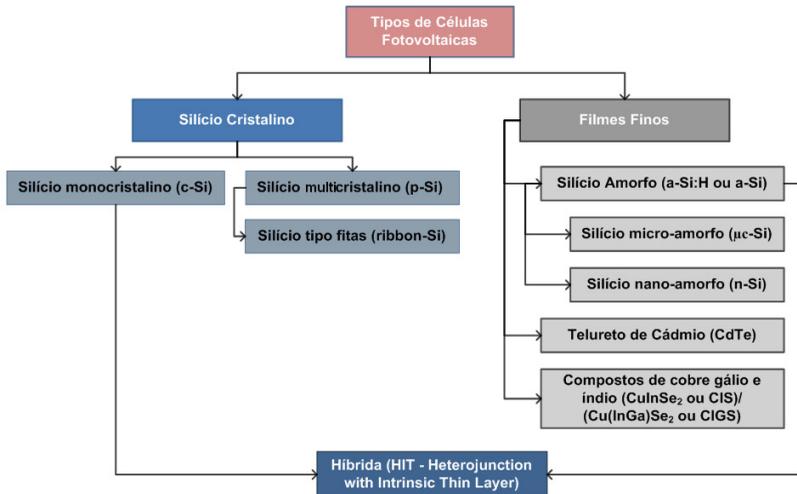


Figura 9: Tipos de células fotovoltaicas comercialmente disponíveis separadas em grupos.

Fonte: Adaptado de DGS (2008)

Com o objetivo de manter as múltiplas camadas unidas e proteger as células contra umidade e tensões mecânicas, os módulos fotovoltaicos são encapsulados em polímeros (*e.g. Ethylene Vinyl Acetate* - EVA), formando um meio homogêneo e opticamente contínuo. Esse material encapsulante deve possuir característica mecânica adequada para acomodar o estresse induzido por coeficientes de expansão térmica entre vidro e célula além de boa propriedade isolante (DIEFENBACH, 2005).

Com exceção feita aos módulos flexíveis, a estabilidade dos módulos fotovoltaicos é feita por materiais resistentes, como vidro e metal. O importante é que a parte frontal seja um material com alto nível

de transmissividade (no caso do vidro, utiliza-se vidro com baixo teor de ferro) para permitir que uma maior quantidade de fótons atinja a célula. Os vidros empregados na fabricação de módulos (de maiores dimensões) são temperados, garantindo maior resistência a choques mecânicos (DGS, 2008). A Figura 10 ilustra os componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

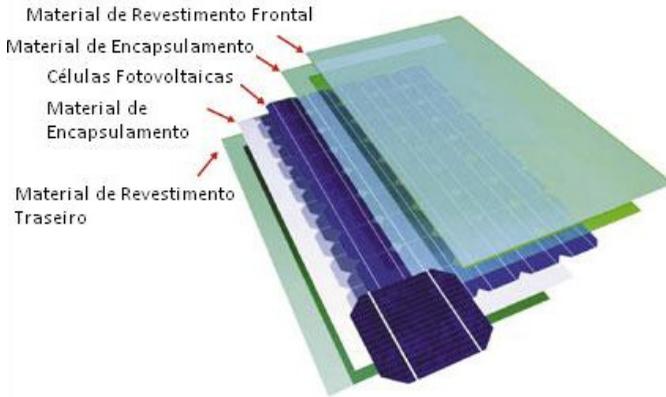


Figura 10: Componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

Fonte: Adaptado de Diefenbach (2005)

2.2.5 Parâmetros elétricos das células e módulos fotovoltaicos

A célula solar, componente fundamental dos módulos fotovoltaicos, possui características e propriedades elétricas que diferem das fontes de energia usuais. O conhecimento dos parâmetros elétricos das células e dos módulos fotovoltaicos é um pré-requisito para o estudo do funcionamento dessa fonte de energia. A ciência dos limites e das possibilidades da tecnologia leva ao correto dimensionamento e concepção dos sistemas fotovoltaicos.

Curva característica $I \times V$

Como mencionado no item 2.2.2, os fótons ao incidirem nas células solares, através do efeito fotovoltaico, geram corrente elétrica. O número de elétrons que fluem no circuito é diretamente proporcional à intensidade da irradiação incidente na célula solar.

Quando a célula ou o módulo fotovoltaico não estiver conectado a algum tipo de carga, a tensão existente é medida como a tensão em

circuito aberto (V_{OC}), ou seja, é a tensão medida quando a corrente for inexistente. Essa tensão é verificada nas células solares devido à tensão existente no campo elétrico formado pela junção p-n. A tensão na célula é sensível à temperatura; quanto maior a temperatura da célula, menor será a tensão.

Ao criar condição de curto-circuito, ou seja, conectar o polo negativo ao polo positivo da célula ou do módulo, é medida a corrente de curto-circuito (I_{SC}). A corrente de curto-circuito é diretamente proporcional à irradiância.

A curva característica $I \times V$ é obtida pela medição dos parâmetros tensão (V) e corrente (I) em diferentes condições de operação da célula ou módulo fotovoltaico, desde a condição de circuito aberto até a condição de curto-circuito. Para permitir que diferentes curvas características, de iguais ou diferentes tecnologias fotovoltaicas, possam ser comparáveis, essas medições devem ser feitas em condição de teste padrão (*Standard Test Conditions – STC*)³ (IEC, 2006).

A potência elétrica é definida como o produto da tensão pela corrente. Assim sendo, em um determinado ponto na curva característica, o produto da tensão pela corrente é máximo e é denominado ponto de máxima potência (MPP). O MPP está relacionado a uma determinada tensão (V_{MP}) e corrente (I_{MP}), cujo produto é a potência nominal do módulo fotovoltaico, dada em Watt-pico (Wp) (KALTSCHMITT *et al.*, 2007). A

Figura 11 mostra a forma típica da curva característica $I \times V$ obtida para diferentes condições de operação da célula ou módulo fotovoltaico.

Eficiência das células e módulos fotovoltaicos

Apenas parte da irradiância incidente nas células solares é convertida em eletricidade. A eficiência dos módulos fotovoltaicos é calculada pela razão entre a potência máxima fornecida pelo módulo e o produto da área do módulo pela irradiância total. Como a área do módulo não é totalmente coberta com células solares, pois os espaços entre uma célula e outra não é uma área ativa, a eficiência dos módulos fotovoltaicos é menor que a eficiência de uma única célula solar.

A eficiência da célula ou do módulo fotovoltaico está diretamente

³ Segundo os padrões IEC 60904/DIN EN 60904, a irradiância deve ser de 1.000 W/m², a temperatura da célula de 25°C com tolerância de $\pm 2^\circ\text{C}$ e espectro solar para massa de ar (AM) = 1,5.

relacionada com a tecnologia. A tecnologia de silício cristalino é a que apresenta maior eficiência (por volta de 15%). As tecnologias de filmes finos apresentam, em média, a metade da eficiência da tecnologia de silício cristalino, o que gera a necessidade de aproximadamente o dobro da área para instalação de módulos de filmes finos para ter a mesma potência com instalação de módulos de silício cristalino (RÜTHER, 2004).

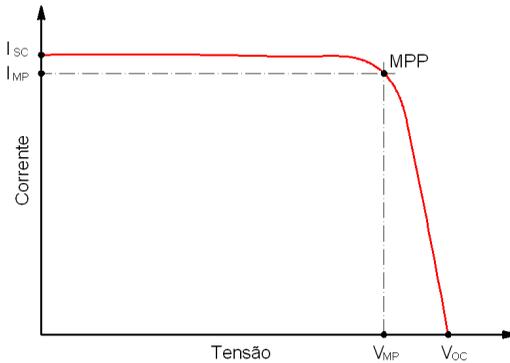


Figura 11: Forma típica da curva característica $I \times V$.

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos podem ser eletricamente interligados de modo a aumentar a potência elétrica final e prover apenas uma única saída de corrente elétrica constituindo o chamado arranjo fotovoltaico. Sistema fotovoltaico é o conjunto de elementos composto de arranjo(s) fotovoltaico(s), podendo incluir dispositivos para controle, condicionamento, supervisão, proteção e armazenamento de energia elétrica (quando necessário), fixação, fundação e estrutura (ABNT, 2008).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como sistemas conectados à rede e sistemas isolados. Sistema isolado é aquele onde não há conexão elétrica com a rede elétrica e para garantir o fornecimento de energia elétrica em horários onde não há irradiação solar, é comum a utilização de sistema de armazenamento de energia (baterias).

Há uma grande variedade de sistemas isolados, desde calculadoras e relógios até sistemas capazes de suprir uma ou mais edificações em áreas remotas onde o acesso à rede elétrica pública não é viável. Esses sistemas podem armazenar energia em corrente contínua

ou utilizar um inversor e fornecer energia em corrente alternada. Sistemas isolados podem ser implementados com o sistema fotovoltaico como sendo a única fonte de energia ou como sistema auxiliar, assim denominados sistemas híbridos, onde geradores de energia elétrica adicionais utilizam combustíveis fósseis (e.g. diesel) ou energias renováveis (e.g. biomassa), complementando a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos (GOETZBERGER e HOFFMANN, 2005).

No Brasil, o programa de incentivo do Governo Federal “Luz para Todos” se destaca na utilização de sistemas fotovoltaicos isolados para o fornecimento de energia elétrica na região nordeste do país, sendo responsável por mais de 936 mil residências com acesso a energia elétrica no período entre 2004 e 2008 (GOLDEMBERG *et al.*, 2004; ACHÃO e SCHAEFFER, 2009; MME, 2010a; PEREIRA *et al.*, 2010).

A variação do percentual de sistemas conectados à rede ao longo dos anos vem crescendo de maneira contínua (ver Figura 12) e atualmente, corresponde a mais de 90% da capacidade instalada nos países-membro⁴ do *International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS)* (IEA, 2009).

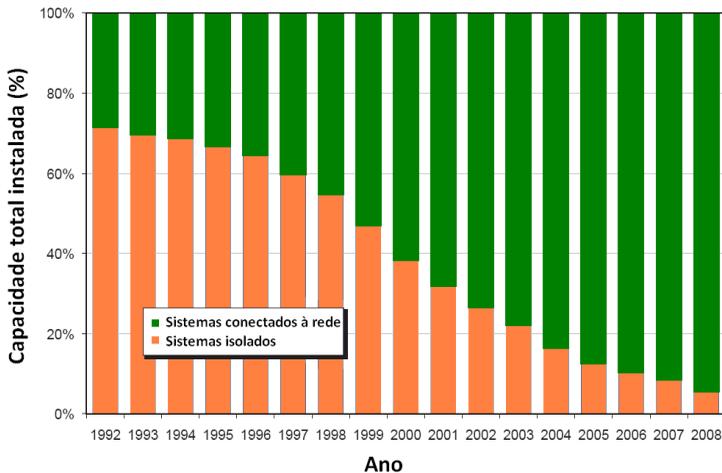


Figura 12: Percentual da capacidade total instalada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados entre 1992 e 2008 para países-membro da *International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme*.

Fonte: Adaptado de IEA (2009)

⁴ Austrália, Áustria, Canadá, Dinamarca, França, Alemanha, Israel, Itália, Japão, Coreia, Malásia, México, Holanda, Portugal, Turquia, Espanha, Suécia, Suíça, Inglaterra e Estados Unidos.

2.3.1 Mercado fotovoltaico

Inicialmente, o desenvolvimento da indústria de células solares foi impulsionado pela chamada corrida espacial; as aplicações terrestres evoluíram de modo lento, iniciadas pelas empresas de telecomunicações na busca de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. Entre o ano de 1974 e 1988 foi uma fase de formação de mercado, importantes decisões a favor do uso dessa tecnologia foram tomadas e implementadas durante os anos seguintes. Nos anos 90 o mercado fotovoltaico continuava em fase de formação, e apenas a partir de 1998 a energia fotovoltaica começou a deslançar. Com a constante crise do petróleo e a crescente preocupação com o aquecimento global, a diversificação da matriz energética se tornou importante estratégia em várias partes do mundo (RAUGEI e FRANKL, 2009). Países como Alemanha, Espanha e Japão tomaram a iniciativa com relação à tecnologia fotovoltaica, implementando os programas de telhados solares. Desde então, o mercado fotovoltaico mundial tem apresentado um alto crescimento nos últimos anos, registrando 22,9 GW de capacidade instalada acumulada em 2009 (EPIA, 2010). A Figura 13 mostra a evolução do mercado fotovoltaico no mundo destacando os principais países.

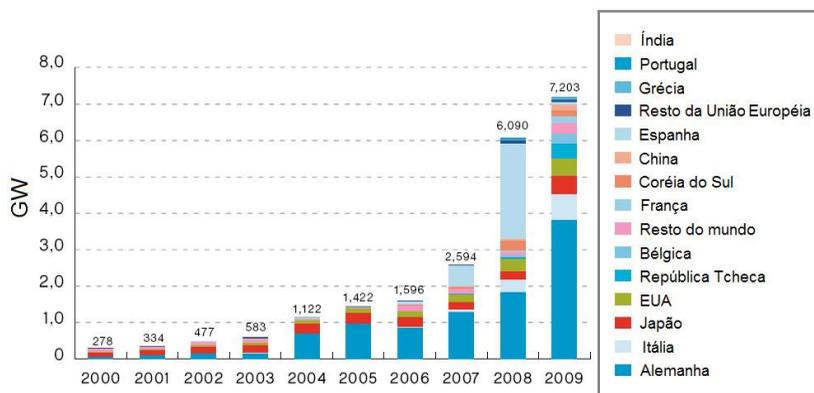


Figura 13: Evolução do mercado anual entre os anos de 2000 e 2009.

Fonte: Adaptado de EPIA (2010)

Em 2008, o mercado fotovoltaico atingiu 6,09 GW em capacidade instalada apresentando um crescimento acima de 100% em relação ao ano anterior. O crescimento impressionante do mercado

observado no ano de 2008 deve-se principalmente ao desenvolvimento do mercado espanhol, como mostra a Figura 13, sendo responsável por 45% do crescimento (EPIA, 2009; JRC, 2009). O impulso do mercado espanhol fez com que a Alemanha, anteriormente líder do mercado mundial, fosse deslocada para o segundo lugar enquanto os Estados Unidos ficaram em terceiro, seguidos pela Coréia, Itália e Japão (SOLARBUBZZ, 2009).

Já em 2009, o mercado fotovoltaico – como esperado, registrou um crescimento de apenas 18% em relação ao ano anterior. A Espanha - que liderou o mercado em 2008 - recalculou suas tarifas de incentivo e restringiu o crescimento, mostrando um decréscimo de 2,5 GW para 0,15 GW, passando a liderança para a Alemanha, que em 2009, registrou um total de 3,8 GW em termos de instalações (DISPLAYBANK, 2010; PV-TECH, 2010). A Figura 14 mostra a participação por país no mercado fotovoltaico em termos de capacidade instalada.

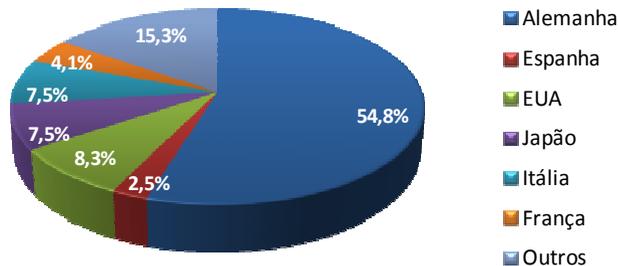


Figura 14: Participação no mercado fotovoltaico em termos de capacidade instalada em 2009 por país.

Fonte: (DISPLAYBANK, 2010)

Do lado da oferta, a produção mundial de células solares atingiu 7,91 GW em 2008, acima dos 4,28 GW no ano anterior. A capacidade total subiu para 85% em 2008, contra 68% do ano anterior. Em 2009, a produção de células registrou um crescimento menor (56%) em relação aos anos anteriores, com um total de 12,3 GW (PHOTON-INTERNATIONAL, 2009, 2010).

Atualmente, o grupo de silício cristalino detém grande parte do mercado mundial. Juntas, a tecnologia de silício monocristalino (c-Si) e silício policristalino (p-Si) somam 81%, registrando um decréscimo em relação ao ano anterior de cinco pontos percentuais. A grande utilização dessas tecnologias deve-se principalmente à eficiência de conversão da

irradiação solar em energia elétrica relacionada às propriedades do material semicondutor. Enquanto isso, a produção de filmes finos registrou um crescimento sólido, de 34,4% em 2009, atingindo 1,28 GW (PHOTON-INTERNATIONAL, 2010), devido ao aumento da fabricação de células fotovoltaicas de tecnologia CdTe pela empresa First Solar – líder do mercado em 2009.

Apesar do crescimento modesto em 2009, a indústria fotovoltaica apresenta maior crescimento dentre as tecnologias de uso de fontes renováveis de energia. A Figura 15 mostra o mercado mundial da tecnologia fotovoltaica para o ano de 2009.

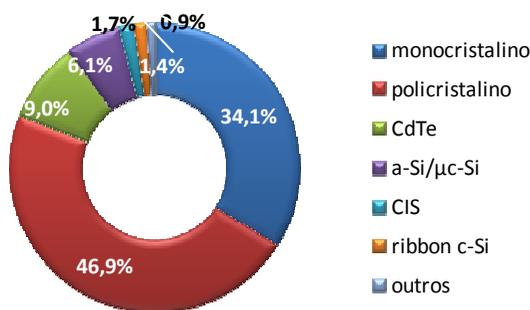


Figura 15: Mercado mundial da tecnologia fotovoltaica para ano de 2009.

Fonte: (PHOTON-INTERNATIONAL, 2010)

Curva de aprendizado

A curva de aprendizado provém de observações de que os processos de produção se tornam mais eficientes à medida que produzem mais unidades. Com base no conceito de aprendizado da teoria psicológica, Arrow (1962) explicou essa mudança técnica como uma função de aprendizagem decorrente do acúmulo de experiências na produção. Na sua concepção original, a curva de aprendizado se refere às mudanças na produtividade do trabalho que foi possível graças à experiência de produção acumulada dentro de uma fábrica. Desde então, o conceito de curva de aprendizado foi refinado, por exemplo, para fornecer uma formulação mais geral do conceito, incluindo não apenas o trabalho, mas todos os custos de produção e agregação de indústrias inteiras, em vez de plantas individuais. Embora de âmbito diferente, cada um desses conceitos baseia-se na explicação de Arrow que "aprender fazendo" proporcionando oportunidades para reduções de

custos e melhoria da qualidade (NEMET, 2006).

Segundo Bhandari e Stadler (2009), a curva de aprendizado fotovoltaica descreve como o custo da tecnologia decresce com a produção acumulada, onde produção acumulada é utilizada como uma aproximação da experiência acumulada na produção e utilização da tecnologia. Uma característica específica da curva de aprendizado é que o custo diminui uma porcentagem constante com cada duplicação do número total de unidades produzidas.

O desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica demonstra que cada vez que a produção acumulada dobra, o custo de produção diminui em cerca de 20% e, se as taxas de crescimento continuarem como as observadas nos anos anteriores, o custo da tecnologia fotovoltaica poderá ser inferior a um dólar por Wp em 2020. As reduções de custos se referem ao total de custos e mudanças na produção (inovações, aprendizagem e escala), produtos (inovações, remodelagem e padronização), e no preço inicial (POPONI, 2003; VAN DER ZWAAN e RABL, 2003; SCHAEFFER *et al.*, 2004; VAN DER ZWAAN e RABL, 2004; SUREK, 2005; ALBRECHT, 2007; SARK *et al.*, 2008; FERIOLI *et al.*, 2009). A Figura 16 mostra a curva de aprendizado da tecnologia fotovoltaica baseada na taxa de progresso (TP) registrada entre os anos de 1976 e 2006 e extrapolada para cenários futuros.

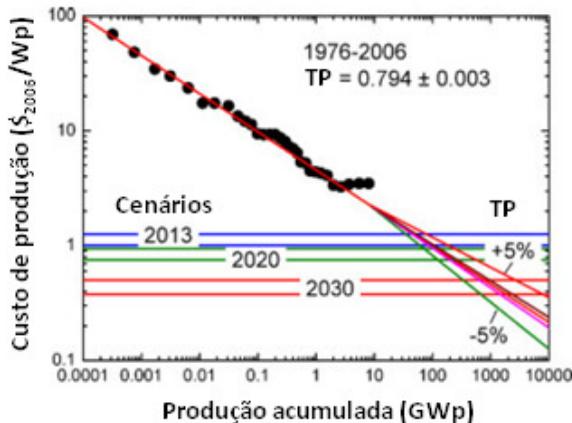


Figura 16: Curva de aprendizado da tecnologia fotovoltaica baseada na taxa de progresso (TP) registrada entre os anos de 1976 e 2006 e extrapolada para cenários futuros (2013, 2020 e 2030).

Fonte: Adaptado de SARK (2008)

2.3.2 Incentivos regulatórios no Brasil

Com o objetivo de amenizar o problema da falta de acesso à energia elétrica em algumas regiões do Brasil, especialmente aquelas que não fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), algumas iniciativas do governo federal foram tomadas através da implementação de programas específicos para essa finalidade. Dentre os programas criados, alguns incorporaram em seu escopo a utilização da energia solar, porém alguns programas tinham abrangência estadual ou regional e, no âmbito nacional, apenas o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM).

Criado por decreto presidencial em dezembro de 1994, o PRODEEM teve por objetivo suprir localidades isoladas não-atendidas pela rede convencional utilizando fontes renováveis locais, de modo a promover o desenvolvimento auto-sustentável, social e econômico dessas comunidades. Em 2003, o programa foi revisto e passou a incorporar o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos, que tem como objetivo prover a instalação de energia elétrica gratuita em domicílios com famílias de baixa renda. Em maio de 2009, o programa atingiu a meta de levar energia elétrica gratuitamente a dois milhões de famílias em todo o Brasil. Embora sua concepção original previsse todos os tipos de fontes renováveis de energia, o programa priorizou a instalação de sistemas fotovoltaicos nos locais por onde passou (GOLDEMBERG *et al.*, 2004; ACHÃO e SCHAEFFER, 2009; MME, 2010a; PEREIRA *et al.*, 2010).

Apesar do incentivo do Governo Federal, a disseminação da utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil não foi atingida, fazendo com que representantes do governo passassem a criar Projetos de Lei (PL) para estimular o emprego dessa fonte de energia e de outras fontes renováveis. Nesse contexto, vários Projetos de Lei foram criados buscando o incentivo legal.

Dentre os Projetos de Lei criados, o PL-630/2003, de autoria do então deputado Roberto Gouveia, propõe a criação de um fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica. O projeto teve vários outros PLs apensados e várias emendas durante seis anos de tramitação (BRASIL, 2008).

No final de outubro do ano de 2009, o substitutivo desse PL teve sua redação final aprovada pela comissão especial criada para dar parecer ao projeto e atualmente tramita no Congresso Nacional. Em sua redação, o PL-630/2003 estabelece incentivos à produção de energia a

partir de fontes alternativas através da obrigatoriedade de concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, em comprar ou contratar uma quantidade definida a partir de 2011 de potência advinda de fontes alternativas de energia (BRASIL, 2008).

Normas

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), órgão responsável pela normatização no país, desenvolveu algumas normas técnicas que envolvem a tecnologia fotovoltaica. O conselho técnico responsável pela elaboração é o ABNT/CB-3 – Eletricidade e representantes de várias entidades brasileiras envolvidas com o assunto participam do processo formando a chamada Comissão de Estudo (CE). No Brasil existe uma lista das normas relacionadas com a energia solar fotovoltaica que estão em vigor desde 1991. Dentre elas, destacam-se as normas (i) ABNT NBR 10899:2006 que define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia e a norma (ii) ABNT NBR 11704:2008 que classifica os sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica, publicadas recentemente (ABNT, 2006, 2008).

Etiquetagem de módulos fotovoltaicos

Dentro do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), o Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) constituiu o Grupo de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos (GT-FOT) com o objetivo de estabelecer normas para a etiquetagem de módulos fotovoltaicos, inversores, controladores de carga e baterias visando a conformidade e qualidade técnica dos produtos.

O processo de qualificação dos módulos fotovoltaicos é constituído por testes de inspeção visual, desempenho nas condições-padrão (STC), isolamento elétrico, umidade, congelamento, robustez, torção, estanqueidade, entre outros e são realizados pelo INMETRO ou por laboratórios credenciados. O regulamento específico do PBE para etiquetagem de componentes de sistemas fotovoltaicos determina a classificação apresentada na Tabela 2 para a eficiência dos módulos fotovoltaicos de silício mono e multicristalino e filmes finos.

Tabela 2: Classificação dos módulos fotovoltaicos de silício mono e multicristalino e para filmes finos de acordo com sua eficiência.

mono-Si e multi-Si			filmes finos		
	A	> 13,5%		A	> 9,5%
13 <	B	≤ 13,5	7,5 <	B	≤ 9,5
12 <	C	≤ 13	6,5 <	C	≤ 7,5
11 <	D	≤ 12	5,5 <	D	≤ 6,5
	E	< 11		E	< 5,5

Fonte: (INMETRO, 2010)

A etiqueta nacional de conservação de energia deve ser aposta no próprio produto de forma que seja totalmente visível ao consumidor e deve ter as dimensões em conformidade com a Figura 17 (MOCELIN *et al.*, 2008). Alguns equipamentos já foram ensaiados e aprovados no PBE, dentre eles, módulos fotovoltaicos da KYOCERA Solar do Brasil Ltda que adquiriu classificação A para um dos módulos apresentados e classificação B para outros três (PROCEL-INFO, 2008; VARELLA *et al.*, 2008).

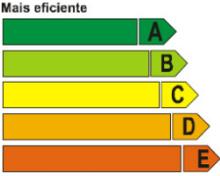
Energia (Elétrica)		MÓDULO FOTOVOLTAICO
Fabricante	ABCDEF	
Marca	XYZ(Logo)	
Versão	JPQR	
Modelo	XPQOPT	
Mais eficiente		
Menos eficiente		
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	XY,Z	
Área Externa do Módulo (m ²)	0,00	
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)	00,0	
<small>Regulamento Específico Para Uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Linha de Endereços de Energia Fotovoltaico - RESOLUÇÃO Nº 120/2007 Instruções de instalação e recomendações de uso. Leia o Manual do aparelho</small>		
	<small>PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</small>	
<small>IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA, ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR</small>		

Figura 17: Modelo de etiqueta para módulos fotovoltaicos.

Fonte: (MOCELIN *et al.*, 2008)

2.4 IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DE POTÊNCIA DA REDE

Os sistemas elétricos de potência são tradicionalmente projetados e operados para transportar grande quantidade de potência a partir dos centros geradores através dos sistemas de transmissão e distribuição até o consumidor final. Sistemas de distribuição são geralmente passivos, projetados para operar somente em um único sentido de energia, ao contrário do sistema de transmissão, que opera em dois sentidos. No planejamento dos sistemas de distribuição é assumido que a eletricidade parte dos transformadores das subestações e segue até o final dos alimentadores. Esses sistemas são (ou foram) projetados com base em estudos determinísticos, considerando casos críticos nos quais a rede de distribuição pode operar com um mínimo de controle operacional (LOPES *et al.*, 2007).

Com a participação cada vez maior da geração distribuída (ver 2.1), o sistema de distribuição começa a ser cada vez mais ativo com geração e consumo em um mesmo ponto, que anteriormente era apenas ponto de carga (PEPERMANS *et al.*, 2005). O fluxo de potência passa a ser bidirecional e precisa ser incorporado aos projetos e aos sistemas operacionais da rede de distribuição (VU VAN e BELMANS, 2006).

A geração distribuída pode ter um impacto significativo no fluxo de potência, no perfil e estabilidade da tensão, no sistema de proteção e na qualidade da energia da rede onde está conectada. Esses impactos podem ser manifestados de forma positiva ou negativa, dependendo do tipo de geração e das características de carregamento e configuração do próprio sistema de distribuição (BARKER e DE MELLO, 2000; EL-KHATTAM e SALAMA, 2004; VU VAN *et al.*, 2005a, 2005b). Um fluxo de corrente inverso significativo pode ter impacto operacional nos sistemas de distribuição tradicionais, causando sobretensão nos ramais alimentadores e controle operacional inadequado de equipamentos (BEBIC, 2008).

A qualidade de potência remete à forma de onda de tensão da rede e é pré-requisito para um funcionamento confiável e de longo prazo de máquinas e equipamentos elétricos. A Figura 18 exemplifica alguns eventos que podem afetar a qualidade de tensão da rede. Segundo Wittwer *et al.* (2006), os impactos relacionados com a integração de sistemas distribuídos em pequena escala (*e.g.* uso residencial) em redes de distribuição não são ainda amplamente visualizados devido à baixa penetração. Contudo, em algumas regiões onde a rede de distribuição é fraca, os efeitos dos eventos no carregamento e na qualidade de potência

podem ser observados. Com o aumento da penetração da GD em todas as escalas, a potência do sistema mudará em todos os níveis de tensão.

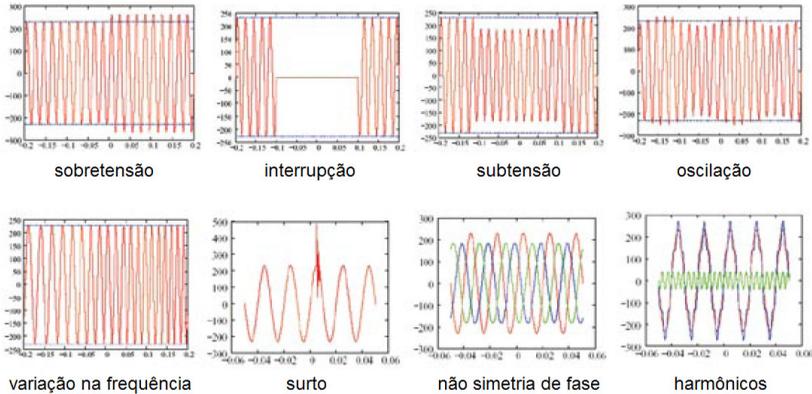


Figura 18: Possíveis eventos que afetam a qualidade de potência em redes de distribuição.

Fonte: (WITTWER *et al.*, 2006)

Os sistemas fotovoltaicos geram energia elétrica com um mínimo de impacto ambiental; contudo, os sistemas sem armazenamento de energia podem fornecer potência apenas quando há irradiação solar, e a potência disponibilizada por um sistema fotovoltaico pode aumentar ou diminuir rapidamente com a passagem de nuvens.

Enquanto os mercados de sistemas conectados à rede estão crescendo rapidamente, a contribuição total na matriz energética de muitos países ainda não é considerável e conseqüentemente possui pouco impacto nos sistemas elétricos. Contudo, quando a quantidade de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos se tornar significativa, o impacto nos sistemas elétricos poderá ser notável (LIU e BEBIC, 2008; SANDIA, 2008).

Vários programas de incentivo à tecnologia fotovoltaica obrigam o sistema elétrico a aceitar a conexão dos sistemas. Os problemas que podem ser causados por essa conexão devem ser resolvidos imediatamente pelos operadores do sistema elétrico. Os custos para aperfeiçoar e reforçar a rede são, quando necessário, sustentados pelos operadores tão quanto eles forem economicamente razoáveis (BMU, 2009).

O mercado fotovoltaico espera um aumento na produção e demanda de sistemas fotovoltaicos (JRC, 2009). EPIA (2009) prevê que

o mercado atinja 22 GW em 2030 de potência por ano adicionada mundialmente (em 2009, a potência foi de 7,2 GW) sob condições de cenário baseado na suposição da contínua introdução de mecanismos de incentivo e suporte à tecnologia fotovoltaica. Em um cenário mais conservador, é esperado que o mercado anual atinja 12 GW por ano em 2030. É esperado também que o percentual de instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede mantenha o constante crescimento apresentado desde 1992 (MINTS e TOMLINSON, 2009). Sendo assim, é esperado que sistemas conectados à rede injetem uma quantidade relativamente alta de energia no sistema elétrico.

Com a evolução do mercado fotovoltaico, a preocupação com o potencial impacto desse crescimento na estabilidade e operação de sistemas elétricos pode criar barreiras para futuras expansões. No geral, as redes de distribuição não estão preparadas para um significativo desenvolvimento da integração desse tipo de geração. Algumas questões que envolvem as peculiaridades dos sistemas fotovoltaicos devem ser levadas em consideração. Operadores do sistema elétrico devem considerar (dentre outras questões) as variações sazonais e o comportamento horário da geração fotovoltaica (KEY, 2009).

A integração de sistemas que utilizam fontes de energia intermitentes, como energia eólica e fotovoltaica, pode causar mudanças adicionais no balanço do sistema (DENHOLM e MARGOLIS, 2007). Quanto maior for a escala da inserção em uma determinada rede de distribuição, maior será o impacto (SCHEEPERS *et al.*, 2006).

A fonte de energia fotovoltaica é atualmente a mais importante tecnologia de geração distribuída a nível doméstico que utiliza conversores estáticos (inversores) para conversão de corrente contínua em corrente alternada. Esse fato faz com que a tecnologia fotovoltaica seja um assunto interessante para pesquisa e desenvolvimento no que se refere ao impacto desse tipo de equipamento no sistema elétrico de distribuição. Uma análise elaborada por Hernández *et al.* (2008) identificou as variáveis para estimar o impacto da integração dos sistemas fotovoltaicos em diferentes alimentadores. Essas variáveis estão relacionadas com as características de projeto e desempenho dos alimentadores. As principais variáveis abrangem as condições meteorológicas (*e.g.* nível de irradiação solar) do local de instalação, carregamento da rede, local de integração no alimentador e nível de penetração (ver 2.6).

Denholm, P. e Margolis, R. M. (2007) mostraram que a integração da geração fotovoltaica em sistemas de distribuição afeta não somente a qualidade de tensão, mas também as perdas de potência da

rede. Conti *et al.* (2003) determinaram a relação existente entre a posição dos pontos de máxima e mínima tensão no alimentador com as características da geração fotovoltaica (*e.g.* comprimento do alimentador, posição dos sistemas e geração produzida) quando há a integração de várias unidades de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição urbana.

Em países onde a tecnologia fotovoltaica já integra suas matrizes energéticas, concessionárias de energia têm sido colaboradores fundamentais no desenvolvimento de padrões e normas sobre a integração de sistemas fotovoltaicos em sistemas elétricos. O resultado mais importante desse esforço culminou na publicação da norma de recomendações práticas de conexão de sistemas fotovoltaicos, a IEEE 929. A norma contém orientações relativas aos equipamentos e funções necessárias para assegurar a operação de sistemas fotovoltaicos conectados em paralelo com a rede de energia elétrica. As orientações são relativas à segurança pessoal, proteção de equipamentos, qualidade de energia, e operação do sistema elétrico (IEEE, 2000).

Durante a década passada, um crescente número de informações foi produzido sobre o impacto da geração fotovoltaica no sistema elétrico e vice-versa. O teor das informações varia de análises teóricas (*e.g.* simulações) a resultados experimentais (*e.g.* teste em laboratórios, experiência em campo). As necessidades de normatização, de pesquisa e desenvolvimento na área e as perspectivas da tecnologia para um cenário próximo e futuro também fazem parte das informações produzidas.

Algumas instituições estruturaram as informações achadas nas pesquisas anteriormente realizadas, elaborando relatórios detalhados. Dois grandes e importantes exemplos são os relatórios PV UP-SCALE⁵ e DISPOWER⁶ (DEGNER *et al.*, 2006; CAAMAÑO-MARTÍN *et al.*, 2007). As informações identificadas em comum são resumidas na Tabela 3.

⁵ PV UP-SCALE (*Photovoltaic in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion*) é um projeto europeu financiado pela *Intelligent Energy for Europe Programme* que relata a inserção de sistemas fotovoltaicos em larga escala em cidades européias, <<http://www.pvupscale.org>>.

⁶ DISPOWER (*Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*) é um projeto coordenado pela ISET e.V (*Institut für Solare Energieversorgungstechnik*) da Alemanha, com participação de 38 diferentes indústrias, centros de pesquisas e universidades de 11 países europeus. O projeto relata importantes aspectos para a integração de geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia em redes de distribuição, <<http://www.dispower.org>>.

Tabela 3: Impactos relacionados com a inserção da geração fotovoltaica em redes de distribuição.

Impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição	Impactos da rede de distribuição nos sistemas fotovoltaicos
Aumento e oscilação de tensão	Subtensão
Harmônicos de corrente	Sobretensão
Faltas à terra	Curto-circuito em instalações
Escoamento capacitivo de inversores sem transformadores	Imposição de harmônicos e inter-harmônicos ao ponto de conexão
Capacidade de curto-circuito	
Valor de potência, valor de capacidade	
Ilhamento não intencional	
Valor acrescentado de capacidade de inversores modernos	
Impacto no projeto e operação de redes	

Fonte: Adaptado de Caamaño-Martín *et al.* (2007)

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), os principais impactos relacionados com a inserção da geração fotovoltaica em redes de distribuição se referem a problemas com variação de tensão, aos harmônicos e ao ilhamento (IEA, 2008). Os próximos subitens esclarecem como alguns dos impactos anteriormente identificados estão relacionados com a geração fotovoltaica em redes de distribuição, fazendo uma revisão da literatura, com base em projetos de pesquisa e desenvolvimento, relatórios, artigos, conferências, entre outros.

2.4.1 Ilhamento não intencional

O fenômeno ilhamento ocorre quando parte da rede elétrica é desconectada propositadamente ou acidentalmente do restante do sistema da concessionária, mas essa continua a ser energizada por um ou mais geradores distribuídos conectados a ela, formando um subsistema isolado. Tal fenômeno é indesejável e deve ser evitado, pois pode colocar em risco a segurança de pessoas e causar danos a equipamentos (UKEA, 2000). Então, na ocorrência de desconexão da rede elétrica os sistemas fotovoltaicos conectados a ela são obrigados a desconectar automaticamente para fazer com que o fenômeno de ilhamento não ocorra.

Por tal motivo, concessionárias e fabricantes de sistemas fotovoltaicos seguem recomendações para incluir um mecanismo de proteção contra ilhamento em sistemas conectados à rede elétrica para

assegurar o correto funcionamento (IEEE, 2000). Em sistemas fotovoltaicos, essa proteção está localizada nos inversores.

Para prevenir o ilhamento, vários métodos têm sido estudados e são classificados em passivos e ativos. Métodos passivos são aqueles em que os inversores possuem relés de sobre e subtensão, sobrefrequência ou subfrequência, causando a desativação dos inversores quando a tensão e ou a frequência despachada pelo inversor difere dos valores pré-determinados. Contudo, esses métodos passivos possuem uma larga zona de não detecção do ilhamento (ROPP *et al.*, 2000).

Ao contrário dos métodos passivos, os métodos ativos provocam uma perturbação na corrente despachada pelo inversor. Devido a essa perturbação, o balanço entre a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e a potência da rede elétrica é quebrado, fazendo com que esses métodos sejam considerados mais eficazes do que os métodos passivos em se detectar o fenômeno de ilhamento (JUN *et al.*, 2004; YU *et al.*, 2007). Entretanto, esses métodos causam variação na potência reativa da rede e deterioram o fator de qualidade da potência. Técnicas confiáveis de controle passivo e ativo que satisfaçam os padrões de qualidade de potência e a capacidade de detecção de ilhamento são continuamente estudadas (IEEE, 1999; ZEINELDIN *et al.*, 2007; JUN *et al.*, 2008; YU *et al.*, 2008a; YU *et al.*, 2008b; CHAYAWATTO *et al.*, 2009; CHIANG *et al.*, 2009; CHOWDHURY *et al.*, 2009).

O ilhamento só é possível de ocorrer quando: há a desconexão da parte da rede elétrica ao qual o sistema fotovoltaico está conectado; o sistema fotovoltaico estiver operando; o sistema de proteção dos inversores falhar ao detectar as condições de ilhamento. De acordo com Cullen *et al.* (2002), a possibilidade de ocorrência desse fenômeno em redes de distribuição que continue por mais de cinco segundos é de $8,3 \times 10^{-10}$ a $8,3 \times 10^{-11}$ por ano. Esse valor é muito menor que a probabilidade de ocorrência de um acidente nuclear. Além disso, o risco de choques elétricos aos consumidores é ainda menor.

O projeto DISPOWER concluiu que quando as recomendações de segurança são adotadas, os riscos associados com ilhamento, mesmo sob um cenário futuro onde poderá ocorrer um elevado nível de penetração (larga escala), podem ser mantidos em um nível que não aumentam substancialmente o risco já existente. Assim, o ilhamento não intencional e seus riscos não devem ser vistos como uma barreira ou fator limitante para o desenvolvimento da geração distribuída (BRUENDLINGER *et al.*, 2006).

Porém, um estudo recente realizado por Eltawil e Zhao (2010) mostrou que o uso de inversores com fator de potência variável, em um

nível de penetração elevado, poderá aumentar a probabilidade de ocorrência do ilhamento e recomenda que inversores devam ser operados a um fator de potência unitário.

Outro problema relacionado com ilhamento é o risco da ocorrência de sobrecorrente no processo de reenergização da rede. Com a rede principal e a geração fotovoltaica operando independentemente durante o ilhamento, as tensões não estariam sincronizadas, ou seja, fora de fase. Se o religamento é feito com uma diferença muito grande de fase, uma corrente elevada irá fluir ao longo da rede.

Normas internacionais exigem que os inversores possuam sistema de proteção de reconexão após algum tipo de interrupção por parte da rede onde está conectado. O inversor monitora as condições operacionais da rede até que os valores considerados aceitáveis sejam alcançados. As normas internacionais exigem que após esse restabelecimento das condições normais de operação o inversor possua um determinado tempo de espera antes de retomar a conversão e posterior injeção da energia fotogerada na rede (IEEE, 2000).

Os requisitos técnicos do sistema elétrico precisam ser satisfeitos para garantir segurança e confiabilidade da rede elétrica. Identificar os requisitos técnicos para a interligação da rede e resolver os problemas de interconexão, tais como a detecção de ilhamento, são muito importantes para a aplicação em larga escala de sistemas fotovoltaicos.

2.4.2 Distorção harmônica

De uma maneira geral, a eletricidade fornecida pelo sistema elétrico é em corrente alternada, alternando em uma frequência específica (no Brasil, a frequência de operação é de 60 Hz – frequência fundamental) e apresenta forma de onda senoidal.

Segundo IEEE (1999), harmônico é definido como uma forma de onda de corrente ou tensão não senoidal que possui frequências que são múltiplos inteiros da frequência para a qual o sistema é projetado para operar.

Para designar a magnitude do harmônico, sua frequência geralmente é dada pela ordem harmônica, que é a relação entre sua frequência e a frequência fundamental. Essa ordem de magnitude pode ser ímpar ou par. Por exemplo, se for observada a ocorrência de três vezes a frequência fundamental, é dito que o harmônico é de terceira ordem (ímpar). Geralmente, cargas que apresentam formas de ondas simétricas, onde os meio-ciclos positivos e negativos possuem a mesma forma e magnitude, geram apenas harmônicos ímpares. Entretanto,

cargas que apresentam características assimétricas produzem também harmônicos pares (BLETTERIE *et al.*, 2006).

A presença de harmônicos na rede elétrica causa uma distorção na forma de onda fundamental, resultado da composição da onda fundamental e da forma de onda do harmônico, formando uma onda não senoidal (ver Figura 19). Essa distorção pode ser observada tanto na forma de onda de tensão quanto na forma de onda de corrente.

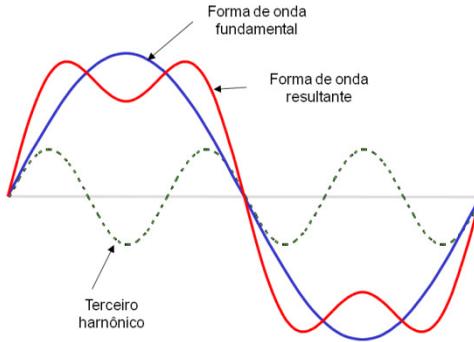


Figura 19: Exemplo de forma de onda de rede resultante da composição da forma de onda fundamental e da forma de onda do harmônico de terceira ordem.
Fonte: Adaptado de IEA (2008)

A quantidade de harmônicos que pode ser admitida em um sistema elétrico depende de quão sensível for a carga ou a fonte de potência. Os equipamentos com carga resistiva (*e.g.* de aquecimento) são menos sensíveis, pois a forma de onda da rede não é relevante. Já os equipamentos que assumem a existência de uma alimentação em forma de onda senoidal (*e.g.* equipamentos de processamento de dados e de comunicação) são mais sensíveis à presença de harmônicos na rede. Seja sensível ou não, a ocorrência de harmônicos (de corrente ou tensão) pode ser nociva (POMILIO, 1997; BAGGINI e HANZELKA, 2008).

Distorções harmônicas de corrente podem causar sobrecarregamento de cabos, transformadores e condutores neutro, erros de medição e de acionamento de dispositivos de proteção. Distorções harmônicas de tensão podem causar efeitos tipo *tripping* em equipamentos eletrônicos, sobrecarregamento em motores de indução e em capacitores. As distorções na corrente são, geralmente, muito maiores que as distorções na tensão (BERTANI *et al.*, 2005).

Os harmônicos manifestam-se em sistemas elétricos onde há uma

grande quantidade de cargas chamadas não lineares. Cargas lineares são aquelas que dão origem a tensões e correntes com pouca ou nenhuma distorção. Motores, iluminação incandescente e equipamentos de aquecimento resistivos são exemplos de cargas lineares. A corrente nessas cargas é uma resposta à tensão, há uma relação linear entre tensão e corrente. Para tensão com forma de onda senoidal, a corrente terá a mesma forma de onda. Para as cargas não lineares, a corrente não possui forma de onda senoidal, mesmo que a tensão possua. Lâmpadas fluorescentes e computadores são exemplos comuns de cargas não lineares. (SOUZA e MORENO, 2001).

Cargas não-lineares mudam a natureza senoidal da corrente elétrica, gerando fluxo de correntes harmônicas no sistema, causando interferência em equipamentos. Quando é feita a compensação da potência reativa, para melhorar o fator de potência usando capacitores e há a presença de cargas não-lineares, as condições de ressonância podem ocorrer, elevando os níveis de tensão e distorção harmônica de corrente (DUFFEY e STRATFORD, 1989).

Com a evolução da tecnologia fotovoltaica, diferentes tipos e modelos de inversores para a conexão com o sistema elétrico foram criados ou aperfeiçoados. Os inversores disponíveis no mercado são para conexão monofásica ou trifásica. A entrega de energia pelo inversor à rede pode ser de uma maneira limpa, com forma de onda senoidal e trabalhando com fator de potência próximo ao unitário, ou pode causar distorções harmônicas afetando a qualidade da rede à qual está conectado, interferindo no balanço do sistema. Os inversores podem ser comutados pela rede ou autocomutados; isso significa dizer que um inversor pode copiar a forma de onda da rede (comutado pela rede) ou pode criar uma forma de onda própria e impor à rede (autocomutado).

Os harmônicos gerados pelos inversores são dependentes de muitas variáveis. O nível de tensão e corrente contínua de operação dos inversores varia em função das características da tecnologia fotovoltaica. Essas variações dependem das condições climáticas, da hora do dia, da temperatura, da tecnologia utilizada, entre outros. Além disso, o sistema elétrico pode ter variáveis que afetam os harmônicos produzidos pelos inversores como tensões de linha não balanceadas, separação das fases desiguais, níveis altos e baixos de tensão alternada e impedâncias de linha (BERTANI *et al.*, 2005).

Os inversores designados para instalações de pequeno porte são monofásicos, geralmente menores que 10 kW e em pequena quantidade, normalmente, não causariam nenhum problema para o sistema elétrico. Contudo, com o aumento da aplicação dos sistemas fotovoltaicos como

geração distribuída, um grande número de inversores conectados no mesmo alimentador pode causar problemas à rede se os harmônicos produzidos forem excessivos (DUFFEY e STRATFORD, 1989; COBBEN *et al.*, 2007).

Chicco *et al.* (2009) mostraram que se o tamanho do sistema fotovoltaico é relativamente baixo em relação à potência de curto-circuito da rede, não há impacto significativo na qualidade da tensão da rede. Contudo, com o aumento da utilização de sistemas fotovoltaicos, a ocorrência significativa de harmônicos poderia ser observada.

É importante caracterizar um inversor de modo a estimar sua eficiência e qualidade de fornecimento de eletricidade, e assim sua produção total de energia para a instalação na qual o inversor irá ser utilizado. Um método para estudar a qualidade do fornecimento de eletricidade de inversores é usar a distorção harmônica total de corrente (*Total harmonic distortion* - THD) (AIELLO *et al.*, 2006). A distorção harmônica total é definida como a razão entre o somatório das frequências múltiplas (valor efetivo dos harmônicos) e a frequência fundamental, medida em percentual (SIDRACH-DE-CARDONA e CARRETERO, 2005).

No entanto, não existe uma norma restrita para medir essa característica. Inversores para serem utilizados em sistemas de geração distribuída não são cobertos nestes aspectos em normas específicas, normas genéricas de equipamentos elétricos são geralmente aplicadas (INFIELD *et al.*, 2004). Atualmente, uma norma internacional existe apenas para equipamentos que operam em redes de baixa tensão com correntes nominais até 16 A por fase (IEC 555-2). Para os equipamentos elétricos com correntes mais elevadas, ainda nenhuma norma internacional foi acordada. As normas estabelecem que a distorção harmônica total de corrente deve ser menor que 5% e a distorção harmônica total de tensão deve ser menor que 2,5% (DUFFEY e STRATFORD, 1989; IEEE, 2000).

Uma investigação dos problemas associados com a inserção de vários inversores em uma mesma rede de distribuição foi realizada com o objetivo de observar a influência de harmônicos desses inversores na rede onde estavam conectados (ENSLIN e HESKES, 2003). Os resultados mostraram que ressonância paralela e em série entre a rede e os inversores foram responsáveis por elevados valores de distorções harmônicas totais de corrente e tensão na rede de distribuição.

Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005) propuseram um método para caracterizar a distorção harmônica total de corrente baseado no desempenho de inversores em condições distintas de operação e

concluíram que há uma forte dependência de valores de THD na potência entregue pelos inversores. Em condições de baixa irradiância, a energia convertida pelos inversores é injetada na rede com valores de THD de corrente acima de 5%. No Brasil, um estudo recente obteve os mesmos resultados (MACÊDO e ZILLES, 2009).

2.4.3 Contribuição para a capacidade de curto-circuito

O sistema de distribuição é caracterizado por uma capacidade de curto-circuito, ou seja, há uma aceitável corrente de falta capaz de ser suportada pelos equipamentos e cabeamentos que o compõem.

Um requisito operacional fundamental para a conexão da geração distribuída, além dos requisitos de limites de tensão e das restrições quanto à qualidade de energia, é o nível de curto-circuito total, determinado pela contribuição combinada do curto-circuito da rede e do curto-circuito da geração distribuída que deve ficar abaixo do limite especificado pelos operadores do sistema. Essa restrição é geralmente o fator mais limitante para conexão da geração distribuída em redes existentes.

Caamaño-Martín *et. al* (2007) concluíram em seu trabalho que, com base em estudos e projetos específicos sobre o tema, é considerado que a geração fotovoltaica como geração distribuída não contribui para a capacidade de curto-circuito da rede, pelo fato de a corrente de curto-circuito de um sistema fotovoltaico ser apenas 10 a 20% maior do que a máxima corrente entregue pelos inversores à rede e ainda, inversores são equipados com dispositivos capazes de cessar a conexão no caso de perturbações na rede.

2.4.4 Impacto na tensão da rede

Por natureza, cada sistema de distribuição é único. Um sistema de distribuição é considerado como um conjunto de circuitos alimentados a partir de um barramento em comum. Os sistemas de distribuição variam por tipo de carga (residencial, comercial, industrial), densidade de carga (urbano, rural), tipo de construção (radial, em anel), nível de tensão, e outros parâmetros. Muitos sistemas de distribuição contêm cargas especiais, como as de alta prioridade (*e.g.* hospitais), e cargas que podem afetar negativamente o sistema (*e.g.* indústrias – grandes motores).

Os sistemas de distribuição estão em constante crescimento. Este crescimento é o resultado da inserção de novos clientes, novas cargas

instaladas pelos clientes já existentes, ou mudança dos padrões de utilização das cargas pelos clientes existentes. As empresas que administram os sistemas de distribuição são cientes da introdução de novos clientes; porém, o contrário ocorre com cargas instaladas por clientes atuais, como por exemplo, a instalação de equipamentos de ar-condicionado. Planejadores dos sistemas de distribuição têm desenvolvido um conjunto de ferramentas de análise e técnicas que monitoram o crescimento do carregamento e possibilitam avaliar e atualizar o sistema para manter os níveis de operação exigidos em normas (ORTMEYER *et al.*, 2008).

Sistemas elétricos de potência têm sido tradicionalmente concebidos seguindo um regime caracterizado pela geração centralizada. Uma série de fatores, como questões ambientais, a liberalização dos mercados da eletricidade, bem como a qualidade e a segurança do fornecimento, são exigências continuamente crescentes.

Sistemas de distribuição são planejados para que a eletricidade parta no sentido dos transformadores das subestações até o final dos alimentadores. O valor de tensão fornecida pelas subestações é planejado de maneira a atender todos os consumidores, pois o valor de tensão decresce ao longo do alimentador na medida em que há consumo. Contudo, a tensão deve permanecer em certo intervalo, definido por normas e diretrizes, para manter a qualidade do fornecimento fazendo com que aparelhos e máquinas operem corretamente. Quando a queda de tensão na linha de distribuição é grande, a tensão é controlada ajustando os taps do transformador ou pela instalação de reguladores de tensão (VERHOEVEN, 1998).

Nos últimos anos, investimentos e incentivos para a aplicação da tecnologia fotovoltaica têm resultado em um considerável incentivo ao mercado, impulsionado principalmente por sistemas conectados à rede (IEA, 2008; BMU, 2009), podendo ser considerada como uma tecnologia de geração distribuída (GD) (BOWER e ROPP, 2002; CULLEN *et al.*, 2002). Todavia, é esperado que esses sistemas fotovoltaicos conectados à rede como GD mudem a configuração e os requisitos fundamentais de funcionamento do sistema elétrico de distribuição.

Por exemplo, se um grande número de sistemas fotovoltaicos for conectado a um ramo da baixa tensão do sistema de distribuição, devido a elevados níveis de tensão, o fluxo de potência será reverso e poderá aumentar substancialmente durante os períodos de carga leve e períodos de máxima irradiância solar. Isso pode causar um significativo aumento de tensão nas linhas de distribuição, especialmente no final de uma linha

de distribuição, podendo teoricamente ultrapassar o limite superior estabelecido por normas.

Fazer com que a integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição como GD seja bem sucedida é um tema que apresenta desafios aos planejadores e operadores do sistema elétrico. A integração em grande escala poderá mudar a maneira com que o sistema de distribuição opera. A mudança fundamental é a presença de geração de energia no sistema de distribuição, anteriormente projetado exclusivamente para atender o carregamento existente.

No entanto, a utilização de sistemas fotovoltaicos como GD não deve diminuir a qualidade e a confiabilidade do fornecimento. Problemas de confiabilidade referem-se a interrupções de fornecimento, a qualidade insuficiente da energia fornecida e a falhas de operações da rede. Estes distúrbios estão relacionados com a capacidade de curto-circuito, que depende da configuração interna da rede (ZEINELDIN *et al.*, 2007; CHOWDHURY *et al.*, 2009).

Problemas com elevação do nível de tensão podem ser facilmente revertidos pelo sistema elétrico com o emprego de equipamentos de controle de tap em subestações; porém, como o equipamento controla o barramento, outros alimentadores terão seus níveis de tensão regulados em função dessa operação, o que poderá levar a níveis de tensão inadequados em outros alimentadores que não apresentaram distúrbios causados pelo elevado nível de penetração de sistemas fotovoltaicos (IEA, 2008).

Vários estudos e projetos de pesquisa foram realizados por diferentes autores em diferentes países para diferentes topologias de rede com o objetivo de determinar o impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. Muitos elaboraram as pesquisas com base em informações de carregamento, de irradiância disponível, ou ainda variando o nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Na maioria dos estudos, os resultados alcançados foram extremamente relacionados com a característica da rede sobre a qual foi realizada a pesquisa (PEREZ e SEALS, 1997; PEREZ, 2004; JIMENEZ *et al.*, 2006; PEREZ *et al.*, 2007; THOMSON e INFIELD, 2007; HERNÁNDEZ *et al.*, 2008).

A análise de fluxo de potência em sistemas elétricos é feita com o uso de programas específicos para essa finalidade. Vários programas comerciais estão disponíveis e são amplamente utilizados pelos planejadores e projetistas dos sistemas de transmissão. Especificamente, para análise de fluxo de potência em redes de distribuição que possuem algum tipo de geração distribuída integrada, ainda é muito pouca a

quantidade de informação disponível.

Ortmeyer *et al.* (2008) realizaram um levantamento das necessidades dos programas para essa finalidade e relatam que essas ferramentas deveriam ser capazes de conduzir casos de fluxo de potência em sistemas de distribuição incluindo carregamento variável. Também deveriam ser capazes de elaborar análise de curto-circuito e fornecer suporte para estudos de curva de tensão e corrente em escala temporal. A Tabela 4 mostra uma lista representativa de programas que são capazes de realizar análise de fluxo de potência em redes de distribuição e são utilizados amplamente em países com grande percentual de geração distribuída. Os programas foram desenvolvidos, na maioria dos casos, com características específicas de tensão e frequência, bem como os limites operacionais exigidos por normas para os países/continentes onde foram projetados e estão internamente programadas.

Ortmeyer *et al.* (2008) observaram também que vários programas utilizam diferentes abordagens na solução de funções básicas como o fluxo de potência e cálculo de falhas. Isto pode afetar a capacidade do produto para abordar questões específicas que envolvem a geração distribuída. Por exemplo, produtos que não têm a capacidade de modelar um transformador da subestação, ou uma parte de uma rede de subtransmissão podem ser limitados em sua capacidade de avaliar certos impactos da GD.

Tabela 4: Lista representativa de programas comerciais disponíveis para análise de fluxo de potência em redes de distribuição com respectivo fabricante e país de origem.

Programa	Fabricante	País de origem
FedeerAll	ABB	Estados Unidos
CymDist*	Cyme	Canadá
PowerFactory*	DIgSilent GmbH	Alemanha
Paladin® DesignBase™	EDSA	Estados Unidos
WindMil	Milsoft	Estados Unidos
NePlan Electricity	Neplan	Suíça
SynerGEE	GL-Group	Estados Unidos
Power*Tools	SKM	Estados Unidos

*contempla módulo para análise de sistemas fotovoltaicos como geração distribuída

Fonte: Adaptado de Ortmeyer *et al.* (2008)

No Brasil, um programa amplamente utilizado por órgãos e empresas responsáveis pelo gerenciamento do sistema elétrico de transmissão e distribuição é o Programa de Análise de Redes (ANAREDE), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (CEPEL, 2008).

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de sistemas elétricos de potência. É formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo e análise de segurança de tensão. O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores / reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema (CEPEL, 2008).

A aplicação fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais. O processo iterativo do cálculo do estado operativo da rede elétrica consiste na obtenção, de forma alternada, de soluções para o sistema, até que as variações, entre iterações consecutivas, das potências injetadas na rede sejam menores que uma determinada tolerância. No ANAREDE, dois métodos estão disponíveis para a solução do processo iterativo: o método Desacoplado Rápido e o método de Newton-Raphson.

Em sistemas de distribuição, a característica particular de baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores pode afetar a convergência dos métodos, e nessa situação, o método indicado para análise de fluxo de potência utilizando o ANAREDE seria o método de Newton-Raphson (CEPEL, 2008).

Apesar de ser o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de sistemas elétricos de potência, o ANAREDE não contempla módulos de inserção de GD em sistemas de distribuição como a tecnologia fotovoltaica, que é intermitente e conecta-se ao sistema elétrico por meio de inversores. Contudo, várias são as concessionárias de energia elétrica que utilizam o programa para controle e gerenciamento de suas redes. Assim sendo, um provável estudo do impacto da inserção da geração fotovoltaica em redes de distribuição tenderá a ser feito com o ANAREDE, para que os resultados dos mesmos possam ser avaliados pela concessionária.

2.5 A REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL SOBRE OS REQUISITOS TÉCNICOS DE QUALIDADE DE ENERGIA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Com a reorganização do setor elétrico brasileiro por meio do projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), novas instituições setoriais assim como leis e regulamentos foram criados ou alterados. Destaca-se nesse processo a criação (i) de novos agentes setoriais (Autoprodutor de Energia e Produtor Independente de Energia) assegurando o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, (ii) da ANEEL, (iii) da livre comercialização de energia e a criação do antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), (iv) e a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ver 2.1.4).

Com a finalidade de uniformizar e complementar as alterações e criações de Leis e Decretos do processo regulatório, padrões técnicos de cumprimento obrigatório pelos agentes setoriais para a utilização do sistema elétrico foram estabelecidos, dentre eles, os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), estabelecendo os requisitos técnicos e responsabilidades dos agentes para acesso, planejamento da expansão, operação, medição e qualidade da energia nos sistemas de distribuição.

Segundo ANEEL (2008a) o PRODIST é um conjunto de regras para subsidiar os agentes consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento de expansão, operação e medição de energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade.

O PRODIST foi aprovado pela Resolução Normativa n° 395, de 15 de dezembro de 2009 e é composto de seis módulos técnicos, que abrangem as macro áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e dois módulos integradores (ANEEL, 2009b). Dos seis módulos técnicos, o módulo três (Acesso ao Sistema de Distribuição) e o módulo seis (Qualidade de Energia Elétrica) são os que possuem conteúdo relevante ao processo de conexão de geradores e o respectivo impacto à rede de distribuição.

Para viabilizar o acesso à rede de distribuição, há quatro etapas a serem observadas nos procedimentos de acesso. Essas etapas são dependentes do tipo de acessante, que podem ser unidades consumidoras de energia livre e especiais; centrais geradoras de energia; distribuidoras de energia, ou ainda, agentes importadores ou

exportadores de energia. A Tabela 5 mostra as etapas necessárias ou opcionais dos procedimentos de acesso por tipo de acessante.

A primeira etapa tem por objetivo oficializar o interesse em realizar a conexão no sistema de distribuição por parte dos acessantes e obter informações pertinentes para realizar os estudos relacionados com o acesso. A etapa Informação de Acesso é a resposta fornecida pela distribuidora sobre a Consulta de Acesso, contendo informações sobre as características do sistema de distribuição, a documentação exigida para o processo, os estudos que devem ser apresentados, e quando o acessante for Central Geradora, a Informação de Acesso já deve contemplar a definição do ponto de conexão.

Tabela 5: Etapas necessárias ou opcionais dos procedimentos de acesso à rede de distribuição por tipo de acessante.

Acessante	Etapas			
	Consulta de Acesso	Informação de Acesso	Solicitação de Acesso	Parecer de Acesso
Consumidor Especial	Opcionais		Necessárias	
Consumidor Livre	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora – Registro ⁷	Opcionais		Necessárias	
Central Geradora - Autorização ⁸	Necessárias		Necessárias	
Central Geradora - Concessão ⁹	Procedimento definido no edital de licitação			
Outra Distribuidora de Energia	Necessárias		Necessárias	
Agente Importador/Exportador de Energia	Necessárias		Necessárias	

Fonte: (ANEEL, 2008a)

⁷ É o documento emitido pela ANEEL para registro de implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes renováveis de energia elétrica, com potência igual ou inferior a 5 MW e aproveitamento hidroelétrico com potência menor ou igual a 1 MW (ANEEL, 2008a).

⁸ É o documento emitido pela ANEEL para autorizar a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes renováveis de energia elétrica, com potência superior a 5 MW, para aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, mantidas as características de pequena central hidroelétrica (PCH) ou a importação e exportação de energia, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados (CELESC, 2003).

⁹ Aplica-se a aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e a central termelétrica de potência superior a 5 MW, podendo ser outorgada para prestação de serviço público ou para uso do bem público, neste caso sob os regimes de autoprodução ou de produção independente (ANEEL, 2008a).

A Solicitação de Acesso é a etapa que, quando protocolada, garante a prioridade de atendimento do processo. Para Central Geradora, o contrato de concessão, ato autorizativo ou registro deve fazer parte dessa etapa. A acessante ainda deverá fornecer o projeto básico das instalações elétricas de conexão. A última etapa é o documento formal fornecido pela distribuidora contendo informações sobre as condições de uso do sistema de distribuição, os requisitos técnicos e prazos para realização da conexão (ANEEL, 2008b).

A ANEEL define no módulo três do PRODIST os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso ao sistema de distribuição. Como critério geral, para conexão de centrais geradoras, é definido que:

- o ponto de conexão deve situar-se na interseção das instalações de conexão de propriedade do acessante com o sistema de distribuição;
- é de responsabilidade do acessante estabelecer um sistema de comunicação entre a central geradora e a rede de distribuição acessada;
- o nível de tensão de conexão da central geradora deve considerar as faixas de potência instalada conforme a Tabela 6;
- o tempo de religamento deverá ser estabelecido no acordo operativo firmado entre a acessada e a acessante;
- o acessante deve garantir que suas instalações operem observando as faixas de fator de potência estabelecidas no procedimentos de rede da acessada;
- a acessada deve observar, quando estabelecidos, os valores limites globais para a forma de onda e amplitude de tensão;
- os estudos básicos a serem realizados pelo acessante devem contemplar o nível de curto-circuito, a capacidade de equipamentos, sistema de proteção e controle de ajustes de tensão e de frequência.

Para estabelecer as condições gerais de contratação do acesso compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, a Resolução nº 281 de 1º de outubro de 1999 resolve que, com relação ao acesso ao sistema de distribuição, as concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição deverão implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido e ainda negociar e celebrar os Contratos de Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição, com os usuários que venham conectar-se às suas instalações de distribuição entre outras

providências (ANEEL, 1999a).

No estudo de caso desta tese, o sistema de distribuição analisado é operado pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) - concessionária de energia elétrica com área de atuação corresponde a quase 92% do território catarinense (CELESC, 2010) – que por sua vez, é responsável pelo fornecimento de energia elétrica de Florianópolis, sede da Universidade Federal de Santa Catarina - local do desenvolvimento desta tese.

Tabela 6: Níveis de tensão de conexão da central geradora à rede de distribuição em função da potência instalada.

Potência Instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico) ^a
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico) ^b
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão ^c
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão ^d
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

^a 254/127 V ou 440/220V

^b 220/127 ou 380/220 V

^c 13,8 ou 34,5 kV

^d 69 ou 138 kV

Fonte: (ANEEL, 2008c)

Atendendo à Resolução nº 281 de 1º de outubro de 1999 e ao PRODIST, a CELESC disponibiliza em sua página na internet, o manual de procedimentos código I-432.0003: Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da CELESC, que estabelece os procedimentos gerais para conexão dos sistemas produtores de energia à sua rede de distribuição bem como os dados necessários para análise técnica do processo de conexão (CELESC, 2003).

Para facilitar o processo de conexão à rede de distribuição, a CELESC criou uma cartilha com o passo a passo a ser seguido durante sua execução (CELESC, 2006). Nela, consta que o acessante deverá elaborar um estudo de impacto do ponto de conexão da usina com a rede de distribuição cabendo à CELESC disponibilizar todos os dados de sua

rede relacionados ao ponto de conexão. Os pontos referentes ao impacto da conexão de unidades geradoras com a rede de distribuição a serem abordados no estudo pelo acessante são:

- a) impacto na tensão da conexão/desconexão da unidade geradora;
- b) adequação dos reativos das máquinas ao fator de potência requisitado para a conexão;
- c) avaliação das variações dos perfis de tensão no sistema de distribuição;
- d) avaliação dos carregamentos¹⁰ nas linhas e nos transformadores do sistema de distribuição;
- e) avaliação do nível de curto-circuito com e sem a presença da usina;
- f) avaliação das perdas elétricas;
- g) avaliação da necessidade de utilização de equipamentos adicionais.

O estudo deve levar em consideração os requisitos operacionais que constam no manual de procedimentos. Os requisitos se referem aos limites de potência instalada e controle de reativos.

Após a conclusão e aprovação do estudo de impacto do ponto de conexão, o acessante deverá ainda elaborar um projeto básico, um projeto executivo e estudos de proteção. Concluída a obra da unidade geradora, o acessante deverá ainda efetuar testes de operação com acompanhamento da CELESC para liberação funcional e comercial.

2.6 MEDIDAS DE CAPACIDADE EFETIVA FOTOVOLTAICA

Valor de capacidade de uma fonte de energia é o valor de confiabilidade acrescentado ao sistema elétrico fornecido por essa fonte. Este valor de capacidade se torna real quando ocorre o adiamento de investimentos no sistema elétrico e quando se reduzem as interrupções de fornecimento ao consumidor final (HOFF, 1988). Manter adequada capacidade de geração para fornecer suficiente demanda energética ao consumidor final é o princípio fundamental de concessionárias e distribuidoras de energia elétrica.

A capacidade efetiva fotovoltaica pode ser medida de diversos pontos de vista, incluindo capacidade de geração, do carregamento da rede de transmissão ou distribuição, ou ainda do ponto de vista do carregamento da edificação ao qual o sistema é integrado. Essa

¹⁰ Quantidade em corrente ou potência no instante considerando.

capacidade tende a ser diferente em todos os pontos de vista, pois picos de demanda de edificações não estão necessariamente relacionados com o carregamento da rede (PEREZ *et al.*, 2007).

Sistemas fotovoltaicos têm a característica de despacho que varia de acordo com as características das instalações, condições locais e variações solares diárias e sazonais. É uma fonte de energia variável que é lançada na rede de transmissão ou distribuição no momento em que é produzida, tendo um caráter complementar, considerada não despachável.

A disponibilidade da energia produzida por sistemas fotovoltaicos depende da probabilidade que os sistemas entrem em operação. Há uma relação positiva e intuitiva com os períodos em que a curva de demanda apresenta formato acentuado nas horas em que o sol está presente. Se esse pico de demanda ocorre durante a estação de maior intensidade solar, existe uma alta probabilidade que a energia solar possa remover uma parte desse pico. Adicionando-se a esta questão, é esperado que a probabilidade aumente onde o pico seja provocado por cargas relacionadas com as condições do tempo, como as demandas da utilização de equipamentos de ar condicionado, e às condições de utilização de equipamentos nas horas em que a energia solar esteja presente, como as demandas de uma edificação comercial.

Sendo assim, a energia solar fotovoltaica quando interligada ao sistema elétrico pode ser considerada uma fonte de energia despachável quando inserida em áreas (ou integradas em edificações) que possuem formato de curva de carga com pico diurno (AL-HASAN *et al.*, 2004; TAKUMA *et al.*, 2006). As medidas de capacidade efetiva fotovoltaica quantificam o quanto da potência do sistema fotovoltaico instalada pode ser classificado despachável.

São várias as medidas de capacidade fotovoltaica e muitas foram estudadas e aplicadas por pesquisadores. Oito medidas foram descritas por HOFF *et al.* (2008) e agrupadas na Tabela 7 - onde a maneira de implementar o processo e respectivo embasamento de cada medida são mostradas.

No desenvolvimento desta tese, busca-se identificar o impacto da geração fotovoltaica em redes de distribuição e para tanto, se faz necessário o estudo da variabilidade de desempenho, ou seja, os sistemas fotovoltaicos entregam à rede elétrica diferentes níveis de energia ao longo do tempo. Analisando a Tabela 7, é possível observar que a medida *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) leva em consideração o efeito da geração fotovoltaica sobre todas as horas do período a ser estudado e tem sido implementada por concessionárias de

energia elétrica (PEREZ e STEWART, 1993; PEREZ e SEALS, 1997; PEREZ *et al.*, 2002), sendo assim, essa foi a medida de capacidade selecionada para avaliar a contribuição efetiva da geração fotovoltaica em redes de distribuição.

A ELCC é uma medida estatística de capacidade de carga efetiva. A análise probabilística de confiabilidade dos sistemas elétricos considera o sistema como um processo estocástico durante certo período de tempo. Um dispositivo é dito confiável se o desempenho de seu trabalho for satisfatório. Uma avaliação quantitativa da confiabilidade é necessária se for integrada em projetos de engenharia e suas aplicações. A aplicação de técnicas estatísticas fornece uma previsão quantitativa do desempenho do sistema de modo que os níveis de confiabilidade de propostas alternativas podem ser comparados. A qualquer momento o sistema pode mudar de uma forma para outra devido a eventos como a paralisação de algum equipamento ou manutenção planejada (VIJAYAMOHANAN, 2008).

A ELCC é quantificada em percentual (%) da capacidade do sistema fotovoltaico instalada. Por exemplo, uma planta fotovoltaica de 100 MWp, com ELCC de 45%, poderia ser considerado que um equivalente a 45 MW seria completamente despachável (PEREZ, 2004), aumentando a capacidade do sistema de distribuição ao qual está conectado.

Tabela 7: Resumo dos atributos para cada medida de capacidade fotovoltaica.

Atributo	Medidas							
	ELCC	LDMC	LDTC	MBESC	SLC	TSW	CF	DTIM
<i>Processo</i>								
Simple de implementar	✓	✓	✓			✓	✓	
Simple de descrever		✓	✓			✓	✓	
Baseado em conceitos familiares para concessionárias	✓	✓	✓			✓	✓	✓
Produz resultados que são consistentes com outras medidas que levam em consideração o nível de penetração FV	✓	✓		✓	✓			
Tem sido implementado por concessionárias	✓					✓		✓
<i>Embasamento</i>								
Baseado na correlação entre geração FV e demanda	✓	✓	✓	✓	✓			✓
Leva em consideração o nível de penetração FV	✓	✓		✓	✓			✓
Leva em consideração o efeito sobre todas as horas	✓							
Baseado na curva de duração de demanda	✓	✓	✓	✓	✓			✓
Pode ser usado para criar a análise de pior caso				✓	✓			✓
Fornecer medidas operacionais de capacidade				✓	✓			
É determinístico (ao contrário de estatístico)				✓	✓			✓

Fonte: HOFF *et al.* (2008)

Nota: *Effective Load Carrying Capability* - ELCC

Load Duration Magnitude Capacity - LDMC

Load Duration Time-based Capacity - LDTC

Minimum-Buffer-Energy-Storage-based Capacity - MBESC

Solar-Load-Control-based Capacity - SLC

Time/season window - TSW

Capacity Factor - CF

Demand-Time Interval Matching - DTIM

Metodología

3 METODOLOGIA

O presente trabalho propõe uma metodologia de análise de qualidade de energia em sistemas de distribuição quando sistemas solares fotovoltaicos em larga escala são a eles conectados, observando os critérios técnicos dos órgãos reguladores (ver 2.5). Através dessa análise será possível identificar o comportamento dos alimentadores da rede de distribuição em termos de alteração no nível de tensão e carregamento dos cabos que o constituem e ainda proporcionar uma avaliação da correta localização dos sistemas fotovoltaicos ao longo do alimentador. Poderá também mostrar os benefícios e as consequências ao conectar sistemas fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana.

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As alterações de fluxo de potência nos alimentadores podem ocorrer em escalas diferentes. Conforme a necessidade do atendimento da demanda varie, haverá um reflexo no fluxo de potência, justificada pelo fato de a demanda de potência da rede não ser constante ao longo do tempo. Sendo assim, na metodologia proposta a seguir, é considerado um dado momento de carregamento do alimentador, refletindo a característica do alimentador estudado naquele instante, tendo como base os dados históricos de demanda de potência para um determinado período.

Como mostrado no capítulo anterior, os sistemas fotovoltaicos poderão entregar à rede de distribuição, diferentes níveis de energia ao longo do dia, devido ao fato de que a geração de eletricidade por sistemas fotovoltaicos está diretamente relacionada com a intensidade de irradiação incidente no plano dos módulos. Assim sendo, faz-se necessário o estudo do comportamento de funcionamento dos sistemas considerando a variabilidade de desempenho. Nesta metodologia, é considerado em um primeiro momento que os sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema de distribuição operam sob as condições padrão, com potência nominal, caracterizando uma situação limite. Em outro momento da metodologia, é considerada a variação da potência dos sistemas fotovoltaicos em função da variação da irradiação ao longo do tempo. Neste capítulo a metodologia proposta é mostrada, detalhando as etapas contidas no fluxograma da Figura 20.

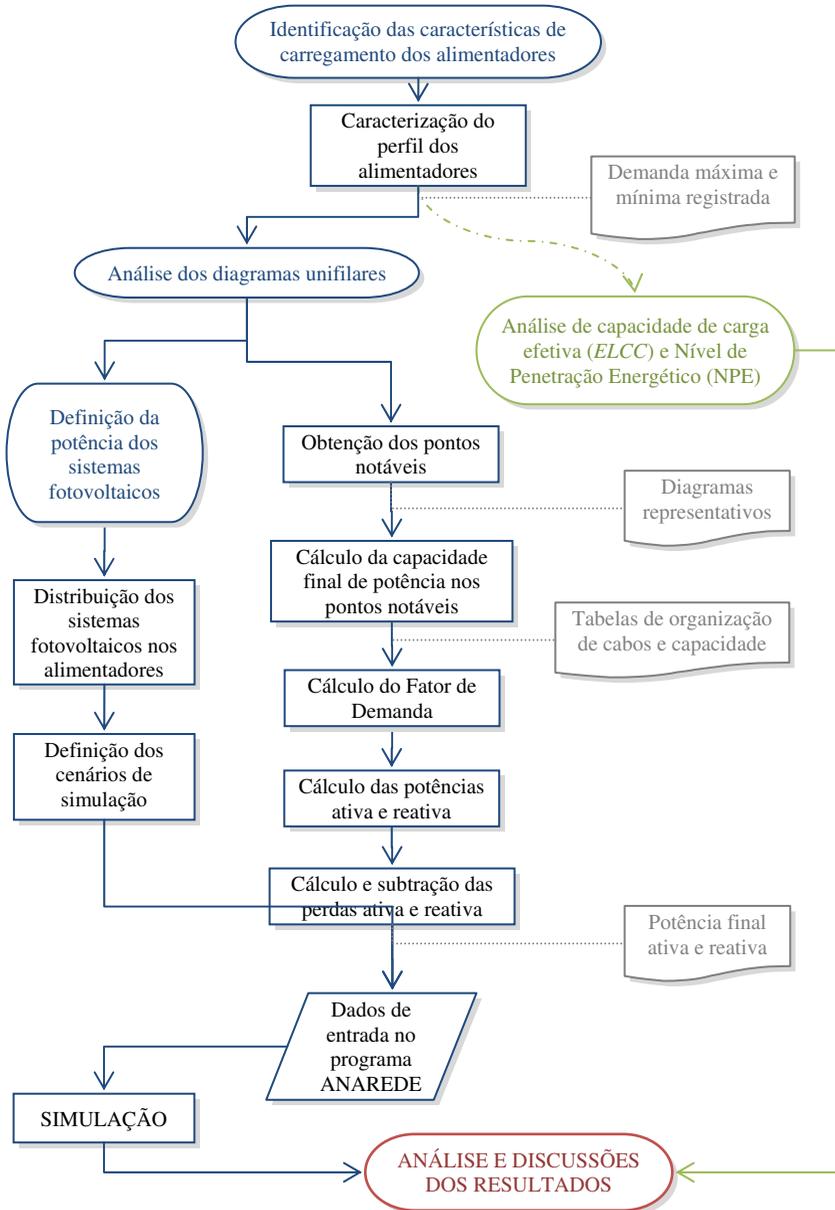


Figura 20: Fluxograma da metodologia de análise de qualidade de energia em redes de distribuição quando sistemas solares fotovoltaicos em larga escala são conectados a elas.

3.2 IDENTIFICAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE CARREGAMENTO DOS ALIMENTADORES

As regiões atendidas pelos alimentadores de um sistema de distribuição variam em aspectos de classe social, classe de consumidores e aspectos urbanos. O carregamento é reflexo desses aspectos, constituindo curvas de demanda energética que indicam o comportamento do alimentador. Os dados de demanda energética dos alimentadores são mensurados e geralmente, armazenados pela concessionária local em intervalos horários.

3.2.1 Caracterização do perfil dos alimentadores

Com a posse dos dados, é possível criar gráficos de demanda horária para o período a ser estudado, podendo assim, analisar as características de carregamento dos alimentadores. As características (ou perfil) de carregamento de um alimentador são observadas pela forma da curva resultante dos gráficos criados, e são classificados nesta tese como; (i) perfil de carregamento diurno, onde as maiores demandas são registradas no período diurno, (ii) perfil de carregamento noturno, onde as maiores demandas são registradas no período noturno, ou ainda (iii) perfil de carregamento misto, onde há o registro das duas ocorrências anteriores.

Para confirmar a análise anterior, gráficos de frequência das demandas registradas no período são criados. Os gráficos de frequência inicialmente abordam toda a massa de dados, onde a partir deles (gráficos), é possível identificar os maiores valores de demanda com suas respectivas frequências de acontecimento e posteriormente elaborar um segundo gráfico desses maiores registros em função dos horários de ocorrência. Sendo assim, os maiores picos de demanda desenham uma nova curva e confirmam ou não a análise anterior.

A determinação do perfil de carregamento de cada alimentador faz-se necessária para estabelecer qual alimentador será utilizado para a análise de capacidade de carga efetiva (*Effective Load Carrying Capability* – ELCC) além de indicar qual alimentador poderá melhor se beneficiar com a integração de sistemas fotovoltaicos conectados pela redução dos picos de demanda.

Para realização da simulação de fluxo de potência em redes de distribuição em presença de geração distribuída solar fotovoltaica utilizando o programa computacional ANAREDE, é preciso identificar em cada alimentador qual o valor de carregamento máximo e mínimo

em um intervalo correspondente à presença da geração fotovoltaica, uma vez que essas seriam as condições extremas relacionadas com nível de tensão em redes e as condições exigidas pela concessionária local para a realização do estudo do impacto da integração de geração distribuída no sistema de distribuição. Isso se deve ao fato de que em condição de carregamento máximo, o nível de tensão diminui devido ao aumento de corrente elétrica no circuito, sendo necessário analisar tanto o valor de tensão como o valor de ampacidade¹¹. Em condição de carregamento mínimo, o nível de tensão tende a aumentar, e em presença de geração distribuída, poderá agravar a situação.

Sabendo-se que a quantidade de geração fotovoltaica é diretamente relacionada com a intensidade de irradiância solar e que essa intensidade é variável ao longo das horas, ou seja, atinge valores máximos no período em que a irradiância é máxima (próximo ao meio dia solar), esses horários formam o intervalo selecionado para a análise de carregamento máximo e mínimo nos alimentadores simulados nesta metodologia. Para cada alimentador, as demandas máximas horárias, para o horário entre 10 e 15h são tabuladas e o maior valor de demanda encontrado dentro do intervalo analisado é apontado como carregamento máximo.

Para determinar o carregamento mínimo em cada alimentador, o mesmo procedimento para determinar o carregamento máximo foi utilizado, porém, os valores de demanda horária selecionados foram os valores mínimos registrados dentro do intervalo analisado, excluindo os valores nulos, pois esses valores não caracterizam carregamento mínimo e sim desligamento do alimentador, seja ele ocasionado por falha no sistema ou por interrupção para manutenção.

3.3 ANÁLISE DOS DIAGRAMAS UNIFILARES DOS ALIMENTADORES

Cada alimentador possui característica própria, como extensão (em km), número de transformadores de distribuição, tipo de cabos, capacidade, entre outros. Essas informações são disponibilizadas pela concessionária em um diagrama operacional da rede (também conhecido como diagrama unifilar). Os componentes do sistema de distribuição (cabos, transformadores, equipamentos de manobra e regulação) são codificados e atualizados periodicamente conforme instruções

¹¹ Capacidade máxima de condução de corrente elétrica nos condutores.

normativas da empresa. A Figura 21 mostra um exemplo de um trecho de um diagrama unifilar fornecido pela CELESC de um de seus alimentadores.

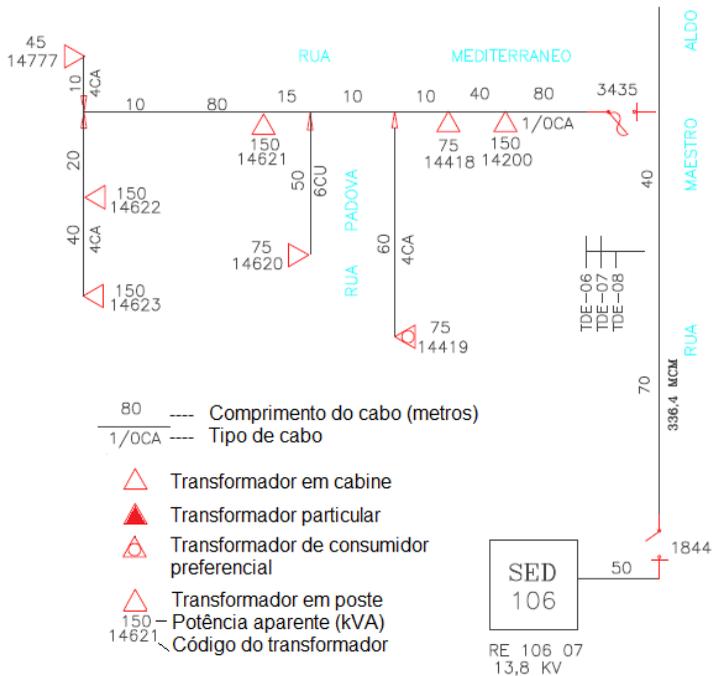


Figura 21: Trecho de um diagrama unifilar da rede de distribuição CELESC.

No diagrama unifilar, as linhas representam os condutores elétricos com o respectivo comprimento (em metros, na parte superior) e tipo/nome do condutor (na parte inferior). Os símbolos em forma de triângulo apontam a presença de transformador com a indicação da capacidade de transformação (potência aparente) em kVA e código de identificação logo abaixo do símbolo. Além dessas informações, o diagrama unifilar indica a presença de chaveamento e de equipamentos de manobra. Na Figura 21 é possível observar a presença de duas chaves seccionadoras, uma próxima à subestação e outra na ramificação lateral esquerda. A análise e identificação da presença dos elementos que compõem os diagramas unilaterais da rede de distribuição servirão de base para a correta aplicação do procedimento de obtenção de pontos notáveis que é descrito no próximo item.

3.3.1 Obtenção dos pontos notáveis nos alimentadores

Com o objetivo de uniformizar a sistemática para cadastramento computacional dos alimentadores a serem estudados, um processo de obtenção de pontos notáveis foi elaborado. Os pontos notáveis são extraídos dos diagramas unifilares e podem representar pontos onde há a presença de equipamentos de manobra, transformadores, mudança de bitola dos condutores, entre outros. Os pontos notáveis possibilitam a redução do número de pontos e informações para posterior simulação computacional. A metodologia de obtenção dos pontos notáveis nesta tese levou em consideração as orientações e regras elaboradas pela concessionária local.

A numeração dos pontos notáveis ao longo do alimentador deve ser feita a partir da subestação (ponto zero), em ordem crescente ao longo do tronco, bifurcações ou ramais existentes. A primeira etapa na obtenção dos pontos notáveis é a identificação do tronco principal, que normalmente é o trecho de maior extensão e com tipo de cabo constante. A segunda etapa é a identificação dos pontos ao longo do alimentador. Nessa etapa, alguns requisitos devem ser levados em consideração - onde na observância destes itens, um ponto notável será criado - que são:

- existência de equipamentos especiais de distribuição, tais como: reguladores de tensão, banco de capacitores, seccionadores, chaves, etc;
- ponto extremo do alimentador;
- mudança de tipo ou bitola do condutor ao longo do tronco principal ou ramal;
- chaves normalmente abertas com outro alimentador;
- ramais onde o somatório da capacidade instalada em transformadores multiplicado pela extensão do ramal seja superior a 1 MVA por quilômetro;

Após a obtenção dos pontos notáveis, a capacidade do alimentador deverá ser mensurada observando se a capacidade de transformação dos transformadores que o compõem está distribuída ou concentrada. Capacidade distribuída é aquela onde os transformadores encontram-se distribuídos entre dois pontos notáveis e capacidade concentrada é aquela onde os transformadores encontram-se no ponto notável.

Para exemplificar a aplicação desse procedimento, o trecho mostrado na Figura 21 foi utilizado considerando que o alimentador seja apenas aquele trecho. O resultado pode ser visto na Figura 22. Neste exemplo, a capacidade concentrada existiria apenas no ponto número

quatro, com valor igual 345 kVA. A capacidade distribuída seria verificada apenas entre os pontos três e quatro, com valor igual a 525 kVA.

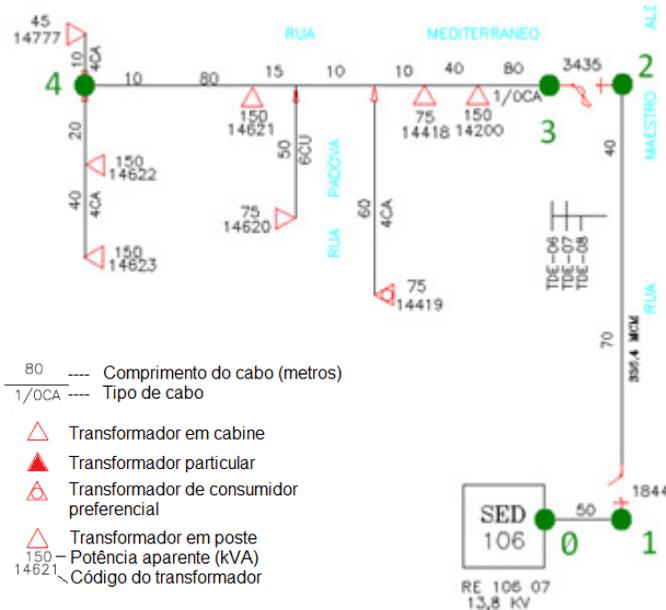


Figura 22: Exemplo de aplicação do procedimento de obtenção de pontos notáveis nos alimentadores.

Com os pontos notáveis definidos e considerando os tipos de cabos empregados para cada trecho, foi possível montar um novo diagrama unifilar aqui denominado diagrama unifilar representativo - que posteriormente servirá de auxílio na definição dos cenários de simulação de fluxo de potência. A Figura 23 mostra com seria essa representação caso o alimentador da Figura 22 fosse utilizado.

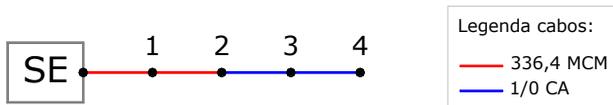


Figura 23: Diagrama unifilar representativo do alimentador exemplificado na Figura 22 após obtenção dos pontos notáveis.

3.3.2 Cálculo da capacidade final de transformação nos pontos notáveis

A potência aparente registrada no processo anterior em cada ponto notável está dividida em capacidade distribuída e capacidade concentrada. A capacidade concentrada no ponto permanece em sua forma, porém, a capacidade distribuída deve ser dividida de maneira que os pontos notáveis que a compreendem recebam parcelas de sua magnitude. Nos trechos onde há a presença de capacidade distribuída, esse valor é dividido pela metade para cada ponto do respectivo trecho e somado à capacidade concentrada, quando existente, do ponto. Logo, passa-se a ter apenas um valor de capacidade de transformação para cada ponto notável. A capacidade final em cada ponto pode ser calculada conforme a Equação (1).

$$CF_F = CC_F + \frac{CD_F}{2} + \sum_{P=0}^N \frac{CD_I}{2} \quad (1)$$

Onde,

De $0 \rightarrow N$; $CD_I = 0$ para $I \neq F$

CF = capacidade final (kVA); CC = capacidade concentrada (kVA); CD = capacidade distribuída (kVA);

F = ponto final; I = ponto inicial; P = trecho analisado; N = número de trechos.

Após o processo de obtenção dos pontos notáveis, as informações de capacidade final juntamente com as informações de cabeamento são organizadas em planilhas eletrônicas visando facilitar a entrada de dados para posterior simulação computacional de fluxo de potência. Utilizando ainda o exemplo da Figura 21, os dados organizados ficariam conforme a Tabela 8.

Tabela 8: Exemplo da tabela de organização de dados obtidos após a aplicação da metodologia de aquisição dos pontos notáveis nos alimentadores com base no exemplo da Figura 22.

Ponto		Extensão (km)	Código Cabo	Capacidade (kVA)		
Final	Inicial			Distribuída	Concentrada	Final
1	0	0,05	46	0	0	0
2	1	0,11	46	0	0	0
3	2	0,01	41	0	0	262,5
4	3	0,24	41	525	345	607,5

As informações de cabeamento podem ser obtidas com a concessionária ou ainda na literatura e se referem a características elétricas dos cabos, como resistência (R), reatância (X) e ampacidade. Para cada tipo de cabo, há um código específico. No exemplo, o código do cabo foi extraído da tabela de cabos fornecida pela CELESC. A tabela completa pode ser observada no Anexo A.

Os dados de resistência e reatância para entrada de dados no programa ANAREDE deve ser feita em percentual. Para isso, o valor nominal (no Sistema Internacional de unidades) de resistência e reatância (Ω/km) deverá ser primeiramente convertido para o sistema por unidades (p.u.)¹² e em seguida, calculado em percentual.

Em um sistema trifásico, a convenção para tensão na linha é dada pela Equação (2), e a conversão para o sistema por unidades é obtida pela Equação (3).

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base} \times \sqrt{3}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2)$$

$$R/X_{p.u} = \frac{R/X_{nominal}}{Z_{base}} \quad (3)$$

Onde, Z_{base} = impedância de base; e V_{base} = tensão de base (13,8 kV); S_{base} = potência aparente de base (100 MVA) são os valores aqui utilizados.

Além dos valores de resistência e reatância, a capacidade normal dos trechos dos alimentadores, deve ser calculada. A capacidade normal no trecho é calculada conforme a Equação (4). O valor de tensão utilizado é o valor de tensão em redes de distribuição (13,8 kV) e o valor de corrente é o valor de ampacidade do cabo no respectivo trecho. A capacidade normal exprime o valor de carregamento, em potência aparente, que um determinado trecho suportaria em condições normais e é um dado de entrada no programa ANAREDE.

$$S = \sqrt{3} \times V \times I \quad (4)$$

Onde, S = potência aparente (kVA); V = tensão (kV) e I = corrente (A).

¹² O sistema "por unidade", ou, simplesmente sistema p.u., consiste na definição de valores de base para as grandezas (e.g. tensão, corrente, potência), seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no Sistema Internacional de unidades) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos.

3.3.3 Cálculo do fator de demanda

A capacidade de transformação final calculada para cada ponto notável do alimentador estudado representa a potência que o sistema pode entregar aos seus consumidores, a potência instalada. É sabido que a demanda de potência resultante do alimentador é variável ao longo das horas em função do perfil de consumo dos consumidores que estão a ele conectados. Essa demanda horária pode atingir valores próximos à capacidade do alimentador, porém, o sistema elétrico é projetado para que os valores fiquem abaixo desse limite por motivos de funcionalidade e confiabilidade dos serviços de fornecimento. Para expressar e quantificar o nível de demanda do alimentador, a concessionária de energia elétrica pode utilizar um fator, o fator de demanda.

O fator de demanda (FD) expressa o percentual de utilização da capacidade de transformação dos transformadores do alimentador (fator de demanda do alimentador ou concessionária) ou de um transformador particular (fator de demanda de consumidor particular) quando esse registro é executado. Normalmente, o registro para transformadores particulares é o registro de demanda horária feito para transformadores com capacidade superior a 300 kVA e que pertencem aos consumidores da classe de consumo horosazonal. O fator de demanda de consumidor particular é calculado conforme a Equação 5 e o fator de demanda do alimentador é calculado conforme a Equação 6.

$$FD_{CP} = \frac{S_{CP}}{S_{INCP}} \quad (5)$$

$$FD_{AL} = \frac{S_{AL} - \sum S_{CP}}{S_{INAL} - \sum S_{INCP}} \quad (6)$$

Onde, FD_{CP} = fator de demanda de consumidor particular; FD_{AL} = fator de demanda do alimentador; S_{AL} = potência aparente registrada do alimentador (kVA); S_{CP} = potência aparente registrada de consumidor particular (kVA); S_{INAL} = potência instalada dos transformadores do alimentador (kVA); S_{INCP} = potência do transformador instalada de consumidor particular (kVA).

O fator de demanda deve ser obtido para carga máxima e mínima, sendo a potência aparente registrada do alimentador ou do consumidor particular, a potência aparente que corresponde à demanda máxima ou mínima anteriormente selecionada no período estudado, no dia e hora

registrada. O cálculo é feito conforme a equação de potência aparente em cargas trifásicas equilibradas (Equação 4) utilizando como valores de tensão e corrente, os valores registrados no momento de demanda máxima e mínima.

Nesta metodologia, caso haja indisponibilidade de informações de demanda registrada para consumidores particulares, é considerado que o respectivo transformador integre o conjunto de transformadores do alimentador, ou seja, não será feito o cálculo do fator de demanda para o consumidor em questão e a potência do respectivo transformador passará a fazer parte do cálculo do fator de demanda do alimentador.

3.3.4 Cálculo das potências ativa e reativa

Na simulação de fluxo de potência utilizando o programa computacional ANAREDE, é necessário que os dados de entrada de potência estejam na forma de potência ativa e potência reativa, para carregamento máximo e mínimo. A partir dos dados de capacidade final de transformação em cada ponto notável do alimentador (potência aparente) é possível calcular suas componentes vetoriais, tendo como base, o fator de potência que advém no momento de registro das demandas máximas e mínimas anteriormente identificadas (ver 3.2.1).

Tendo anteriormente calculado a potência aparente (Equação 4), o fator de potência é obtido pela divisão da potência ativa (demanda máxima ou demanda mínima) pela potência aparente. Assim sendo, o fator de potência que representa o momento de análise do carregamento poderá ser utilizado para o cálculo da potência ativa e reativa em cada ponto notável. Com a potência final aparente em cada ponto anteriormente calculada (ver 3.3.2), multiplicando-se esse valor pelo fator de potência, a potência ativa é obtida e, pela simples relação trigonométrica entre essas grandezas, a potência reativa.

Tendo o fator de demanda para transformadores particulares e transformadores do alimentador calculado, a potência ativa e reativa final em cada ponto notável é obtida pela multiplicação do fator de demanda por essas grandezas, respeitando sempre o tipo de transformador. O resultado expressa a potência que o transformador em questão está disponibilizando à rede no momento de carregamento, máximo ou mínimo.

3.3.5 Cálculo e subtração das perdas ativa e reativa

A massa de dados de tensão, corrente e demanda de potência,

registrada pela concessionária representa o comportamento do alimentador naquele instante de medição. Nesse momento, as perdas por impedância nos cabos estão embutidas nos registros. Como o programa ANAREDE executa o cálculo de perdas de potência para o sistema trifásico estudado nas simulações de fluxo de potência, faz-se necessário que as perdas ativas e reativas sejam subtraídas das potências correspondentes para que não sejam novamente consideradas nos cálculos.

Para cada trecho, foi identificado qual seria o tipo de cabo utilizado. Sendo assim, as informações de resistência e reatância estão a eles relacionadas e podem ser adquiridas junto à concessionária ou na literatura. O valor total de resistência e reatância no trecho é obtido multiplicando-se o valor nominal pela distância em quilômetros e a perda elétrica de potência é calculada conforme as Equações 7 e 8¹³.

$$P_W = R \times I^2 \quad (7)$$

$$P_{var} = X \times I^2 \quad (8)$$

Onde, P_W = perda ativa no trecho (kW); R = resistência total do trecho (Ω); I = corrente total no trecho (A); P_{var} = perda reativa no trecho (kvar); X = reatância total do trecho (Ω).

A corrente individual de cada trecho é calculada conforme a Equação 9, porém, a corrente total do trecho para a Equação 7 ou 8 é obtida somando-se as correntes dos trechos que estão a ele conectados.

$$I = \frac{S \times FD}{V \times \sqrt{3}} \quad (9)$$

Onde, I = corrente no trecho (A); S = potência aparente do trecho (kVA); FD = fator de demanda; V = tensão no trecho (kV).

Neste ponto da metodologia, é considerado que a tensão ao longo dos trechos é constante e igual a 13,8 kV – tensão nominal do sistema de distribuição. Como o sistema de distribuição é trifásico, a perda ativa e reativa é dividida por três e subtraída da potência ativa e reativa anteriormente calculada (ver 3.3.4). Os cálculos anteriores são executados tanto para carregamento máximo quanto para carregamento mínimo.

¹³ Trata-se da dissipação de potência na forma de calor, por efeito Joule, que surge pela passagem de uma corrente (I) por um condutor de determinada resistência (R).

3.4 DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Em subestações do sistema de distribuição, os transformadores de alta para média tensão são responsáveis por abastecer, geralmente, um grupo de alimentadores em função da capacidade de transformação de cada transformador. Esses alimentadores operam conforme a demanda energética dos consumidores neles conectados. Contudo, os alimentadores podem operar muito próximos ou aquém de suas capacidades, bem como o transformador da subestação. Por tal motivo, nesta metodologia, busca-se determinar qual seria o nível de operação dos transformadores da subestação e dos alimentadores a serem estudados, denominado aqui, carregamento operacional. O carregamento operacional dos transformadores e dos alimentadores é determinado com base nos dados de demanda horária dos alimentadores, disponibilizados pela concessionária local, desconsiderando qual seria o período de ocorrência.

Para o transformador a ser analisado, foi identificado o alimentador dentre o grupo de alimentadores a ele conectados com maior valor de demanda, para isso, a seleção dos dez maiores valores registrados é necessária. Uma vez identificado qual o alimentador com maiores valores de demanda, para o restante dos alimentadores interligados ao transformador, os correspondentes valores de demanda foram selecionados, e agora sim, levando em consideração o horário de registro. Para cada horário, é feito o somatório das demandas dos alimentadores conectados ao transformador estudado.

Com o somatório dos dez valores de demanda registrados para os alimentadores do transformador analisado, é possível identificar o carregamento máximo dentre os dez valores encontrados, constituindo o carregamento operacional do transformador. Os valores de demanda que integram o máximo somatório identificado correspondem aos valores de carregamento operacional em cada alimentador do transformador analisado.

Visando estabelecer um valor de referência para a potência dos sistemas fotovoltaicos distribuídos na rede de distribuição, optou-se em utilizar o valor de carregamento operacional de cada alimentador previamente determinado. Dessa maneira, a potência dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede de distribuição será menor que a demanda operacional do alimentador estudado.

Para o transformador analisado e os respectivos alimentadores nele interligados, o maior valor do somatório das dez demandas

máximas registradas foi escolhido como base para definir o carregamento operacional dos alimentadores.

Com os valores do somatório e dos respectivos valores de demanda que o compõem, foi possível determinar a proporção entre o carregamento operacional dos alimentadores e do transformador como um todo, ou seja, um percentual de carregamento foi atribuído para cada alimentador. O valor de referência de potência, e ao mesmo tempo valor limite dos sistemas fotovoltaicos para o alimentador analisado é o valor correspondente em unidade de potência ativa para o percentual calculado. Para transformação de unidade de potência, o fator de potência médio dos alimentadores no instante de ocorrência do maior valor do somatório deverá ser utilizado.

3.4.1 Distribuição dos sistemas fotovoltaicos nos alimentadores

As áreas abarcadas pelos alimentadores são levantadas com base no diagrama unifilar operacional fornecido pela concessionária local e em imagens de satélite correspondentes. Um desenho do diagrama é elaborado na imagem, procurando identificar as características da região em que se encontram e as possíveis áreas para a inserção dos sistemas fotovoltaicos.

Baseado no diagrama unifilar representativo (ver 3.3.1), o levantamento das áreas passíveis de acomodarem os sistemas fotovoltaicos é feito comparando-se as imagens de satélite com a localização dos pontos notáveis dos alimentadores. Depois de identificadas, as áreas são mensuradas utilizando o próprio programa de visualização de imagens de satélite.

Tendo previamente calculado a potência total dos sistemas fotovoltaicos a ser distribuída ao longo do alimentador – limite em potência a ser distribuída; a potência individual de cada sistema é calculada em função da área mensurada. Para isso, uma relação de 100 W/m² é utilizada. Essa quantidade é produto da experiência da Universidade Federal de Santa Catarina em realizar pesquisas sobre a tecnologia fotovoltaica através de alguns projetos e instalações de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações urbanas (RÜTHER, 1998; RÜTHER *et al.*, 2003; MARINOSKI *et al.*, 2004; RÜTHER *et al.*, 2005; ORDENES *et al.*, 2007; VIANA *et al.*, 2007; BRAUN e RÜTHER, 2008; BRAUN *et al.*, 2008; MONTENEGRO *et al.*, 2008; RÜTHER *et al.*, 2008; SANTOS *et al.*, 2008; VIANNA *et al.*, 2008; ZOMER e RÜTHER, 2008; SANTOS e RÜTHER, 2009).

Após a distribuição, a avaliação da adequação da potência final

de cada sistema na localização no alimentador deverá ser feita em função da potência de curto-circuito no ponto de conexão. A CELESC estabelece que o ponto de conexão de uma unidade geradora é o barramento da subestação, e quando isso não for possível ou não for de interesse do acessante, o requisito de que a soma das potências nominais das máquinas da usina poderá ser no máximo 10% da capacidade de curto-circuito do ponto de conexão, curto esse considerando a usina fora de operação, deverá ser atendido. O cálculo da potência de curto-circuito no ponto de conexão segue a metodologia exposta em Kindermann (1997).

3.4.2 Definição dos cenários de simulação

Para identificar o impacto da integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição por análise de fluxo de potência, cenários de simulação são definidos, estabelecendo qual a potência dos sistemas e qual o carregamento da rede. O primeiro cenário é o cenário base (A); nele, não há a inserção da geração fotovoltaica distribuída, apenas o carregamento máximo da rede (ver 3.2.1). Para os demais cenários, a geração distribuída é inserida, adotando a potência máxima dos sistemas e variando-se o carregamento da rede em carregamento máximo (cenário B) e carregamento mínimo (cenário C). O último cenário é o cenário D, sem a presença da geração fotovoltaica e carregamento da rede mínimo. Sendo assim, as situações exigidas pelos órgãos reguladores podem ser simuladas. A Tabela 9 mostra um resumo dos cenários definidos.

Tabela 9: Cenários propostos para aplicação da metodologia de análise de fluxo de potência em redes de distribuição na presença de geração fotovoltaica.

Cenário	Geração fotovoltaica	Carregamento da rede
A	inexistente	máximo
B	máxima	máximo
C	máxima	mínimo
D	inexistente	mínimo

3.5 DADOS DE ENTRADA NO PROGRAMA ANAREDE

O programa ANAREDE, em sua versão mais recente, permite

que a entrada de dados seja feita ou por console de comandos (interface linha de comando) e de interface gráfica, permitindo que o usuário utilize a forma de interação que lhe seja mais familiar, sem a necessidade de troca de aplicação.

Os formatos de entrada de dados para o programa são definidos no próprio programa, como unidade e número de dígitos. Para a criação dos arquivos de simulação, é necessário que sejam inseridos no programa os dados de barra (pontos notáveis) e de linha (trecho entre os pontos notáveis) que compõem o sistema de distribuição, desde os dados da subestação até a última barra do alimentador.

Os dados de entrada das barras do sistema a ser simulado são:

- o número da barra – número de identificação da barra;
- nome da barra – identificação alfanumérica da barra;
- carga ativa – potência ativa na barra;
- carga reativa – potência reativa na barra;
- tipo da barra (PQ¹⁴, PV¹⁵ ou de referência¹⁶);
- valor da potência reativa injetada por banco de capacitores/reatores (quando existir).

Caso o arquivo de simulação criado seja um arquivo do cenário B ou C, haverá a necessidade de inserir as informações de geração ativa da barra, ou seja, para a metodologia proposta, é o valor da potência dos sistemas fotovoltaicos conectados à barra.

Os dados de entrada das linhas do sistema a ser simulado são:

- número de identificação da barra de uma das extremidades;
- número de identificação da barra da outra extremidade;
- resistência – valor da resistência do trecho;
- reatância – valor da reatância do trecho;
- capacidade normal – capacidade de carregamento do trecho em condições normais para fins de monitoração do fluxo;
- valores limite de tap do regulador de tensão, quando existir.

3.5.1 A simulação de fluxo de potência

Com os cenários criados e os dados de entrada no programa prontos, é possível realizar a simulação de fluxo de potência no

¹⁴ Barra onde as cargas e as gerações ativa e reativa são especificadas. A magnitude da tensão nessa barra não é regulada.

¹⁵ Barra onde as cargas ativa e reativa e a geração ativa são especificadas.

¹⁶ Barra de referência, onde as cargas ativa e reativa, a magnitude e o ângulo de fase da tensão são especificados. Em qualquer sistema interconectado existe normalmente uma barra de referência cujo ângulo é referência de fase do sistema.

ANAREDE, onde para esta metodologia, é proposto ser realizado em etapas. Primeiramente para cada cenário, os alimentadores são simulados individualmente e os resultados armazenados. Em uma segunda etapa, a simulação é feita em conjunto; os alimentadores de um transformador da subestação são simulados simultaneamente, com o objetivo de avaliar o carregamento do transformador, contrastando os resultados agora obtidos com os resultados anteriores. Se houver mais de um transformador na subestação, procedem-se as simulações de maneira análoga.

3.6 EFFECTIVE LOAD CARRYING CAPABILITY (ELCC) E NÍVEL DE PENETRAÇÃO ENERGÉTICO

A ELCC foi introduzida por Garver (1966) e representa o aumento da disponibilidade de capacidade de carga para um determinado sistema elétrico que é atribuído a uma determinada capacidade de geração (por qualquer tipo de fonte, inclusive fotovoltaica) nesse mesmo sistema a uma *Loss-of-Load Probability* (LOLP) constante, ou seja, a LOLP do sistema elétrico seria a mesma com e sem a participação da geração fotovoltaica.

LOLP pode ser entendida como uma medida de probabilidade de que a demanda do sistema elétrico seja superior à capacidade instalada do sistema durante um determinado período e é calculada conforme a Equação (8) (BILLINTON *et al.*, 1973; SCHENK *et al.*, 1984; HOFF *et al.*, 2006).

$$LOLP \approx \left[\frac{LOLP_{PICO}}{8760} \right] \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[Pico - Demanda_{hora}]}{m} \right\} \quad (8)$$

Para se determinar a ELCC, é necessário que a LOLP do sistema elétrico seja igual ao que seria com a participação da geração fotovoltaica (FV), logo, uma fonte geradora com potência igual ao ELCC deve ser definida. A LOLP com a participação dessa fonte é calculada conforme a equação (9), e com a participação da geração FV, conforme a equação (10) (PEREZ *et al.*, 2007).

$$LOLP_{ELCC} \approx \left[\frac{LOLP_{PICO}}{8760} \right] \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[Pico - (Demanda_{hora} - ELCC \times FVp)]}{m} \right\} \quad (9)$$

$$LOLP_{FV} \approx \left[\frac{LOLP_{PICO}}{8760} \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left\{ - \frac{[Pico - (Demanda_{hora} - FV_{hora})]}{m} \right\} \right] \quad (10)$$

Igualando-se as Equações (9) e (10), a ELCC para o sistema elétrico com a participação da geração FV é definida e resulta na Equação (11) (PEREZ *et al.*, 2007).

$$ELCC = m \ln \left\{ \frac{\sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{(Pico - Demanda_{hora})}{m} \right]}{\sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{(Pico - Demanda_{hora} + FV_{hora})}{m} \right]} \right\} / FVp \quad (11)$$

Onde, $Pico$ = demanda máxima registrada no período (kW); $Demanda_{hora}$ = demanda registrada na hora (kW), FV_{hora} = potência FV na hora (kW), FVp = potência FV (kW) e m = fator de capacidade de Garver.

O fator de capacidade de Garver (m) representa a forma da uma curva de risco da concessionária quando a relação entre a LOLP e a reserva marginal é feita e apresentada em um gráfico semi-logarítmico. Esse fator é igual a um crescimento de demanda que resultaria em um aumento na LOLP de 2,718., o número de Euler. Para se determinar esse fator, é necessária a obtenção da curva de risco marginal da concessionária da qual se fará o estudo. Se não for possível o conhecimento prévio da curva de risco marginal, um método alternativo é estimar o fator m baseado na soma da capacidade instalada da concessionária multiplicando o resultado pela *Forced Outage Rate* (FOR). *Forced Outage Rate* é o percentual de tempo que o sistema elétrico ficou indisponível. A Equação (12) mostra o cálculo da FOR (BILLINTON *et al.*, 1973; WIKIMIRAS, 2009).

$$FOR = \frac{FOH}{(FOH + SH)} \quad (12)$$

Onde, *Forced Outage Hours* (FOH) = número de horas que a unidade ficou fora de operação e *Service Hours* (SH) = número de horas que a unidade permaneceu em operação.

Muitos estudos adotaram essa aproximação e estimaram um fator percentual (FOR) da demanda máxima registrada como sendo o fator m . Hoff *et al.* (2006) adotaram um percentual de 5% e Pelland e Abboud

(2008) adotaram 3%, que seria a estimativa de concessionárias *Austin Energy* e *Ontario Independent Electricity System Operator*, respectivamente.

Com o objetivo de analisar a contribuição dos sistemas fotovoltaicos na demanda total de energia do alimentador ao longo de um determinado período, o Nível de Penetração Energético (NPE) pode ser utilizado. O NPE representa o percentual da energia anual ou mensal que os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica com determinado nível de penetração em potência podem contribuir para um alimentador (BRAUN *et al.*, 2007; JARDIM, 2008). Assim como a ELCC, o Nível de Penetração Energético leva em consideração as horas de geração e demanda do período analisado e é calculado conforme a Equação (13).

$$NPE = \frac{G_{FV}}{C_{alimentador}} \times 100 \quad (13)$$

Onde, NPE = Nível de Penetração Energético (%); G_{FV} = geração fotovoltaica no período estudado (kWh) e $C_{alimentador}$ = consumo energético do alimentador no período estudado (kWh).

3.7 ANÁLISE E DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Os resultados originados com as simulações no ANAREDE mostram o comportamento da rede de distribuição analisada, podendo ser observados os níveis de tensão, o fluxo de potência nos alimentadores, o carregamento da rede com e sem a presença da geração fotovoltaica. Os resultados são gerados em forma de relatórios de saída ou ainda em forma gráfica (diagrama unifilar). Os dados de saída devem ser trabalhados para que se possam elaborar ferramentas de análise como gráficos ou tabelas.

Os resultados sobre a ELCC e o nível de penetração energético complementam as análises e discussões finais sobre a aplicação da metodologia proposta.

Resultados e Discussões

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados alcançados e discussões sobre a aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior aos dez alimentadores da subestação Trindade, o estudo de caso proposto nesta tese.

A subestação Trindade é parte integrante do sistema de distribuição CELESC na ilha de Santa Catarina e dela partem dez alimentadores, responsáveis pelo abastecimento da região centro-leste da cidade de Florianópolis. A Figura 24 mostra os alimentadores da SE Trindade representados por linhas sobre uma imagem de satélite, onde cada cor representa um único alimentador.



Figura 24: Representação gráfica dos alimentadores da subestação Trindade sobre imagem de satélite, onde as linhas de mesma cor representam um único alimentador.

Fonte: imagem base - Google Earth

Os dez alimentadores que partem dos três transformadores da SE Trindade são nomeados e numerados como TDE-01 a TDE-10 e agrupados por transformador. Cada transformador possui uma capacidade nominal de potência e é responsável pelo abastecimento dos alimentadores a ele conectados. O agrupamento dos alimentadores é dado em função do carregamento individual de cada alimentador objetivando a não ultrapassagem da capacidade de potência do transformador como mostra a Tabela 10. Os dez alimentadores são interligados entre si por componentes de manobra (*e.g.* chaves normalmente abertas) e, caso ocorra algum evento de sobrecarregamento ou falhas no sistema, os equipamentos entram em operação mudando a configuração do sistema, visando à garantia do fornecimento. As informações contidas na Tabela 10 foram extraídas do diagrama unifilar operacional da subestação Trindade que pode ser observado no Anexo B.

Tabela 10: Agrupamentos dos alimentadores da subestação Trindade em função da capacidade dos transformadores.

<i>Transformador</i>	<i>Capacidade (MVA)</i>	<i>Alimentadores conectados</i>
TT-1	26,67	TDE-01, TDE-02, TDE-03 e TDE-04
TT-2	26,67	TDE-05, TDE-06, TDE-07 e TDE-08
TT-3	26,67	TDE-09 e TDE-10

4.1 IDENTIFICAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE CARREGAMENTO DOS ALIMENTADORES

Os alimentadores da SE Trindade abastecem diferentes bairros da cidade de Florianópolis, variando as características de carregamento em função do consumo energético – reflexo dos aspectos sociais, da classe de consumidores e aspectos urbanos. Para o desenvolvimento desta tese, foram solicitados à CELESC os dados de carregamento para os dez alimentadores da SE Trindade para o período do ano de 2008. Os dados de carregamento são fornecidos em forma de planilha eletrônica, onde constam as informações de corrente elétrica, de potência ativa e de tensão registrada para cada hora. Os dados de demanda horária (potência ativa) dos dez alimentadores mostram o perfil de carregamento quando esboçados em gráficos. As Figuras 25, 26 e 27 mostram os esboços para os 8760 pontos registrados de potência ativa dos dez alimentadores da

SE Trindade agrupados por transformador para o ano de 2008.

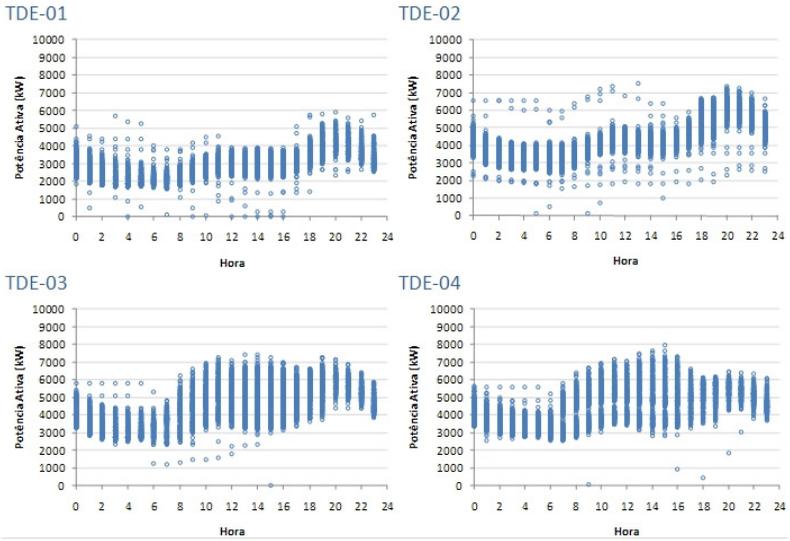


Figura 25: Demanda horária registrada no ano de 2008 para os alimentadores conectados ao transformador TT-1 da subestação Trindade.

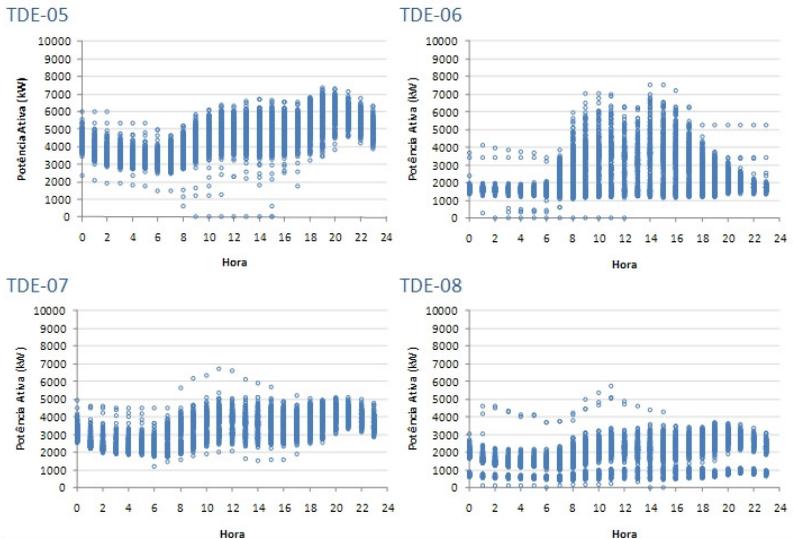


Figura 26: Demanda horária registrada no ano de 2008 para os alimentadores conectados ao transformador TT-2 da subestação Trindade.

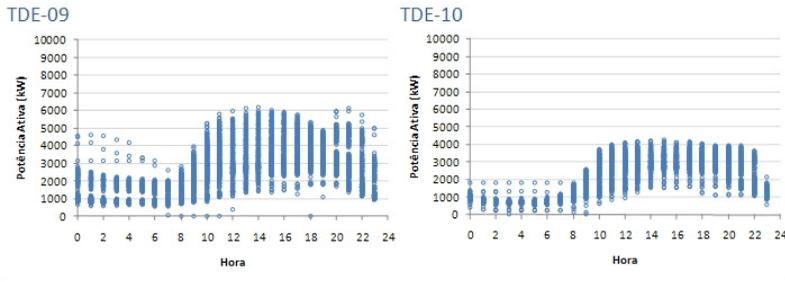


Figura 27: Demanda horária registrada no ano de 2008 para os alimentadores conectados ao transformador TT-3 da subestação Trindade.

4.1.1 Caracterização do perfil dos alimentadores

Analisando o formato da curva de demanda de cada alimentador, foi possível observar que o carregamento apresenta comportamento diferente ao longo das horas, caracterizando o perfil de consumo da região atendida pelo alimentador. Os alimentadores TDE-01, 02 e 05 apresentam curva de demanda onde os maiores valores encontram-se no horário entre 18 e 24h, ou seja, pico noturno. Já os alimentadores TDE-03, 07, 08 e 09 apresentam picos diurno e noturno, contrário ao TDE-04 e 06, que apresenta apenas pico diurno.

A curva de demanda do alimentador TDE-06 mostra ainda o reflexo do perfil dos consumidores a ele conectados. Esse alimentador é responsável pelo abastecimento energético, em grande percentual, da Universidade Federal de Santa Catarina, que possui horário diurno de funcionamento de grande parte de seus centros de ensino. A curva mostra dois picos diurnos, resultado do intervalo entre os períodos matutino e vespertino na universidade. Já o alimentador TDE-10 mostra claramente o horário de funcionamento do centro comercial Shopping Iguatemi (alimentador dedicado exclusivamente ao atendimento do estabelecimento) – das 10 às 22h.

Para confirmar a análise inicial (apenas observando o formato das curvas) foi feito um levantamento da frequência de valores de demanda registrados acima da média e em função dos horários de ocorrência. A Figura 28 mostra o resultado do levantamento para o alimentador TDE-09. Analisando a figura (b) foi possível identificar o alimentador como tendo perfil de carregamento diurno, onde os maiores valores de frequência encontram-se nos horários onde há incidência de irradiação

solar. O resumo dos resultados obtidos pode ser observado na Tabela 11 e os gráficos de frequência (número de ocorrência) para os dez alimentadores podem ser observados no Apêndice B.

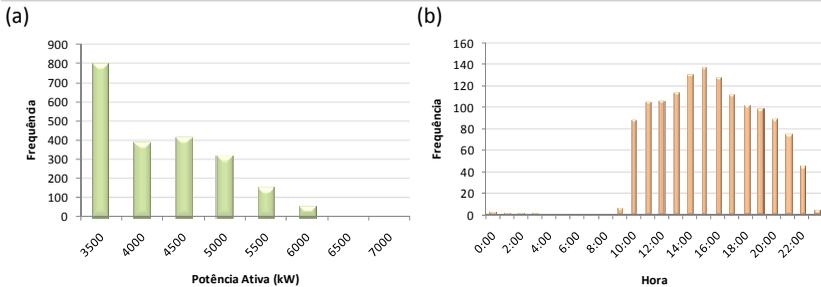


Figura 28: Gráficos de frequência dos valores de demanda horária registrados acima da média (a) e em função do horário de ocorrência (b) no período de 2008 para o alimentador TDE-09.

Tabela 11: Perfil de carregamento dos alimentadores da subestação Trindade.

<i>Transformador</i>	<i>Alimentador</i>	<i>Perfil de Carregamento</i>
TT-1	TDE-01	noturno
	TDE-02	noturno
	TDE-03	noturno
	TDE-04	diurno
TT-2	TDE-05	noturno
	TDE-06	diurno
	TDE-07	noturno
	TDE-08	noturno
TT-3	TDE-09	diurno
	TDE-10	diurno

Os resultados mostraram que a análise inicial foi comprovada para os alimentadores que mostravam claramente os valores de demanda máximos, como para os alimentadores TDE-01, 02 e 03 com perfil de carregamento noturno e para os alimentadores TDE-04 e 05 com perfil de carregamento diurno. Para os alimentadores TDE-03, 07 e 09, o levantamento da frequência dos valores de demanda acima da média foi determinante para caracterizar o perfil de carregamento. No caso do alimentador TDE-03, a análise inicial apontava para um carregamento

diurno, porém, após o levantamento das demandas máximas, foi constatado que o perfil de carregamento nesse alimentador é noturno. O resultado contrário foi para o alimentador TDE-09, que apesar de apresentar dois picos de demanda, a análise da ocorrência de valores máximos foi registrada no período diurno.

Para analisar o impacto da integração da geração distribuída na rede de distribuição, a concessionária local estabelece que as simulações de fluxo de potência devam ser feitas em carregamento máximo e em carregamento mínimo, visando avaliar o comportamento da rede em condições extremas, independente do horário no qual as demandas correspondentes estejam registradas.

As demandas máximas e mínimas horárias dos dez alimentadores no intervalo entre 10 e 15h (período estabelecido na metodologia) fornecidas pela concessionária local foram tabuladas com o objetivo de identificar os valores de carregamento máximo e mínimo dos alimentadores para tornar possível a simulação de fluxo de potência no programa ANAREDE. A Tabela 12 e a Tabela 13 mostram as demandas máximas e mínimas registradas respectivamente, no intervalo selecionado para os dez alimentadores da subestação Trindade. Na Tabela 12, para cada alimentador, o maior valor registrado entre as demandas máximas do intervalo foi destacado, e de maneira análoga na Tabela 13, foi destacado o menor valor. Os maiores e menores valores destacados foram os carregamentos máximos e mínimos utilizados na simulação computacional.

Tabela 12: Valores máximos de demanda registrada no intervalo entre 10 e 15h do período de 2008 para os dez alimentadores da subestação Trindade com destaque (*) para os carregamentos máximos utilizados na simulação de fluxo de potência em cada alimentador.

<i>Alimentador</i>		<i>Demanda máxima registrada (kW)</i>					
		<i>10h</i>	<i>11h</i>	<i>12h</i>	<i>13h</i>	<i>14h</i>	<i>15h</i>
TT-1	TDE-01	4511	4540*	3887	3857	3906	3852
	TDE-02	7227	7079	6839	7511*	6411	6385
	TDE-03	6920	7275	7078	7413*	7412	7247
	TDE-04	6929	7153	7063	7500	7654	7988*
TT-2	TDE-05	6137	6408	6341	6587	6698*	6680
	TDE-06	7060	7008	6299	6221	7546*	7531
	TDE-07	6333	6690*	6619	6125	5888	5666
	TDE-08	5387	5749*	4900	4579	4387	4261
TT-3	TDE-09	5269	5808	5932	6147	6191*	5986
	TDE-10	3719	3998	4095	4179	4227	4270*

Tabela 13: Valores mínimos de demanda registrada no intervalo entre 10 e 15h do período de 2008 para os dez alimentadores da subestação Trindade com destaque (*) para os carregamentos mínimos utilizados na simulação de fluxo de potência em cada alimentador.

<i>Alimentador</i>		<i>Demanda mínima registrada (kW)</i>					
		<i>10h</i>	<i>11h</i>	<i>12h</i>	<i>13h</i>	<i>14h</i>	<i>15h</i>
TT-1	TDE-01	1907	1199	1010*	1305	1356	1374
	TDE-02	1755*	1845	1919	1809	1845	1909
	TDE-03	1475*	1592	1801	2254	2319	3005
	TDE-04	3053	3453	3436	3059	2790*	2800
TT-2	TDE-05	1236*	1284	2285	2200	1807	2497
	TDE-06	1172	1204*	1234	1224	1206	1213
	TDE-07	1902	1983	2035	1618	1543*	1572
	TDE-08	1412	1472	1400	1296	1275*	1308
TT-3	TDE-09	923*	1112	1249	1331	1370	1255
	TDE-10	604*	835	926	1283	1529	1533

4.2 ANÁLISE DOS DIAGRAMAS UNIFILARES DOS ALIMENTADORES

Com as informações operacionais dos alimentadores (diagramas unifilares) da SE Trindade fornecidos pela concessionária local, foi possível aplicar a metodologia de obtenção de pontos notáveis visando à coleta de informações necessárias para a simulação de fluxo de potência. Os diagramas operacionais dos alimentadores providos pela CELESC que serviram de base para a obtenção dos pontos notáveis encontram-se na mídia digital anexa a esta tese.

Os alimentadores da subestação Trindade apresentam formas radiais, onde o ramal principal do alimentador parte da subestação e dele as ramificações. Em um único alimentador, diferentes tipos de cabos podem ser utilizados, dependendo da carga a ser atendida, o que eleva a necessidade de cabos com maior ou menor ampacidade.

4.2.1 Obtenção dos pontos notáveis nos alimentadores

Alimentadores que atendem regiões com grande concentração de construções urbanas, tendem a apresentar um maior número de ramificações, como é o caso dos alimentadores da subestação Trindade. Conforme a metodologia de obtenção de pontos notáveis, o número total

de ramificações tende a diminuir, facilitando a manipulação de dados para a simulação de fluxo de potência sem interferir nas características de carregamento.

Após a aplicação da metodologia de obtenção dos pontos notáveis para os dez alimentadores da subestação Trindade, o resultado mostrou que os diagramas unifilares representativos obtidos possuem aspectos diferentes no que se refere ao número final de pontos notáveis, à quantidade de ramificações resultante e ao total de comprimento dos trechos. As Figuras 29, 30 e 31 mostram os diagramas unifilares representativo para os alimentadores TDE-02, TDE-05 e TDE-10 respectivamente, constando as informações dos tipos de cabos utilizados bem como o número de pontos notáveis obtidos. As razões para a escolha desses alimentadores são apresentadas a seguir.

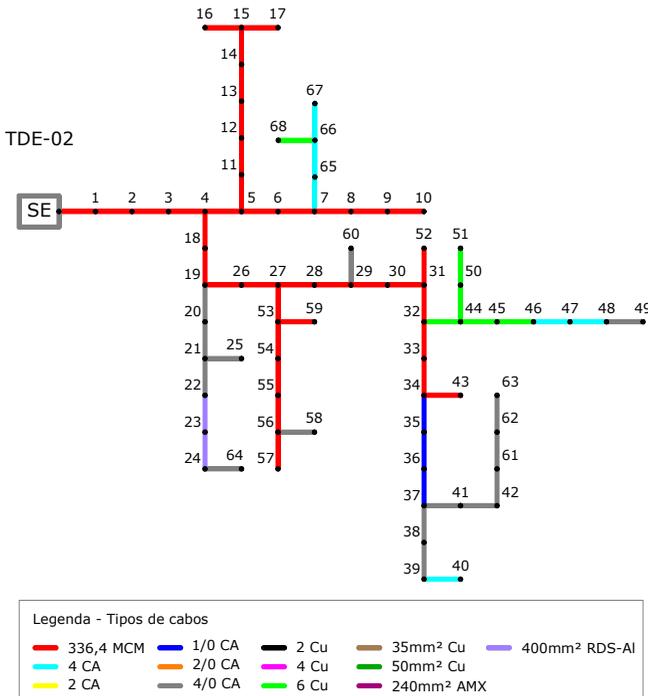


Figura 29: Diagrama unifilar representativo do alimentador TDE-02 com as informações de tipos de cabos existentes e o número de pontos notáveis.

TDE-02 é feita, pode-se observar que esse possui um número maior de ramificações. Essa característica deve-se principalmente ao fato de o alimentador possuir um maior número de requisitos de obtenção dos pontos notáveis, como por exemplo, a grande existência de chaves e seccionadores, e também, grande mudança de tipo de condutor ao longo do alimentador.

Alguns alimentadores apresentaram ainda, em seus diagramas unifilares, a presença de equipamentos de controle de qualidade de potência. Os alimentadores TDE-02 e TDE-03 apresentaram regulador de tensão e banco de capacitores ao longo dos trechos. Já os alimentadores TDE-04, TDE-05 e TDE-06, apenas banco de capacitores. Para cada equipamento, um ponto notável foi criado, seguindo a metodologia de obtenção de pontos notáveis e as características dos mesmos foram registradas para posterior entrada de dados no programa ANAREDE.

Os diagramas unifilares representativos dos dez alimentadores da SE Trindade podem ser observados no Apêndice C.

4.2.2 Capacidade final de transformação nos pontos notáveis

Seguindo a metodologia, para os dez alimentadores estudados, tabelas de organização de dados obtidos após a aplicação da metodologia de aquisição dos pontos notáveis foram elaboradas. As tabelas mostram o resultado do cálculo da capacidade final, resultado da presença de capacidade concentrada ou distribuída nos pontos notáveis e utilização da Equação (1).

Além da capacidade final nos pontos notáveis, as tabelas mostram ainda, os valores de resistência e reatância, bem como a capacidade normal dos trechos que compõem os alimentadores. As tabelas podem ser observadas no Apêndice D.

4.2.3 Fator de demanda de consumidor especial e de consumidor CELESC

O fator de demanda expressa o percentual de utilização da capacidade de transformação dos transformadores do alimentador e, para seu cálculo, é necessário que o valor de potência aparente seja previamente calculado, em função dos valores de tensão e corrente no momento de registro da demanda máxima e mínima em cada alimentador. A Tabela 14 mostra o resultado do cálculo da potência aparente para os dez alimentadores da subestação Trindade e também, o

valor de fator de potência (FP).

O fator de potência é um parâmetro de medição da defasagem entre a tensão e a corrente que circulam por uma rede que ocorre em função das cargas que estão a ela conectadas (indutivas, capacitivas, resistivas ou mistas). Em níveis baixos de carregamento (em relação à capacidade do transformador) nos alimentadores, há o predomínio de carga indutiva – o que explica os baixos valores registrados de fator de potência na Tabela 14.

Tabela 14: Valores de potência ativa (P) máxima e mínima registrados no ano de 2008 e respectivos valores de potência aparente (S) e fator de potência (FP) calculados para os dez alimentadores da subestação Trindade.

<i>Alimentador</i>	<i>Carga</i>	<i>Mês</i>	<i>Dia</i>	<i>Hora</i>	<i>P (kW)</i>	<i>S (kVA)</i>	<i>FP</i>
TDE-01	máx.	11	13	10	4540	4876	0,93
	mín.	4	14	12	1010	1143	0,87
TDE-02	máx.	12	1	12	7511	8234	0,91
	mín.	1	1	10	1755	2104	0,83
TDE-03	máx.	1	11	13	7413	8476	0,87
	mín.	5	18	10	1475	1733	0,85
TDE-04	máx.	11	18	15	7988	8475	0,94
	mín.	5	10	14	2700	2954	0,91
TDE-05	máx.	3	7	14	6698	7384	0,91
	mín.	2	24	10	1236	1461	0,85
TDE-06	máx.	3	10	14	7546	7700	0,98
	mín.	7	20	11	1204	1385	0,87
TDE-07	máx.	6	19	10	6690	7091	0,94
	mín.	11	15	14	1543	1776	0,87
TDE-08	máx.	8	31	11	5749	6034	0,95
	mín.	12	25	14	1275	1503	0,85
TDE-09	máx.	1	11	14	6191	6880	0,90
	mín.	3	23	10	923	1071	0,86
TDE-10	máx.	1	3	15	4270	4732	0,90
	mín.	11	23	10	604	615	0,98

No estabelecimento da metodologia de obtenção dos pontos notáveis, uma atenção particular foi dada à existência de transformadores com potência nominal igual ou superior a 300 kVA, o que poderia caracterizar um transformador de consumidor particular.

A ocorrência de transformador de consumidor particular foi observada em todos os alimentadores da subestação Trindade, sendo o

alimentador TDE-04, o que possui maior número de registros. Dos 62 pontos notáveis obtidos, dez se referem à presença de transformador particular. Esse fato é observado devido à característica da região para a qual o alimentador é responsável pelo abastecimento energético – região essa com muitas edificações públicas e privadas que demandam elevada potência, como hospitais, sede de administração do governo e, inclusive, a própria concessionária local.

Para confirmar o levantamento inicial, uma consulta à concessionária foi feita, buscando identificar os reais consumidores particulares. Com o tipo de consumidor definido, foram solicitados à CELESC os dados de demanda horária registrada para os dias de demanda máxima e mínima anteriormente selecionados (ver Tabela 12 e Tabela 13), porém, nem todos os dados foram conseguidos. A concessionária alegou alteração na numeração de identificação dos transformadores e falta de registro para o dia selecionado. Assim sendo, para os transformadores com informações faltantes, foi adotado que os mesmos passassem a fazer parte do conjunto de transformadores do alimentador (da concessionária).

A obtenção dos valores de fator de demanda em carga máxima e mínima foi feita utilizando as Equações (5) e (6). Inicialmente, no alimentador estudado, o fator de demanda para todos os transformadores de consumidores particulares foram obtidos e posteriormente, o fator de demanda dos transformadores do alimentador – fator de demanda CELESC. A Tabela 15 mostra, para o alimentador TDE-04, o resultado do cálculo de fator de demanda separado por transformador particular e transformador do alimentador (CELESC).

A Tabela 15 mostra que, como mencionado anteriormente, os dados de demanda registrada no mesmo momento de carregamento máximo e mínimo do alimentador para os transformadores particulares não foram obtidos em sua totalidade. Assim sendo, os transformadores particulares sem dados de demanda, foram excluídos do somatório total de potência instalada de consumidor particular, o que refletiu diretamente na diminuição do fator de demanda do alimentador. Um baixo fator de demanda significa dizer que o percentual de capacidade de transformação do alimentador é baixo, ou seja, os transformadores estão entregando um baixo valor de potência à rede naquela condição estudada. Essa observação altera o resultado de fluxo de potência no instante analisado pelo fato da diminuição de carregamento na rede, porém, a situação criada com a adoção dos transformadores particulares como transformadores da concessionária é uma situação possível de carregamento.

Tabela 15: Fator de demanda para transformador de consumidor particular e transformador do alimentador - CELESC em carregamento máximo e mínimo no alimentador TDE-04.

<i>Transformador</i>	S_{IN} (kVA)	S (kVA) <i>Máxima</i>	S (kVA) <i>Mínima</i>	<i>FD máx</i>	<i>FD mín</i>
PARTICULAR	300	-	-	-	-
	500	176,29	111,69	0,35	0,22
	750	138,69	39,24	0,18	0,05
	500	-	-	-	-
	300	41,98	10,30	0,14	0,03
	2000	-	-	-	-
	1000	258,68	189,61	0,26	0,19
	300	73,78	33,22	0,25	0,11
	3000	1766,85	39,80	0,59	0,01
	300	-	-	-	-
	<i>Total</i>	5850	2456,26	423,87	
CELESC	<i>Total</i>	22952		0,35	0,15

4.2.4 Cálculo das potências ativa (P) e reativa (Q)

Para realizar as simulações de fluxo de potência com o programa computacional ANAREDE, há a necessidade de que os dados de entrada no programa de carregamento estejam na forma de potência ativa (em MW) e potência reativa (em Mvar), ou seja, os dados de capacidade final de cada ponto notável na forma de potência aparente (em kVA) deverão ser convertidos e ajustados na unidade de medida adequada.

Nesta tese, o fator de potência utilizado para conversão foi o fator de potência obtido no momento de registro de demanda máxima e mínima do período em que foram realizadas as medições de demanda fornecidas pela CELESC em cada alimentador estudado (ver Tabela 14). Os valores calculados de potência ativa e potência reativa foram multiplicados pelos fatores de demanda dos respectivos pontos notáveis, tanto para carregamento máximo como para carregamento mínimo, gerando os valores de potência final. A Tabela 16 mostra a distribuição do fator de demanda e o resultado dos cálculos de potência ativa e reativa para um trecho do alimentador TDE-04 em carregamento máximo. As tabelas completas com os valores de fator de demanda nos pontos notáveis, bem como o resultado do cálculo de potência ativa e reativa para os dez alimentadores da subestação Trindade podem ser observados no Apêndice E.

Tabela 16: Distribuição do fator de demanda (FD) e resultado dos cálculos de potência ativa (P^*) e reativa (Q^*) nos pontos notáveis de um trecho do alimentador TDE-04 em carregamento máximo.

<i>Ponto Notável</i>	<i>S (MVA)</i>	<i>P (MW)</i>	<i>Q (Mvar)</i>	<i>FD</i>	<i>P* (MW)</i>	<i>Q* (Mvar)</i>
33	0,188	0,176	0,064	0,35	0,062	0,023
34	0,300	0,282	0,102	0,35	0,099	0,036
35	0,500	0,470	0,171	0,35	0,166	0,060
36	0,750	0,705	0,256	0,18	0,130	0,047
37	0,701	0,659	0,239	0,35	0,232	0,084
38	0,151	1,423	0,516	0,35	0,501	0,182
39	0,127	1,194	0,433	0,35	0,420	0,152
40	0,500	0,470	0,171	0,35	0,165	0,060
41	0,300	0,282	0,102	0,14	0,039	0,014
42	0,420	0,395	0,143	0,35	0,139	0,050
43	0,465	0,437	0,159	0,35	0,154	0,056
44	0,000	0,000	0,000	0,35	0,000	0,000
45	0,200	1,880	0,682	0,35	0,662	0,240
46	0,100	0,940	0,341	0,26	0,243	0,088
47	0,268	0,251	0,091	0,35	0,088	0,032
48	0,300	0,282	0,102	0,25	0,069	0,025
49	0,300	2,820	1,024	0,59	1,661	0,603
50	0,371	0,349	0,127	0,35	0,123	0,045

Nota: pontos notáveis grifados em vermelho se referem aos transformadores particulares e, pontos notáveis grifados em verde se referem aos transformadores particulares que passaram a fazer parte do conjunto de transformadores da concessionária (pontos notáveis sem destaque).

Seguindo a metodologia, para cada trecho dos alimentadores, as perdas ativas e reativas foram calculadas e subtraídas dos valores correspondentes de potência acima obtidos. Os resultados são as potências utilizadas para as simulações no programa ANAREDE. A Tabela 17 mostra as perdas em potência ativa e reativa totais para os dez alimentadores da subestação Trindade em carregamento máximo e mínimo.

As perdas de potência estão diretamente relacionadas com a resistência e o quadrado de corrente elétrica nos condutores que compõem o sistema elétrico. Analisando os resultados de perdas em potência ativa e reativa mostrados na Tabela 17, é possível observar que os maiores valores ocorreram para os alimentadores TDE-03 e TDE-09 em carga máxima.

Tabela 17: Perdas em potência ativa (P) e potência reativa (Q) para os dez alimentadores da subestação Trindade em carregamento máximo e mínimo.

Alimentador	Carga máxima		Carga mínima	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
TDE-01	0,083	0,168	0,005	0,009
TDE-02	0,296	0,609	0,019	0,040
TDE-03	0,403	0,815	0,017	0,034
TDE-04	0,130	0,272	0,017	0,035
TDE-05	0,185	0,382	0,007	0,014
TDE-06	0,165	0,345	0,005	0,011
TDE-07	0,078	0,167	0,005	0,010
TDE-08	0,198	0,423	0,012	0,027
TDE-09	0,335	0,407	0,008	0,010
TDE-10	0,058	0,045	0,001	0,001

O alimentador TDE-03 foi o alimentador que apresentou maior valor de corrente elétrica nos trechos iniciais - trechos nos quais são registrados os maiores valores de carregamento devido à configuração do alimentador. Já o alimentador TDE-09, foi o quinto alimentador em valor de corrente elétrica nos trechos iniciais, porém, o grande valor de perda de potência registrado foi devido ao alto valor de resistência elétrica em um dos trechos iniciais do alimentador – fato atribuído ao comprimento do mesmo.

Em carregamento mínimo, o fator atribuído ao alto valor de perda de potência foi a resistência elétrica dos condutores nos trechos dos alimentadores. O TDE-02 apresentou maior valor de perda, sendo o terceiro em carregamento nos trechos iniciais. Porém, os altos valores de resistência registrados em função do comprimento dos trechos iniciais fizeram com que o valor total de perda de potência fosse elevado. No alimentador TDE-03, houve uma combinação dos fatores de resistência e corrente que o fez apresentar alto valor de perda em carregamento mínimo. Já para o alimentador TDE-04 – terceiro em perda de potência, o fator dominante foi o carregamento no alimentador, sendo esse, o primeiro em corrente elétrica.

Para os demais alimentadores, as mesmas conclusões foram observadas, variando o resultado em função das configurações de cada alimentador, tanto para configurações de cabeamento, quanto para carregamento.

4.3 DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As potências dos sistemas fotovoltaicos para a simulação de fluxo de potência foram definidas de acordo com o carregamento operacional do transformador da subestação Trindade e do carregamento operacional dos alimentadores que estão a eles conectados.

O carregamento operacional de um transformador da subestação definido na metodologia é o maior valor do somatório das demandas dos alimentadores de um transformador em um determinado instante em função do alimentador que apresentar os dez maiores valores de demanda. O carregamento operacional dos alimentadores, é a demanda que compõe o maior valor de somatório encontrado.

As capacidades de transformação dos transformadores da subestação Trindade foram mostradas na Tabela 10, bem como o grupo de alimentadores conectados a eles. Sendo a capacidade do transformador expressa em potência aparente, é necessário que os dados de demanda dos alimentadores a serem utilizados na determinação dos carregamentos operacionais estejam na mesma unidade de medida para futuras comparações. Para tal, utilizou-se a Equação (4) com os dados fornecidos pela concessionária. As Tabelas 18, 19 e 20 mostram, respectivamente, os dez valores de demanda selecionados para os transformadores TT-1, TT-2 e TT-3 da subestação Trindade.

Tabela 18: Dez valores de potência aparente - S (kVA) dos alimentadores conectados ao transformador TT-1 da subestação Trindade utilizados para determinar o carregamento operacional do transformador e carregamentos operacionais dos respectivos alimentadores.

<i>Mês</i>	<i>Dia</i>	<i>Hora</i>	<i>TDE-04</i>	<i>TDE-03</i>	<i>TDE-02</i>	<i>TDE-01</i>	<i>Somatório</i>
11	18	15	8475	5465	4195	4640	22775
3	7	14	8339	8274	5629	4412	26654
3	10	14	8200	8032	3235	4142	23609
3	7	13	8069	7946	5297	4198	25510
3	10	13	8025	7992	3238	4014	23269
3	10	15	8002	7852	5379	4071	25303
3	6	15	7997	7895	5275	4113	25280
4	10	14	7939	7776	4916	3963	24595
3	10	16	7938	7848	5524	4008	25318
1	11	14	7895	7875	5453	4294	25518

Tabela 19: Dez valores de potência aparente - S (kVA) dos alimentadores conectados ao transformador TT-2 da subestação Trindade utilizados para determinar o carregamento operacional do transformador e carregamentos operacionais dos respectivos alimentadores.

<i>Mês</i>	<i>Dia</i>	<i>Hora</i>	<i>TDE-06</i>	<i>TDE-07</i>	<i>TDE-08</i>	<i>TDE-05</i>	<i>Somatório</i>
5	21	17	7700	4595	3298	4364	19958
5	21	16	6760	4489	3228	5272	19749
9	3	14	6060	4414	3119	5686	19279
11	5	15	5948	4683	3306	6309	20247
5	21	14	5824	4639	3233	6124	19821
11	5	14	5751	4735	3268	6314	20068
9	3	15	5741	4338	2939	5560	18578
11	5	16	5689	4670	3341	6239	19939
5	21	15	5572	4602	3275	6196	19644
4	24	14	5526	4504	2943	5718	18691

Tabela 20: Dez valores de potência aparente - S (kVA) dos alimentadores conectados ao transformador TT-3 da subestação Trindade utilizados para determinar o carregamento operacional do transformador e carregamentos operacionais dos respectivos alimentadores.

<i>Mês</i>	<i>Dia</i>	<i>Hora</i>	<i>TDE-09</i>	<i>TDE-10</i>	<i>Somatório</i>
1	11	14	6880	4392	11272
1	11	13	6825	4243	11068
12	29	14	6644	4250	10893
12	22	15	6634	4292	10927
1	11	12	6585	4280	10865
12	31	21	6566	1172	7738
1	18	14	6543	4090	10634
1	18	16	6533	4154	10686
12	22	16	6517	4219	10736
12	23	14	6484	4552	11036

Para o conjunto de alimentadores conectados ao transformador TT-1, o alimentador que apresentou maiores valores de demanda no período analisado foi o TDE-04; para o transformador TT-2, o alimentador TDE-06 e para o transformador TT-3, o alimentador TDE-09. Para cada valor de demanda máxima registrada, os respectivos valores de demanda dos outros alimentadores conectados ao mesmo transformador foram selecionados respeitando a data e o horário de registro. O maior valor do somatório das demandas selecionadas corresponde ao carregamento operacional do transformador, e as demandas que o compõem são os carregamentos operacionais do

transformador.

Comparando os resultados de carregamento operacional dos transformadores mostrados nas Tabelas 18, 19 e 20 com a capacidade de transformação dos transformadores da subestação Trindade mostrada na Tabela 10, é possível identificar o comportamento do transformador no momento em que um de seus alimentadores opera em carga máxima. Para o transformador TT-1 o carregamento operacional atingiu um valor muito próximo à sua capacidade de transformação, ao contrário do transformador TT-3, que é responsável em fornecer energia elétrica a apenas dois alimentadores. Contudo, o transformador TT-2, que assim como o transformador TT-1, possui quatro alimentadores a ele conectados, apresentou um carregamento operacional abaixo da capacidade de transformação, reflexo das características e perfis de carregamento, uma vez que o período de seleção das demandas para determinar os carregamentos operacionais foi considerado.

Os carregamentos operacionais dos alimentadores são responsáveis por um percentual de contribuição no valor final do somatório. O valor desse percentual em unidade de potência ativa corresponde ao valor limite e de referência para dimensionar os sistemas fotovoltaicos a serem simulados. O fator de potência utilizado para transformação de unidades de potência foi o fator de potência médio dos alimentadores do transformador analisado no momento de registro do carregamento operacional do transformador. A Tabela 21 mostra os resultados de valores de referência limites para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos para os dez alimentadores da subestação Trindade.

Tabela 21: Valores de referência limite de potência utilizados para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos para os dez alimentadores da subestação Trindade.

<i>Alimentador</i>	<i>Potência limite (MW)</i>
TDE-01	4,28
TDE-02	5,46
TDE-03	8,03
TDE-04	8,09
TDE-05	5,99
TDE-06	5,65
TDE-07	4,45
TDE-08	3,14
TDE-09	6,33
TDE-10	4,04

4.3.1 Distribuição dos sistemas fotovoltaicos nos alimentadores

Os alimentadores interligados à subestação Trindade são responsáveis pelo abastecimento de energia elétrica à região centro-leste da cidade de Florianópolis. Os alimentadores são, na maioria, separados em função dos bairros existentes nessa região. Cada bairro possui uma característica diferente em relação ao tipo de consumidor de energia elétrica, refletindo diretamente na curva de demanda do alimentador em que se encontram. Os bairros ainda diferem entre si em relação à tipologia de arquitetura das edificações e à urbanização. Algumas regiões apresentam, em maior parte, edificações de baixo porte, como residências unifamiliares, outros, apresentam uma combinação de prédios residenciais e residências unifamiliares, porém, em uma área concentrada.

Utilizando um programa de visualização de imagens de satélite e os diagramas unifilares operacionais dos alimentadores fornecidos pela CELESC, os percursos dos alimentadores foram integrados à imagem e serviram de base para identificar as áreas possíveis de acomodar os sistemas fotovoltaicos. Para cada área identificada no alimentador, um ponto notável foi atrelado. A Figura 32 mostra o resultado da imagem para o alimentador TDE-01 com a identificação dos possíveis locais para integração dos sistemas solares fotovoltaicos.

Para os locais de possível integração dos sistemas fotovoltaicos identificados ao longo do alimentador, a mensuração das áreas de telhados das edificações foi feita, e para cada metro quadrado de área, 100 W de potência foram contabilizados. O ponto notável a ser identificado como ponto de conexão foi o ponto mais próximo das áreas mensuradas. A distribuição da potência dos sistemas fotovoltaicos teve como limite os valores de referência anteriormente calculados onde a potência final dos sistemas nos pontos notáveis foi limitada pela área disponível para integração. As Tabelas 22, 23 e 24 mostram o resultado da distribuição dos sistemas fotovoltaicos ao longo dos alimentadores da subestação Trindade e o Apêndice F, as imagens com a identificação dos pontos de conexão.

As potências dos sistemas fotovoltaicos (potência nominal) aqui definidas são as potências simuladas no programa ANAREDE, constituindo uma situação conservadora. A potência injetada na rede por um sistema fotovoltaico será raramente sua potência nominal, devido às perdas de potência na conversão de corrente pelos inversores, perdas relacionadas à condução de potência e em função da quantidade de irradiação solar.

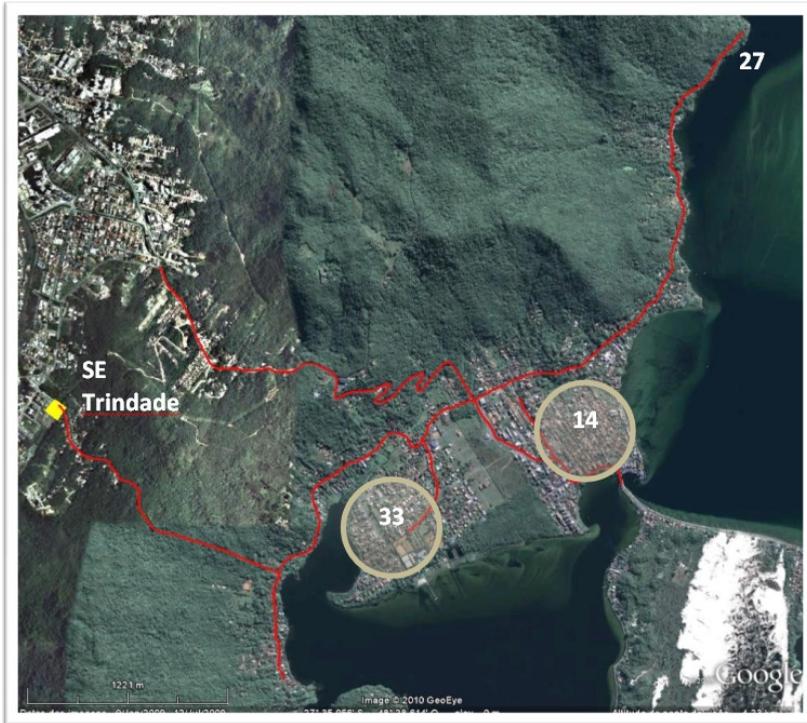


Figura 32: Representação gráfica do alimentador TDE-01 sobre imagem de satélite com a identificação dos possíveis locais para integração dos sistemas solares fotovoltaicos (círculos).

Fonte: imagem base - Google Earth

Tabela 22: Potência dos sistemas fotovoltaicos (P) distribuídos ao longo dos alimentadores do transformador TT-1 da subestação Trindade.

<i>TDE-01</i>		<i>TDE-02</i>		<i>TDE-03</i>		<i>TDE-04</i>	
Pto	P (MWp)						
14	1,85	9	1,30	15	0,75	4	1,75
33	2,00	31	2,40	23	2,00	24	2,20
		68	0,85	28	1,80	31	3,00
				30	2,15	38	1,00
<i>Total</i>	<i>3,85</i>		<i>4,55</i>		<i>6,70</i>		<i>7,95</i>

Tabela 23: Potência dos sistemas fotovoltaicos (P) distribuídos ao longo dos alimentadores do transformador TT-2 da subestação Trindade.

<i>TDE-05</i>		<i>TDE-06</i>		<i>TDE-07</i>		<i>TDE-08</i>	
Pto	P (MWp)						
12	0,75	7	0,50	6	0,75	8	1,10
45	0,30	9	1,20	23	1,50	13	0,69
61	1,20	11	3,70	24	1,00	23	0,75
68	0,75			27	0,95	24	0,50
<i>Total</i>	<i>3,00</i>		<i>5,40</i>		<i>4,20</i>		<i>3,04</i>

Tabela 24: Potência dos sistemas fotovoltaicos (P) distribuídos ao longo dos alimentadores do transformador TT-3 da subestação Trindade.

<i>TDE-09</i>		<i>TDE-10</i>	
Pto	P (MWp)	Pto	P (MWp)
15	2,80	9	1,40
16	0,50		
24	2,40		
<i>Total</i>	<i>5,70</i>		<i>1,40</i>

Com os pontos de conexão identificados e as potências dos sistemas fotovoltaicos determinadas, procedeu-se com a verificação do atendimento dos requisitos operacionais da concessionária local no que se refere à potência de curto-circuito que, no ponto de conexão, a potência da usina geradora não deve ser superior a 10% da potência de curto-circuito trifásico do sistema de distribuição. Para o cálculo da potência de curto-circuito no sistema de distribuição, foram solicitados à CELESC, os valores de impedância equivalente do sistema elétrico até o ponto da subestação, para os três transformadores (ver Anexo C). A Tabela 25 mostra, a título de exemplo, o cálculo da potência de curto-circuito em cada ponto notável do alimentador TDE-10 exemplificando a metodologia e a sequência de cálculo pode ser observada no Apêndice G.

Tabela 25: Potência de curto-circuito trifásico (P_{CC}) nos pontos notáveis do alimentador TDE-10.

Pto	P_{CC} (MVA)	Pto	P_{CC} (MVA)	Pto	P_{CC} (MVA)
1	89,03	5	65,07	9	64,03
2	66,71	6	65,41	10	64,03
3	65,76	7	66,53		
4	65,58	8	64,02		

Analisando os resultados de potência de curto-circuito nos pontos notáveis mostrados na Tabela 25, juntamente com o valor de potência do sistema fotovoltaico determinado anteriormente (Tabela 24), nota-se que a potência da usina no ponto de conexão atende ao requisito técnico estabelecido pela concessionária local.

Ao realizar a distribuição dos sistemas fotovoltaicos ao longo do alimentador, foi observado também, qual o tipo de cabo pertinente ao trecho do ponto notável ao qual seria feita a conexão dos sistemas fotovoltaicos, visando identificar a ampacidade e assim estabelecer a compatibilidade entre potência instalada e carregamento nos cabos de rede. As simulações de fluxo de potência possibilitaram avaliar o comportamento do sistema de distribuição, com suas características de carregamento, em presença da geração fotovoltaica em larga escala nos pontos de conexão. A discussão sobre esses resultados será apresentada mais adiante neste capítulo.

4.4 DADOS DE ENTRADA NO PROGRAMA ANAREDE

As simulações realizadas com o ANAREDE foram feitas utilizando a versão V09.04.01 do programa. Essa versão possui uma interface gráfica para inserção dos dados de entrada bem como a opção de elaborar arquivos no formato cartão com os dados de entrada e comandos de execução, os chamados arquivos *.PWF*.

Neste ponto, todos os dados necessários para elaboração dos arquivos estão previamente determinados e para cada alimentador da subestação, arquivos *.PWF* foram criados para os quatro cenários estabelecidos na metodologia. Os arquivos completos para os dez alimentadores da subestação Trindade podem ser observados na mídia digital anexa a esta tese.

As simulações foram executadas no programa de acordo com a metodologia e os dados dos resultados obtidos foram trabalhados para gerar material de análise, como gráficos e tabelas, possibilitando a futura análise dos resultados.

4.5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA UTILIZANDO O PROGRAMA ANAREDE

Os resultados obtidos com a aplicação da metodologia de inserção de sistemas fotovoltaicos nos alimentadores da subestação Trindade, o estudo de caso, são aqui mostrados. Os resultados são referentes ao nível de tensão, carregamento e fluxo de potência nos

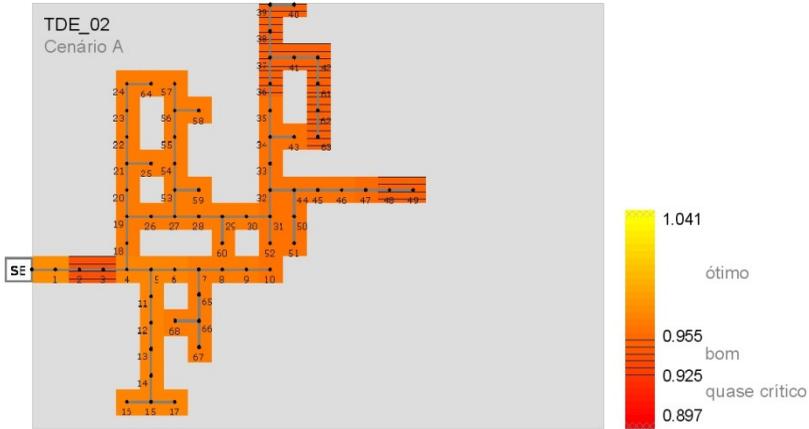


Figura 34: Tensão (p.u.) nos pontos notáveis do alimentador TDE-02 para o cenário A – carregamento máximo da rede sem a inserção da geração fotovoltaica.

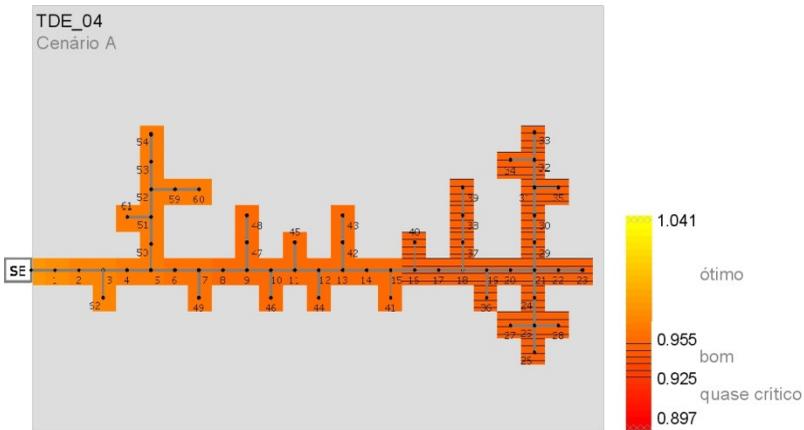


Figura 35: Tensão (p.u.) nos pontos notáveis do alimentador TDE-04 para o cenário A – carregamento máximo da rede sem a inserção da geração fotovoltaica.

Analisando os resultados de tensão obtidos para o alimentador TDE-01 (Figura 33) foi possível constatar que o trecho com maior queda de tensão apresentado, foi o trecho entre os pontos notáveis 23 e 27. A princípio, a instalação dos sistemas fotovoltaicos seria ali mais coerente, onde uma geração distribuída elevaria o nível de tensão. Porém, a Figura 32 mostra que o ponto notável 27 localiza-se em uma

região com pouca ou nenhuma área disponível para os sistemas fotovoltaicos propostos.

A Figura 34 mostra que, para o cenário de carga máxima (cenário A), o alimentador TDE-02 apresenta uma descontinuidade no perfil de tensão a partir do ponto notável quatro. Essa característica é evidenciada na presença de reguladores de tensão, instalados em pontos determinados pela concessionária em função do carregamento da rede.

O alimentador TDE-04 é o alimentador que apresentou maior carregamento entre o intervalo determinado na metodologia (entre 10 e 15h); contudo, quando o resultado de perfil de tensão é comparado com o resultado apresentado para o alimentador TDE-02, o perfil de tensão mostrado na Figura 35 possui valores mais elevados (melhor nível de tensão) e permanece em apenas um intervalo.

Em carregamento máximo da rede e com a presença da geração fotovoltaica como geração distribuída (Cenário B), todos os dez alimentadores da subestação Trindade apresentaram melhora no perfil de tensão. Evidencia-se assim que o benefício da geração fotovoltaica inserida no meio urbano vai além da geração de energia junto ao ponto de consumo. Para exemplificar os resultados obtidos, a Figura 36 mostra o perfil de tensão ao longo do alimentador TDE-04. No Apêndice H é possível observar o resultado para os dez alimentadores nos Cenários A e B.

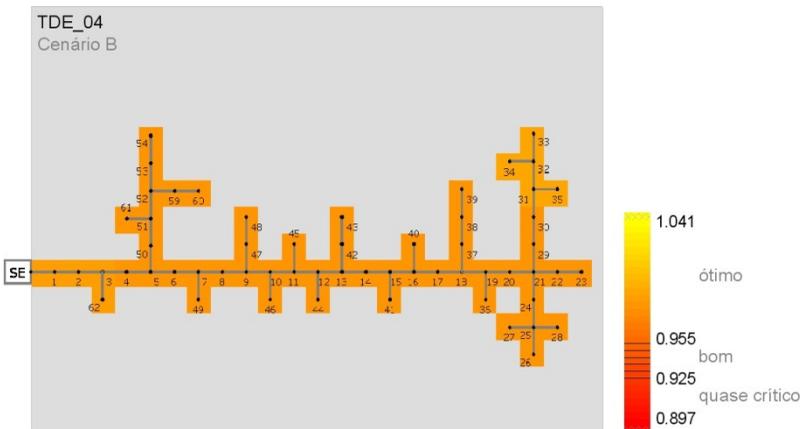


Figura 36: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do alimentador TDE-04 para o cenário B – carregamento máximo da rede e inserção da geração fotovoltaica.

Para visualizar os resultados dos demais cenários, gráficos do perfil de tensão nos alimentadores foram elaborados, onde os pontos notáveis foram ordenados conforme a distância da subestação de suas localizações. Para todos os alimentadores, os pontos notáveis escolhidos para análise e elaboração dos gráficos mencionados, foram os pontos notáveis que constituem o percurso até o ponto notável com menor valor de tensão apresentado, a partir da subestação – percurso de maior comprimento. Dessa maneira, a queda de tensão ao longo do alimentador fica caracterizada e a comparação entre os cenários pode ser feita. As Figuras 37 até 46 mostram os resultados para os dez alimentadores.

Os resultados mostrados nas figuras possibilitam visualizar os perfis de tensão nos dez alimentadores da subestação Trindade simulados para os quatro cenários estabelecidos na metodologia. Para o Cenário D (carregamento mínimo da rede e geração fotovoltaica inexistente), os perfis de tensão nos alimentadores ficaram dentro do limite ótimo estabelecido pela concessionária local, próximos a 1 p.u. Esse comportamento condiz com o nível de carregamento, onde uma quantidade menor de corrente nos trechos dos alimentadores mantém o nível tensão mais próximo do desejado.

Em geral, os perfis de tensão para o Cenário C (carregamento mínimo da rede e geração fotovoltaica máxima) apresentaram conformidade aos limites de tensão. A exceção é observada apenas para o alimentador TDE-03, onde nesse cenário, o limite superior ótimo foi ultrapassado. A explicação para o acontecimento é encontrada na análise do diagrama unifilar representativo (ver Apêndice C) juntamente com a localização dos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos do alimentador (ver 4.3.1). Os sistemas fotovoltaicos nesse alimentador foram distribuídos, em sua grande maioria, nos trechos mais afastados da subestação, e devido à grande soma em potência instalada aliado à diminuída quantidade de corrente na rede, ocasionou um aumento acentuado da tensão nesses trechos. Contudo, a constatação anterior poderia não ocorrer caso a configuração do alimentador fosse alterada; a utilização de cabos de maior ampacidade permitiria ao sistema uma maior capacidade de carregamento.

Para os alimentadores TDE-04 e TDE-09, a mesma elevação de tensão nos trechos finais foi percebida no Cenário C, e novamente, a localização dos sistemas fotovoltaicos ao longo dos trechos foi relevante. Entretanto, o nível de tensão alcançado para o Cenário C permaneceu dentro do limite ótimo da concessionária.

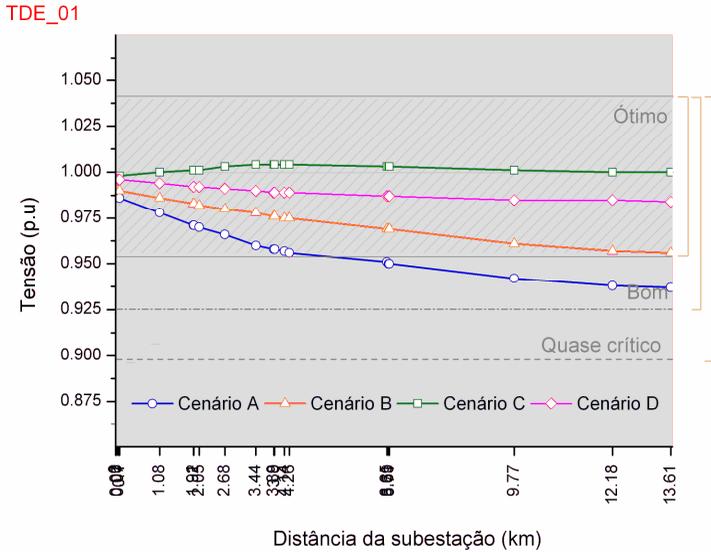


Figura 37: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-01 para os Cenários A, B, C e D.

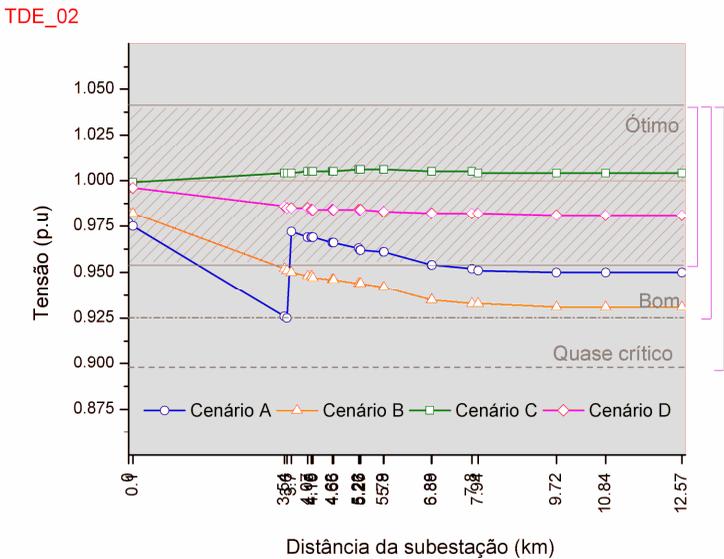


Figura 38: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-02 para os Cenários A, B, C e D.

TDE_03

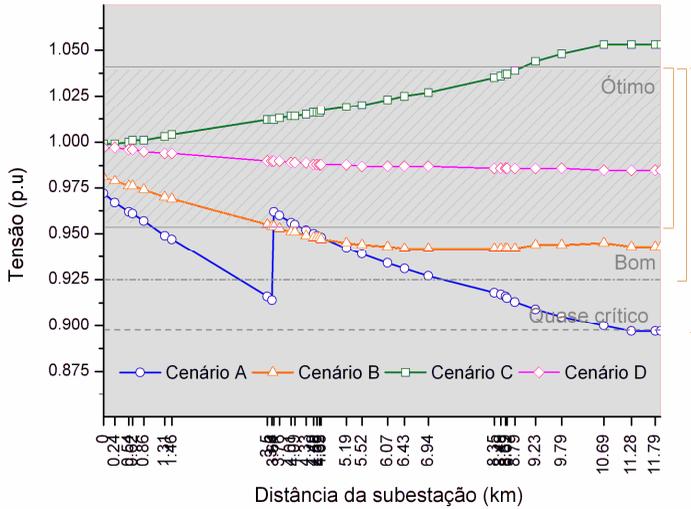


Figura 39: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-03 para os Cenários A, B, C e D.

TDE_04

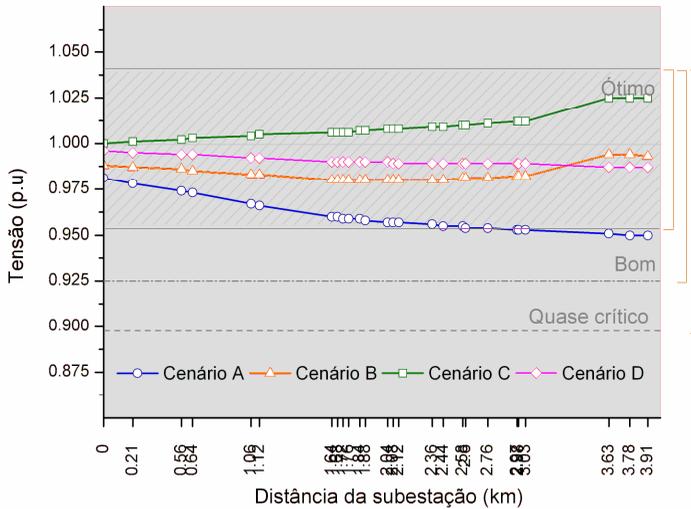


Figura 40: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-04 para os Cenários A, B, C e D.

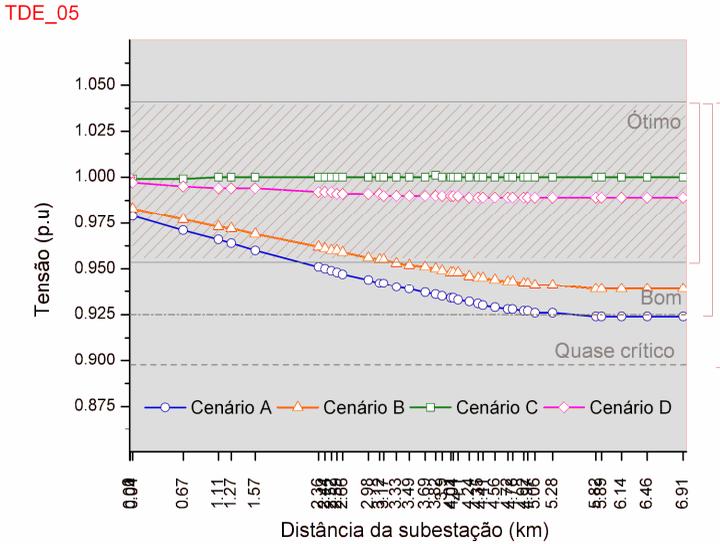


Figura 41: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-05 para os Cenários A, B, C e D.

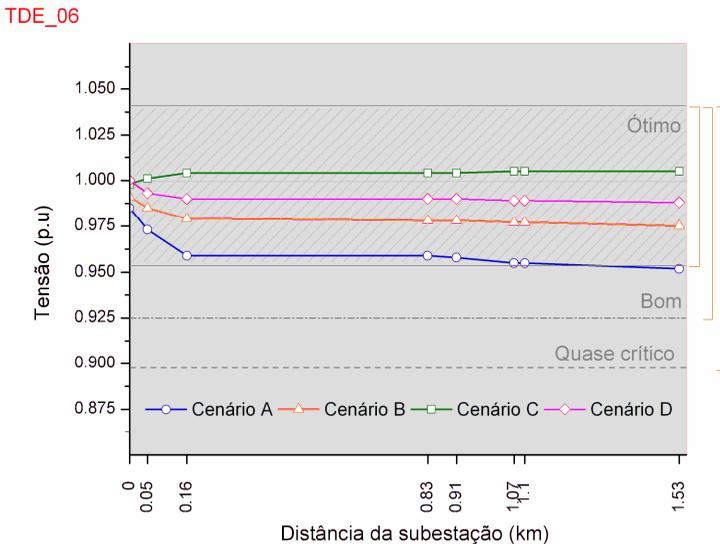


Figura 42: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-06 para os Cenários A, B, C e D.

TDE_07

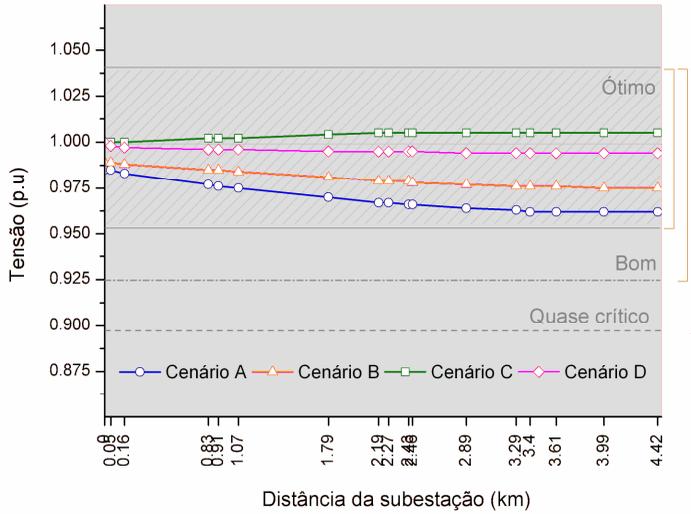


Figura 43: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-07 para os Cenários A, B, C e D.

TDE_08

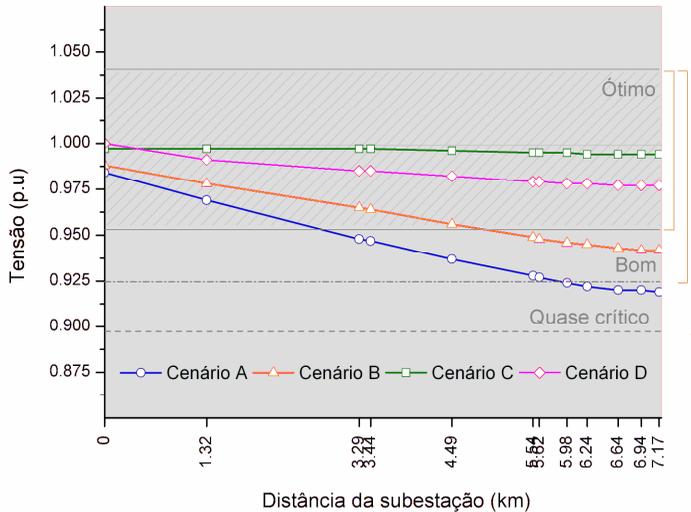


Figura 44: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-08 para os Cenários A, B, C e D.

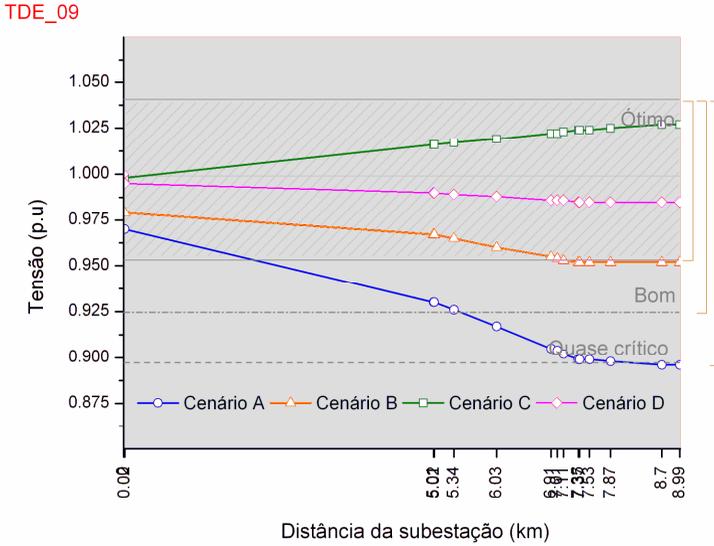


Figura 45: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-09 para os Cenários A, B, C e D.

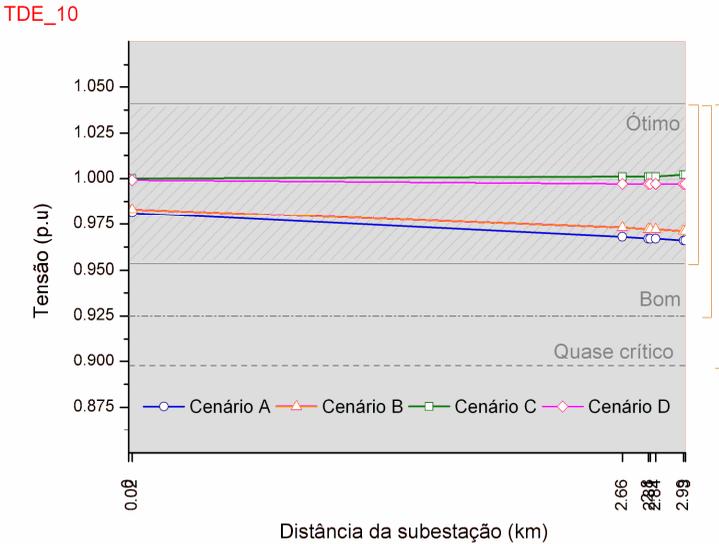


Figura 46: Tensão (p.u) nos pontos notáveis do percurso de maior comprimento do alimentador TDE-10 para os Cenários A, B, C e D.

Um dos requisitos operacionais impostos pela concessionária local para que o ponto de conexão das usinas geradoras esteja dentro das linhas de distribuição é atender à condição de variação de tensão no ponto de conexão decorrente da entrada/saída de operação da usina, que não poderá superar a 3,0% na condição de potência máxima (carregamento máximo) e fator unitário da usina.

Para atender ao requisito acima descrito, uma comparação dos valores de tensão nos pontos notáveis determinados como sendo os pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos foi conduzida em todos os alimentadores na condição de carregamento máximo (entre os resultados do Cenário A e B) e também, como uma verificação adicional, na condição de carregamento mínimo (entre os resultados do Cenário C e D). A Tabela 26 mostra os resultados obtidos para os alimentadores da subestação Trindade agrupados por transformadores.

Tabela 26: Variação da tensão ($\Delta\%$) nos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos dos alimentadores da subestação Trindade entre os cenários A e B (A&B) e entre os cenários B e C (C&D).

TDE-01 ($\Delta\%$)			TDE-02 ($\Delta\%$)			TDE-03 ($\Delta\%$)			TDE-04 ($\Delta\%$)		
Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D
14	2,09	1,72	9	-1,97	2,34	15	-0,11	2,83	4	1,65	1,21
33	2,81	2,53	31	-1,97	2,24	23	2,61	4,97	24	3,04	2,54
			68	-1,96	2,24	28	3,58	5,88	31	4,52	3,85
						30	5,00	6,90	38	3,05	2,43
TDE-05 ($\Delta\%$)			TDE-06 ($\Delta\%$)			TDE-07 ($\Delta\%$)			TDE-08 ($\Delta\%$)		
Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D
12	1,27	0,91	7	2,41	1,62	6	1,13	0,90	8	2,49	1,64
45	1,73	1,21	9	2,31	1,72	23	1,34	1,01	13	2,60	1,74
61	1,93	1,41	11	2,42	1,72	24	1,46	1,11	23	1,79	1,32
68	0,83	0,60				27	1,13	0,90	24	1,79	1,22
TDE-09 ($\Delta\%$)			TDE-10 ($\Delta\%$)								
Pto	A&B	C&D	Pto	A&B	C&D						
15	6,25	4,26	9	0,52	0,50						
16	6,01	4,06									
24	5,90	3,96									

A Tabela 26 mostra que a variação de tensão nos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos nos alimentadores da subestação Trindade atendeu parcialmente ao requisito operacional estabelecido pela concessionária local. Os valores negativos observados indicam que houve uma inversão dos valores do perfil de demanda nos pontos de conexão devido à presença de reguladores de tensão nos alimentadores TDE-02 e TDE-03.

Nos alimentadores TDE-03 e TDE-09, o valor em percentual obtido para as suas condições de carregamento de rede foram altos, perceptível também nos gráficos da Figura 39 e Figura 45. O resultado revela que, para a configuração atual do alimentador TDE-03 em relação ao tipo de condutor utilizado e para as situações extremas de carregamento, os sistemas fotovoltaicos como dimensionados, não poderiam ser a ele conectados – segundo o requisito operacional, apesar de contribuírem para uma melhora significativa no perfil de demanda em carregamento máximo, fazendo com que o regulador de tensão presente no alimentador não fosse mais necessário.

Para o alimentador TDE-04, o requisito operacional não foi atendido em alguns pontos de conexão, pontos esses localizados na região mais afastada da subestação, reforçando o entendimento de que para esses pontos, sob as condições atuais de carregamento e configuração de rede, a potência máxima dos sistemas fotovoltaicos foi superdimensionada.

4.5.2 Perdas de potência

As perdas de potência no sistema elétrico estão associadas com o efeito Joule nos condutores que compõem o sistema elétrico. Para um determinado cabo com determinada resistência e comprimento, quanto maior a corrente (carregamento) passante por ele, maior serão as perdas associadas.

Em um único alimentador, são utilizados diferentes tipos de cabos com diferentes comprimentos e, para um determinado carregamento, há perdas de potência ativa e reativa associadas. Nos trechos adjacentes aos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos, é esperado que o carregamento aumente pela maior quantidade de corrente passante e consequentemente, as perdas.

As simulações realizadas com o programa ANAREDE permitem obter como resultados, os valores de perdas de potência nos trechos e no alimentador como um todo. Os resultados foram comparados entre os cenários em carregamento máximo (entre os cenários A e B) e em

carregamento mínimo (entre os cenários C e D) com o objetivo de visualizar o impacto da inserção da geração fotovoltaica nas perdas finais dos alimentadores. A Tabela 27 mostra o resultado obtido para os cenários A, B, C e D.

Tabela 27: Perdas de potência ativa (MW) e potência reativa (Mvar) totais nos dez alimentadores da subestação Trindade para os cenários A, B C e D.

	<i>TDE-01</i>	<i>TDE-02</i>	<i>TDE-03</i>	<i>TDE-04</i>	<i>TDE-05</i>	<i>TDE-06</i>	<i>TDE-07</i>	<i>TDE-08</i>	<i>TDE-09</i>	<i>TDE-10</i>
<i>Cenário A</i>										
MW	0,1	0,4	0,5	0,2	0,2	0,2	0,1	0,3	0,4	0,1
Mvar	0,3	1,0	1,3	0,7	0,7	0,7	0,4	0,7	0,8	0,2
<i>Cenário B</i>										
MW	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Mvar	0,1	0,3	0,3	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
<i>Cenário C</i>										
MW	0,1	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0
Mvar	0,1	0,1	0,6	0,3	0,0	0,2	0,1	0,1	0,4	0,0
<i>Cenário D</i>										
MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mvar	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Com os resultados mostrados na Tabela 27, é possível observar que as perdas de potência para os cenários com a participação da geração fotovoltaica tiveram comportamentos diferentes em carregamento máximo e em carregamento mínimo. Ao comparar os resultados entre os cenários A e B, constata-se a diminuição das perdas totais nos alimentadores com a inserção da geração fotovoltaica distribuída. Esse fato ocorreu em decorrência da diminuição do fluxo de corrente passante pelos trechos dos alimentadores - para a configuração de carregamento e distribuição dos sistemas fotovoltaicos simulados, onde cargas existentes foram abastecidas localmente pela geração fotovoltaica, diminuindo a corrente oriunda da subestação, aliviando assim os transformadores.

O Cenário D apresentou perdas de potência nula para praticamente todos os alimentadores da subestação pelo baixo carregamento simulado; contudo, para o Cenário C, a inserção da geração fotovoltaica fez elevar a quantidade de corrente passante nos trechos, pois o baixo carregamento da rede e a alta produção de energia resultaram em um alto excedente injetado à rede e, como consequência, o aumento das perdas.

4.5.3 Fluxo de corrente nas linhas

Sistemas de distribuição são predominantemente radiais onde o fluxo de potência parte das subestações em direção ao consumidor final. Contudo, a introdução dos sistemas fotovoltaicos como geração distribuída tenderá a alterar a característica passiva do sistema elétrico de distribuição. Visando analisar o fluxo de corrente nas linhas dos alimentadores da subestação Trindade, diagramas unifilares dos alimentadores foram elaborados no programa ANAREDE. O programa possibilita a visualização do sentido do fluxo de corrente ao longo dos trechos a partir dos resultados obtidos com as simulações.

Para o Cenário A e o Cenário D (em carregamento máximo e mínimo sem presença da geração fotovoltaica), a rede apresenta comportamento de fluxo típico de um sistema de distribuição radial, ou seja, o fluxo parte da subestação e segue em direção ao consumidor final. Já para o Cenário B, agora com a presença da geração fotovoltaica, o fluxo ao longo de trechos específicos teve seu sentido invertido. Entretanto, para o Cenário C e em todos os alimentadores, o sentido do fluxo inverso de corrente ocorreu em todas as linhas, ou seja, o sistema de distribuição anteriormente projetado para receber, está fornecendo energia ao sistema de transmissão nas condições aqui estudadas e criadas. Como exemplo dos resultados, a Figura 47 mostra o diagrama unifilar para o alimentador TDE-01 e a Figura 48 para o alimentador TDE-06, ambos os resultados para o Cenário B.

O resultado mostrado na Figura 47 revela que o fluxo de corrente nos trechos adjacentes aos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos apresentou inversão de sentido, como esperado. Contudo, o fluxo de corrente inverso no alimentador TDE-06 nos trechos adjacentes ao ponto de conexão dos sistemas fotovoltaicos não apresentou o comportamento esperado (Figura 48). No ponto de conexão de número 11, o sentido do fluxo permaneceu inalterado após a inserção da geração fotovoltaica, apesar da potência instalada ser elevada, significando que, para aquela situação, a carga no ponto consumiu a energia necessária advinda dos sistemas fotovoltaicos. Esse mesmo fato foi constatado em outros pontos de outros alimentadores. O resultado para os dez alimentadores da subestação Trindade pode ser observado na mídia digital anexa a esta tese.

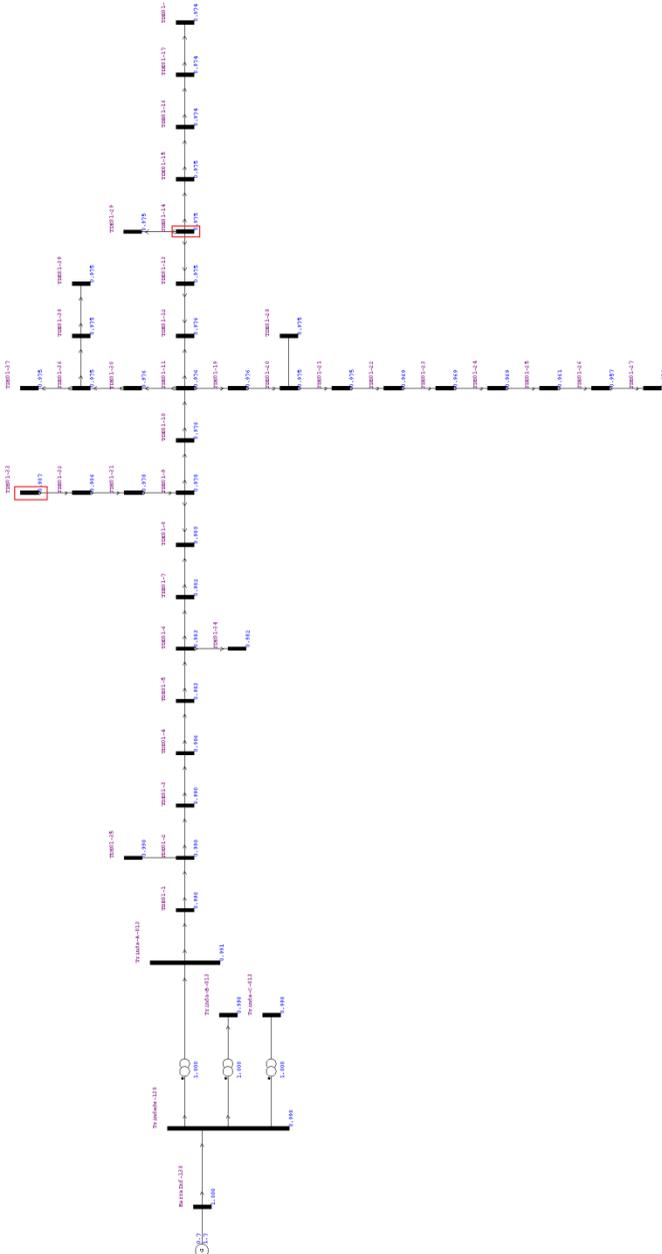


Figura 47: Fluxo de corrente nas linhas do alimentador TDE-01 (Cenário B).

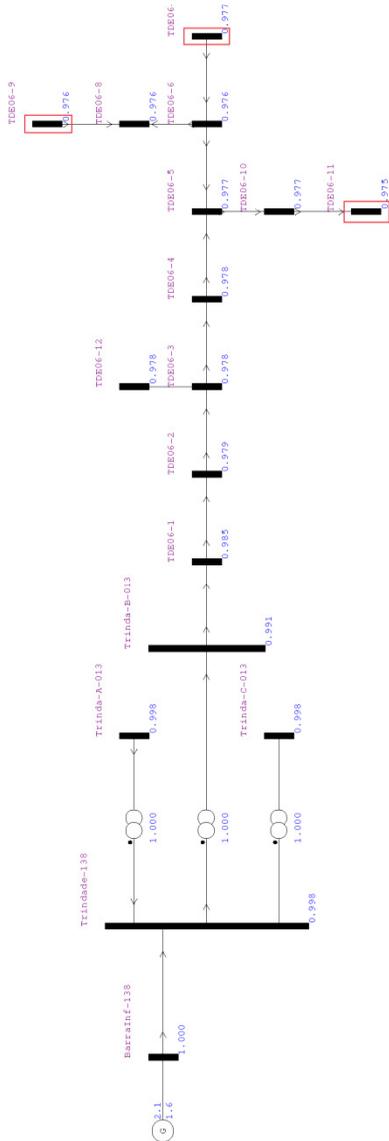


Figura 48: Fluxo de corrente nas linhas do alimentador TDE-06 (Cenário B).

4.5.4 Carregamento relativo

A quantidade de corrente elétrica passante nos condutores dos alimentadores está diretamente relacionada com a ampacidade dos cabos que, para uma dada tensão, ocasiona o carregamento em potência para um determinado instante. O carregamento nos condutores pode ser comparado à sua capacidade nominal de carregamento quando um fluxo de potência é realizado, e como resultado, obtém-se o denominado carregamento relativo.

O carregamento relativo é um dos resultados gerados com as simulações de fluxo de potência utilizando o programa ANAREDE, dado em percentual da capacidade nominal. A análise do carregamento relativo é de grande importância para os operadores do sistema elétrico, pois possibilita constatar a que nível um condutor está operando e permite também identificar se em algum trecho do sistema há a necessidade de substituição para aumentar a capacidade de condução de corrente elétrica, reduzindo perdas e melhorando a qualidade da energia fornecida.

A concessionária local adota como nível crítico de carregamento relativo, onde a substituição de cabeamento como intervenção operacional é levada em consideração, um porcentagem igual ou superior a 75, ou seja, os trechos que apresentarem um carregamento igual ou superior a 75% da capacidade nominal de seus condutores passam a ser avaliados.

Para todos os alimentadores da subestação Trindade, os dados de capacidade nominal de cada alimentador foram previamente determinados e integraram os dados de entrada no programa. Os resultados de carregamento relativo para todos os cenários propostos foram organizados em tabelas e como exemplo, os resultados para o alimentador TDE-01 e TDE-06 são mostrados na Tabela 28 e na Tabela 29.

Observando os dados da Tabela 28 é possível observar que alguns trechos do alimentador TDE-01 apresentaram valores críticos de carregamento relativo para o Cenário B e Cenário C, cenários esses onde a geração fotovoltaica é inserida no alimentador. Os trechos destacados referem-se aos trechos adjacentes ao ponto de conexão de um dos sistemas fotovoltaicos (ver Figura 47). Independentemente do carregamento da rede, a geração fotovoltaica superou a demanda das cargas locais, gerando excedente e aumentando o nível de corrente nos trechos adjacentes.

Tabela 28: Carregamento relativo nos trechos do alimentador TDE-01 para os cenários A, B, C e D.

Trecho		Cabo		Relativo	Relativo	Relativo	Relativo
Pt0	PtA	Tipo	Corrente (A)	Cenário A (%)	Cenário B (%)	Cenário C (%)	Cenário D (%)
1	0	336,4 CA	510	41,6	15,5	24,0	9,6
2	1	336,4 CA	510	41,6	15,5	24,0	9,6
3	2	336,4 CA	510	41,6	15,5	24,0	9,6
4	3	336,4 CA	510	41,0	15,1	24,1	9,4
5	4	336,4 CA	510	40,6	15,0	24,2	9,3
6	5	336,4 CA	510	40,6	15,0	24,2	9,3
7	6	336,4 CA	510	36,9	13,0	24,9	8,4
8	7	336,4 CA	510	36,3	12,7	25,0	8,3
9	8	336,4 CA	510	33,9	12,1	25,4	7,7
10	9	336,4 CA	510	29,3	15,2	10,2	6,6
11	10	336,4 CA	510	29,1	14,9	10,2	6,5
12	11	336,4 CA	510	17,8	6,4	12,1	4,0
13	12	336,4 CA	510	16,5	6,0	12,3	3,7
14	13	336,4 CA	510	14,5	5,8	12,6	3,3
15	14	336,4 CA	510	12,2	11,9	2,7	2,7
16	15	336,4 CA	510	6,4	6,3	1,4	1,4
17	16	336,4 CA	510	1,7	1,6	0,4	0,4
18	17	336,4 CA	510	0,4	0,4	0,1	0,1
19	11	1/0 CA	215	21,9	21,5	4,9	4,9
20	19	1/0 CA	215	19,9	19,5	4,4	4,5
21	20	1/0 CA	215	17,2	16,9	3,8	3,9
22	21	1/0 CA	215	12,3	12,0	2,7	2,8
23	22	6 Cu	120	19,2	18,8	4,3	4,3
24	23	6 Cu	120	19,2	18,8	4,3	4,3
25	24	6 Cu	120	16,2	15,9	3,6	3,6
26	25	6 Cu	120	10,3	10,0	2,2	2,3
27	26	6 Cu	120	5,3	5,2	1,1	1,2
28	20	4 CA	125	0,0	0,0	0,0	0,0
29	14	4 CA	125	2,2	2,1	0,5	0,5
30	11	336,4 CA	510	2,1	2,1	0,5	0,5
31	9	6 Cu	120	14,4	88,4	95,6	3,6
32	31	6 Cu	120	7,4	94,6	96,9	2,0
33	32	6 Cu	120	0,5	100,9	96,9	0,5
34	6	336,4 CA	510	1,8	1,8	0,4	0,4
35	2	336,4 CA	510	0,0	0,0	0,0	0,0
36	30	336,4 CA	510	1,8	1,8	0,4	0,4
37	36	336,4 CA	510	0,2	0,2	0,0	0,0
38	36	4 CA	125	4,5	4,4	1,0	1,0
39	38	4 CA	125	4,0	3,9	0,9	0,9

Os trechos identificados com nível crítico de carregamento são trechos onde os cabos possuem ampacidade relativamente baixa quando comparadas às outras ampacidades presentes no alimentador em questão. Para viabilizar a integração do sistema fotovoltaico com a potência nominal aqui proposto, a substituição dos cabos no trecho crítico se faz necessária. Caso a concessionária aceite o ponto de

conexão em suas linhas de distribuição proposto, o custo adicional para substituição deverá ser arcado pelo acessante.

Tabela 29: Carregamento relativo nos trechos do alimentador TDE-01 para os cenários A, B, C e D.

Trecho		Cabo Tipo	Corrente (A)	Relativo	Relativo	Relativo	Relativo
Pt0	PtA			Cenário A (%)	Cenário B (%)	Cenário C (%)	Cenário D (%)
1	0	336,4 CA	510	67,1	22,2	35,2	11,7
2	1	336,4 CA	510	67,1	22,2	35,2	11,7
3	2	336,4 CA	510	67,1	22,2	35,2	11,7
4	3	336,4 CA	510	66,9	22,1	35,2	11,7
5	4	336,4 CA	510	66,8	22,0	35,2	11,7
6	5	336,4 CA	510	14,0	2,9	11,4	3,3
7	6	336,4 CA	510	1,4	3,0	4,1	0,1
8	6	2 CA	165	42,9	8,3	29,9	12,3
9	8	50 MM2 Cu	310	39,3	8,3	30,0	12,1
10	5	4/0 CA	340	78,7	31,7	35,7	12,6
11	10	4/0 CA	340	78,0	31,1	35,8	12,6
12	3	336,4 CA	510	0,0	0,0	0,0	0,0

Os resultados de carregamento relativo dos trechos dos alimentadores TDE-06 mostram que apenas para o Cenário A, o nível crítico foi registrado. Para o Cenário B, a geração fotovoltaica permaneceu no ponto de consumo, reduzindo o carregamento dos trechos pela não utilização da energia da rede e confirmando os resultados de fluxo de corrente anteriormente mostrados. Já para o Cenário C (carga mínima com presença da geração fotovoltaica), o carregamento relativo apresentou aumento quando comparado ao Cenário D. Devido à combinação entre geração fotovoltaica e demanda de cargas, o sistema fotovoltaico ali conectado injetou quantidade suficiente de corrente para que os carregamentos relativos dos trechos aumentassem.

A análise dos resultados de carregamento relativo para os demais alimentadores da subestação Trindade mostrou que, com exceção dos alimentadores TDE-01 e TDE-04, a conexão dos sistemas fotovoltaicos, sob esse critério, poderia ser efetuada nos pontos de conexão sugeridos. O Apêndice I mostra os resultados para os dez alimentadores.

4.5.5 Transformadores da subestação

A subestação Trindade foi modelada no programa ANAREDE contendo um barramento infinito (representação da geração advinda do sistema interligado de transmissão), um barramento de interligação da geração infinita com os transformadores e os três barramentos de

interligação dos transformadores com os alimentadores.

Seguindo a metodologia, simulações de fluxo de potência dos alimentadores individualmente e em conjunto com os alimentadores do transformador ao qual estão conectados foram elaboradas para analisar o impacto da inserção fotovoltaica como geração distribuída nos transformadores da subestação.

Os resultados gerados pelo programa ANAREDE e utilizados para a presente análise foram os dados de geração no barramento infinito, em todos os cenários propostos. Os resultados das simulações foram tabulados e são mostrados na Tabela 30.

Tabela 30: Geração de potência ativa (MW) e reativa (Mvar) no barramento infinito da subestação Trindade para os cenários A, B, C e D quando simulados os alimentadores individualmente (TDE-x) e em conjunto (TT-x).

	Cenário A		Cenário B		Cenário C		Cenário D	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
TDE-01	4,6	2,0	0,7	1,7	-2,8	0,7	1,0	0,6
TDE-02	7,7	3,7	2,8	3,0	-2,8	0,7	1,7	0,6
TDE-03	7,7	4,7	0,6	3,6	-4,9	0,9	1,6	0,4
TDE-04	8,0	2,9	0,0	2,3	-5,1	0,6	2,8	0,5
TT-1	28,8	19,0	4,2	11,3	-15,4	3,9	7,1	2,3
TDE-05	6,8	3,2	3,7	2,8	-1,8	0,5	1,2	0,5
TDE-06	7,7	2,2	2,1	1,6	-4,1	0,9	1,2	0,7
TDE-07	6,7	2,2	2,4	1,8	-2,6	0,3	1,5	0,3
TDE-08	5,9	2,5	2,7	2,1	-1,7	0,8	1,3	0,8
TT-2	27,8	14,5	11,1	9,2	-10,2	3,0	5,3	2,5
TDE-09	6,5	3,7	0,5	3,0	-4,6	0,9	0,9	0,6
TDE-10	4,3	2,3	2,9	2,2	-0,8	0,1	0,6	0,1
TT-3	11,0	6,6	3,4	5,3	-5,4	1,1	1,5	0,7

Comparando os resultados obtidos para o Cenário A com os resultados para o Cenário B, observa-se a diminuição da potência final gerada no barramento infinito, caracterizando o alívio de carregamento nos transformadores da subestação. Para os alimentadores TDE-03, TDE-04 e TDE-09, a geração foi nula ou praticamente nula, ou seja, a demanda das cargas desses alimentadores foi suprida com a geração distribuída. Em carregamento mínimo, o alívio de carregamento também foi percebido, onde os valores negativos sinalizam a ocorrência de fluxo reverso. Com as simulações dos alimentadores em conjunto, agrupados por transformadores, foi possível identificar as perdas na transformação de potência nos transformadores da subestação.

Em todos os transformadores, em carregamento máximo, as

perdas foram diminuídas. Contudo, em carregamento mínimo, as perdas aumentaram em decorrência do fluxo reverso.

4.6 *EFFECTIVE LOAD CARRYING CAPABILITY* (ELCC) E NÍVEL DE PENETRAÇÃO ENERGÉTICO

Os sistemas fotovoltaicos operam em função da disponibilidade e intensidade de irradiação solar, variando a potência e a energia entregue ao sistema ao qual estão conectados. As cargas de um determinado alimentador possuem características diferentes ao longo das horas e ao longo dos meses, demandando diferentes níveis de energia ao longo do tempo. Os sistemas fotovoltaicos serão aptos a contribuir para uma maior redução de carregamento de rede, quando a geração e consumo forem coincidentes. Para identificar a contribuição dos sistemas fotovoltaicos na capacidade de carga do alimentador, ou seja, pela inserção da energia fotogerada elevar a quantidade de energia total disponível para atendimentos das cargas, a medida *Effective Load Carrying Capability* foi utilizada.

Nesta tese, o fator de capacidade de Garver (m) (GARVER, 1966) – necessário para a obtenção da ELCC (Equação 11) foi determinado segundo o método alternativo mostrado na metodologia, onde o fator m é estimado com base na soma da capacidade instalada da concessionária, multiplicando o resultado pelo *Forced Outage Rate*. Para tanto, o dado de quantidade de horas que os alimentadores ficaram inoperantes foi solicitado à concessionária local. A Figura 49 mostra o resultado dos cálculos da medida ELCC em função do aumento do nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos para os alimentadores da subestação Trindade.

Analisando os resultados mostrados na Figura 49, é possível observar que na medida em que o nível de penetração aumenta, o valor da medida ELCC decresce, e decresce de forma distinta para cada alimentador. A redução é dada em função do carregamento do alimentador. A geração fotovoltaica consegue contribuir para a redução de picos diurnos até um determinado ponto. Na medida em que essa redução passa a não ser mais possível, os picos de demanda são registrados no período noturno e são maiores que a contribuição do sistema fotovoltaico. Sob essa análise, o comportamento das curvas ELCC para os alimentadores TDE-07 e TDE-08 é explicado. Esses alimentadores apresentam poucos picos de demanda diurna, refletindo na queda acentuada.

Já para o alimentador TDE-06, a curva ELCC permaneceu

constante com o aumento do nível de penetração dos sistemas, e dentre os alimentadores da subestação Trindade é o alimentador que apresenta maior parcela de demanda diurna ao longo das horas.

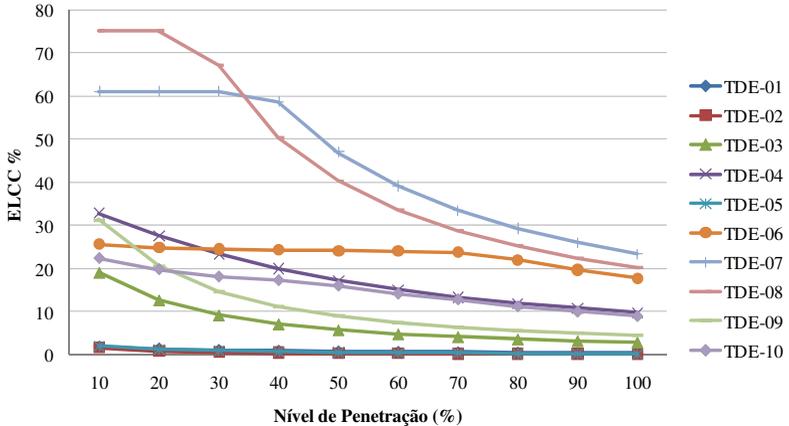


Figura 49: *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) em função do nível de penetração para os dez alimentadores da subestação Trindade.

Em alimentadores com perfil de carregamento noturno, como os alimentadores TDE-01 e TDE-02, a contribuição dos sistemas fotovoltaicos para aumento da capacidade de carga foi praticamente nula.

Para analisar a contribuição energética dos sistemas fotovoltaicos simulados anteriormente nos alimentadores da subestação Trindade, o Nível de Penetração Energético (NPE) foi utilizado. O NPE foi calculado para cada um dos alimentadores em análise, considerando um sistema fotovoltaico com 100% de potência, o que representa a máxima contribuição em termos energéticos que os sistemas podem oferecer ao sistema elétrico de distribuição urbana ao qual estão interligados. Caso as potências dos sistemas fotovoltaicos sejam reduzidas, o NPE é linearmente reduzido.

Os dados de irradiância utilizados no cálculo da geração fotovoltaica foram obtidos do sistema fotovoltaico de 2 kWp de potência instalado na Universidade Federal de Santa Catarina (RÜTHER, 1998; RÜTHER e DACOREGIO, 2000) para o mesmo período de análise das simulações de fluxo de potência – 2008. A Tabela 31 mostra o resultado dos cálculos.

Tabela 31: Nível de Penetração Energético (NPE) mensal para os dez alimentadores da subestação Trindade.

	TDE-01	TDE-02	TDE-03	TDE-04	TDE-05	TDE-06	TDE-07	TDE-08	TDE-09	TDE-10	
Consumo anual alimentador (MWh)	25045	34014	39022	39460	39534	20448	29075	17210	19785	16985	
Sistema FV (MWp)	3,85	4,55	6,70	7,95	3,00	5,40	4,20	3,04	5,70	1,40	
Geração anual (MWh)	4854	5737	8448	10150	3833	6885	5422	3833	7187	1765	
Nível de penetração energético (%)	Jan	24,8	22,2	27,7	34,3	13,6	56,9	25,3	35,8	33,1	12,7
	Fev	21,7	19,1	25,1	30,6	12,0	42,8	22,3	32,2	36,3	11,7
	Mar	20,5	18,1	24,0	29,2	10,8	32,9	20,4	22,7	44,5	11,5
	Abr	17,2	14,5	19,5	24,0	8,7	27,3	16,6	18,7	37,9	9,4
	Mai	13,4	10,0	14,4	16,5	6,1	21,6	11,8	13,4	28,4	6,9
	Jun	13,6	10,4	15,1	17,0	6,3	22,5	11,9	13,7	30,5	7,9
	Jul	14,1	10,3	14,9	16,9	6,5	23,7	12,4	14,4	28,9	7,4
	Ago	12,9	10,0	14,3	16,8	6,1	21,2	11,6	13,1	28,1	7,2
	Set	19,3	15,0	21,4	24,7	9,0	30,6	17,4	19,9	43,0	10,7
	Out	21,3	16,4	23,2	26,8	10,0	32,7	19,0	21,8	44,3	11,4
	Nov	25,5	19,2	28,3	32,5	12,2	41,1	23,6	26,6	46,3	13,4
	Dez	25,7	19,8	29,1	33,3	13,2	51,6	25,4	28,1	34,3	12,7
<i>Média Anual</i>	<i>19,2</i>	<i>15,4</i>	<i>21,4</i>	<i>25,2</i>	<i>9,5</i>	<i>33,8</i>	<i>18,1</i>	<i>21,7</i>	<i>36,3</i>	<i>10,2</i>	

O resultado mostrado na Tabela 31 revela a contribuição da geração fotovoltaica nos alimentadores da subestação para o período analisado, através do nível de penetração energético. Esse parâmetro está diretamente relacionado com as características de carregamento dos alimentadores. Alimentadores com um perfil de carregamento diurno proporcionam uma maior contribuição da geração fotovoltaica, onde geração e consumo são coincidentes. O nível de penetração energético elevado registrado tanto para o alimentador TDE-06, quanto para o alimentador TDE-09 é reflexo dessa característica (ver 4.1). Já para o alimentador TDE-04, que também apresenta perfil de carregamento diurno, e uma potência fotovoltaica instalada superior, o nível de penetração energético registrado foi menor que os anteriores. Esse fato é explicado (i) pelo alto consumo no período e (ii) pela distribuição do carregamento ao longo das horas, que ao contrário dos alimentadores TDE-06 e TDE-09, apresenta demandas altas nos períodos onde não há a presença da geração fotovoltaica.

Para visualizar a contribuição energética ao longo das horas do período estudado, gráficos de demanda energética foram criados. O alimentador escolhido para essa análise foi o alimentador TDE-06, alimentador responsável pelo abastecimento energético, em sua grande maioria, da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Os dados foram separados em meses e mostram a demanda horária do alimentador sem a contribuição da geração fotovoltaica e a demanda resultante com a contribuição fotovoltaica para possibilitar comparações. As Figuras 50 a 53 mostram o resultado para os meses de janeiro, março, junho e dezembro de 2008, respectivamente.

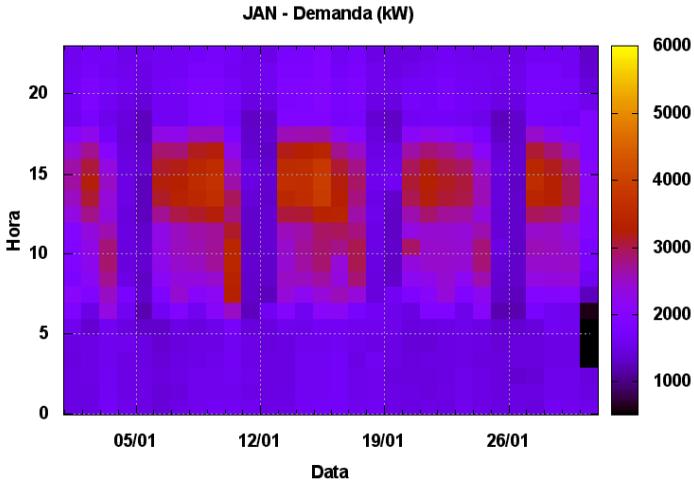
A UFSC é responsável por grande parte da potência demandada pelo alimentador TDE-06. A instituição opera principalmente no período diurno e em dias de semana, característica típica de prédios públicos. Analisando os resultados das figuras (a), é possível observar que a demanda horária do alimentador TDE-06 reflete o comportamento de funcionamento da universidade. Em todos os meses, as demandas são superiores para os horários com presença de irradiação solar e em dias de semana.

Nos meses de janeiro e dezembro (Figura 50 e Figura 53), a demanda energética da universidade é menor devido ao recesso escolar. Porém, nesses meses, a irradiância solar é alta, o que favorece o elevado nível de geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos. Esse comportamento energético é observado nas figuras (b), onde o nível de demanda chega a valores inferiores a 1.000 kW, e até mesmo, negativos, constituindo o fluxo inverso de energia na rede de distribuição.

Em junho (Figura 52), o alimentador também apresenta baixos valores de demanda, contudo, o nível de irradiância solar também é baixo, o que incide no baixo nível de contribuição da geração solar na demanda do alimentador. As demandas negativas são ainda perceptíveis, porém, mais frequentes nos dias de final de semana.

Para o mês de março (Figura 51), os valores de demanda registrados no alimentador TDE-06 atingem seus limites, apresentando demandas superiores a 6.000 kW nos horários de maior intensidade de irradiação solar pela utilização extensiva de aparelhos de condicionamento de ar. Com essa observação juntamente com as análises das figuras anteriores (a), é possível concluir que o alimentador em questão é projetado e configurado para atender a elevados níveis de carregamento de apenas um mês. A presença da geração fotovoltaica nesse alimentador, cujos sistemas foram dimensionados em função do carregamento máximo, contribui para a redução de picos de demanda, ficando mais evidente no mês de março. Em níveis de demanda mais baixos, como nos meses de recesso escolar e em dias de final de semana, a geração solar supera a demanda do alimentador, ocasionando o fluxo inverso no sistema de distribuição.

(a)



(b)

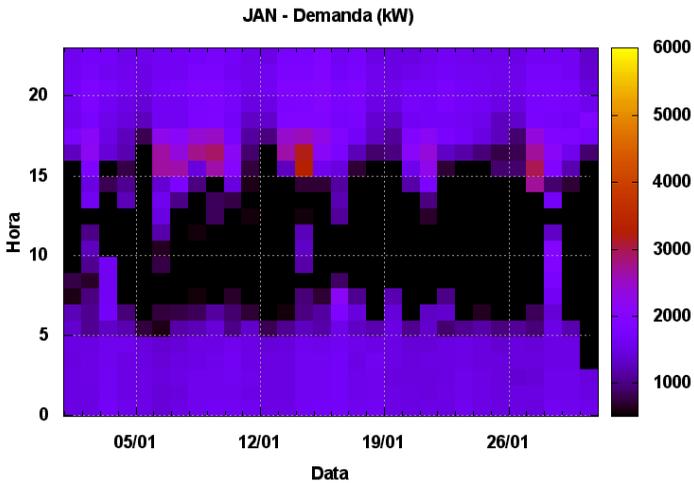


Figura 50: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de janeiro de 2008.

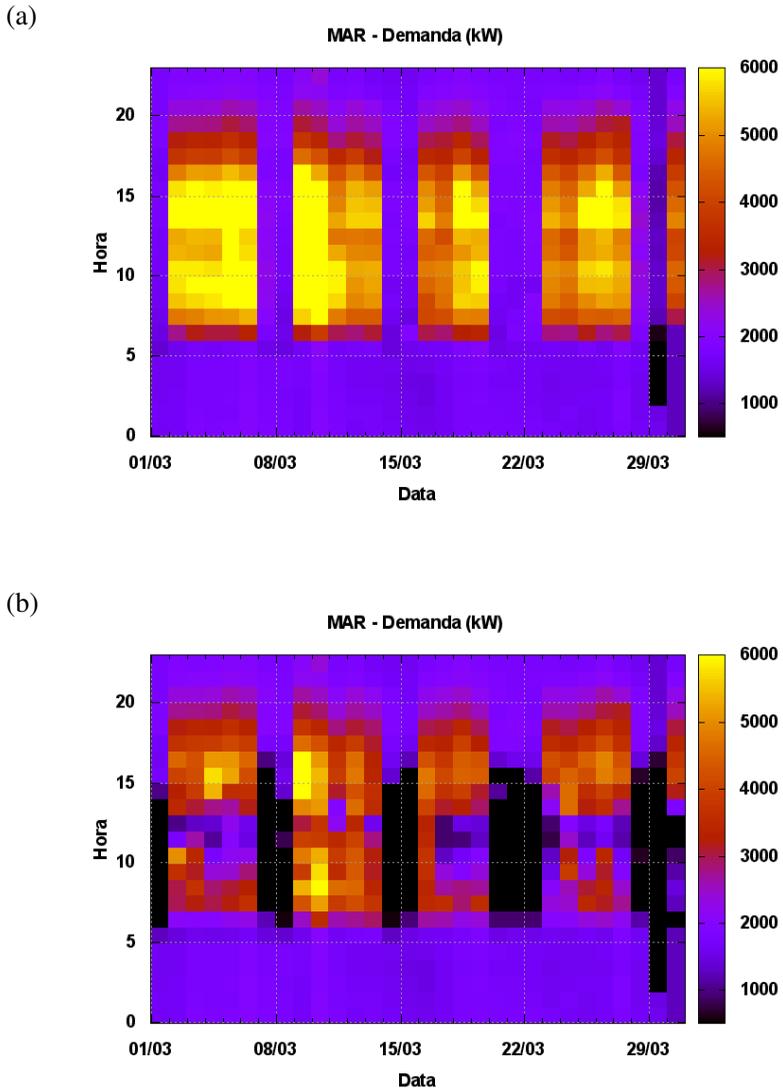
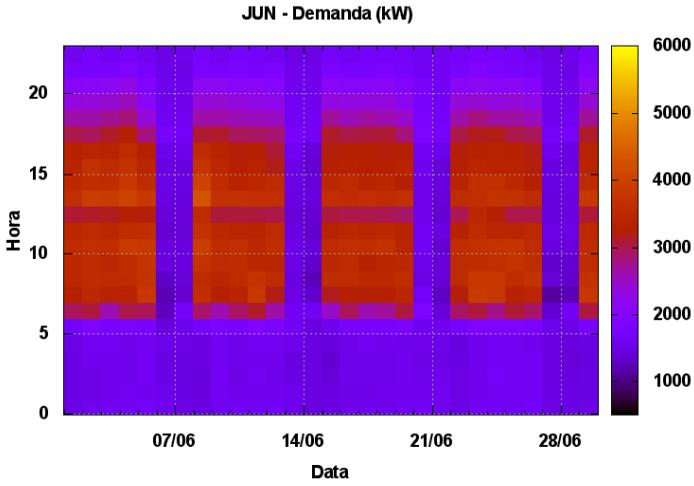


Figura 51: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de março de 2008.

(a)



(b)

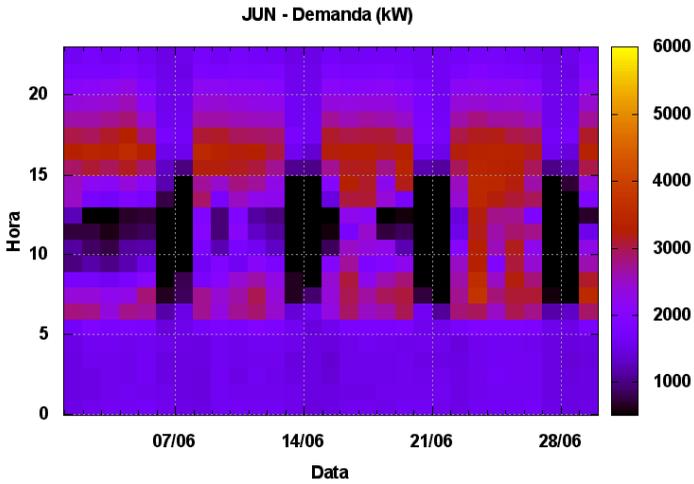


Figura 52: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de junho de 2008.

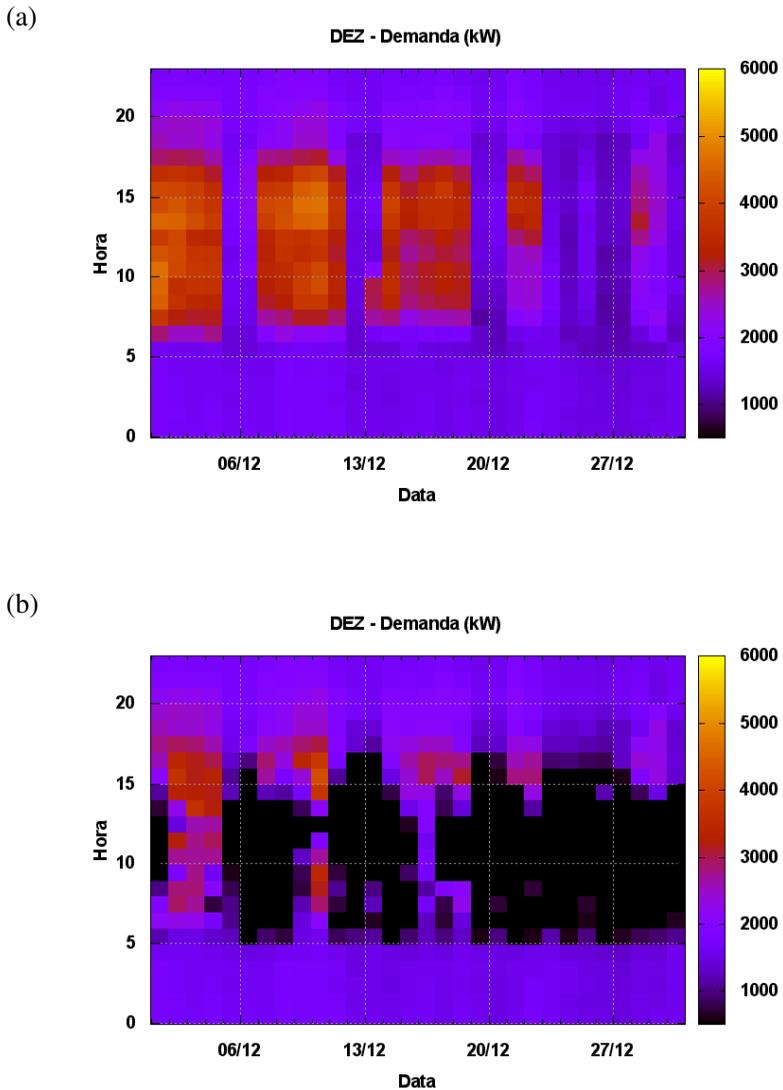


Figura 53: Demanda horária do alimentador TDE-06 sem (a) e com (b) a contribuição da geração fotovoltaica para o mês de dezembro de 2008.

Conclusões

5 CONCLUSÕES

A integração da geração fotovoltaica como geração distribuída em sistemas elétricos de distribuição urbana, bem como as vantagens e os problemas a ela relacionados foram assuntos abordados ao longo desta tese. As análises necessárias para avaliar a possibilidade de inserção da geração fotovoltaica em linhas de alimentadores reais da rede de distribuição foram conduzidas no decorrer do estudo de caso proposto nesta tese.

A partir de estudos da experiência obtida em países onde a tecnologia fotovoltaica é utilizada em larga escala, foi possível identificar os possíveis impactos da geração fotovoltaica em redes de distribuição e serviram de base para a criação da metodologia proposta nesta tese, onde a avaliação dos principais parâmetros de qualidade de energia foi conduzida. Aliado a estes parâmetros, os requisitos operacionais exigidos pelos órgãos reguladores foram identificados e uma avaliação ao seu atendimento foi realizada ao longo da análise dos resultados obtidos com o estudo de caso.

Simulações de fluxo de potência utilizando o programa ANAREDE foram realizadas em um típico sistema de distribuição urbano na cidade de Florianópolis, com certo nível de penetração da geração fotovoltaica e certa variação de carregamento da rede. Os resultados em termos de perfil de tensão, carregamento, fluxo de corrente e perdas no sistema foram mostrados. Em todos os casos, as situações extremas foram simuladas e assim, pôde-se identificar o risco e limitá-lo, uma vez que a geração fotovoltaica é intermitente. Complementando o estudo, uma análise sobre a capacidade efetiva e nível de penetração energético dos sistemas fotovoltaicos foi elaborada levando em consideração a variabilidade da geração ao longo do tempo.

O planejamento do sistema elétrico de distribuição é elaborado com a preocupação do atendimento às cargas. Cada sistema de distribuição possui característica própria de carregamento e opera sob diversas condições que podem afetar o carregamento. Os sistemas de distribuição são responsáveis pelo abastecimento de diferentes tipos de carga em diferentes níveis, refletindo no nível de tensão e na utilização de diferentes equipamentos para manter a qualidade da energia fornecida. Portanto, é um desafio generalizar a comprovação da hipótese proposta. Contudo, algumas constatações foram feitas ao longo da análise dos resultados aqui obtidos em relação a níveis elevados de inserção da geração fotovoltaica.

Atualmente, os sistemas de distribuição são projetados sob a

proposição de que o fluxo de energia parte da subestação e segue até o consumidor final. Dependendo do nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos, a geração por eles advinda pode causar um fluxo inverso de energia pelos ramais dos alimentadores causando impacto no planejamento e operação do sistema. Considerações sobre o controle e segurança da rede devem ser abordadas para o sistema estar apto a trabalhar com a energia fluindo em dois sentidos. Para determinar a quantidade máxima de fluxo inverso, é necessário correlacionar os dados de carregamento da rede e os dados de geração solar.

O estudo de caso mostrou que, em determinados alimentadores em presença da geração fotovoltaica e em carregamento máximo da rede, o fluxo inverso foi observado. Porém, em alimentadores onde a localização dos sistemas era próxima a níveis de carga elevados, o fluxo permaneceu inalterado.

Os planejadores e operadores do sistema elétrico de distribuição urbana levam em consideração no dimensionamento de equipamentos e cabeamento de redes, um fator de coincidência de cargas (fator de demanda e de diversidade). As cargas instaladas em uma rede de distribuição não demandam energia do sistema simultaneamente em sua totalidade. Os equipamentos são dimensionados para essa expectativa de carga e não para a carga instalada.

Em relação aos sistemas fotovoltaicos, a probabilidade da operação e consequente geração de energia elétrica é muito alta, uma vez que a área de um alimentador da rede de distribuição que abarca vários sistemas fotovoltaicos pode ser facilmente atingida pela mesma intensidade de irradiância solar. O dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos proposto na metodologia aqui apresentada e aplicada foi feito em consideração ao carregamento operacional da rede e embora o fator de coincidência de cargas tenha sido levado em consideração, o fluxo inverso e elevados níveis de tensão foram observados em algumas situações. É importante lembrar que a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos difere da potência efetiva injetada em qualquer instante devido às perdas na conversão de corrente pelos inversores, perdas nos condutores, temperatura de operação entre outros. Com os resultados, foi possível concluir que a configuração da rede e a localização dos sistemas ao longo dos alimentadores foram relevantes.

O estudo de caso mostrou também que, nas análises de perfil e variação da tensão, em alguns dos alimentadores da subestação Trindade, os valores permaneceram dentro dos limites estabelecidos pela concessionária local. Entretanto, ao realizar a análise de carregamento relativo nos trechos ao longo do alimentador, foi

registrado um carregamento relativo elevado, causa atribuída à baixa ampacidade nas linhas. Nesse caso, um reforço da rede, como a troca de cabos, ou ainda uma redução da capacidade instalada dos geradores é recomendada.

Com base nos resultados obtidos nesta tese pôde-se concluir que, a geração fotovoltaica mostrou ser capaz de oferecer benefícios ao sistema de distribuição, reduzindo picos de demanda, perdas de potência e melhora no perfil de tensão da rede. Os benefícios apareceram especialmente quando há uma boa coincidência entre as situações de geração e demanda energética da rede, favorecendo a capacidade de carga da rede. Por outro lado, é esperado que, dependendo das características de carregamento da rede e da localização dos sistemas fotovoltaicos, a inserção em larga escala dos sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição poderá requerer algum tipo de modificação na configuração atual da rede, seja ela por alteração do cabeamento existente, inclusão de algum equipamento para controle da tensão ou ainda na operação das redes.

É importante registrar, contudo, que a inserção da geração solar fotovoltaica urbana deverá ser realizada de forma gradual e que os cerca de 45 MWp avaliados nesta tese para os dez alimentadores da subestação Trindade representam uma situação presente que pode se modificar em função da expansão da demanda em cada alimentador.

Problemas e benefícios causados pela inserção em larga escala da geração fotovoltaica podem ser previstos através de simulações computacionais; contudo, um programa de simulação nessas situações, deveria ser utilizado aquele onde os aspectos relacionados a um gerador estático (inversores) fosse possível modelar. Entretanto, um conjunto de diretrizes para a modelagem de inversores fotovoltaicos deve ser criado levando em consideração as particularidades do sistema elétrico brasileiro e do equipamento em si. Isso eliminaria as preocupações relacionadas com o comportamento do inversor perante a capacidade de curto-circuito, fator de potência, ilhamento e variação da potência dos sistemas.

Com o aumento dos níveis de penetração, os sistemas fotovoltaicos podem ser obrigados a apresentar características de desempenho semelhantes às de uma geração convencional. Esses requisitos podem incluir a capacidade de injeção de potência reativa na rede ou ainda a capacidade de reduzir ou até interromper a produção. Esses aspectos começam a ser incorporados em países onde esta tecnologia já tem uma maior penetração (e.g. 3800 MWp na Alemanha em 2009). Além disso, faz-se atualmente necessário estabelecer a

comunicação entre o inversor e o sistema de operação da rede. A tecnologia atualmente existente de inversores é capaz de atender a esses requisitos. Contudo, a eficiência final do sistema será penalizada se em algum momento a redução da capacidade dos sistemas for ser realizada.

Para minimizar os custos adicionais demandados pelas modificações ou ainda aperfeiçoar os benefícios agregados com a inserção dos sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição, um estudo correto e prévio, fundamentado nos requisitos operacionais existentes pode auxiliar os investidores e operadores do sistema a adotar soluções mais simples e eficazes.

A metodologia criada proporcionou a análise da configuração de um sistema típico de distribuição urbana, onde as características da subestação e dos alimentadores que o compõe em termos de equipamentos, condutores e carregamento bem como as características de suas topologias foram identificadas. Nesse sentido, a determinação da potência dos sistemas fotovoltaicos definidos no estudo de caso foi feita considerando as áreas disponíveis, limitando o valor final em função do carregamento dos alimentadores.

As análises sobre os resultados avaliaram sempre que a potência fotovoltaica injetada nos pontos de conexão dos alimentadores do estudo de caso é sempre a potência nominal dos geradores fotovoltaicos. Contudo, raramente a potência injetada será igual a potência nominal dos geradores. Assim, as análises aqui realizadas são conservadoras nesse aspecto e fazer uma análise temporal, avaliando a coincidência entre potência efetiva injetada e seus efeitos instantâneos é uma sugestão para trabalho futuro.

O objetivo principal desta tese foi alcançado, onde os resultados mostraram que os sistemas de distribuição poderão ser beneficiados em outros aspectos além da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, como a melhora no perfil de tensão e redução de perdas de potência. Com a metodologia aqui proposta, esses benefícios poderão ser quantificados e avaliados.

Referências

REFERÊNCIAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 10899:2006**. Energia solar fotovoltaica - Terminologia. 2006.

_____. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 117104:2008**. Sistemas fotovoltaicos - Classificação. 2008.

ACHÃO, C. e SCHAEFFER, R. Decomposition analysis of the variations in residential electricity consumption in Brazil for the 1980-2007 period: Measuring the activity, intensity and structure effects. **Energy Policy**. Issue 12, v.37, p.5208-5220, 2009.

ACKERMANN, T. Distributed resources and re-regulated electricity markets. **Electric Power Systems Research**. Issue 9, v.77, p.1148-1159, 2007.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**. Issue 3, v.57, p.195-204, 2001.

AIELLO, M.; CATALIOTTI, A.; FAVUZZA, S.; GRADITI, G. Theoretical and experimental comparison of total harmonic distortion factors for the evaluation of harmonic and interharmonic pollution of grid-connected photovoltaic systems. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Issue 3, v.21, p.1390-1397, 2006.

AL-HASAN, A. Y.; GHONEIM, A. A.; ABDULLAH, A. H. Optimizing electrical load pattern in Kuwait using grid connected photovoltaic systems. **Energy Conversion and Management**. Issue 4, v.45, p.483-494, 2004.

ALBRECHT, J. The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective. **Energy Policy**. Issue 4, v.35, p.2296-2304, 2007.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/livro_atlas.pdf>. Acesso em: Março de 2008.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG - Banco de Informações da Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: Outubro de 2009.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 1 - Introdução. 2008a.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. . 2008b.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2008c.

_____. Resolução nº 166 de 10 de Outubro de 2005. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2005166.pdf>>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Resolução nº 281 de 1º de Outubro de 1999. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1999a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Resolução nº 371 de 29 de Dezembro de 1999. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1999b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999371.pdf>>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 2009b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf>>. Acesso em: Dezembro de 2009.

ARROW, K. J. The Economic Implications of Learning by Doing. **The Review of Economic Studies**. Issue 3, v.29, p.155-173, 1962.

BAGGINI, Â. e HANZELKA, Z. **Voltage and current harmonics**. In: Handbook of power quality. p.187-261, 2008.

BAGNALL, D. M. e BORELAND, M. Photovoltaic technologies. **Energy Policy**. Issue 12, v.36, p.4390-4396, 2008.

BARKER, P. P. e DE MELLO, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In: Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, 2000, 2000. v. 3. p. 1645-1656 vol. 3.

BEBIC, J. Subcontract Report NREL/SR-581-42297 **Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics** New York, 2008.

BECQUEREL, A. E. **Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires**. In: Compte rendu des séances de l'Académie des sciences. v.9, p.561-567, 1839.

BERTANI, A.; BOSSI, C.; FOOTE, C.; MASSUCCO, S.; SILVESTRO, F.; BUCHHOLZ, B. **Summary report on impact of power generators distributed in low voltage grid segments**. DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources. 2005.

BHANDARI, R. e STADLER, I. Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. **Solar Energy**. Issue 9, v.83, p.1634-1644, 2009.

BILLINTON, R.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. **Power-System Reliability Calculations**: 1973. ISBN 978-0-262-52373-8.

BLETTERIE, B.; BRUENDLINGER, R.; MAYR, C.; KIRCHHOF, J.; MOSCHAKIS, M.; HATZIARGYRIOU, N.; NGUEFEU, S. **Identification of general safety problems, definition of test procedures and design-measures for protection**. DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources. 2006.

BMU. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. **Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions - Renewable Energy Sources Act - EEG 2009** 2009. Disponível em: <http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf>. Acesso em: Fevereiro de 2009.

BOWER, W. e ROPP, M. IEA - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems. **Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utilityinteractive Power Systems**. Task V - Grid

Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems. 2002.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Comissão Especial destinada a proferir parecer ao Projeto de Lei nº 630, de 2003, do Senhor Roberto Gouveia. **Controle de Tramitação**, Brasília-DF, 2008. Disponível em: <<http://www2.camara.gov.br/>>. Acesso em: Outubro de 2009.

_____. Decreto nº 2.003 de 10 de Setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19962003.pdf>>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 2004a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Lei nº 9.074 de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074compilada.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Lei nº 9.648 de 27 de Maio de 1998 Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 36 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9648compilada.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Lei nº 10.438 de 26 de Abril de 2002 Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Renováveis de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético

(CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n° 9.648, de 27 de maio de 1998, n° 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n° 5.655, de 20 de maio de 1971, n° 5.899, de 5 de julho de 1973, n° 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

_____. Lei n° 10.848 de 15 de Março de 2004 Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n° 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília-DF, 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: Abril de 2008.

BRAUN, P.; JARDIM, C. S.; RÜTHER, R. **Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis, um Estudo de Caso**: In: IX Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído - ENCAC. Ouro Preto - MG, 2007.

BRAUN, P. e RÜTHER, R. **Solar energy on airports: the impact of large-scale photovoltaic systems on distribution networks**: In: 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference. p.1258-1261. Valência - Espanha, 2008.

BRAUN, P.; SANTOS, I. P.; ZOMER, C.; RÜTHER, R. **A integração dos sistemas solares fotovoltaicos em seis aeroportos brasileiros utilizando diferentes tecnologias de células solares**: In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar & III Conferencia Latinoamericana da International Solar Energy Society. p.1-12. Florianópolis - SC, 2008.

BRUENDLINGER, R.; MAYR, C.; CAUSEBROOK, A.; DAHMANI, J.; NESTLE, D.; BELHOMME, R.; DUVAUCHELLE, C.; LEFEBVRE, D. **State of the art solutions and new concepts for islanding protection**. DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources. Viena, Áustria, 2006.

CAAMAÑO-MARTÍN, E.; THORNYCROFT, J.; COBBEN, S.;

JANTSCH, M.; ERGE, T.; LAUKAMP, H.; SUNA, D.; GAIDDON, B. Intelligent Energy for Europe Programme **State-of-the-art on Dispersed Generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks**. PV UP-SCALE: PV in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion. 2007.

CELESC. **Mapa da Transmissão Celesc**. D001-Dvos 2007.

_____. Celesc Distribuição S/A. **Passo a Passo Consulta e Solicitação de Acesso**. Disponível em: <<http://portal.celesc.com.br/>>. Acesso em: Janeiro de 2008.

_____. Celesc Distribuição S/A. Empresa. **Perfil**. Disponível em: <http://portal.celesc.com.br/portal/home/index.php?option=com_content&task=view&id=6&Itemid=10>. Acesso em: Janeiro de 2010.

_____. Celesc Distribuição S/A. I-432.003. **Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da Celesc**. Disponível em: <<http://portal.celesc.com.br/>>. Acesso em: Janeiro de 2008.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **ANAREDE**. Disponível em: <<http://www.anarede.cepel.br/>>. Acesso em: Março de 2008.

CHAYAWATTO, N.; KIRTIKARA, K.; MONYAKUL, V.; JIVACATE, C.; CHENVIDHYA, D. DC-AC switching converter modelings of a PV grid-connected system under islanding phenomena. **Renewable Energy**. Issue 12, v.34, p.2536-2544, 2009.

CHIANG, W.-J.; JOU, H.-L.; WU, J.-C.; WU, K.-D.; FENG, Y.-T. Active islanding detection method for the grid-connected photovoltaic generation system. **Electric Power Systems Research**. v.In Press, Corrected Proof, 2009.

CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations. **Solar Energy**. Issue 7, v.83, p.1026-1039, 2009.

CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. A. Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generators: A comprehensive survey. **Electric Power Systems Research**.

Issue 6, v.79, p.984-992, 2009.

CHUNDURI, S. K. More than blue - Market survey on silicon nitride deposition systems. **PHOTON International**, v.3, p.130-139, 2008.

CIGRE. Conseil International des Grands Réseaux Électriques. Disponível em: <<http://www.cigre.org/>>. Acesso em: Outubro de 2008.

COBBEN, S.; KLING, W.; MYRZIK, J. **The Making and Purpose of Harmonic Fingerprints**: In: 19th International Conference on Electricity Distribution. p.0764. Viena, 2007.

CONTI, S.; RAITI, S.; TINA, G.; VAGLIASINDI, U. Integration of multiple PV units in urban power distribution systems. **Solar Energy**. Issue 2, v.75, p.87-94, 2003.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Disponível em: <http://www.creseb.cepel.br/publicacoes/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm>. Acesso em: Março de 2008.

CULLEN, N.; THORNYCROFT, J.; COLLINSON, A. IEA - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems. **Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems Within Low Voltage Distribution Networks**. Task 5 - Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems. 2002.

DEGNER, T.; SCHMID, J.; STRAUSS, P. Institut für Solare Energieversorgungstechnik-ISET e.V. **DISPOWER**. Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources. Kassel, 2006.

DENHOLM, P. e MARGOLIS, R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. **Energy Policy**. Issue 5, v.35, p.2852-2861, 2007.

DGS. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A guide for installers, architects and engineers**, 2nd Edition, London: Earthscan, 2008. ISBN 978-1-84407-442-6.

DIEFENBACH, K. H. **PHOTON International**, April 2005. **The return of laminated glass modules with PVB** Disponível em: <http://www.photon-magazine.com/news/news_2005-

04%20ww%20feat%20PVB%20foils.htm>. Acesso em: Junho de 2008.

DISPLAYBANK. News. **2009 Global PV Market Grew 9.1 % to 6.0GW**. Disponível em: <<http://www.displaybank.com/eng/info/sread.php?id=5728>>. Acesso em: Maio de 2010.

DUFFEY, C. K. e STRATFORD, R. P. Update of harmonic standard IEEE-519: IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems. **Industry Applications, IEEE Transactions on**. Issue 6, v.25, p.1025-1034, 1989.

DUFFIE, J. A. e BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Process: Second**, John Wiley & Sons, New York, USA: 1991.

EL-KHATTAM, W. e SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**. Issue 2, v.71, p.119-128, 2004.

ELETROSUL. Sala de Imprensa. Releases. **Reforços no Sistema de Transmissão que abastecem a Ilha de SC e leste catarinense são inaugurados**. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=65&tipo=55&galeria=8&id_codigo=873>. Acesso em: Abril de 2009.

ELTAWIL, M. A. e ZHAO, Z. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems--A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Issue 1, v.14, p.112-129, 2010.

ENSLIN, J. H. R. e HESKES, P. J. M. Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. In: Power Electronics Specialist Conference, 2003. PESC '03. 2003 IEEE 34th Annual, 2003, 2003. v. 4. p. 1742-1747.

EPIA. European Photovoltaic Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics until 2013**. Bélgica, 2009.

_____. European Photovoltaic Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics until 2014**. Bélgica, 2010.

FERIOLI, F.; SCHOOTS, K.; VAN DER ZWAAN, B. C. C. Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-

learning hypothesis. **Energy Policy**. Issue 7, v.37, p.2525-2535, 2009.

GARVER, L. L. Effective Load Carrying Capability of Generating Units. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**. Issue 8, v.PAS-85, p.910-919, 1966.

GOETZBERGER, A. e HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic Solar Energy Generation: Optical Sciences**, Germany: Springer, 2005. ISBN 3-540-23676-7.

GOLDEMBERG, J.; ROVERE, E. L. L.; COELHO, S. T. Expanding access to electricity in Brazil. **Energy for Sustainable Development**. Issue 4, v.8, p.86-94, 2004.

HERNÁNDEZ, J. C.; MEDINA, A.; JURADO, F. Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders. **Energy Conversion and Management**. Issue 6, v.49, p.1747-1765, 2008.

HOFF, T. Calculating photovoltaics' value: a utility perspective. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**. Issue 3, v.3, p.491-495, 1988.

HOFF, T.; PEREZ, R.; ROSS, J.; TAYLOR, M. Solar Electric Power Association **Photovoltaic Capacity Valuation Methods**. Washington, DC, 2008.

HOFF, T. E.; PEREZ, R.; BRAUN, G.; KUHN, M.; NORRIS, B. Clean Power Research, L.L.C. **The Value of Distributed Photovoltaics to Austin Energy and the City of Austin**. Austin, EUA, 2006.

IEA. International Energy Agency. **Enhancing the Market Deployment of Energy Technology**. A Survey of Eight Technologies. Paris, 1997.

_____. International Energy Agency. **TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS**. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008. Report IEA-PVPS T1-18:2009. Suíça, 2009.

_____. International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems. **Visual Tool for Photovoltaics Operating on Electric Grids**. Task 10 - Urban scale photovoltaic applications 2008.

IEC. International Electrotechnical Commission. **IEC 60904 Photovoltaic Devices Part 1**. Measurement of Photovoltaic Current-Voltage

Characteristics. Geneva-Suíça, 2006.

IEEE. Institut of Eletrical and Eletronics Engineers, Inc. Disponível em: <<http://www.ieee.org.br/>>. Acesso em: Setembro de 2008.

_____. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. **IEEE Std 929-2000**. 2000.

_____. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. **Power Quality Definitions**. PES Working Group P1433 1999.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. Disponível em: <<http://www.inee.org.br/>>. Acesso em: Novembro de 2008.

INFIELD, D. G.; ONIONS, P.; SIMMONS, A. D.; SMITH, G. A. Power quality from multiple grid-connected single-phase inverters. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Issue 4, v.19, p.1983-1989, 2004.

INMETRO. INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Edição 04/10**. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/CompFotovoltaico.pdf>>. Acesso em: Abril de 2010.

JARDIM, C. D. S. **A Inserção no Contexto Brasileiro de Sistemas Solares Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica, quando analisados através do Fator Efetivo de Capacidade de Carga (FECC), enfocando a redução do pico de demanda diurno em centros urbanos**. (Tese de doutoramento). Florianópolis-SC, 2008.

JIMENEZ, H.; CALLEJA, H.; GONZÁLEZ, R.; HUACUZ, J.; LAGUNAS, J. The impact of photovoltaic systems on distribution transformer: A case study. **Energy Conversion and Management**. Issue 4, v.47, p.311-321, 2006.

JRC. Joint Research Centre - European Commission, Intitute for Energy **PV Status Report**. Italy, 2009.

JUN, Y.; DIDUCH, C. P.; LIUCHENG, C. Islanding Detection Using Proportional Power Spectral Density. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Issue 2, v.23, p.776-784, 2008.

JUN, Y.; DIDUCH, C. P.; LIUCHENG, C.; DIDUCH, C. P. **Recent developments in islanding detection for distributed power generation**: In: Large Engineering systems Conference on Power Engineering. p.124-128. July, 2004.

KALTSCHMITT, M.; STREICHER, W.; WIESE, A. **Photovoltaic Power Generation**. In: Renewable Energy - Technology, and Environment Economics Germany: Springer, p.229-294, 2007.

KEY, T. Finding a bright spot. **Power and Energy Magazine, IEEE**. Issue 3, v.7, p.34-44, 2009.

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**: 2ª Edição, Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. ISBN 85-241-0368-x.

LINDEN, H. R. Distributed Power Generation - The logical Response to Restructuring and Converge. Disponível em: <<http://www.dcp.org/publications/index.html>>

LIU, E. e BEBIC, J. Subcontract Report NREL/SR-581-42298 **Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics** New York, 2008.

LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**. Issue 9, v.77, p.1189-1203, 2007.

MACÊDO, W. N. e ZILLES, R. Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. **Energy for Sustainable Development**. Issue 3, v.13, p.202-211, 2009.

MARINOSKI, D. L.; SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. **Pré-Dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico: Estudo de Caso do Edifício Sede do CREA-SC**: In: I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável & X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. p.678-691. São Paulo - SP, 2004.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. **Solar Energy**. Issue 4, v.81, p.517-528, 2007.

MESSENGER, R. A. e VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**: 2nd Edition, Washington: CRC Press, 2003. ISBN 978-0-8493-1793-4

MINTS, P. e TOMLINSON, D. Navigant Consulting's Photovoltaic Service Program. **Analysis of Worldwide PV markets and five-year application forecast report**. 2009.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz para Todos tira 11 milhões da escuridão**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque_foto/destaque_0060.html>. Acesso em: Janeiro de 2010.

_____. Ministério de Minas e Energia. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Resultados preliminares, Balanço Energético Nacional - ano base 2009**. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2010.pdf>. Acesso em: Maio de 2010.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Seminário do Jornal Valor Econômico**. Disponível em: <http://acimmaraba.com/noticias/apresentacao_do_sr_altino_ventura.pdf>. Acesso em: Maio de 2010.

MOCELIN, A. R.; ZILLES, R.; NOVGORODCEV, A. **Programa brasileiro de etiquetagem: A utilização do simulador solar do IEE/USP na qualificação de módulos fotovoltaicos**: In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES. Florianópolis, 2008.

MONTENEGRO, A. A.; MONTEIRO, C.; BORGES, E.; KLAUS, W.; SCHWAB, T.; URBANETZ JR., J.; NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R. **Análise de dados de monitoramento de sistemas fotovoltaicos domiciliares instalados no Acre**: In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar & III Conferência Latinoamericana da International Solar Energy Society. p.1-12. Florianópolis - SC, 2008.

NASA. National Aeronautics and Space Administration. **Kennedy Space Center Story**. Disponível em: <<http://www.nasa.gov/centers/kennedy/about/history/story/ch1.html>>. Acesso em: Maio de 2008.

NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. **Energy Policy**. Issue 17, v.34, p.3218-3232, 2006.

O'MARA, W. C.; HABER, R. B.; HUNT, L. P. **Handbook of Semiconductor Silicon Technology**: *Noyes Publications*, New Jersey, USA: 1990. ISBN 0-8155-1237-6.

ORDENES, M.; MARINOSKI, D. L.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. **Energy and Buildings**. Issue 6, v.39, p.629-642, 2007.

ORTMEYER, T.; DUGAN, R.; CRUDELE, D.; KEY, T.; BARKER, P. Sandia National Laboratories **Renewable Systems Interconnection Study**. Utility Models, Analysis, and Simulation Tools. SAND2008-0945 P. Califórnia, 2008.

PEDROSA, P. ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. **O Novo Modelo do Setor Elétrico, a ANEEL e a Geração Distribuída**. Disponível em:
<http://www.ineel.org.br/down_loads/eventos/Paulo%20Pedrosa.pdf>. Acesso em: Março de 2008.

PELLAND, S. e ABBOUD, I. Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. Issue 8, v.16, p.715-724, 2008.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**. Issue 6, v.33, p.787-798, 2005.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**: (*Brazilian Atlas of Solar Energy*), São José dos Campos-SP: INPE, 2006. ISBN 85-17-00030-7.

PEREIRA, M. G.; FREITAS, M. A. V.; DA SILVA, N. F. Rural electrification and energy poverty: Empirical evidences from Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.doi:10.1016/j.rser.2009.12.013, 2010.

-
- PEREZ, R. Clean Power Research. **Determination of Photovoltaic Effective Capacity for New Jersey**. Newark, NJ 2004.
- PEREZ, R.; HERIG, C.; DOUGALL, R. M.; VINCENT, B. UPEX 03'-Austin, TX. **Utility-Scale Solar Load Control**. Washington, DC, 2002.
- PEREZ, R.; HOFF, T.; TAYLOR, M.; ROSS, J. **Developing consensus on a capacity methodology for PV generation**: In: PV Capacity Workshop. Long Beach, Califórnia, 2007.
- PEREZ, R. e SEALS, R. **Photovoltaics Effective Capacity**. Interim Final Report 2. NREL, Golden, CO, 1997.
- PEREZ, R. e STEWART, R. **Solar Resource - Utility Load Matching Assessment**. Phase One Final Report to the National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO, 1993.
- PHOTON-INTERNATIONAL. The Photovoltaic Magazine **PV Market Survey**. Março de 2009. Aachen, Germany, 2009.
- _____. The Photovoltaic Magazine **Surprise, surprise**. Março de 2010. Aachen, Germany, 2010.
- POMILIO, J. A. **Influência dos Harmônicos nas Instalações Elétricas Industriais**. (Curso de extensão). Mato Grosso do Sul, 1997.
- POPONI, D. Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves. **Solar Energy**. Issue 4, v.74, p.331-340, 2003.
- PROCEL-INFO. **Pioneirismo na etiquetagem de painéis fotovoltaicos**. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp>>. Acesso em: Julho de 2009.
- PV-TECH. News. **Official: solar installs in Germany reach 3.8GW in 2009**. Disponível em: <http://www.pv-tech.org/news/_a/official_solar_installs_in_germany_reach_3.8gw_in_2009/>. Acesso em: Maio de 2010.
- RANDALL, D. J. F. **Fundamentals of Solar Cells**. In: Designing Indoor Solar Products. p.53-78, 2006.
-

RAUGEI, M. e FRANKL, P. Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. **Energy**. Issue 3, v.34, p.392-399, 2009.

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables Global Status Report 2009 Update**. Paris, 2009.

ROPP, M. E.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A.; KERN, G. A.; BONN, R. H., SR.; GONZALEZ, S. Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**. Issue 3, v.15, p.290-296, 2000.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública**, LABSOLAR Florianópolis: Editora da UFSC, 2004. ISBN 85-87583-04-2.

_____. Experiences and Operational Results of the First Grid - Connected, Building - Integrated, Thin Film Photovoltaic Installation in Brazil. In: 2nd World Conference and Exhibition of Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998, Vienna, Austria, Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition of Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998. p. 2655-2658.

RÜTHER, R. e DACOREGIO, M. Performance Assessment of a 2kWp Grid-Connected Building Integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil. **Progress in Photovoltaic: research and application**, v.7, p.257-266, 2000.

RÜTHER, R.; REGUSE, W.; DACOREGIO, M. M.; KNOB, P.; JARDIM, C. S.; SALAMONI, I. T.; RICARDO, R. V.; DINIZ, A. S. C. **Grid-Connected Photovoltaics in Brazil**: In: ISES 2005 Solar World Congress. p.211-216. Orlando - EUA, 2005.

RÜTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T. **Reliability and long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, amorphous silicon PV installation in Brazil**: In: 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. p.493-497. San Diego - EUA, 2008.

RÜTHER, R.; SILVA, A. J. G.; MONTENEGRO, A. D. A.; SALAMONI, I. T.; ARAUJO, R. G.; KRATZENBERG, M. **ASSESSMENT OF THIN-FILM TECHNOLOGIES MOST SUITED FOR BIPV**

APPLICATIONS IN BRAZIL: THE PETROBRAS 44kWp PROJECT: In: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. p.1248-1251. Osaka - Japão, 2003.

SANDIA. Sandia National Laboratories. **Solar Energy Grid Integration Systems "SEGIS"**. 2008.

SANTOS, I. P. e RÜTHER, R. **Avaliação das Características das Coberturas das Residências Unifamiliares para o Aproveitamento da Energia Solar:** In: X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Natal - RN, 2009.

SANTOS, I. P.; SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. **A proposta de uma tipologia de kits para a disseminação da tecnologia solar fotovoltaica:** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar & III Conferencia Latinoamericana da International Solar Energy Society. p.1-12. Florianópolis - SC, 2008.

SARK, W. G. J. H. M. V.; ALSEMA, E. A.; JUNGINGER, H. M.; MOOR, H. H. C. D.; SCHAEFFER, G. J. Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of crystalline silicon photovoltaic module technology development. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications.** Issue 5, v.16, p.441-453, 2008.

SCHAEFFER, G. J.; ALSEMA, E.; SEEBREGTS, A.; BEURSKENS, L.; DE MOOR, H.; VAN SARK, W.; DURSTEWITZ, M.; PERRIN, M.; BOULANGER, P.; LAUKAMP, H.; ZUCCARO, C. **Learning from the Sun - Analysis of the Use of Experience Curves for Energy Policy Purposes: The Case of Photovoltaic Power.** Final Report of the Photexp Project. ECN, Petten, 2004.

SCHEEPERS, M. J. J.; VAN-WERVEN, M. J. N.; MUTALE, J.; STRBAC, G. **Distributed Generation in Electricity Markets, its Impact on Distributed System Operators, and the Role of Regulatory and Commercial Arrangements.** DISPOWER - Final Public Report. Kassel, 2006.

SCHENK, K. F.; MISRA, R. B.; VASSOS, S.; WEN, W. A New Method for the Evaluation of Expected Energy Generation and Loss of Load Probability. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on.** Issue 2, v.PAS-103, p.294-303, 1984.

SIDRACH-DE-CARDONA, M. e CARRETERO, J. Analysis of the current total harmonic distortion for different single-phase inverters for grid-connected pv-systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. Issue 1-4, v.87, p.529-540, 2005.

SOLARBUZZ. Marketbuzz 2009: Annual World Solar PV Market Report. **WORLD PV INDUSTRY REPORT SUMMARY**. Disponível em: <<http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2009-intro.htm>>. Acesso em: Janeiro de 2010.

SOUZA, J. R. A. D. e MORENO, H. Guia EM da NBR5410. Harmônicas: Dimensionamento de condutores na presença de harmônicas. **Revista Eletricidade Moderna**. 2001.

SUREK, T. Crystal growth and materials research in photovoltaics: progress and challenges. **Journal of Crystal Growth**. Issue 1-2, v.275, p.292-304, 2005.

SWERA. SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT - SWERA. **Mapas de radiação solar**. Disponível em: <http://www.cptec.inpe.br/swera/swera_home.html>. Acesso em: Novembro de 2005.

TAKUMA, Y.; INOUE, H.; NAGANO, F.; OZAKI, A.; TAKAGUCHI, H.; WATANABE, T. Detailed research for energy consumption of residences in Northern Kyushu, Japan. **Energy and Buildings**. Issue 11, v.38, p.1349-1355, 2006.

THOMSON, M. e INFIELD, D. G. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. **Renewable Power Generation, IET**. Issue 1, v.1, p.33-40, 2007.

UKEA. UK Electricity Association. **Recommendations for the connection of inverter-connected single-phase photovoltaic (PV) generators up to 5kVA to public distribution networks**. 2000.

USAID. U.S. Agency for International Development. **TRADE GUIDE on Renewable Energy in Brazil**. Disponível em: <http://www.winrock.org/clean_energy/files/tradeguide2002.pdf>. Acesso em: Março de 2008.

VAN DER ZWAAN, B. e RABL, A. The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy. **Energy Policy**. Issue 13, v.32, p.1545-1554, 2004.

_____. Prospects for PV: a learning curve analysis. **Solar Energy**. Issue 1, v.74, p.19-31, 2003.

VARELLA, F. K. D. O. M.; CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. P. D. Energia solar fotovoltaica no brasil: Incentivos regulatórios. **Revista Brasileira de Energia**, v.14, No. 1, 1o Sem, p.9-22, 2008.

VERHOEVEN, B. IEA - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems. **Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems**. Task V - Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems. 1998.

VIANA, T.; ZOMER, C.; NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R. **CENTRO DE EVENTOS DA UFSC: INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À ARQUITETURA**: In: IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. p.1998-2007. Ouro Preto - MG, 2007.

VIANNA, E. O.; ROMERO, M. A. B.; RÜTHER, R. **Pre-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico para o edifício do fórum de Palmas-TO**: In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar & III Conferencia Latinoamericana da International Solar Energy Society. p.1-12. Florianópolis - SC, 2008.

VIJAYAMOHANAN, P. N. **Loss of Load Probability of a Power System**. Disponível em: <http://mpr.ub.uni-muenchen.de/6953/1/MPra_paper_6953.pdf>. Acesso em: Agosto de 2009.

VU VAN, T. e BELMANS, R. Distributed generation overview: current status and challenges. **International Review of Electrical Engineering** Issue 1, p.178-189, 2006.

VU VAN, T.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. Interconnection of distributed generators and their influences on power system. **International Energy Journal**. v.6, p.127-140, 2005a.

_____. Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources. **International Journal of Distributed Energy Resources**. v.1, p.227-240, 2005b.

WIKIMIRAS. **How to compute Force Outage Rate (FOR)?** Disponível em: <<http://www.jcmiras.net/wiki/force-outage-rate-for-10.htm>>. Acesso em: Agosto de 2009.

WITTWER, C.; MEYER, T.; ERGE, T.; THOMA, M. **Technical Impacts of DG on Power Systems**. DISPOWER - Final Public Report. Kassel, 2006.

WÜRFEL, P. **Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts**, Inglaterra: Wiley, 2009. ISBN 978-3-527-40857-3.

YU, B.; MATSUI, M.; JUNG, Y.; YU, G. A combined active anti-islanding method for photovoltaic systems. **Renewable Energy**. Issue 5, v.33, p.979-985, 2008a.

_____. Modeling and design of phase shift anti-islanding method using non-detection zone. **Solar Energy**. Issue 11, v.81, p.1333-1339, 2007.

YU, B.; MATSUI, M.; SO, J.; YU, G. A high power quality anti-islanding method using effective power variation. **Solar Energy**. Issue 4, v.82, p.368-378, 2008b.

ZEINELDIN, H. H.; ABDEL-GALIL, T.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Islanding detection of grid connected distributed generators using TLS-ESPRIT. **Electric Power Systems Research**. Issue 2, v.77, p.155-162, 2007.

ZOMER, C. e RÜTHER, R. **Instalação de um gerador solar fotovoltaico de grande porte integrado à arquitetura da Eletrosul: uma edificação no meio urbano na cidade de Florianópolis**: In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar & III Conferencia Latinoamericana da International Solar Energy Society. p.1-12. Florianópolis - SC, 2008.

Apêndices

APÊNDICE (S)

APÊNDICE A – Lista de publicações

APÊNDICE B – Gráficos de frequência dos valores de demanda horária registrados acima da média (a) e em função do horário de ocorrência (b) no período de 2008 para os dez alimentadores da subestação Trindade

APÊNDICE C – Diagramas unifilares representativos dos dez alimentadores da subestação Trindade

APÊNDICE D – Tabelas de organização dos dados de carregamento, resistência, reatância e capacidade normal para os trechos e pontos notáveis dos dez alimentadores da subestação Trindade

APÊNDICE E – Tabelas de organização dos dados de fator de demanda, potência ativa e potência reativa em carregamento máximo e mínimo nos pontos notáveis dos dez alimentadores da subestação Trindade

APÊNDICE F – Representação gráfica dos alimentadores da subestação Trindade sobre imagem de satélite com identificação dos possíveis locais para integração dos sistemas fotovoltaicos e respectivos pontos de conexão

APÊNDICE G – Exemplo de cálculo da potência de curto-circuito trifásico nos pontos notáveis dos alimentadores da subestação Trindade

APÊNDICE H – Representação gráfica do nível de tensão nos pontos notáveis dos alimentadores da subestação Trindade para os cenários A e B

APÊNDICE I – Carregamento relativo nos trechos dos alimentadores da subestação Trindade para os cenários A, B, C e D

APÊNDICE A – Lista de publicações

Artigos completos publicados em periódicos

RÜTHER, R.; BRAUN, P. . Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. **Solar Energy**, v. 83, p. 1923-1931, 2009.

ORDENES, M ; MARINOSKI, D ; BRAUN, P ; RUTHER, R . The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 39, p. 629-642, 2007.

RÜTHER, R. ; BRAUN, P. . Solar Airports. **Refocus** (Oxford), v. Jul/Aug, p. 30-34, 2005.

Artigos aceitos para publicação

BRAUN, P. ; RÜTHER, R. . The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. **Energy Conversion and Management**, 2010.

Trabalhos completos publicados em anais de congressos

ZOMER, C. ; BRAUN, P. ; RUTHER, R . Geração fotovoltaica integrada à edificação de uma empresa e conectada à rede elétrica proporcionando uma recontração de demanda. In: X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2009, Natal - RN. Anais do X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Natal - RN : ENTAC, 2009. v. 1. p. 1-11.

BRAUN, P. ; RÜTHER, R. . Solar energy on airports: the impact of large-scale photovoltaic systems on distribution networks. In: 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2008, Valencia. Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munich : WIP Munich, 2008. v. 1. p. 1258-1261.

RÜTHER, R. ; SALAMONI, I. T. ; MONTENEGRO, A. A. ; BRAUN, P. ; DEVIENNE, R. . Programa de Telhados Solares Fotovoltaicos

Conectados à Rede Elétrica Pública no Brasil. In: XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAC 2008, 2008, Fortaleza-CE. Anais do XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAC 2008. Porto Alegre : ANTAC, 2008. v. 1. p. 100-110.

BRAUN, P. ; SANTOS, I. P. ; ZOMER, C. ; RÜTHER, R. . A INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EM SEIS. In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES, 2008, Florianópolis-SC. Anais do II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES. Florianópolis-SC, 2008. v. 1.

BRAUN, P. ; JARDIM, C. S. ; RÜTHER, R. . Análise da Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Aeroporto Internacional de Florianópolis. In: IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2007, Ouro Preto, MG. Anais do ENCAC 2007, 2007. p. 260-269.

RÜTHER, R. ; BRAUN, P. . Using Solar Energy in Airports: The Potential of the Application of Photovoltaic Systems. In: Second International Airports Conference, 2006, São Paulo. Proceedings of the Second International Airports Conference. São Paulo - Brasil : International Airports Council - IAC, 2006, 2006. v. 1. p. 1-13.

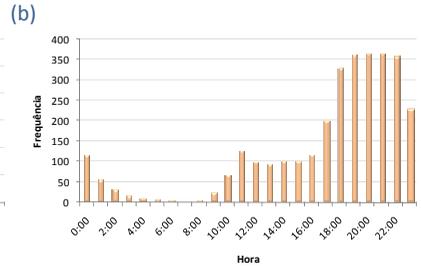
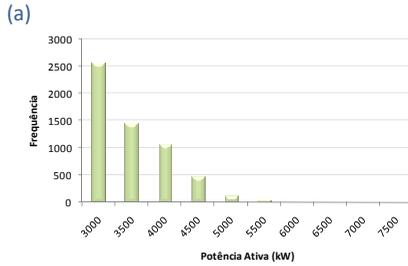
RÜTHER, R. ; BRAUN, P. ; ZOMER, C. . The Potential of Photovoltaics on Airports. In: 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006, Dresden, Alemanha. Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference. München : WIP, 2006. v. 1. p. 345-348.

ORDENES, M. ; MARINOSKI, D. L. ; BRAUN, P. ; RÜTHER, R. . Potencial da Geração Fotovoltaica Frente ao Consumo de Energia Elétrica em Edificações Residenciais Brasileiras. In: ENTAC 2006 - Encontro Nacional de Tecnologia no Ambiente Construído, 2006, Florianópolis, Brasil. Anais do ENTAC 2006. Porto Alegre, Brasil : ANTAC, 2006. v. 1. p. 709-718.

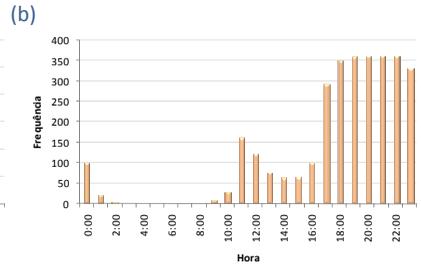
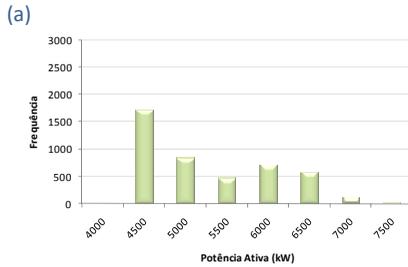
RÜTHER, R. ; BRAUN, P. . Solar Airports. In: Rio 6 - World Climate and Energy Event, 2006, Rio de Janeiro, RJ. Proceedings of the Rio 6 Conference, 2006. v. 1. p. 291-296.

APÊNDICE B – Gráficos de frequência dos valores de demanda horária registrados acima da média (a) e em função do horário de ocorrência (b) no período de 2008 para os dez alimentadores da subestação Trindade

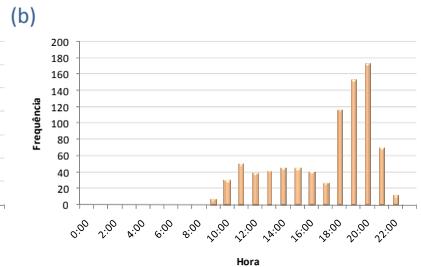
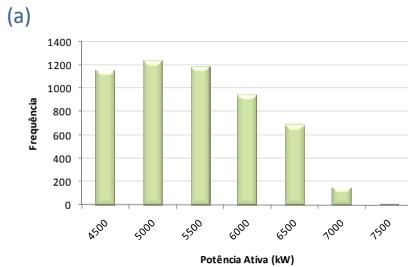
TDE-01



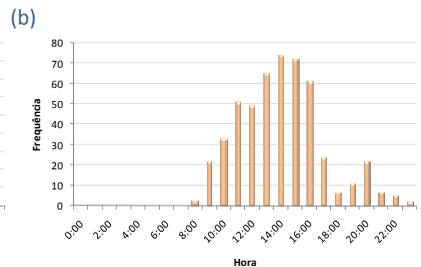
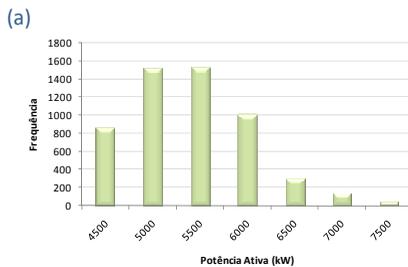
TDE-02



TDE-03

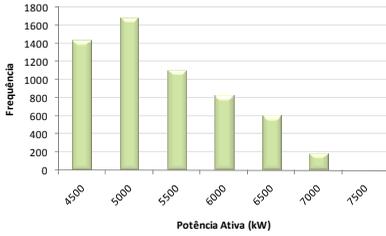


TDE-04

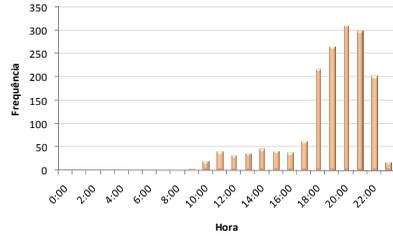


TDE-05

(a)

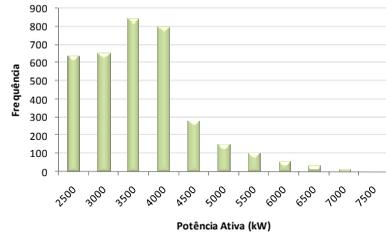


(b)

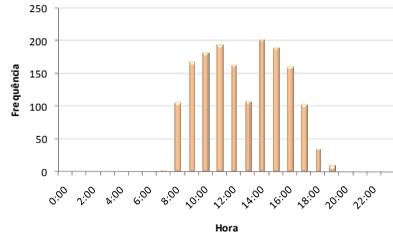


TDE-06

(a)

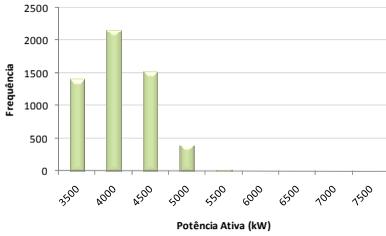


(b)

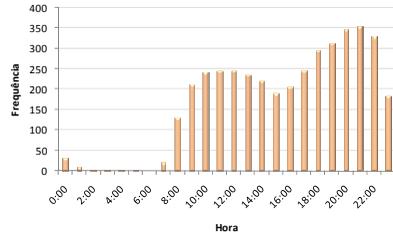


TDE-07

(a)

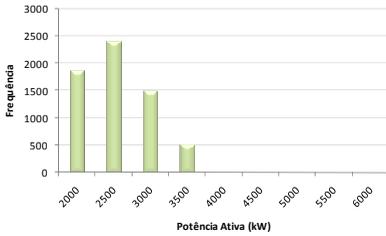


(b)

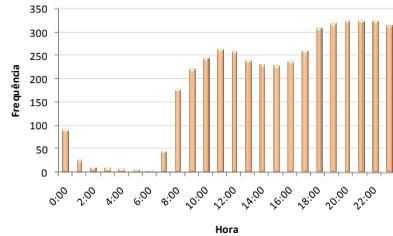


TDE-08

(a)

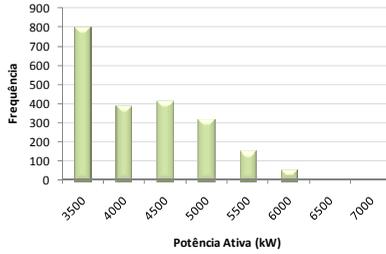


(b)

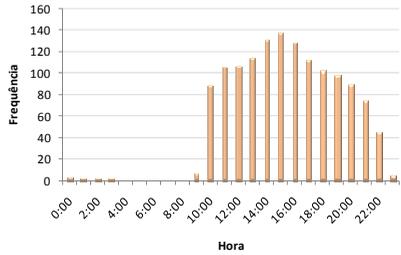


TDE-09

(a)

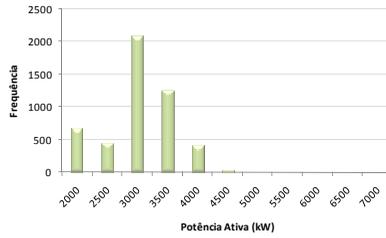


(b)

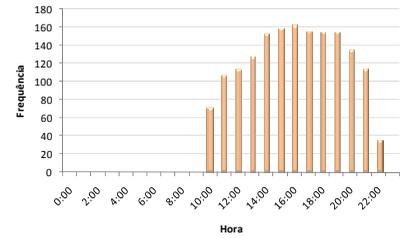


TDE-10

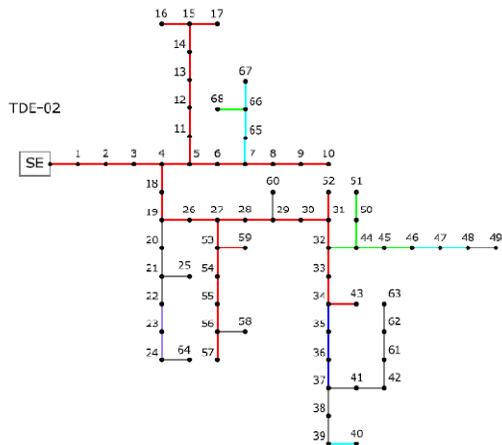
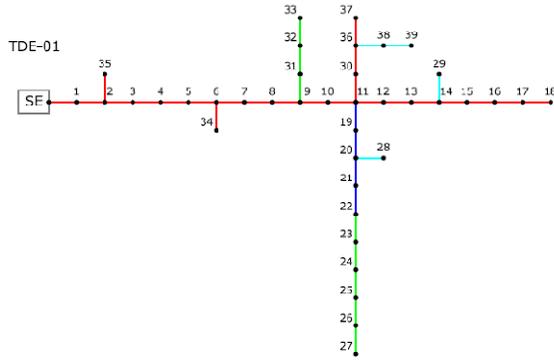
(a)



(b)

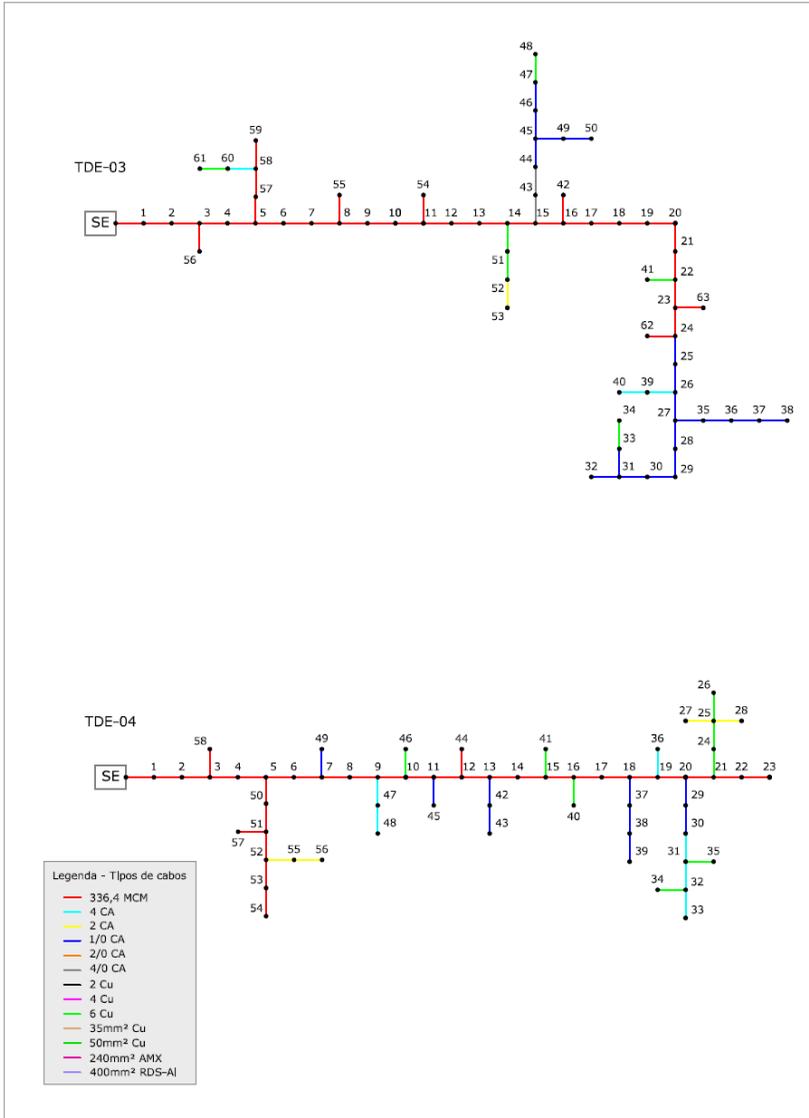


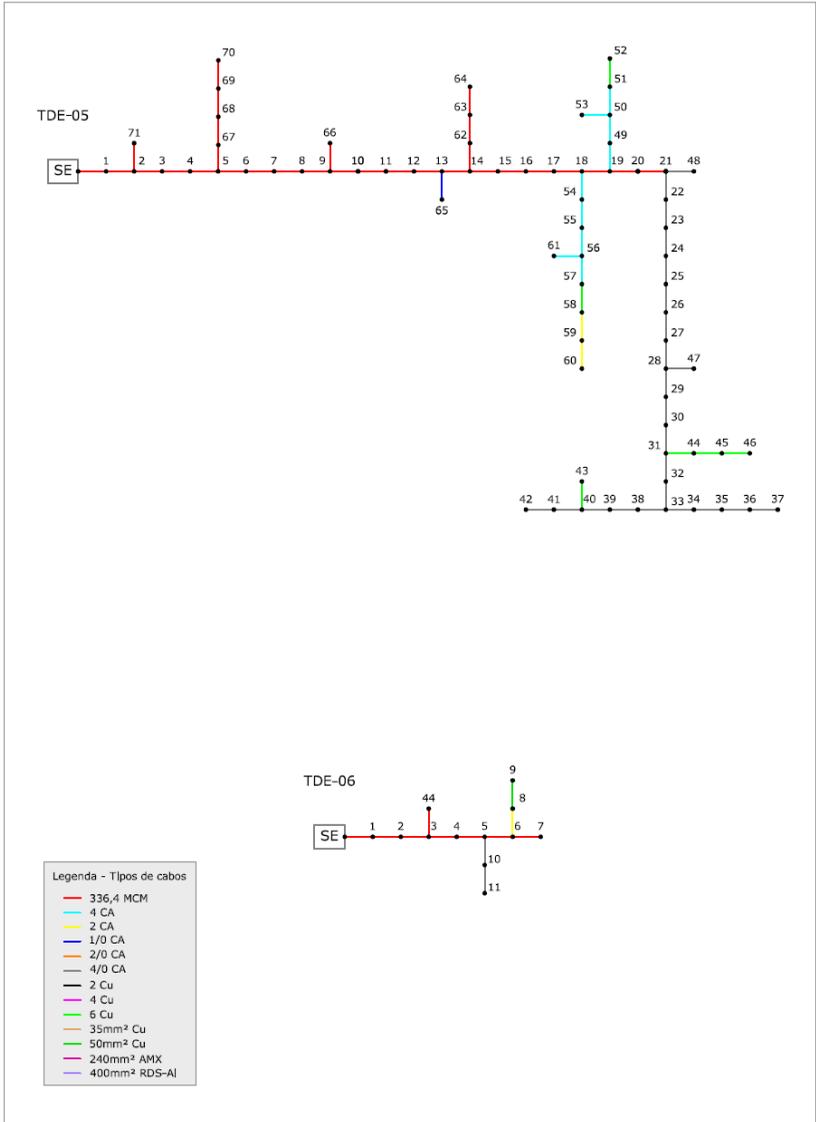
APÊNDICE C – Diagramas unifilares representativos dos dez alimentadores da subestação Trindade

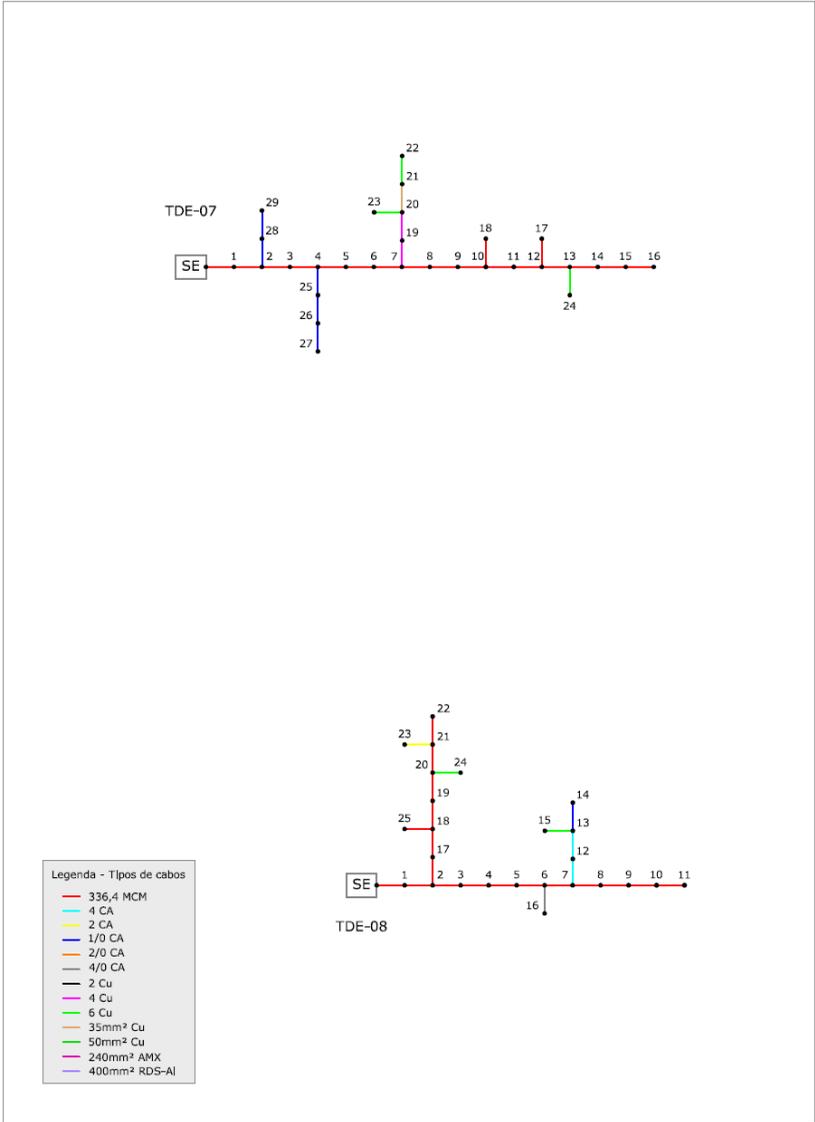


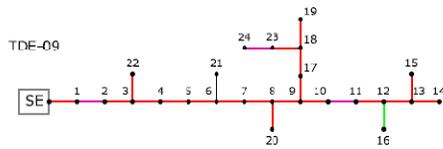
Legenda Tipos de cabos

—	336.4 MCM
—	4 CA
—	2 CA
—	1/0 CA
—	2/0 CA
—	4/0 CA
—	2 Cu
—	4 Cu
—	6 Cu
—	35mm ² Cu
—	50mm ² Cu
—	240mm ² AMX
—	400mm ² RLS-AL

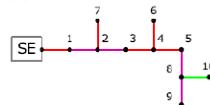








TDE-10



Legenda Tipos de cabos

—	336,4 MCM
—	4 CA
—	2 CA
—	1/0 CA
—	2/0 CA
—	4/0 CA
—	2 Cu
—	4 Cu
—	6 Cu
—	35mm ² Cu
—	50mm ² Cu
—	240mm ² AMX
—	400mm ² RDS-AI

APÊNDICE D – Tabelas de organização dos dados de carregamento, resistência, reatância e capacidade normal para os trechos e pontos notáveis dos dez alimentadores da subestação Trindade

Subestação: **Trindade**
Alimentador: **TDE-01**

Trecho		Extensão (km)	Cabo						Potência (kVA)		
Pt0	PtA		Código	Tipo	Corrente (A)	Resistência %	Reatância %	Capacidade Normal (MVA)	Distribuída	Concentrada	Final
1	0	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			0
2	1	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			0
3	2	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			131
4	3	0,98	46	336,4 CA	510	9,62	20,74	12,2	263		131
5	4	0,83	46	336,4 CA	510	8,15	17,56	12,2			0
6	5	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			404
7	6	0,13	46	336,4 CA	510	1,28	2,75	12,2	45		135
8	7	0,63	46	336,4 CA	510	6,19	13,33	12,2	225		525
9	8	0,76	46	336,4 CA	510	7,46	16,08	12,2	825		488
10	9	0,44	46	336,4 CA	510	4,32	9,31	12,2	150		75
11	10	0,02	46	336,4 CA	510	0,20	0,42	12,2			0
12	11	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			270
13	12	0,59	46	336,4 CA	510	5,79	12,49	12,2	540		420
14	13	0,21	46	336,4 CA	510	2,06	4,44	12,2	300		375
15	14	0,17	46	336,4 CA	510	1,67	3,60	12,2	225	743	1181
16	15	0,23	46	336,4 CA	510	2,26	4,87	12,2	653	465	986
17	16	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2	390		270
18	17	0,25	46	336,4 CA	510	2,45	5,29	12,2	150		75
19	11	0,02	41	1/0 CA	215	0,64	0,47	5,1			173
20	19	0,24	41	1/0 CA	215	7,62	5,68	5,1	345		233
21	20	0,12	41	1/0 CA	215	3,81	2,84	5,1	120		428
22	21	2,39	41	1/0 CA	215	75,93	56,60	5,1	735	30	398
23	22	0,04	3	6 Cu	120	3,12	1,07	2,9			0
24	23	0,02	3	6 Cu	120	1,56	0,53	2,9			103
25	24	3,06	3	6 Cu	120	238,61	81,63	2,9	205		205
26	25	2,41	3	6 Cu	120	187,93	64,29	2,9	205		170
27	26	1,43	3	6 Cu	120	111,51	38,15	2,9	135	110	178
28	20	0,04	37	4 CA	125	3,16	1,02	3,0			0
29	14	0,52	37	4 CA	125	41,07	13,27	3,0	225		113
30	11	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2			60
31	9	0,04	3	6 Cu	120	3,12	1,07	2,9			240
32	31	0,54	3	6 Cu	120	42,11	14,40	2,9	480		240
33	32	0,05	3	6 Cu	120	3,90	1,33	2,9		458	458
34	6	1,56	46	336,4 CA	510	15,32	33,01	12,2	763		381
35	2	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			0
36	30	1,90	46	336,4 CA	510	18,66	40,21	12,2	120		105
37	36	1,00	46	336,4 CA	510	9,82	21,16	12,2	90		45
38	36	0,01	37	4 CA	125	0,79	0,26	3,0			23
39	38	0,68	37	4 CA	125	53,70	17,35	3,0	45	185	208

Subestação: Trindade
Alimentador: TDE-02

Trecho		Extensão (km)	Cabo						Potência (KVA)		
Pto	PtA		Código	Tipo	Corrente (A)	Resistência %	Reatância %	Capacidade Normal (MVA)	Distribuído	Concentrada	Final
1	0	0,10	46	336,4 CA	510	0,98	2,12	12,2			190
2	1	3,44	46	336,4 CA	510	33,78	72,80	12,2	380	45	235
3	2	0,06	46	336,4 CA	510	0,59	1,27	12,2			38
4	3	0,10	46	336,4 CA	510	0,98	2,12	12,2	75		150
5	4	0,26	46	336,4 CA	510	2,55	5,50	12,2	225		113
6	5	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			113
7	6	0,40	46	336,4 CA	510	3,93	8,46	12,2	225		165
8	7	1,04	46	336,4 CA	510	10,21	22,01	12,2	105		840
9	8	0,96	46	336,4 CA	510	9,43	20,32	12,2	1575		1155
10	9	0,88	46	336,4 CA	510	8,64	18,62	12,2	735		368
11	5	0,48	46	336,4 CA	510	4,71	10,16	12,2			0
12	11	0,72	46	336,4 CA	510	7,07	15,24	12,2			0
13	12	0,88	46	336,4 CA	510	8,64	18,62	12,2			0
14	13	1,19	46	336,4 CA	510	11,69	25,18	12,2			0
15	14	0,12	46	336,4 CA	510	1,18	2,54	12,2			23
16	15	0,16	46	336,4 CA	510	1,57	3,39	12,2	45		23
17	15	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
18	4	0,37	46	336,4 CA	510	3,63	7,83	12,2			0
19	18	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2			338
20	19	1,15	44	4/0 CA	340	17,93	25,60	8,1	675		416
21	20	0,19	44	4/0 CA	340	2,96	4,23	8,1	158		94
22	21	0,01	44	4/0 CA	340	0,16	0,22	8,1			0
23	22	0,07	76	00MM2 RDS-A	427	0,37	0,92	10,2			0
24	23	0,01	76	00MM2 RDS-A	427	0,05	0,13	10,2		500	500
25	21	0,20	44	4/0 CA	340	3,12	4,45	8,1	30		15
26	19	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
27	26	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			75
28	27	0,44	46	336,4 CA	510	4,32	9,31	12,2	150		75
29	28	0,02	46	336,4 CA	510	0,20	0,42	12,2			0
30	29	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			574
31	30	0,57	46	336,4 CA	510	5,60	12,06	12,2	1148		630
32	31	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			0
33	32	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			90
34	33	0,52	46	336,4 CA	510	5,11	11,00	12,2	180		150
35	34	0,01	41	1/0 CA	215	0,32	0,24	5,1			180
36	35	1,08	41	1/0 CA	215	34,31	25,58	5,1	360		180
37	36	0,01	41	1/0 CA	215	0,32	0,24	5,1			165
38	37	0,15	44	4/0 CA	340	2,34	3,34	8,1	45		368
39	38	1,18	44	4/0 CA	340	18,40	26,27	8,1	690		405
40	39	0,54	37	4 CA	125	42,65	13,78	3,0	120	75	135
41	37	0,91	44	4/0 CA	340	14,19	20,26	8,1	285		158
42	41	0,14	44	4/0 CA	340	2,18	3,12	8,1	30		278
43	34	0,60	46	336,4 CA	510	5,89	12,70	12,2	120		60
44	32	0,08	3	6 Cu	120	6,24	2,13	2,9			94
45	44	0,03	3	6 Cu	120	2,34	0,80	2,9			38
46	45	0,20	3	6 Cu	120	15,60	5,34	2,9	75		274
47	46	0,46	37	4 CA	125	36,33	11,74	3,0	473		514
48	47	1,07	37	4 CA	125	84,50	27,31	3,0	555		338
49	48	1,09	39	2 CA	165	54,26	26,79	3,9	120	113	173
50	44	0,21	3	6 Cu	120	16,38	5,60	2,9	188	75	169
51	50	0,10	3	6 Cu	120	7,80	2,67	2,9	150		150
52	31	0,24	46	336,4 CA	510	2,36	5,08	12,2	113		56
53	27	0,12	46	336,4 CA	510	1,18	2,54	12,2			113
54	53	0,09	46	336,4 CA	510	0,88	1,90	12,2			0
55	54	0,77	46	336,4 CA	510	7,56	16,29	12,2			0
56	55	1,11	46	336,4 CA	510	10,90	23,49	12,2			0
57	56	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			0
58	56	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
59	53	0,09	46	336,4 CA	510	0,88	1,90	12,2	225		113
60	29	0,04	44	4/0 CA	340	0,62	0,89	8,1			0
61	42	1,78	76	00MM2 RDS-A	427	9,44	23,42	10,2	525	150	544
62	61	1,12	76	00MM2 RDS-A	427	5,94	14,74	10,2	263	113	375
63	62	1,73	76	00MM2 RDS-A	427	9,18	22,77	10,2	263		131
64	24	0,01	76	00MM2 RDS-A	427	0,05	0,13	10,2			0
65	7	0,03	37	4 CA	125	2,37	0,77	3,0			23
66	65	0,16	37	4 CA	125	12,64	4,08	3,0	45		234
67	66	0,82	37	4 CA	125	64,76	20,93	3,0	423	120	331
68	66	0,01	3	6 Cu	120	0,78	0,27	2,9		1000	1000

Subestação: **Trindade**
 Alimentador: **TDE-03**

Trecho		Extensão (km)	Cabo					Capacidade Normal (MVA)	Potência (kVA)		
PtO	PtA		Código	Tipo	Corrente (A)	Resistência (%)	Reatância (%)		Distribuída	Concentrada	Final
1	0	0,24	46	336,4 CA	510	2,36	5,08	12,2			0
2	1	0,30	46	336,4 CA	510	2,95	6,35	12,2			0
3	2	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2			60
4	3	0,24	46	336,4 CA	510	2,36	5,08	12,2			0
5	4	0,45	46	336,4 CA	510	4,42	9,52	12,2			0
6	5	0,15	46	336,4 CA	510	1,47	3,17	12,2			0
7	6	2,04	46	336,4 CA	510	20,03	43,17	12,2			0
8	7	0,10	46	336,4 CA	510	0,98	2,12	12,2			0
9	8	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			53
10	9	0,12	46	336,4 CA	510	1,18	2,54	12,2	105		53
11	10	0,25	46	336,4 CA	510	2,45	5,29	12,2			0
12	11	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2			180
13	12	0,24	46	336,4 CA	510	2,36	5,08	12,2	360		293
14	13	0,16	46	336,4 CA	510	1,57	3,39	12,2	225		135
15	14	0,07	46	336,4 CA	510	0,69	1,48	12,2	45		38
16	15	0,06	46	336,4 CA	510	0,59	1,27	12,2	30		15
17	16	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			406
18	17	0,54	46	336,4 CA	510	5,30	11,43	12,2	813	113	1024
19	18	0,33	46	336,4 CA	510	3,24	6,98	12,2	1010		846
20	19	0,55	46	336,4 CA	510	5,40	11,64	12,2	683	75	906
21	20	0,36	46	336,4 CA	510	3,53	7,62	12,2	980		895
22	21	0,51	46	336,4 CA	510	5,01	10,79	12,2	810		566
23	22	1,41	46	336,4 CA	510	13,85	29,84	12,2	323		191
24	23	0,14	46	336,4 CA	510	1,37	2,96	12,2	30		15
25	24	0,10	41	1/0 CA	215	3,18	2,37	5,1			0
26	25	0,03	41	1/0 CA	215	0,95	0,71	5,1		150	225
27	26	0,17	41	1/0 CA	215	5,40	4,03	5,1	150		285
28	27	0,44	41	1/0 CA	215	13,98	10,42	5,1	420		680
29	28	0,56	41	1/0 CA	215	17,79	13,26	5,1	940	75	1081
30	29	0,90	41	1/0 CA	215	28,59	21,31	5,1	1072		671
31	30	0,59	41	1/0 CA	215	18,74	13,97	5,1	270		730
32	31	0,51	41	1/0 CA	215	16,20	12,08	5,1	1190		595
33	31	0,12	41	1/0 CA	215	3,81	2,84	5,1			0
34	33	0,04	3	6 Cu	120	3,12	1,07	2,9		1150	1150
35	27	0,04	41	1/0 CA	215	1,27	0,95	5,1			334
36	35	0,20	41	1/0 CA	215	6,35	4,74	5,1	668	45	491
37	36	0,24	41	1/0 CA	215	7,62	5,68	5,1	225	345	488
38	37	0,45	41	1/0 CA	215	14,30	10,66	5,1	60	45	75
39	26	0,04	37	4 CA	125	3,16	1,02	3,0			266
40	39	0,92	37	4 CA	125	72,66	23,48	3,0	533	75	341
41	22	0,02	3	6 Cu	120	1,56	0,53	2,9		300	300
42	16	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			0
43	15	0,01	44	4/0 CA	340	0,16	0,22	8,1			0
44	43	0,04	44	4/0 CA	340	0,62	0,89	8,1			0
45	44	0,13	41	1/0 CA	215	4,13	3,08	5,1			0
46	45	0,08	41	1/0 CA	215	2,54	1,89	5,1		150	525
47	46	0,41	41	1/0 CA	215	13,03	9,71	5,1	750	300	675
48	47	0,08	3	6 Cu	120	6,24	2,13	2,9		500	500
49	45	0,04	41	1/0 CA	215	1,27	0,95	5,1		113	113
50	49	0,11	41	1/0 CA	215	3,49	2,61	5,1		300	300
51	14	0,01	3	6 Cu	120	0,78	0,27	2,9			94
52	51	0,27	3	6 Cu	120	21,05	7,20	2,9	188	150	356
53	52	0,23	39	2 CA	165	11,45	5,65	3,9	225	75	188
54	11	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
55	8	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
56	3	0,96	46	336,4 CA	510	9,43	20,32	12,2	120		60
57	5	0,09	46	336,4 CA	510	0,88	1,90	12,2			0
58	57	0,30	46	336,4 CA	510	2,95	6,35	12,2			446
59	58	0,31	46	336,4 CA	510	3,04	6,56	12,2	113		56
60	58	0,15	37	4 CA	125	11,85	3,83	3,0	780	180	570
61	60	0,01	3	6 Cu	120	0,78	0,27	2,9		1500	1500
62	24	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			0
63	23	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2	30		15

Subestação: **Trindade**
Alimentador: **TDE-05**

Trecho		Extensão (km)	Cabo					Capacidade Normal (MVA)	Potência (kVA)		
PtO	PA		Código	Tipo	Corrente (A)	Resistência %	Reatância %		Distribuída	Concentrada	Final
1	0	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
2	1	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			488
3	2	0,63	46	336,4 CA	510	6,19	13,33	12,2	975	75	619
4	3	0,44	46	336,4 CA	510	4,32	9,31	12,2	113		56
5	4	0,16	46	336,4 CA	510	1,57	3,39	12,2			0
6	5	0,30	46	336,4 CA	510	2,95	6,35	12,2		75	143
7	6	0,79	46	336,4 CA	510	7,76	16,72	12,2	135	255	323
8	7	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2		240	240
9	8	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2			0
10	9	0,07	46	336,4 CA	510	0,69	1,48	12,2			56
11	10	0,07	46	336,4 CA	510	0,69	1,48	12,2	113	338	566
12	11	0,32	46	336,4 CA	510	3,14	6,77	12,2	345	278	525
13	12	0,14	46	336,4 CA	510	1,37	2,96	12,2	150		75
14	13	0,05	46	336,4 CA	510	0,49	1,06	12,2			150
15	14	0,16	46	336,4 CA	510	1,57	3,39	12,2	113		113
16	15	0,16	46	336,4 CA	510	1,57	3,39	12,2	113		360
17	16	0,20	46	336,4 CA	510	1,96	4,23	12,2	608	75	491
18	17	0,13	46	336,4 CA	510	1,28	2,75	12,2	225		169
19	18	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2	113		113
20	19	0,11	46	336,4 CA	510	1,08	2,33	12,2	113		56
21	20	0,03	46	336,4 CA	510	0,29	0,63	12,2			56
22	21	0,06	44	4/0 CA	340	0,94	1,34	8,1	113		285
23	22	0,14	44	4/0 CA	340	2,18	3,12	8,1	458	75	473
24	23	0,11	44	4/0 CA	340	1,72	2,45	8,1	338	883	1201
25	24	0,06	44	4/0 CA	340	0,94	1,34	8,1	300		944
26	25	0,15	44	4/0 CA	340	2,34	3,34	8,1	1588		794
27	26	0,16	44	4/0 CA	340	2,50	3,56	8,1		113	113
28	27	0,06	44	4/0 CA	340	0,94	1,34	8,1			113
29	28	0,14	44	4/0 CA	340	2,18	3,12	8,1	225	863	975
30	29	0,05	44	4/0 CA	340	0,78	1,11	8,1			113
31	30	0,09	44	4/0 CA	340	1,40	2,00	8,1	225		341
32	31	0,22	44	4/0 CA	340	3,43	4,90	8,1	458	113	364
33	32	0,54	44	4/0 CA	340	8,42	12,02	8,1	45		120
34	33	0,07	44	4/0 CA	340	1,09	1,56	8,1	195	150	589
35	34	0,25	44	4/0 CA	340	3,90	5,57	8,1	683	150	705
36	35	0,32	44	4/0 CA	340	4,99	7,12	8,1	428	75	409
37	36	0,45	44	4/0 CA	340	7,02	10,02	8,1	240		120
38	33	0,02	44	4/0 CA	340	0,31	0,45	8,1			150
39	38	0,29	44	4/0 CA	340	4,52	6,46	8,1	300	450	623
40	39	0,30	44	4/0 CA	340	4,68	6,68	8,1	45		23
41	40	0,12	44	4/0 CA	340	1,87	2,67	8,1		30	30
42	41	0,24	44	4/0 CA	340	3,74	5,34	8,1			0
43	40	0,02	3	6 Cu	120	1,56	0,53	2,9		500	500
44	31	0,01	3	6 Cu	120	0,78	0,27	2,9			633
45	44	0,21	3	6 Cu	120	16,38	5,60	2,9	1265	75	1131
46	45	0,38	3	6 Cu	120	29,63	10,14	2,9	848	30	454
47	28	0,01	44	4/0 CA	340	0,16	0,22	8,1			0
48	21	0,04	44	4/0 CA	340	0,62	0,89	8,1			0
49	19	0,03	37	4 CA	125	2,37	0,77	3,0			38
50	49	0,13	37	4 CA	125	10,27	3,32	3,0	75		38
51	50	0,03	37	4 CA	125	2,37	0,77	3,0		45	45
52	51	0,14	3	6 Cu	120	10,92	3,73	2,9		113	113
53	50	0,12	37	4 CA	125	9,48	3,06	3,0		300	300
54	18	0,01	37	4 CA	125	0,79	0,26	3,0			38
55	54	0,22	37	4 CA	125	17,37	5,61	3,0	75	45	83
56	55	0,04	37	4 CA	125	3,16	1,02	3,0		263	278
57	56	0,11	37	4 CA	125	8,69	2,81	3,0	30		15
58	57	0,04	3	6 Cu	120	3,12	1,07	2,9		113	113
59	58	0,18	39	2 CA	165	8,96	4,42	3,9		45	45
60	59	0,04	39	2 CA	165	1,99	0,98	3,9		300	300
61	56	0,10	37	4 CA	125	7,90	2,55	3,0		500	500
62	14	0,09	46	336,4 CA	510	0,88	1,90	12,2	188		206
63	62	0,14	46	336,4 CA	510	1,37	2,96	12,2	225	225	338
64	63	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			0
65	13	0,01	41	1/0 CA	215	0,32	0,24	5,1		750	750
66	9	0,02	46	336,4 CA	510	0,20	0,42	12,2			0
67	5	0,07	46	336,4 CA	510	0,69	1,48	12,2			38
68	67	0,09	46	336,4 CA	510	0,88	1,90	12,2	75	210	248
69	68	0,48	46	336,4 CA	510	4,71	10,16	12,2		45	128
70	69	0,17	46	336,4 CA	510	1,67	3,60	12,2	165		83
71	2	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			0

Subestação: Trindade

Alimentador: TDE-08

Trecho		Extensão (km)	Cabo						Potência (kVA)		
Pto	PtA		Código	Tipo	Corrente (A)	Resistência %	Reatância %	Capacidade Normal (MVA)	Distribuída	Concentrada	Final
1	0	1,32	46	336,4 CA	510	12,96	27,93	12,2			0
2	1	1,97	46	336,4 CA	510	19,34	41,69	12,2			0
3	2	0,15	46	336,4 CA	510	1,47	3,17	12,2			0
4	3	1,05	46	336,4 CA	510	10,31	22,22	12,2			0
5	4	1,05	46	336,4 CA	510	10,31	22,22	12,2			0
6	5	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2			413
7	6	0,36	46	336,4 CA	510	3,53	7,62	12,2	825	225	960
8	7	0,26	46	336,4 CA	510	2,55	5,50	12,2	645		1384
9	8	0,40	46	336,4 CA	510	3,93	8,46	12,2	2123	113	1755
10	9	0,30	46	336,4 CA	510	2,95	6,35	12,2	1163	500	1700
11	10	0,23	46	336,4 CA	510	2,26	4,87	12,2	1238		619
12	7	0,01	37	4 CA	125	0,79	0,26	3,0			56
13	12	0,23	37	4 CA	125	18,16	5,87	3,0	113		566
14	13	0,22	41	1/0 CA	215	6,99	5,21	5,1	420	90	300
15	13	0,14	3	6 Cu	120	10,92	3,73	2,9	600	113	413
16	6	0,01	44	4/0 CA	340	0,16	0,22	8,1			0
17	2	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
18	17	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			75
19	18	0,29	46	336,4 CA	510	2,85	6,14	12,2	150		113
20	19	0,08	46	336,4 CA	510	0,79	1,69	12,2	75		60
21	20	0,07	46	336,4 CA	510	0,69	1,48	12,2	45	45	68
22	21	0,26	46	336,4 CA	510	2,55	5,50	12,2			0
23	21	0,11	39	2 CA	165	5,48	2,70	3,9		700	700
24	20	0,03	3	6 Cu	120	2,34	0,80	2,9		750	750
25	18	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0

Subestação: **Trindade**
 Alimentador: **TDE-09**

Trecho		Extensão (km)	Cabo					Capacidade Normal (MVA)	Potência (kVA)		
Pt0	PtA		Código	Tipo	Corrente (A)	Resistência %	Reatância %		Distribuída	Concentrada	Final
1	0	0,02	46	336,4 CA	510	0,20	0,42	12,2			0
2	1	4,99	66	240 mm2 AMM	426	43,08	31,97	10,2			0
3	2	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			98
4	3	0,32	46	336,4 CA	510	3,14	6,77	12,2	195		304
5	4	0,69	46	336,4 CA	510	6,78	14,60	12,2	413		226
6	5	0,88	46	336,4 CA	510	8,64	18,62	12,2	40	15	35
7	6	0,10	46	336,4 CA	510	0,98	2,12	12,2			0
8	7	0,10	46	336,4 CA	510	0,98	2,12	12,2			0
9	8	0,24	46	336,4 CA	510	2,36	5,08	12,2			0
10	9	0,02	46	336,4 CA	510	0,20	0,42	12,2			0
11	10	0,16	76	00MM2 RDS-A	427	0,85	2,11	10,2			15
12	11	0,34	46	336,4 CA	510	3,34	7,19	12,2	30		345
13	12	0,83	46	336,4 CA	510	8,15	17,56	12,2	660		443
14	13	0,29	46	336,4 CA	510	2,85	6,14	12,2	225		113
15	13	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2		2075	2075
16	12	0,06	3	6 Cu	120	4,68	1,60	2,9		500	500
17	9	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
18	17	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
19	18	0,04	46	336,4 CA	510	0,39	0,85	12,2			0
20	8	0,08	41	1/0 CA	215	2,54	1,89	5,1			0
21	6	0,07	7	2 Cu	220	2,20	1,72	5,3		300	300
22	3	0,01	46	336,4 CA	510	0,10	0,21	12,2			0
23	18	0,02	46	336,4 CA	510	0,20	0,42	12,2			0
24	23	0,24	66	240 mm2 AMM	426	2,07	1,54	10,2		7750	7750

APÊNDICE E – Tabelas de organização dos dados de fator de demanda, potência ativa e potência reativa em carregamento máximo e mínimo nos pontos notáveis dos dez alimentadores da subestação Trindade

Subestação: **Trindade**Alimentador: **TDE-01**

Trecho PtO	PtA	Potência Aparente kVA	Carga máxima:			Carga mínima:		
			FD	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	FD	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
1	0	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
2	1	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
3	2	131	0,55	0,068	0,027	0,13	0,015	0,008
4	3	131	0,55	0,068	0,027	0,13	0,015	0,008
5	4	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
6	5	404	0,55	0,208	0,082	0,13	0,045	0,026
7	6	135	0,55	0,070	0,028	0,13	0,015	0,009
8	7	525	0,55	0,271	0,107	0,13	0,059	0,033
9	8	488	0,55	0,252	0,099	0,13	0,055	0,031
10	9	75	0,55	0,039	0,015	0,13	0,008	0,005
11	10	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
12	11	270	0,55	0,139	0,055	0,13	0,030	0,017
13	12	420	0,55	0,217	0,086	0,13	0,047	0,027
14	13	375	0,55	0,194	0,076	0,13	0,042	0,024
15	14	1181	0,55	0,610	0,241	0,13	0,133	0,075
16	15	986	0,55	0,509	0,201	0,13	0,111	0,063
17	16	270	0,55	0,139	0,055	0,13	0,030	0,017
18	17	75	0,55	0,039	0,015	0,13	0,008	0,005
19	11	173	0,55	0,089	0,035	0,13	0,019	0,011
20	19	233	0,55	0,120	0,047	0,13	0,026	0,015
21	20	428	0,55	0,221	0,087	0,13	0,048	0,027
22	21	398	0,55	0,205	0,081	0,13	0,045	0,025
23	22	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
24	23	103	0,55	0,053	0,021	0,13	0,012	0,007
25	24	205	0,55	0,106	0,042	0,13	0,023	0,013
26	25	170	0,55	0,088	0,035	0,13	0,019	0,011
27	26	178	0,55	0,092	0,036	0,13	0,020	0,011
28	20	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
29	14	113	0,55	0,058	0,023	0,13	0,013	0,007
30	11	60	0,55	0,031	0,012	0,13	0,007	0,004
31	9	240	0,55	0,124	0,049	0,13	0,027	0,015
32	31	240	0,55	0,124	0,049	0,13	0,027	0,015
33	32	458	0,02	0,009	0,003	0,02	0,008	0,005
34	6	381	0,55	0,197	0,078	0,13	0,043	0,024
35	2	0	0,55	0,000	0,000	0,13	0,000	0,000
36	30	105	0,55	0,054	0,021	0,13	0,012	0,007
37	36	45	0,55	0,023	0,009	0,13	0,005	0,003
38	36	23	0,55	0,012	0,005	0,13	0,003	0,001
39	38	208	0,55	0,107	0,042	0,13	0,023	0,013

Subestação: **Trindade**

Alimentador: **TDE-02**

Trecho		Potência Aparente kVA	Carga máxima:			Carga mínima:		
Pto	PtA		FD	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	FD	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
1	0	190	0,64	0,110	0,050	0,16	0,026	0,017
2	1	235	0,64	0,136	0,062	0,16	0,032	0,021
3	2	38	0,64	0,022	0,010	0,16	0,005	0,003
4	3	150	0,64	0,087	0,040	0,16	0,020	0,014
5	4	113	0,64	0,065	0,030	0,16	0,015	0,010
6	5	113	0,64	0,065	0,030	0,16	0,015	0,010
7	6	165	0,64	0,095	0,043	0,16	0,022	0,015
8	7	840	0,64	0,486	0,221	0,16	0,113	0,076
9	8	1155	0,64	0,668	0,304	0,16	0,156	0,105
10	9	368	0,64	0,212	0,097	0,16	0,050	0,033
11	5	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
12	11	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
13	12	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
14	13	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
15	14	23	0,64	0,013	0,006	0,16	0,003	0,002
16	15	23	0,64	0,013	0,006	0,16	0,003	0,002
17	15	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
18	4	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
19	18	338	0,64	0,195	0,089	0,16	0,045	0,031
20	19	416	0,64	0,241	0,110	0,16	0,056	0,038
21	20	94	0,64	0,054	0,025	0,16	0,013	0,008
22	21	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
23	22	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
24	23	500	0,64	0,289	0,132	0,16	0,067	0,045
25	21	15	0,64	0,009	0,004	0,16	0,002	0,001
26	19	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
27	26	75	0,64	0,043	0,020	0,16	0,010	0,007
28	27	75	0,64	0,043	0,020	0,16	0,010	0,007
29	28	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
30	29	574	0,64	0,332	0,151	0,16	0,077	0,052
31	30	630	0,64	0,364	0,166	0,16	0,085	0,057
32	31	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
33	32	90	0,64	0,052	0,024	0,16	0,012	0,008
34	33	150	0,64	0,087	0,040	0,16	0,020	0,014
35	34	180	0,64	0,104	0,047	0,16	0,024	0,016
36	35	180	0,64	0,104	0,047	0,16	0,024	0,016
37	36	165	0,64	0,095	0,043	0,16	0,022	0,015
38	37	368	0,64	0,212	0,097	0,16	0,050	0,033
39	38	405	0,64	0,234	0,107	0,16	0,055	0,037
40	39	135	0,64	0,078	0,036	0,16	0,018	0,012
41	37	158	0,64	0,091	0,041	0,16	0,021	0,014
42	41	278	0,64	0,160	0,073	0,16	0,037	0,025
43	34	60	0,64	0,035	0,016	0,16	0,008	0,005
44	32	94	0,64	0,054	0,025	0,16	0,013	0,008
45	44	38	0,64	0,022	0,010	0,16	0,005	0,003
46	45	274	0,64	0,158	0,072	0,16	0,037	0,025
47	46	514	0,64	0,297	0,135	0,16	0,069	0,047
48	47	338	0,64	0,195	0,089	0,16	0,045	0,031
49	48	173	0,64	0,100	0,045	0,16	0,023	0,016
50	44	169	0,64	0,098	0,044	0,16	0,023	0,015
51	50	150	0,64	0,087	0,040	0,16	0,020	0,014
52	31	56	0,64	0,033	0,015	0,16	0,008	0,005
53	27	113	0,64	0,065	0,030	0,16	0,015	0,010
54	53	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
55	54	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
56	55	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
57	56	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
58	56	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
59	53	113	0,64	0,065	0,030	0,16	0,015	0,010
60	29	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
61	42	544	0,64	0,314	0,143	0,16	0,073	0,049
62	61	375	0,64	0,217	0,099	0,16	0,051	0,034
63	62	131	0,64	0,076	0,035	0,16	0,018	0,012
64	24	0	0,64	0,000	0,000	0,16	0,000	0,000
65	7	23	0,64	0,013	0,006	0,16	0,003	0,002
66	65	234	0,64	0,135	0,062	0,16	0,031	0,021
67	66	331	0,64	0,192	0,087	0,16	0,045	0,030
68	66	1000	0,64	0,578	0,263	0,16	0,135	0,091

Subestação: Trindade

Alimentador: TDE-03

Trecho Pto	P/A	Potência Aparente KVA	Carga máxima:			Carga mínima:		
			FD	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	FD	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
1	0	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
2	1	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
3	2	60	0,48	0,025	0,014	0,10	0,005	0,003
4	3	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
5	4	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
6	5	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
7	6	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
8	7	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
9	8	53	0,48	0,022	0,013	0,10	0,004	0,003
10	9	53	0,48	0,022	0,013	0,10	0,004	0,003
11	10	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
12	11	180	0,48	0,076	0,043	0,10	0,015	0,009
13	12	293	0,48	0,123	0,070	0,10	0,024	0,015
14	13	135	0,48	0,057	0,032	0,10	0,011	0,007
15	14	38	0,48	0,016	0,009	0,10	0,003	0,002
16	15	15	0,48	0,006	0,004	0,10	0,001	0,001
17	16	406	0,48	0,171	0,097	0,10	0,033	0,021
18	17	1024	0,48	0,432	0,245	0,10	0,084	0,052
19	18	846	0,48	0,357	0,202	0,10	0,070	0,043
20	19	906	0,48	0,382	0,217	0,10	0,075	0,046
21	20	895	0,48	0,377	0,214	0,10	0,074	0,046
22	21	566	0,48	0,239	0,135	0,10	0,047	0,029
23	22	191	0,48	0,081	0,046	0,10	0,016	0,010
24	23	15	0,48	0,006	0,004	0,10	0,001	0,001
25	24	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
26	25	225	0,48	0,095	0,054	0,10	0,019	0,011
27	26	285	0,48	0,120	0,068	0,10	0,023	0,015
28	27	680	0,48	0,287	0,163	0,10	0,056	0,035
29	28	1081	0,48	0,456	0,258	0,10	0,089	0,055
30	29	671	0,48	0,283	0,160	0,10	0,055	0,034
31	30	730	0,48	0,308	0,174	0,10	0,060	0,037
32	31	595	0,48	0,251	0,142	0,10	0,049	0,030
33	31	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
34	33	1150	0,48	0,485	0,275	0,10	0,095	0,059
35	27	334	0,48	0,141	0,080	0,10	0,027	0,017
36	35	491	0,48	0,207	0,117	0,10	0,040	0,025
37	36	488	0,48	0,206	0,117	0,10	0,040	0,025
38	37	75	0,48	0,032	0,018	0,10	0,006	0,004
39	26	266	0,48	0,112	0,064	0,10	0,022	0,014
40	39	341	0,48	0,144	0,082	0,10	0,028	0,017
41	22	300	0,48	0,127	0,072	0,10	0,025	0,015
42	16	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
43	15	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
44	43	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
45	44	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
46	45	525	0,48	0,221	0,125	0,10	0,043	0,027
47	46	675	0,48	0,285	0,161	0,10	0,056	0,034
48	47	500	0,48	0,211	0,120	0,10	0,041	0,026
49	45	113	0,48	0,047	0,027	0,10	0,009	0,006
50	49	300	0,48	0,127	0,072	0,10	0,025	0,015
51	14	94	0,48	0,040	0,022	0,10	0,008	0,005
52	51	356	0,48	0,150	0,085	0,10	0,029	0,018
53	52	188	0,48	0,079	0,045	0,10	0,015	0,010
54	11	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
55	8	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
56	3	60	0,48	0,025	0,014	0,10	0,005	0,003
57	5	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
58	57	446	0,48	0,188	0,107	0,10	0,037	0,023
59	58	56	0,48	0,024	0,013	0,10	0,005	0,003
60	58	570	0,48	0,240	0,136	0,10	0,047	0,029
61	60	1500	0,06	0,084	0,048	0,10	0,123	0,077
62	24	0	0,48	0,000	0,000	0,10	0,000	0,000
63	23	15	0,48	0,006	0,004	0,10	0,001	0,001

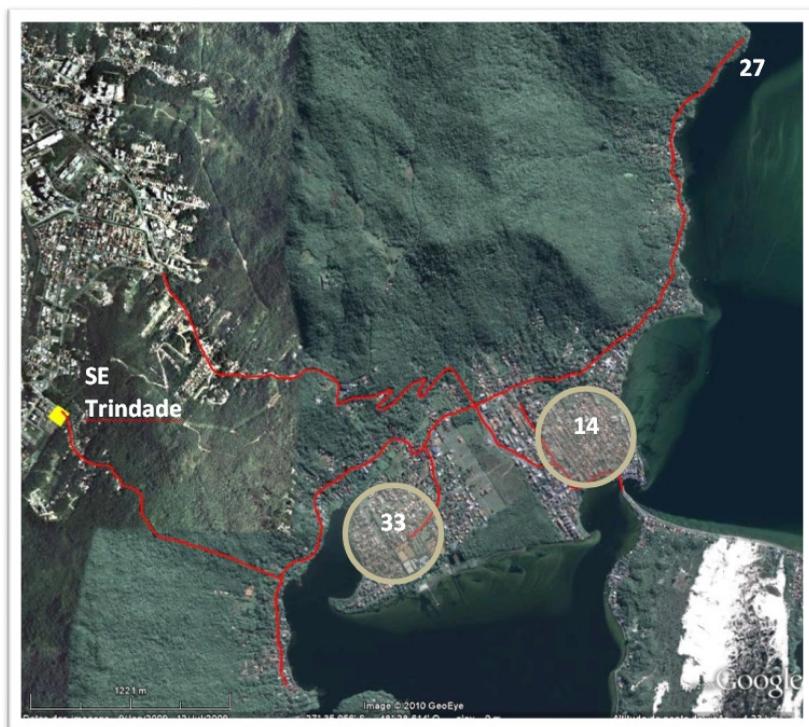
Subestação: Trindade

Alimentador: TDE-05

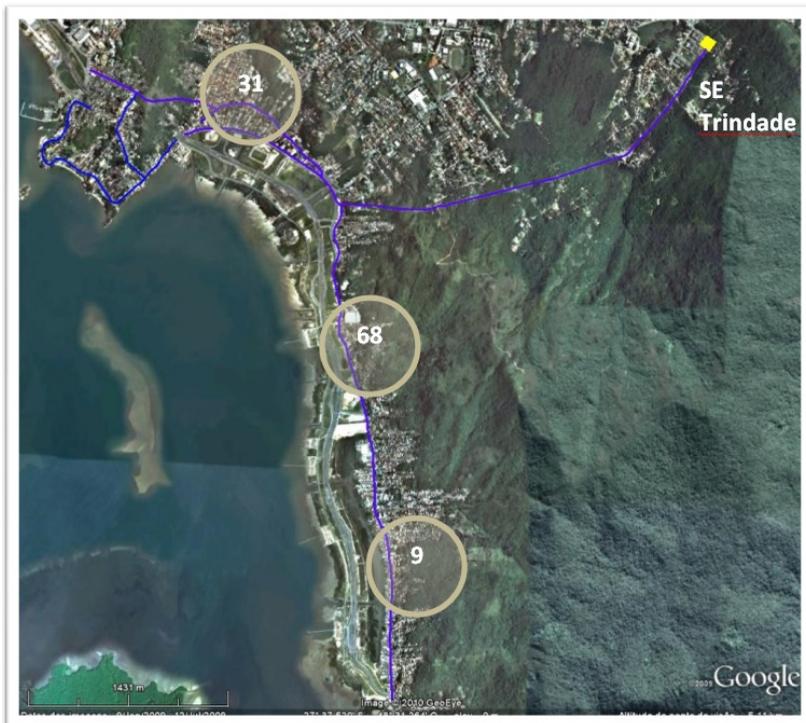
Trecho Pto	P/A	Potência Aparente kVA	Carga máxima:			Carga mínima:		
			FD	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	FD	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
1	0	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
2	1	488	0,37	0,165	0,075	0,06	0,026	0,016
3	2	619	0,37	0,210	0,096	0,06	0,033	0,020
4	3	56	0,37	0,019	0,009	0,06	0,003	0,002
5	4	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
6	5	143	0,37	0,048	0,022	0,06	0,008	0,005
7	6	323	0,37	0,109	0,050	0,06	0,017	0,011
8	7	240	0,37	0,081	0,037	0,06	0,013	0,008
9	8	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
10	9	56	0,37	0,019	0,009	0,06	0,003	0,002
11	10	566	0,37	0,192	0,087	0,06	0,030	0,019
12	11	525	0,37	0,178	0,081	0,06	0,028	0,017
13	12	75	0,37	0,025	0,012	0,06	0,004	0,002
14	13	150	0,37	0,051	0,023	0,06	0,008	0,005
15	14	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
16	15	360	0,37	0,122	0,056	0,06	0,019	0,012
17	16	491	0,37	0,167	0,076	0,06	0,026	0,016
18	17	169	0,37	0,057	0,026	0,06	0,009	0,006
19	18	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
20	19	56	0,37	0,019	0,009	0,06	0,003	0,002
21	20	56	0,37	0,019	0,009	0,06	0,003	0,002
22	21	285	0,37	0,097	0,044	0,06	0,015	0,009
23	22	473	0,37	0,160	0,073	0,06	0,025	0,016
24	23	1201	0,37	0,407	0,186	0,06	0,064	0,040
25	24	944	0,37	0,320	0,146	0,06	0,050	0,031
26	25	794	0,37	0,269	0,123	0,06	0,042	0,026
27	26	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
28	27	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
29	28	975	0,37	0,330	0,151	0,06	0,052	0,032
30	29	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
31	30	341	0,37	0,116	0,053	0,06	0,018	0,011
32	31	364	0,37	0,123	0,056	0,06	0,019	0,012
33	32	120	0,37	0,041	0,019	0,06	0,006	0,004
34	33	589	0,37	0,200	0,091	0,06	0,031	0,019
35	34	705	0,37	0,239	0,109	0,06	0,038	0,023
36	35	409	0,37	0,139	0,063	0,06	0,022	0,013
37	36	120	0,37	0,041	0,019	0,06	0,006	0,004
38	33	150	0,37	0,051	0,023	0,06	0,008	0,005
39	38	623	0,37	0,211	0,096	0,06	0,033	0,021
40	39	23	0,37	0,008	0,003	0,06	0,001	0,001
41	40	30	0,37	0,010	0,005	0,06	0,002	0,001
42	41	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
43	40	500	0,37	0,169	0,077	0,06	0,027	0,016
44	31	633	0,37	0,214	0,098	0,06	0,034	0,021
45	44	1131	0,37	0,383	0,175	0,06	0,060	0,037
46	45	454	0,37	0,154	0,070	0,06	0,024	0,015
47	28	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
48	21	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
49	19	38	0,37	0,013	0,006	0,06	0,002	0,001
50	49	38	0,37	0,013	0,006	0,06	0,002	0,001
51	50	45	0,37	0,015	0,007	0,06	0,002	0,001
52	51	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
53	50	300	0,48	0,130	0,059	0,00	0,000	0,000
54	18	38	0,37	0,013	0,006	0,06	0,002	0,001
55	54	83	0,37	0,028	0,013	0,06	0,004	0,003
56	55	278	0,37	0,094	0,043	0,06	0,015	0,009
57	56	15	0,37	0,005	0,002	0,06	0,001	0,000
58	57	113	0,37	0,038	0,017	0,06	0,006	0,004
59	58	45	0,37	0,015	0,007	0,06	0,002	0,001
60	59	300	0,37	0,102	0,046	0,06	0,016	0,010
61	56	500	0,37	0,169	0,077	0,06	0,027	0,016
62	14	206	0,37	0,070	0,032	0,06	0,011	0,007
63	62	338	0,37	0,114	0,052	0,06	0,018	0,011
64	63	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
65	13	750	0,50	0,340	0,155	0,41	0,260	0,161
66	9	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000
67	5	38	0,37	0,013	0,006	0,06	0,002	0,001
68	67	248	0,37	0,084	0,038	0,06	0,013	0,008
69	68	128	0,37	0,043	0,020	0,06	0,007	0,004
70	69	83	0,37	0,028	0,013	0,06	0,004	0,003
71	2	0	0,37	0,000	0,000	0,06	0,000	0,000

APÊNDICE F – Representação gráfica dos alimentadores da subestação Trindade sobre imagem de satélite com identificação dos possíveis locais para integração dos sistemas fotovoltaicos e respectivos pontos de conexão

TDE-01



TDE-02



TDE-03



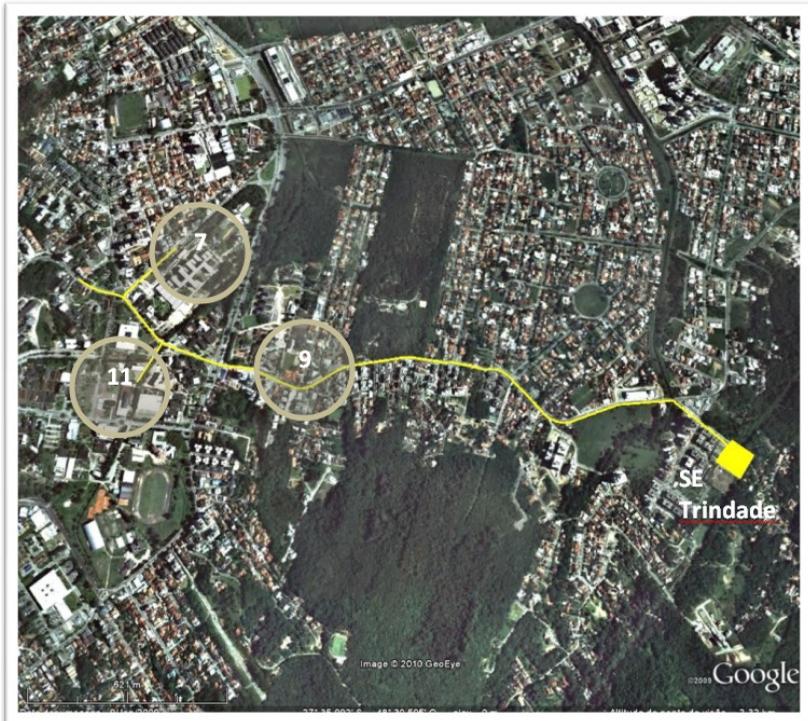
TDE-04



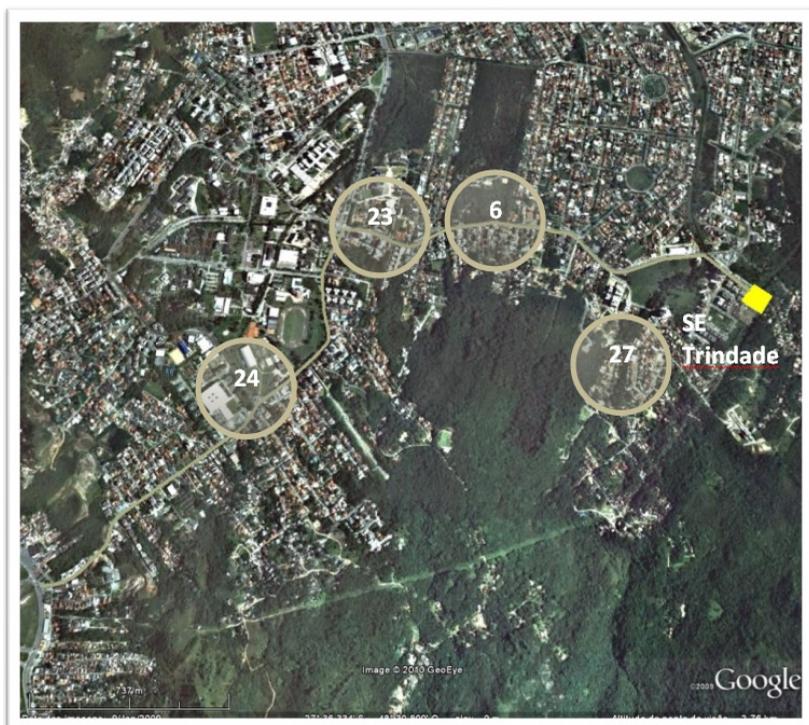
TDE-05



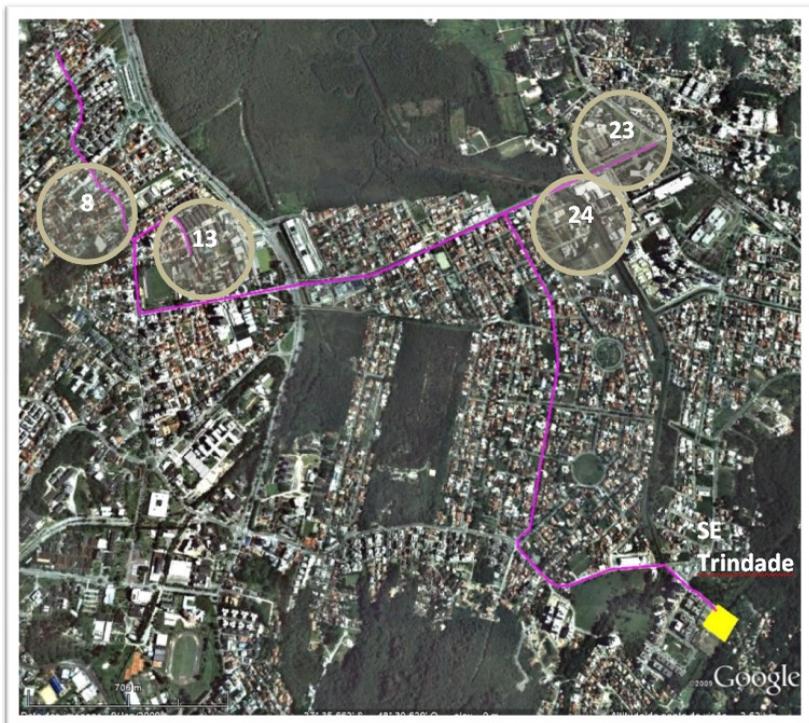
TDE-06



TDE-07



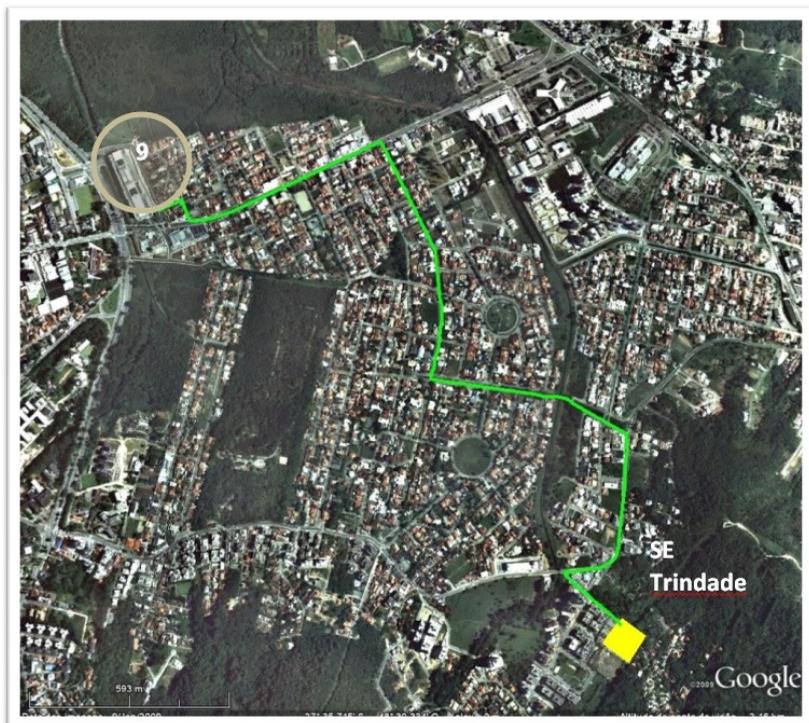
TDE-08



TDE-09



TDE-10



APÊNDICE G – Exemplo de cálculo da potência de curto-circuito trifásico nos pontos notáveis dos alimentadores da subestação Trindade

Para o alimentador TDE-10, os dados de resistência e reatância nos trechos são dados conforme o quadro abaixo.

Onde,

$$S_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$V_{base} = 13,8 \text{ kV}$$

Trecho		Extensão (km)	Código	I (A)	Cabo		
Pt0	PtA				Tipo	R (p.u)	X (p.u)
1	0	0,02	46	510	336,4 CA	0,002	0,004
2	1	2,64	66	426	240 mm2 AMX	0,228	0,169
3	2	0,14	66	426	240 mm2 AMX	0,012	0,009
4	3	0,01	46	510	336,4 CA	0,001	0,002
5	4	0,03	46	510	336,4 CA	0,003	0,006
6	4	0,01	46	510	336,4 CA	0,001	0,002
7	2	0,01	46	510	336,4 CA	0,001	0,002
8	5	0,15	66	426	240 mm2 AMX	0,013	0,010
9	8	0,01	66	426	240 mm2 AMX	0,001	0,001
10	8	0,01	66	426	240 mm2 AMX	0,001	0,001

Para os valores de resistência do sistema elétrico até o ponto da subestação - SE (ponto 0), são obtidos dos valores de impedância polar fornecidos pela concessionária local (ver Anexo 3), constituindo a impedância equivalente do sistema.

No transformador TT-3:

$$Z_{equivalente SE} = 0,6445 \angle 84,4$$

$$\dot{Z}_{equivalente SE} = 0,063 + j0,641 \text{ [p.u]}$$

Para obter as correntes de curto-circuitos nos pontos enumerados, acumula-se a impedância do trecho considerado com a impedância equivalente do sistema:

$$\dot{Z}_{acumulada \text{ no ponto}} = \dot{Z}_{equivalente SE} + \sum \dot{Z}_{trechos}$$

Os trechos em questão referem-se aos trechos desde a subestação até o ponto em que se deseja calcular a corrente.

Aplica-se a equação da corrente de curto-circuito trifásico:

$$I_{CC \ 3\phi \text{ no ponto}} = \frac{1}{|\dot{Z}_{acumulada \text{ no ponto}}|} \times I_{base}$$

Onde,

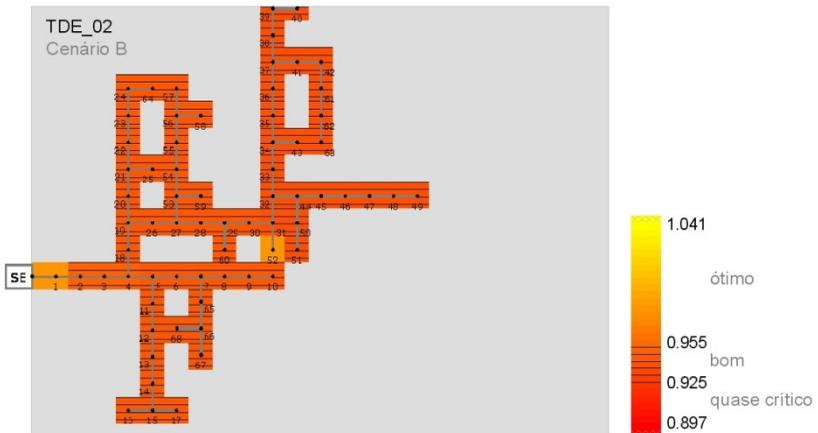
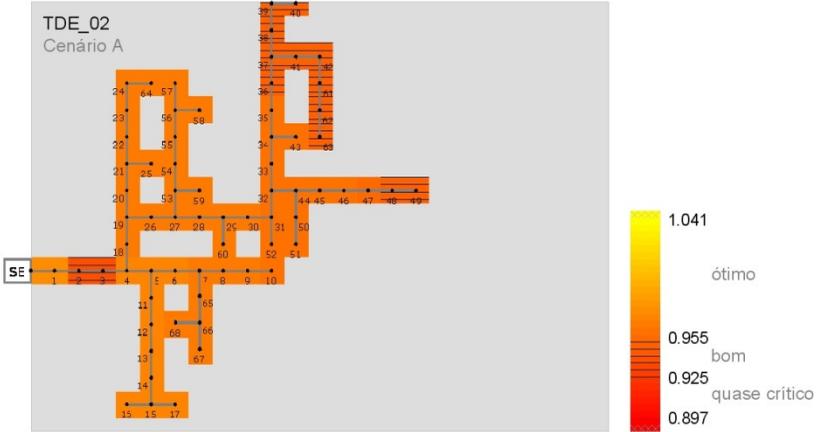
$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}}$$

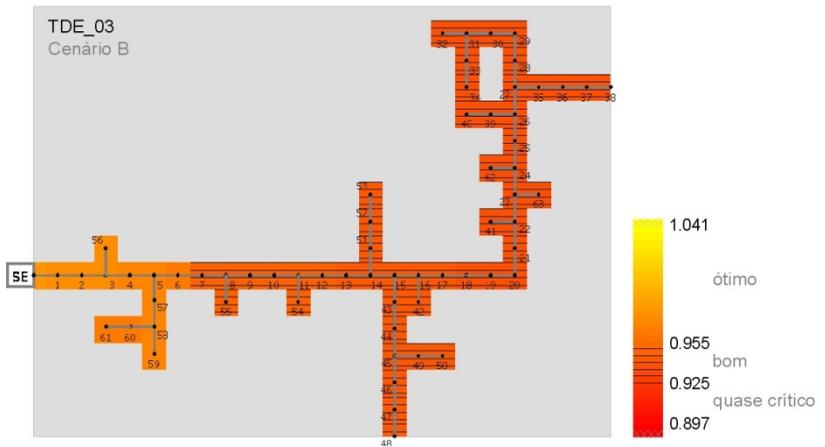
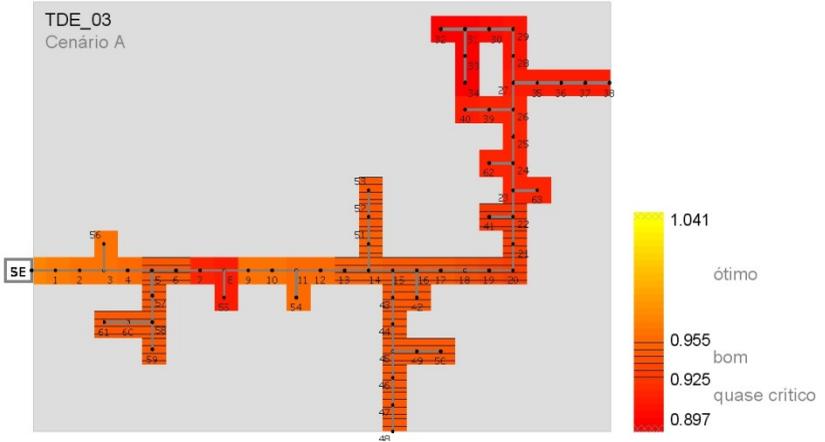
A potência de curto-circuito é obtida em:

$$P_{CC_{\text{ponto}}} = V_{\text{base}} \times I_{CC\ 3\phi_{\text{no ponto}}}$$

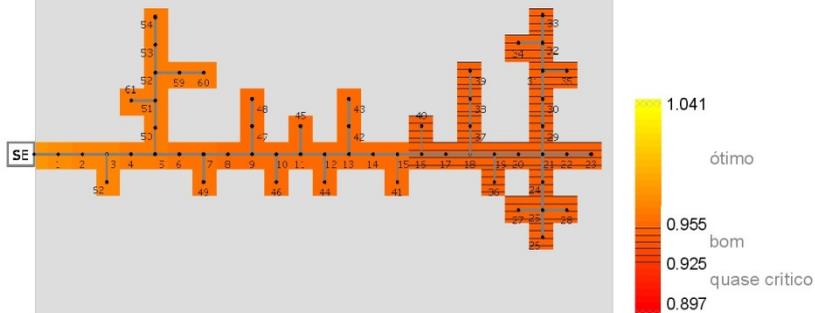
Ponto	$\dot{Z}_{\text{acumulada no ponto}}$	$ \dot{Z}_{\text{acum. pto}} $	$I_{CC\ 3\phi_{\text{no ponto}}}$	$P_{CC_{\text{ponto}}}$
			A	MVA
10	0,323+j0,842	0,902	4639,51	64,03
9	0,323+j0,842	0,902	4639,51	64,03
8	0,322+j0,841	0,901	4644,18	64,09
7	0,294+j0,816	0,868	4821,37	66,53
6	0,307+j0,828	0,883	4740,00	65,41
5	0,309+j0,832	0,887	4715,15	65,07
4	0,306+j0,825	0,880	4752,52	65,58
3	0,305+j0,823	0,878	4765,11	65,76
2	0,293+j0,814	0,865	4834,31	66,71
1	0,0649+j0,645	0,648	6451,40	89,03

APÊNDICE H – Representação gráfica do nível de tensão nos pontos notáveis dos alimentadores da subestação Trindade para os cenários A e B

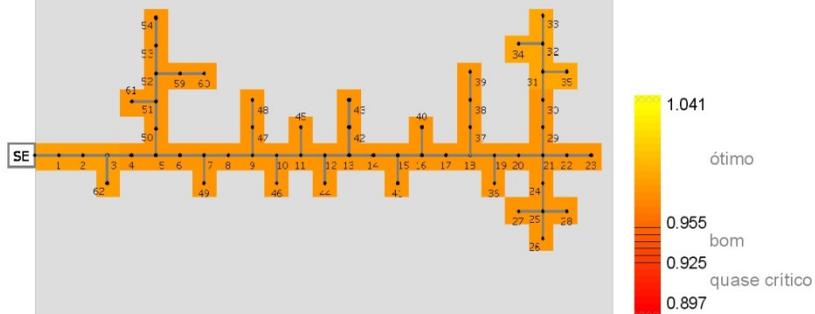


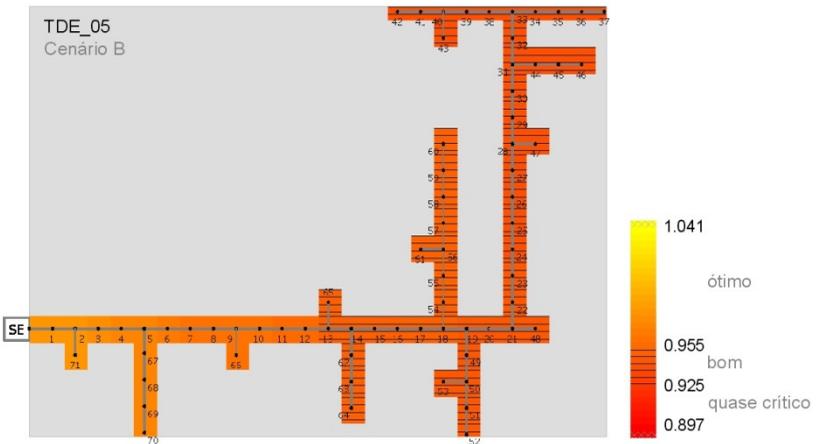
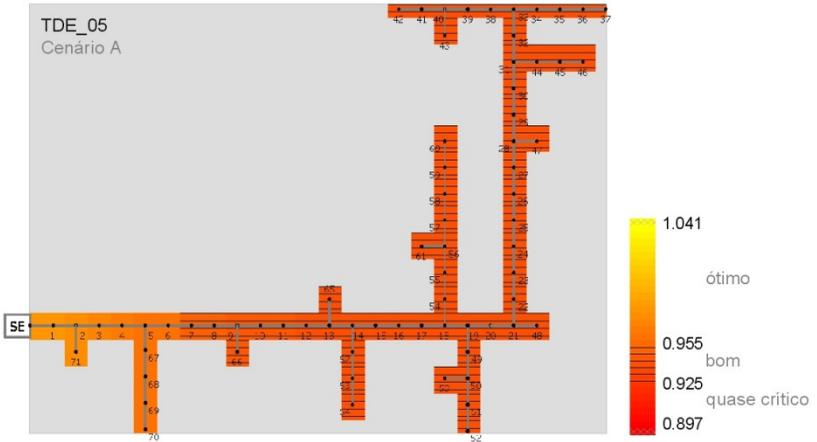


TDE_04
Cenário A

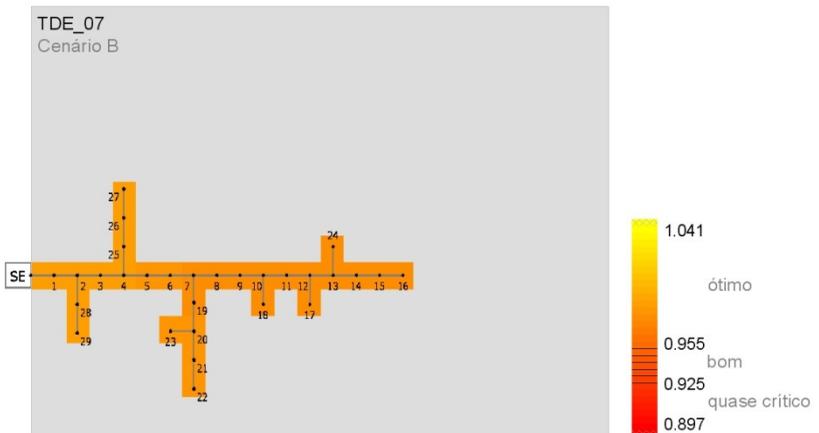
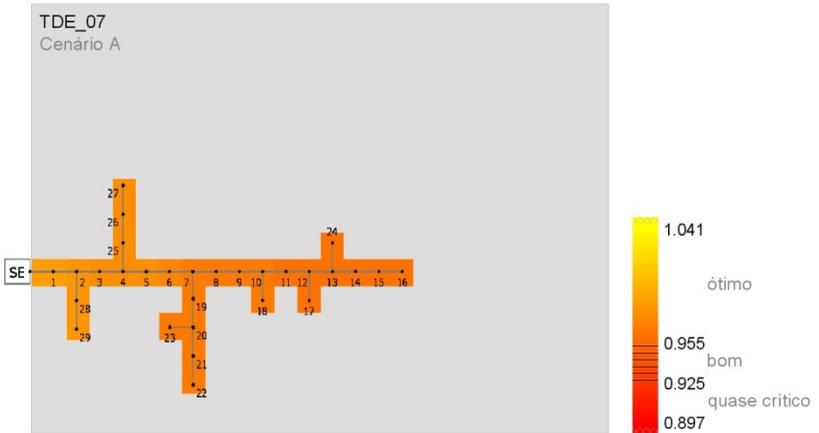


TDE_04
Cenário B

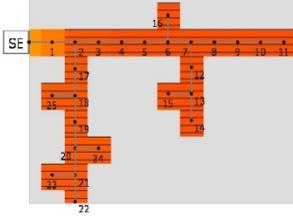




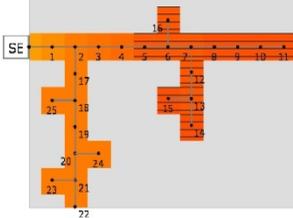


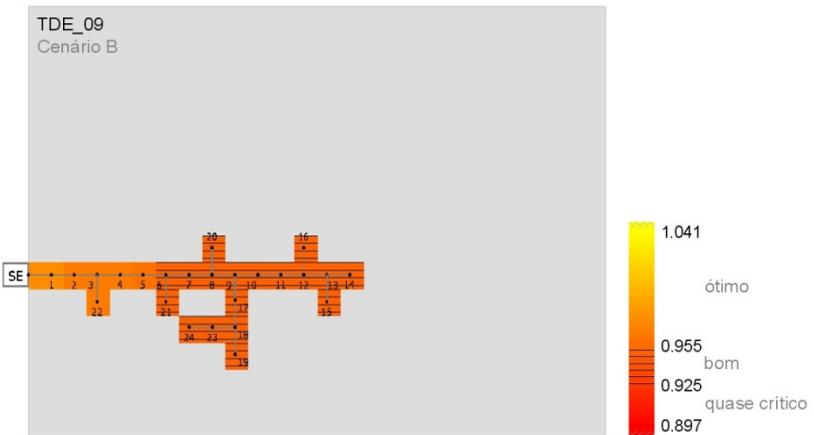
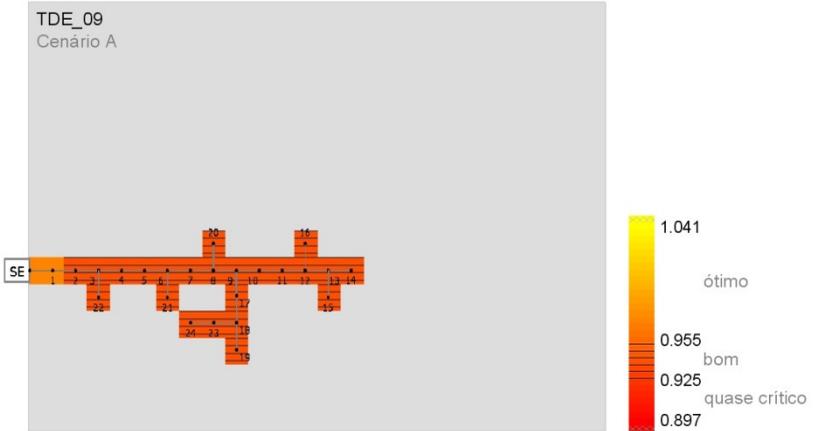


TDE_08
Cenário A

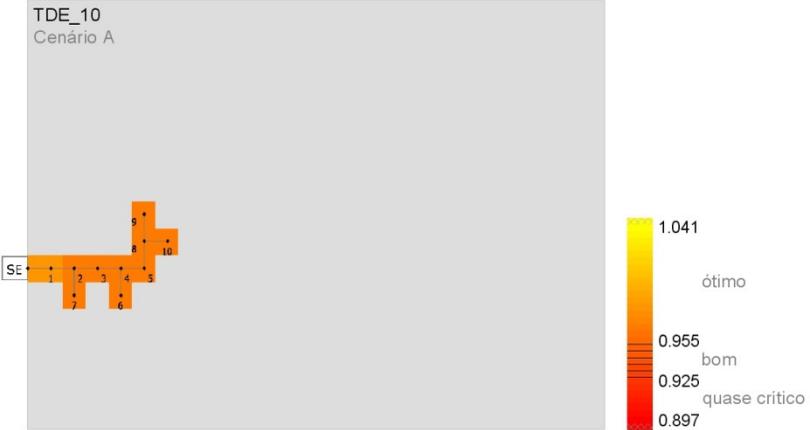


TDE_08
Cenário B

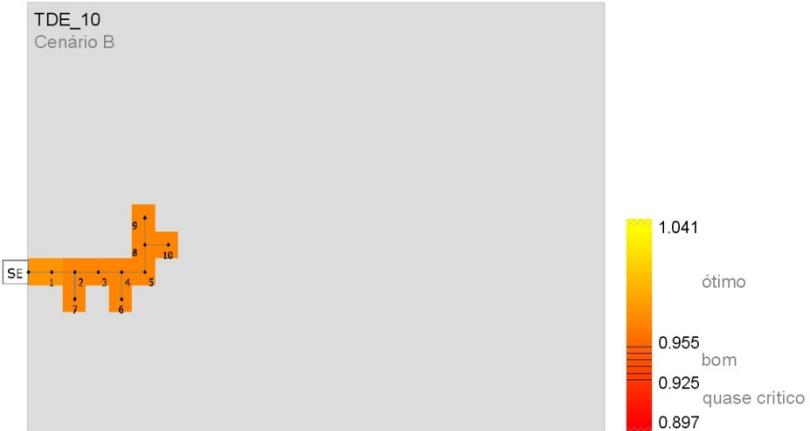




TDE_10
Cenário A



TDE_10
Cenário B



APÊNDICE I – Carregamento relativo nos trechos dos alimentadores da subestação Trindade para os canários A, B, C e D

TDE-03

Trecho		Cabo			Relativo	Relativo	Relativo	Relativo
PI0	PTA	Código	Tipo	I (A)	Cenário A (%)	Cenário B (%)	Cenário C (%)	Cenário D (%)
1	0	46	336,4 CA	510	75,3	29,8	41,4	13,3
2	1	46	336,4 CA	510	75,3	29,8	41,4	13,3
3	2	46	336,4 CA	510	75,3	29,8	41,4	13,3
4	3	46	336,4 CA	510	74,8	29,6	41,5	13,2
5	4	46	336,4 CA	510	74,8	29,6	41,5	13,2
6	5	46	336,4 CA	510	69,4	26,7	43,2	11,2
7	6	46	336,4 CA	510	69,4	26,7	43,1	11,2
8	7	46	336,4 CA	510	69,4	26,7	43,2	11,2
9	8	46	336,4 CA	510	66,0	25,3	41,0	11,2
10	9	46	336,4 CA	510	65,8	25,3	41,0	11,2
11	10	46	336,4 CA	510	65,7	25,3	41,1	11,1
12	11	46	336,4 CA	510	65,7	25,3	41,1	11,1
13	12	46	336,4 CA	510	65,0	25,0	41,2	11,0
14	13	46	336,4 CA	510	64,0	24,8	41,0	10,8
15	14	46	336,4 CA	510	60,8	23,8	41,8	10,2
16	15	46	336,4 CA	510	51,8	20,0	37,4	8,6
17	16	46	336,4 CA	510	51,7	20,0	37,4	8,6
18	17	46	336,4 CA	510	50,0	19,7	37,6	8,3
19	18	46	336,4 CA	510	45,9	19,8	38,3	7,6
20	19	46	336,4 CA	510	42,5	20,4	38,8	7,1
21	20	46	336,4 CA	510	38,8	21,6	39,4	6,5
22	21	46	336,4 CA	510	35,0	23,2	40,0	5,9
23	22	46	336,4 CA	510	31,4	25,2	40,5	5,5
24	23	46	336,4 CA	510	30,8	12,0	25,4	5,4
25	24	41	1/0 CA	215	73,9	28,9	60,9	12,9
26	25	41	1/0 CA	215	73,9	28,9	60,9	12,9
27	26	41	1/0 CA	215	65,1	30,8	62,3	11,9
28	27	41	1/0 CA	215	47,7	39,8	64,9	10,5
29	28	41	1/0 CA	215	40,9	11,1	33,9	10,1
30	29	41	1/0 CA	215	31,4	18,9	34,4	5,8
31	30	41	1/0 CA	215	24,5	21,7	5,7	5,3
32	31	41	1/0 CA	215	6,0	5,9	6,2	5,3
33	31	41	1/0 CA	215	12,4	11,2	2,0	2,3
34	33	3	6 Cu	120	31,1	28,0	5,1	5,7
35	27	41	1/0 CA	215	14,7	13,5	2,4	2,7
36	35	41	1/0 CA	215	11,2	10,3	1,9	2,1
37	36	41	1/0 CA	215	6,0	5,5	1,0	1,1
38	37	41	1/0 CA	215	0,8	0,7	0,1	0,1
39	26	37	4 CA	125	10,7	9,9	1,8	2,0
40	39	37	4 CA	125	6,0	5,6	1,0	1,1
41	22	3	6 Cu	120	7,9	7,3	1,3	1,5
42	16	46	336,4 CA	510	0,0	0,0	0,0	0,0
43	15	44	4/0 CA	340	13,5	12,8	2,4	2,6
44	43	44	4/0 CA	340	13,5	12,8	2,4	2,6
45	44	41	1/0 CA	215	21,6	20,5	3,8	4,1
46	45	41	1/0 CA	215	17,4	16,5	3,1	3,3
47	46	41	1/0 CA	215	12,0	11,4	2,1	2,3
48	47	3	6 Cu	120	12,8	12,1	2,3	2,5
49	45	41	1/0 CA	215	4,2	4,0	0,7	0,8
50	49	41	1/0 CA	215	3,1	2,9	0,5	0,6
51	14	3	6 Cu	120	16,3	15,5	2,9	3,1
52	51	3	6 Cu	120	13,9	13,2	2,4	2,6
53	52	39	2 CA	165	3,2	3,0	0,6	0,6
54	11	46	336,4 CA	510	0,0	0,0	0,0	0,0
55	8	46	336,4 CA	510	0,0	0,0	0,0	0,0
56	3	46	336,4 CA	510	0,2	0,2	0,0	0,0
57	5	46	336,4 CA	510	5,4	5,3	2,1	2,1
58	57	46	336,4 CA	510	5,4	5,3	2,1	2,1
59	58	46	336,4 CA	510	0,2	0,2	0,0	0,0
60	58	37	4 CA	125	13,1	12,8	6,7	6,7
61	60	3	6 Cu	120	5,1	5,0	7,2	7,3
62	24	46	336,4 CA	510	0,0	0,0	0,0	0,0
63	23	46	336,4 CA	510	0,1	0,1	0,0	0,0

TDE-04

Trecho		Cabo			Relativo	Relativo	Relativo	Relativo
PtO	PIA	Código	Tipo	I (A)	Cenário A (%)	Cenário B (%)	Cenário C (%)	Cenário D (%)
1	0	46	336,4 CA	510	71.2	18.8	42.6	23.5
2	1	46	336,4 CA	510	71.0	18.8	42.7	23.4
3	2	46	336,4 CA	510	70.9	18.8	42.8	2.3
4	3	46	336,4 CA	510	70.6	18.7	43.0	23.1
5	4	46	336,4 CA	510	70.6	23.3	28.5	23.1
6	5	46	336,4 CA	510	62.9	17.6	31.3	20.0
7	6	46	336,4 CA	510	60.3	16.3	32.4	18.9
8	7	46	336,4 CA	510	45.0	14.5	32.7	18.6
9	8	46	336,4 CA	510	45.0	14.5	32.7	18.6
10	9	46	336,4 CA	510	43.2	15.3	33.4	17.8
11	10	46	336,4 CA	510	41.0	16.5	34.9	16.3
12	11	46	336,4 CA	510	34.9	20.5	37.1	13.9
13	12	46	336,4 CA	510	34.9	20.5	37.1	13.9
14	13	46	336,4 CA	510	32.2	22.6	38.2	12.9
15	14	46	336,4 CA	510	31.6	23.1	38.4	12.7
16	15	46	336,4 CA	510	30.2	24.2	38.9	12.2
17	16	46	336,4 CA	510	27.8	26.3	39.8	11.3
18	17	46	336,4 CA	510	27.2	26.8	40.0	11.0
19	18	46	336,4 CA	510	17.1	27.9	35.8	6.9
20	19	46	336,4 CA	510	15.3	29.5	36.3	6.4
21	20	46	336,4 CA	510	8.0	11.7	15.2	3.2
22	21	46	336,4 CA	510	0.3	0.3	0.1	0.1
23	22	46	336,4 CA	510	0.1	0.1	0.0	0.0
24	21	3	6 Cu	120	40.2	76.5	93.8	16.3
25	24	3	6 Cu	120	40.2	38.9	15.9	16.9
26	25	3	6 Cu	120	6.6	6.4	2.6	2.7
27	25	39	2 CA	165	6.9	6.6	2.7	2.8
28	25	39	2 CA	165	9.2	9.0	3.6	3.7
29	20	41	1/0 CA	215	14.4	46.6	52.4	7.5
30	29	41	1/0 CA	215	14.4	46.6	52.4	7.5
31	30	37	4 CA	125	20.3	81.4	88.8	11.4
32	31	37	4 CA	125	9.0	8.6	3.5	3.7
33	32	37	4 CA	125	2.3	2.2	0.9	0.9
34	32	3	6 Cu	120	5.5	5.3	2.2	2.3
35	31	3	6 Cu	120	9.3	8.9	5.4	5.7
36	19	37	4 CA	125	4.8	4.7	1.3	1.3
37	18	41	1/0 CA	215	24.4	4.0	10.5	10.1
38	37	41	1/0 CA	215	19.3	1.9	12.6	8.4
39	38	41	1/0 CA	215	9.4	9.1	3.7	3.8
40	16	3	6 Cu	120	9.2	9.0	3.7	3.8
41	15	3	6 Cu	120	2.2	2.1	0.5	0.5
42	13	41	1/0 CA	215	6.5	6.4	2.6	2.6
43	42	41	1/0 CA	215	3.4	3.3	1.4	1.4
44	12	46	336,4 CA	510	0.0	0.0	0.0	0.0
45	11	41	1/0 CA	215	14.7	14.4	5.9	6.0
46	10	3	6 Cu	120	13.5	13.2	9.4	9.6
47	9	37	4 CA	125	5.8	5.7	2.4	2.4
48	47	37	4 CA	125	2.6	2.5	1.0	1.1
49	7	41	1/0 CA	215	36.8	36.1	0.8	0.8
50	5	46	336,4 CA	510	3.6	3.5	1.5	1.5
51	50	46	336,4 CA	510	2.5	2.4	1.0	1.0
52	51	46	336,4 CA	510	2.3	2.3	1.0	1.0
53	52	46	336,4 CA	510	1.1	1.1	0.4	0.4
54	53	46	336,4 CA	510	0.5	0.5	0.2	0.2
59	52	39	2 CA	165	3.6	3.6	1.5	1.5
60	59	39	2 CA	165	3.6	3.6	1.5	1.5
61	51	46	336,4 CA	510	0.0	0.0	0.0	0.0
62	3	46	336,4 CA	510	0.2	0.2	0.1	0.1

TDE-05

Trecho		Cabo			Relativo	Relativo	Relativo	Relativo
PtD	PIA	Código	Tipo	I (A)	Cenário A (%)	Cenário B (%)	Cenário C (%)	Cenário D (%)
1	0	46	336,4 CA	510	62.6	38.5	15.1	11.1
2	1	46	336,4 CA	510	62.6	38.5	15.1	11.1
3	2	46	336,4 CA	510	61.0	37.0	15.3	10.8
4	3	46	336,4 CA	510	59.5	35.7	15.5	10.5
5	4	46	336,4 CA	510	59.5	35.7	15.6	10.5
6	5	46	336,4 CA	510	57.9	39.4	9.7	10.2
7	6	46	336,4 CA	510	57.7	39.1	9.8	10.2
8	7	46	336,4 CA	510	57.1	38.6	9.9	10.0
9	8	46	336,4 CA	510	56.3	37.9	10.0	9.9
10	9	46	336,4 CA	510	56.3	37.9	10.0	9.9
11	10	46	336,4 CA	510	56.2	37.7	10.0	9.9
12	11	46	336,4 CA	510	54.4	36.0	10.2	9.6
13	12	46	336,4 CA	510	52.8	40.1	4.7	9.3
14	13	46	336,4 CA	510	49.4	36.7	6.1	6.8
15	14	46	336,4 CA	510	47.1	34.5	6.3	6.5
16	15	46	336,4 CA	510	46.8	34.2	6.4	6.4
17	16	46	336,4 CA	510	45.7	33.1	6.5	6.2
18	17	46	336,4 CA	510	44.2	31.6	6.7	6.0
19	18	46	336,4 CA	510	39.1	36.0	2.7	5.2
20	19	46	336,4 CA	510	36.7	33.6	2.6	5.1
21	20	46	336,4 CA	510	36.6	33.5	2.6	5.0
22	21	44	4/0 CA	340	54.6	50.0	3.8	7.5
23	22	44	4/0 CA	340	53.2	48.6	3.6	7.3
24	23	44	4/0 CA	340	50.9	46.3	3.2	7.0
25	24	44	4/0 CA	340	44.9	40.5	2.4	6.2
26	25	44	4/0 CA	340	40.2	35.8	1.8	5.5
27	26	44	4/0 CA	340	36.3	32.0	1.4	5.0
28	27	44	4/0 CA	340	35.8	31.5	1.4	5.0
29	28	44	4/0 CA	340	35.3	30.9	1.3	4.9
30	29	44	4/0 CA	340	30.4	26.1	1.2	4.3
31	30	44	4/0 CA	340	29.9	25.6	1.3	4.3
32	31	44	4/0 CA	340	17.1	16.8	3.3	3.3
33	32	44	4/0 CA	340	15.3	15.1	3.3	3.2
34	33	44	4/0 CA	340	9.2	9.1	1.4	1.4
35	34	44	4/0 CA	340	6.2	6.1	1.0	1.0
36	35	44	4/0 CA	340	2.7	2.6	0.4	4.0
37	36	44	4/0 CA	340	0.6	0.6	0.1	0.1
38	33	44	4/0 CA	340	6.1	6.0	3.3	3.1
39	38	44	4/0 CA	340	5.5	5.4	3.4	3.3
40	39	44	4/0 CA	340	2.8	2.7	0.4	0.4
41	40	44	4/0 CA	340	0.2	0.1	0.0	0.0
42	41	44	4/0 CA	340	0.0	0.0	0.0	0.0
43	40	3	6 Cu	120	10.0	9.9	1.6	1.6
44	31	3	6 Cu	120	44.6	30.1	9.8	7.0
45	44	3	6 Cu	120	31.9	18.1	11.1	5.0
46	45	3	6 Cu	120	9.1	9.0	1.4	1.4
47	28	44	4/0 CA	340	0.0	0.0	0.0	0.0
48	21	44	4/0 CA	340	0.0	0.0	0.0	0.0
49	19	37	4 CA	125	8.2	8.1	0.5	0.5
50	49	37	4 CA	125	7.7	7.6	0.4	0.4
51	50	37	4 CA	125	2.1	2.0	0.3	0.3
52	51	3	6 Cu	120	2.2	2.2	0.4	0.4
53	50	37	4 CA	125	5.1	5.0	0.0	0.0
54	18	37	4 CA	125	18.2	26.8	37.5	2.9
55	54	37	4 CA	125	17.7	27.2	37.5	2.8
56	55	37	4 CA	125	16.6	28.0	37.7	2.6
57	56	37	4 CA	125	6.3	6.2	1.0	1.0
58	57	3	6 Cu	120	9.1	8.9	1.4	1.4
59	58	39	2 CA	165	4.6	4.5	0.7	0.7
60	59	39	2 CA	165	4.0	3.9	0.6	0.6
61	56	37	4 CA	125	6.6	36.2	39.0	1.1
62	14	46	336,4 CA	510	1.8	1.8	0.3	0.3
63	62	46	336,4 CA	510	1.1	1.1	0.2	0.2
64	63	46	336,4 CA	510	0.0	0.0	0.0	0.0
65	13	41	1/0 CA	215	7.9	7.8	6.1	6.2
66	9	46	336,4 CA	510	0.0	0.0	0.0	0.0
67	5	46	336,4 CA	510	1.6	5.0	6.0	0.3
68	67	46	336,4 CA	510	1.5	5.1	6.1	0.2
69	68	46	336,4 CA	510	0.7	0.7	0.1	0.1
70	69	46	336,4 CA	510	0.3	0.3	0.0	0.0
71	2	46	336,4 CA	510	0.0	0.0	0.0	0.0

Anexos

ANEXOS

ANEXO A – Tabela de cabos CELESC

ANEXO B – Diagrama unifilar da subestação Trindade

ANEXO C – Impedância equivalente do sistema elétrico até o ponto da subestação Trindade

ANEXO A – Tabela de cabos CELESC

°	CABO	I	R_POS	X_POS	R0	X0
		(A)	(Ω /km)	(Ω /km)	(Ω /km)	(Ω /km)
1	8 Cu	90	2.359	0.525	2.536	1.982
2	7 Cu	95	1.709	0.525	2.536	1.97
3	6 Cu	120	1.485	0.508	1.659	1.965
4	5 Cu	145	1.178	0.499	1.356	1.98
5	4 Cu	170	0.934	0.49	1.108	1.947
6	3 Cu	195	0.7665	0.4785	0.926	1.936
7	2 Cu	220	0.599	0.467	0.773	1.925
8	1 Cu	270	0.188	0.425	0.366	0.872
9	1/0 Cu	310	0.377	0.451	0.551	1.908
10	2/0 Cu	360	0.299	0.442	0.473	1.899
11	3/0 Cu	420	0.237	0.426	0.414	1.883
12	4/0 Cu	480	0.188	0.42	0.366	2.064
13	250 Cu	540	0.146	0.388	0.324	2.032
14	300 Cu	610	0.122	0.381	0.3	2.025
15	350 Cu	670	0.105	0.375	0.283	2.019
16	400 Cu	730	0.092	0.374	0.27	2.018
17	450 Cu	780	0.082	0.37	0.26	2.014
18	500 Cu	840	0.074	0.366	0.252	2.01
19	6 CAA	100	2.473	0.529	2.65	1.987
20	5 CAA	120	2.035	0.5255	2.212	1.983
21	4 CAA	140	1.598	0.522	1.772	1.979
22	3 CAA	160	1.35	0.527	1.535	2.098
23	2 CAA	180	1.05	0.522	1.224	1.982
24	1 CAA	176	0.895	0.526	1.07	2.09
25	1/0 CAA	230	0.7	0.52	0.874	1.978
26	2/0 CAA	270	0.56	0.51	0.734	1.967
27	3/0 CAA	300	0.449	0.498	0.623	1.955
28	4/0 CAA	350	0.368	0.475	0.542	1.932
29	266(1) CAA-1F	460	0.218	0.465	0.396	2.109
30	266(2) CAA-26F	460	0.219	0.378	0.397	2.022
31	300 CAA	490	0.193	0.37	0.371	2.014
32	336,4 CAA	530	0.19	0.388	0.364	1.846
33	397,5 CAA	600	0.127	0.36	0.305	2.004
34	477 CAA	670	0.106	0.3	0.284	1.944
35	500 CAA	690	0.116	0.351	0.294	1.995
36	6 CA	110	2.4	0.503	2.577	1.961
37	4 CA	125	1.504	0.486	1.703	1.943
38	3 CA	145	1.226	0.477	1.403	1.9345
39	2 CA	165	0.948	0.468	1.137	1.926
40	1 CA	190	0.751	0.46	0.929	1.918
41	1/0 CA	215	0.605	0.451	0.779	1.917
42	2/0 CA	260	0.479	0.442	0.653	1.899
43	3/0 CA	300	0.375	0.433	0.552	1.891
44	4/0 CA	340	0.297	0.424	0.476	1.882
45	266,8 CA	475	0.214	0.393	0.392	2.037
46	336,4 CA	510	0.187	0.403	0.365	1.86
47	500 CA	690	0.1267	0.387	0.304	2.031
48	336,4 SR	390	0.208	0.288	0.386	1.932
49	336,4 CR	395	0.22	0.403	0.398	2.047
50	336,4 CZ	395	0.187	0.403	0.365	2.047

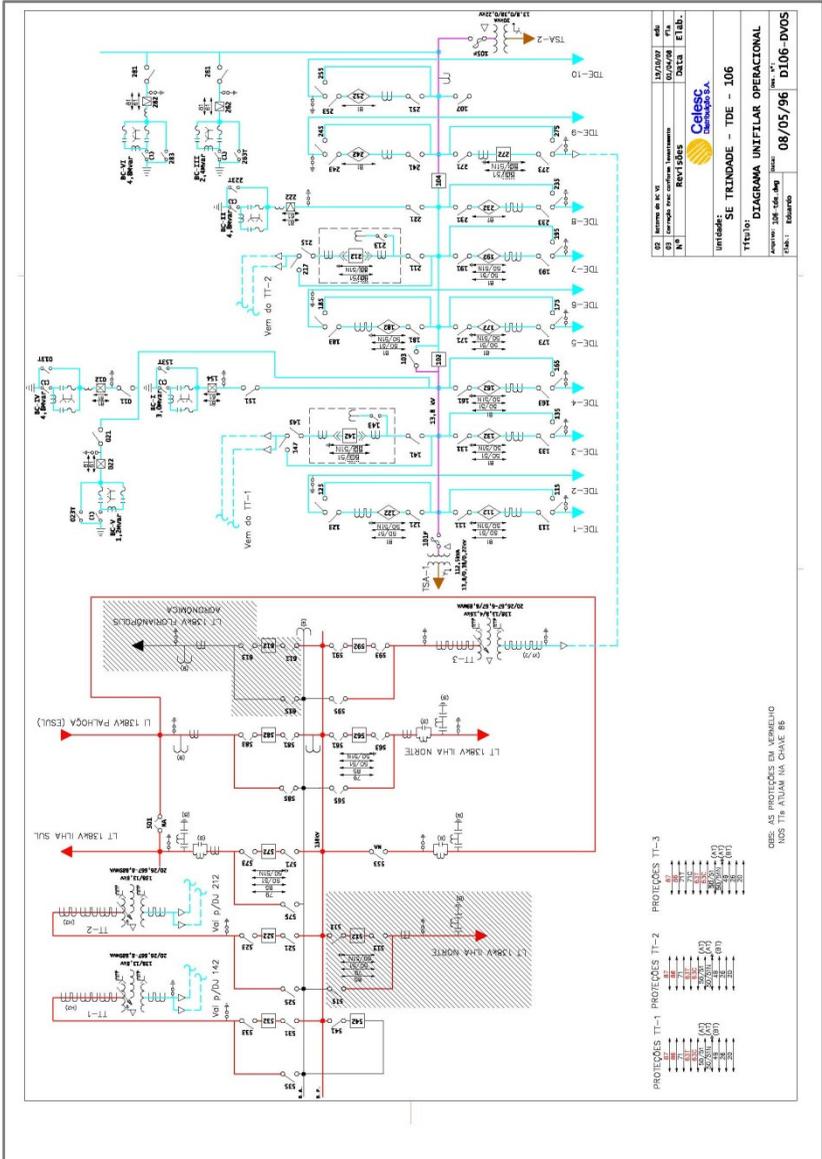
Continua

N°	CABO	I (A)	R_POS (Ω /km)	X_POS (Ω /km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)
51	25 mm ²	170	0.934	0.49	1.108	1.947
52	35 mm ²	220	0.599	0.467	0.773	1.925
53	10mm ² AI	51	3.08		3.258	
54	16mm ² AI	65	1.91		2.088	
55	25mm ² AI	95	0		0	
56	35mm ² AI	130	0		0	
57	10mm ² CI	75	1.83		2.008	
58	16mm ² CI	87	1.15		1.329	
59	25mm ² CI	127	0		0	
60	35mm ² CI	185	0		0	
61	6 mm ² CI	36	2.3		2.478	
62	16 mm ² Cu	143	1.14		1.318	
63	25 mm ² AMX	93	0		0	
64	35 mm ² AMX	123				
65	70 mm ² AMX	196				
66	240 mm ² AMX	426	0	0	0	
67	50 mm ² CA	200	1		1.178	
68	4.8 mm ACO HS	10	13.8418	0.9882	13.901	0.9882
69	266.8 CA	362	0.213	0.406	0.4205	1.871
70	336,4 SP	390	0.208	0.25	0.386	
71	266.8 CA	362	0.213	0.406	0.4025	1.871
72	333,3 Cu	333	0.211	0.406	0.3421	1.871
73	50 mm ² AMX	150				
74	50 mm ² RDS-AL	131	0	0		
75	70 mm ² RDS-AL	161	0	0		
76	400 mm ² RDS-AL	427	0	0		
77	120 mm ² RDS-AL	220	0	0		
78	477 MCM-CA(NU)	531	0.133	0.3676		
79	240 mm ² RDS-AL	331	0	0		
80	150 mm ² (CS-Cu)TR	323	0.161	0.121		
81	70 mm ² (CS-Cu)MO	249	0.355	0.307		
82	240 mm ² (CS-AL)MO	372	0.1588	0.27		
83	4,8 MM - AÇO HS	10	13.8418	0.9882	13.901	0.9882
84	50 mm ² -SP(15KV)	248	0.3065	0.8218	0.9995	2.4082
85	150 mm ² -SP(15KV)	504	0.2663	0.2641	0.4418	2.3677
86	185 mm ² -SP(15KV)	581	0.2575	0.2102	0.3879	2.3589
87	240 mm ² -SP(15KV)	691	0.2459	0.1603	0.338	2.3473
88	50 mm ² -SP(25KV)	247	0.8218	0.3354	0.9995	2.4368
89	4,5MM CI	50	4		4.178	
90	2,5 mm ² CI	30	5	0.1	5.178	0.1
91	150 mm ² -SP(25KV)	493	0.2641	0.2952	0.4418	2.3966
92	185 mm ² -SP(25KV)	574	0.2102	0.2864	0.3879	2.3878
93	240 mm ² -SP(25KV)	682	0.1603	0.2748	0.338	2.3762
94	185 mm ² -SP(35KV)	549	0.2102	0.2864	0.3879	2.3878
95	240 mm ² -SP(35KV)	651	0.1603	0.2748	0.338	2.3762
96	50 mm ² 2-RDS-CU-15kV	166	0.495	0.152		
97	120 mm2 AMX	280				
98	16 mm2 AMX	68	0	0	0	0

Continua

N°	CABO	I (A)	R_POS (Ω/km)	X_POS (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
99	10 mm2 AMX	51	0	0	0	0
100	95 mm2 AMX	226				
101	336,4 x 2 CA	1020	0.0935	0.2015	0.58	2.379
102	35mm2-RDS-15kV	91	0.545	0.162	0.7223	2.228
103	300mm2-Cu-15 kV	617	0.0816	0.1309	1.2063	1.6008
104	636 CAA	775	0.1116	0.3631	0.2828	1.8437
105	636 CA	745	0.1111	0.373	0.2823	1.8536
106	240mm2-Cu-15kV	547	0.1003	0.1352	1.2343	1.6086
107	240mm2-Al-15kV	432	0.1634	0.1354	1.2977	1.6089
108	16 mm2-RDS-CU	68				
109	50 MM2 Cu	310	0.377	0.451	0.551	1.908
110	240mm2 x 2 AMX-15kV	750	0.0822	0.061		
111	35 mm2-RDS-CU	105				
112	70 mm2-RDS-CU	153				
113	50mm2-RDS-25kV	128	0.495	0.161		
114	35mm2-RDS-25kV	109	0.669	0.177		
115	35mm2-RDS-15kV	151				
116	150mm2 RDS-CU	230				
117	70+50mm2-AMX-15kV	172	0.5692	0.1348		
118	50+50mm2-AMX-15kV	138	0.8226	0.1411		
119	120+70mm2-AMX-15kV	241	0.3264	0.1245		
120	185+95mm2-AMX-15kV	316	0.2134	0.1202		
121	240+95mm2-AMX-15kV	375	0.1644	0.122		
122	70+50mm2-AMX-25kV	172	0.5692	0.1389		
123	120+70mm2-AMX-25kV	241	0.3264	0.1287		
124	185+95mm2-AMX-25kV	316	0.2134	0.1204		
125	50+50mm2-AMX-25kV	138	0.8226	0.15		
126	50+50mm2-AMX-35kV	138	0.8226	0.1661		
127	70+50mm2-AMX-35kV	172	0.5692	0.1537		
128	120+70mm2-AMX-35kV	241	0.3264	0.1391		
129	185+95mm2-AMX-35kV	316	0.1298	0.1298		
130	240+95mm2-AMX-35kV	375	0.1644	0.1203		
162	1/0 CA-SP	215				
181	4/0 CA-SP					
281	10 mm2	50	1.4	0.5	1.7	2
301	6 mm2	36	1.6	0.5	1.9	2

ANEXO B – Diagrama unifilar da subestação Trindade



01	Elaboração do P.O.C.	13/03/2006	ELB
02	Revisão do P.O.C.	13/03/2006	ELB
03	Revisão do P.O.C. conforme homologação	13/03/2006	ELB
04	Revisão de detalhes	13/03/2006	ELB
05	Revisão de detalhes	13/03/2006	ELB

Cellesc
 Engenharia de Soluções em Energia Elétrica

Identificação: **SE TRINDADE - TDE - 106**

Título: **DIAGRAMA UNITÁRIO OPERACIONAL**

Data: **08/05/96**
 Projeto: **DIAGRAMA UNITÁRIO OPERACIONAL**
 Autor: **EDUARDO**

PROTETORES TT-1 PROTETORES TT-2 PROTETORES TT-3

511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

USAR SE APRESENTAR O ARRENDAMENTO
 NOS TÍTULOS DA CHAVE DE

ANEXO C – Impedância equivalente do sistema elétrico até o ponto da subestação Trindade



DTE - Diretoria Técnica
 DPDP - Departamento de Operação do Sistema Elétrico
 DVEO - Divisão de Estudos de Operação de Potência

NUM	NOME	TRAFIC/ENSAO	DC SF (MVA)	DC FT (MVA)	X/R	DC FF (MVA)	X/R	Z1 pu	Z1 graus	Zo pu	Zo graus	
34207	SFO 138	138KV	2213,0	6,2	2244,7	7,8	1916,5	6,2	0,0452	807,9	0,0434	86,6
99523	SRA 23	23KV	155,8	6,7	175,7	7,5	134,9	6,7	0,6420	81,5	0,4236	85,0
34260	SRA 69	69KV	453,3	3,7	263,6	4,3	392,6	3,7	0,2206	74,9	0,6973	78,4
99641	SRS 13	13,8KV	196,1	9,8	170,2	10,4	169,8	9,8	0,5100	84,2	0,7425	85,0
34270	SRS 69	69KV	1282,1	5,5	1350,3	4,9	1110,4	5,5	0,0780	79,6	0,0663	76,1
99461	SSR 13	13,8KV	104,7	6,5	122,9	7,2	90,6	6,5	0,9554	81,3	0,5320	85,0
99467	SSR 34	34,5KV	234,8	4,2	151,4	5,2	203,4	4,2	0,4258	76,7	1,1311	81,0
99745	STA 23	23KV	25,4	2,5	33,5	2,8	22,0	2,5	3,9447	68,5	1,1092	85,0
99583	TBI 69	69KV	195,6	2,5	153,3	2,7	170,2	2,5	0,5087	68,2	0,2401	71,5
34125	TBO 69	69KV	711,8	4,7	854,5	5,3	616,4	4,7	0,1405	78,0	0,0704	84,3
34251	TBO 138	138KV	2066,5	4,5	1864,3	5,0	1789,6	4,5	0,0484	77,4	0,0642	80,7
34307	TBO 23A	23KV	398,4	6,1	242,8	7,8	345,0	6,1	0,2510	80,7	0,7343	84,1
99530	TBO 23B	23KV	160,7	9,6	216,9	9,7	139,2	9,6	0,6222	84,0	0,1387	84,5
99529	TBO 23C	23KV	179,3	8,4	195,6	9,1	155,2	8,4	0,5578	83,2	0,4181	85,0
34129	TCL 23	23KV	141,1	8,9	183,0	9,0	122,2	8,9	0,7087	83,6	0,2216	84,3
34127	TCL 138	138KV	849,0	4,2	674,9	4,8	735,2	4,2	0,1178	76,5	0,2091	79,9
34013	TDE 138	138KV	1546,6	5,4	1579,9	5,5	1339,4	5,4	0,0647	79,5	0,0606	80,1
34014	TDE 13A	13,8KV	206,2	10,1	275,6	10,2	178,6	10,1	0,4850	84,4	0,1186	84,9
34011	TDE 13B	13,8KV	205,6	10,2	274,9	10,3	178,0	10,2	0,4864	84,4	0,1186	84,9
34109	TDE 13C	13,8KV	155,2	10,2	206,7	10,2	134,4	10,2	0,6445	84,4	0,1627	84,2
34060	TGE 138	138KV	2832,3	4,7	2537,7	4,5	2452,8	4,7	0,0353	77,9	0,0476	76,7
99500	TIO 23	23KV	116,4	4,3	136,3	5,0	100,7	4,3	0,8594	76,9	0,4844	84,4
99499	TIO 69	69KV	217,0	2,8	128,5	3,4	187,8	2,8	0,4608	70,3	1,4151	79,9
34010	TJS 138	138KV	1403,0	4,7	1372,9	5,0	1215,1	4,7	0,0713	78,1	0,0760	79,8
34257	TJS 23B	T2/ I 23KV	366,2	8,2	450,5	8,6	317,1	8,2	0,2731	83,0	0,1198	84,8
34107	TKA 69	69KV	404,1	1,8	253,5	2,1	350,0	1,8	0,2474	61,4	0,6905	67,7
34079	TPY 69	69KV	1310,2	4,5	968,1	4,6	1134,6	4,5	0,0763	77,6	0,1572	77,7
99671	TRD 13	13,8KV	122,6	5,8	131,9	6,7	106,2	5,8	0,8158	80,1	0,6452	85,0
99699	TRD 69	69KV	422,3	2,5	323,4	2,6	365,7	2,5	0,2368	68,0	0,4543	70,7
99653	TRO 13A	13,8KV	201,3	9,5	213,3	10,0	174,3	9,5	0,4968	84,0	0,4129	85,0
99652	TRO 13B	13,8KV	202,6	9,4	214,8	10,0	175,5	9,4	0,4935	84,0	0,4094	85,0
34238	TRO 69B	69KV	1185,1	5,0	1142,7	4,0	1026,4	5,0	0,0844	78,7	0,0944	79,9
99861	TVO 13	13,8KV	158,6	4,1	213,5	4,4	137,3	4,1	0,6307	76,3	0,1451	85,1

Notas:

- (a) Os valores calculados consideram a presença das FCHs.
 (b) A representação dos traços indica o parâmetro dos mesmos (Ex.: T12 = T11/T12)

