RELATÓRIO FINAL

PROJETO:
Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília integrada à Rede de Distribuição da CEB

Projeto nº 5160-1710/2017
Fase de Inovação: Pesquisa Aplicada (PA)

Execução: de 02/07/2018 à 01/07/2020

Custo do Projeto: R$ 2.523.832,00
Custo da Contrapartida: R$ 117.770,00

PROPONENTES: CEB Distribuição S.A.
CEB Participações S.A.

EXECUTORA: Fundação Universidade de Brasília – UnB

INTERVENIENTE: Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos–FINATEC

Brasília, 27 de agosto de 2020

Elaborado por:	Revisado por:
Jorge Andrés Cormane Angarita Coordenador Rafael Amaral Shayani Pesquisador	Elias Barbosa de Alvarenga Gerente de Projeto

Versão 01 – 27/08/2020

RESUMO EXECUTIVO

O aumento da consciência ambiental das pessoas, aliada à redução de preço dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos, estimulou de forma expressiva o mercado da geração distribuída. Trata-se de uma mudança de paradigma no setor elétrico, em que o consumidor tem a possibilidade de reduzir os gastos com energia elétrica por meio da geração própria de energia (micro e minigeração). É nessa nova realidade que o Projeto de P&D se apresenta, visando fornecer metodologias e ferramentas para que as distribuidoras possam mais rapidamente se adaptar às novas exigências técnicas que o crescimento da geração distribuída fotovoltaica exige.

Pesquisas foram realizadas considerando as óticas da distribuidora, da academia e do consumidor. Uma ferramenta computacional para quantificação dos impactos e capacidade de hospedagem da geração distribuída foi desenvolvida, para que as distribuidoras possam analisar cenários e realizar estudos de operação e planejamento, de forma padronizada, a partir da base de dados da BDGB. Um ambiente de simulação em tempo real de redes de distribuição e microrredes foi concebida e implementada, para a execução de testes de integração de novas tecnologias relacionadas com os recursos energéticos distribuídos. Um sistema de gestão energética foi implementado para monitorar os impactos da geração distribuída no alimentador, possibilitando também acompanhar o desempenho das ações de eficiência energética nos campi. Os resultados das pesquisas foram registrados em trabalhos acadêmicos de todos os níveis, desde iniciações científicas até teses de doutorado, e artigos científicos foram submetidos para eventos nacionais e periódicos internacionais.

O projeto executado teve caráter estruturante, o qual permite o desenvolvimento de novas pesquisas, inclusive multidisciplinares, fomentando a integração de especialistas de outras áreas do conhecimento dentro da universidade em torno dos temas vinculados diretamente ao projeto.

Por fim, os últimos 4 meses de execução do projeto ocorreram durante as restrições sanitárias impostas pela pandemia mundial do Coronavírus (Covid-19). Mesmo com acesso limitado às instalações laboratoriais, e com restrições para organização de eventos de divulgação dos resultados obtidos, a equipe de pesquisadores da UnB, em parceria com a equipe de Gestão de PeD e PEE da CEB, se empenharam em formas criativas para concluir as pesquisas. Ambientes virtuais, para divulgação de webinars e ebook, foram utilizados, resultando, inclusive, em um alcance maior do que ocorreria em atividades presenciais.

É nosso desejo que as pesquisas e resultados apresentados no presente relatório contribuam para ampliar o conhecimento e melhorar o desempenho das concessionárias na área de geração distribuída e fomentem a instalação de minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior e demais instituições públicas.

Brasília, 27 de agosto de 2020.

Jorge Andrés Cormane Angarita
Coordenador

Rafael Amaral Shayani
Pesquisador

Sumário

1 Informações gerais do projeto 1
1.1 Introdução 2
1.2 Justificativas 5
1.2.1 Escolas públicas 6
1.2.2 Hospitais e unidades de saúde 6
1.2.3 Edifícios da Polícia Militar e dos Bombeiros do DF 7
1.2.4 Estações do Metrô de Brasília 12
1.2.5 Edifícios do Governo Federal em Brasília 13
1.2.6 Campus Universitário Darcy Ribeiro 14
1.2.7 Potencial solar de Brasília 15
1.2.8 Considerações finais 15
1.3 Objetivos do projeto 15
1.4 Entidade executora 18
1.5 Equipe de desenvolvimento 19
1.5.1 Minicurrículo dos pesquisadores 21
1.6 Etapas e cronograma de execução 27
1.6.1 Etapas do plano de trabalho 27
1.6.2 Cronograma 29
1.7 Referências bibliográficas do Capítulo 1 30
2. Estado da arte 31
2.1 Introdução 32
2.2 Definições 32
2.3 Fontes de informações 33
2.4 Comentários sobre as pesquisas realizadas 35
2.5 Resumo dos trabalhos classificados por temas 38
2.5.1 Planejamento da geração distribuída 39
2.5.2 Marcos regulatórios voltados para a geração distribuída 44
2.5.3 Metodologias aplicadas ao estudo da geração distribuída 45
2.5.4 Modelagem de componentes, ferramentas computacionais e laboratórios 49
2.5.5 Impactos decorrentes da penetração de geração distribuída nas redes de distribuição 52
2.5.6 Estudos de casos com aplicação de geração distribuída 56
2.5.7 Redes inteligentes no contexto da geração distribuída 59
2.5.8 Proteção e controle aplicados à geração distribuída 61

2.5.9 Microrredes no contexto da geração distribuída 66
2.5.10 Armazenamento de energia na geração distribuída 68
2.5.11 Fontes de energia na geração distribuída 68
2.5.12 Tarifas 71
2.5.13 Novos negócios 72
2.6 Conclusões 73
2.6.1 Planejamento da geração distribuída 73
2.6.2 Marcos regulatórios voltados para a geração distribuída 74
2.6.3 Metodologias aplicadas ao estudo da geração distribuídas 74
2.6.4 Modelagem de componentes, ferramentas computacionais e laboratórios 75
2.6.5 Impactos decorrentes da penetração de geração distribuída nas redes de distribuição 75
2.6.6 Estudos de casos com aplicação de geração distribuída 76
2.6.7 Redes inteligentes no contexto da geração distribuída 77
2.6.8 Proteção e controle aplicados à geração distribuída 77
2.6.9 Microrredes no contexto da geração distribuída 78
2.6.10 Armazenamento de energia na geração distribuída 79
2.6.11 Fontes de energia na geração distribuída 79
2.6.12 Tarifas 79
2.6.13 Novos negócios 80
2.7 Referências bibliográficas do Capítulo 2 81
3. Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem 98
3.1 Revisão bibliográfica 99
3.1.1 Estado da arte 99
3.1.2 Análise do estado da arte 102
3.2 Descrição da metodologia 105
3.2.1 Cálculo da potência do sistema fotovoltaico 106
3.2.2 Definição dos níveis de penetração 106
3.2.3 Determinação dos impactos técnicos da GDFV 107
3.2.4 Simulações de Monte Carlo 109
3.2.5 Quantificação dos impactos técnicos 110
3.3 Descrição da plataforma computacional implementada 116
3.3.1 Simulação de capacidade de hospedagem 117
3.3.2 Simulação de impactos 117
3.3.3 Benefícios da ferramenta computacional 117
3.3.4. Ferramenta computacional desenvolvida 117

3.3.5 Execução da ferramenta computacional 120
3.4 Testes da metodologia e plataforma computacional 140
3.4.1 Estudo de caso 1: Alimentador da Universidade de Brasília 140
3.4.2 Estudo de caso 2: Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador da CEB-DIS 150
3.5 Referências bibliográficas do Capítulo 3 160
4. Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real 163
4.1 Revisão bibliográfica 164
4.1.1 Aplicações de simulação em tempo real vinculadas a sistemas elétricos de potência 164
4.1.2 Instituições com infraestrutura laboratorial orientada a microrredes e simulação em tempo real 166
4.1.3 Análise do estado da arte 166
4.2 Descrição da metodologia 168
4.2.1 Conceitos e definições 169
4.2.2 Metodologia para o desenvolvimento de simulações em tempo real 172
4.3 Descrição dos equipamentos desenvolvidos 175
4.3.1 Infraestrutura do laboratório de redes elétricas inteligentes 175
4.3.2 Arquitetura do ambiente de simulação de tempo real 180
4.3.3 Técnicas de controle para a operação do ambiente de simulação 205
4.4 Testes da metodologia, plataforma computacional e/ou protótipos de equipamentos 214
4.4.1 Sistema e cenário para testes 214
4.4.2 Validação do circuito de teste 215
4.4.3 Teste de implementação da metodologia para execução de simulações em tempo real envolvendo geração distribuída 218
4.5 Referências bibliográficas do Capítulo 4 232
5. Sistema de Gestão Energética 236
5.1 Revisão bibliográfica 237
5.1.1 Sistemas de gestão de energia com base em premissas da ISO 50001 237
5.1.2 Estimação de perfis de consumo 245
5.1.3 Análise do estado da arte 255
5.2 Descrição da metodologia 256
5.2.1 Conceitos e definições 256
5.2.2 Metodologia de desenvolvimento 259
5.2.3 Licenciamento e uso do sistema (Software Livre) 259
5.2.4 Levantamento de requisitos 260

5.2.5 Indicadores de desempenho das edificações 261
5.3 Descrição da plataforma computacional implementada 263
5.3.1 Arquitetura do sistema 263
5.3.2 Integração entre subsistemas, tecnologias e protocolos de comunicação 265
5.3.3 Subsistema de Medição 266
5.3.4 Servidor de coleta de dados 270
5.3.5 Servidor central 275
5.3.6 Camada de visualização (front-end) 280
5.3.7 Tecnologias utilizadas no desenvolvimento 292
5.4 Testes da metodologia, plataforma computacional e/ou protótipos de equipamentos 293
5.5 Referências bibliográficas do Capítulo 5 299
6. Resultados finais do projeto 302
6.1 Especificação técnica do produto principal 303
6.1.1 Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem 303
6.1.2 Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real 306
6.1.3 Sistema de Gestão Energética 309
6.2 Critérios de originalidade 313
6.2.1 Originalidade do Produto Principal 313
6.2.2 Originalidade das Técnicas Empregadas 319
6.3 Critério de aplicabilidade 322
6.3.1. Âmbito da Aplicação 322
6.3.2. Abrangência da Aplicação 324
6.3.3. Restrições de Aplicação 325
6.3.4. Testes de Funcionalidades 327
6.4. Critério de Relevância 354
6.4.1. Capacitação Profissional 354
6.4.2. Capacitação Tecnológica 382
6.4.3. Impactos socioambientais 390
6.4.4 Impactos Econômicos 394
6.5 Razoabilidade dos Custos 397
6.5.1 Quanto aos Recursos Utilizados 397
6.5.2. Quanto aos benefícios esperados 410

Lista de figuras

Figura 1.1 – Localização das escolas públicas pelas Regiões Administrativas do DF [2]. 6
Figura 1.2 – Mapa dos hospitais no Distrito Federal [2]. 9
Figura 1.3 – Centros de saúde no Distrito Federal [2]. 9
Figura 1.4 – Número de Batalhões da Polícia Militar no DF [2]. 10
Figura 1.5 – Localizações dos Batalhões da Polícia Militar no DF [2]. 10
Figura 1.6 – Número de grupamentos de Bombeiro Militar no DF [2]. 11
Figura 1.7 – Localizações dos grupamentos de Bombeiro Militar no DF [2]. 11
Figura 1.8 - Linhas do metrô de Brasília. 12
Figura 1.9 - Planta solar na estação de Metrô de Samambaia Sul. 13
Figura 1.10 - Planta solar na estação de Metrô de Guariroba. 13
Figura 1.11 – Vista aérea do Campus Universitário Darcy Ribeiro da UnB. 14
Figura 2.1 – Fontes de consulta. 34
Figura 2.2 – Temas pesquisados. 34
Figura 2.3 – Quantidade de informes por ano e por evento. 35
Figura 2.4 – Quantidade de informes por evento. 36
Figura 3.1 – Localização geográfica das unidades consumidoras com GDFV na CEB-DIS. 104
Figura 3.2 – Fluxograma representativo do método para determinação dos impactos técnicos da integração de GDFV na rede elétrica. 108
Figura 3.3 – Padrão de formatação da irradiação e temperatura horária. 119
Figura 3.4 – Tela inicial. 121
Figura 3.5 – Tela para conectar ao banco de dados. 121
Figura 3.6 – Tela do SQL com o nome do servidor e banco de dados. 122
Figura 3.7 – Tela de configuração do e-mail. 122
Figura 3.8 – Tela inicial de operação. 123
Figura 3.9 – Tela para carregar radiação. 123
Figura 3.10 – Tela para configurar scripts. 124
Figura 3.11 – Tela de dados dos alimentadores. 124
Figura 3.12 – Tela de configuração do servidor de e-mail. 125
Figura 3.13 – Tela inicial dos cálculos. 126
Figura 3.14 – Tela de cálculo da capacidade de hospedagem. 127
Figura 3.15 – Tela de resultado do cálculo da capacidade de hospedagem. 129
Figura 3.16 – Tela de seleção da unidade consumidora. 129
Figura 3.17 – Tela de resultados dos impactos – Seleção da unidade consumidora. 130

Figura 3.18 – Tela de seleção do nível de penetração. 131
Figura 3.19 – Tela de resultados dos impactos – Nível de penetração. 132
Figura 3.20 – Tela do gerenciador de tarefas. 133
Figura 3.21 – Diagrama de fluxo de dados. 134
Figura 3.22 – Diagrama de componentes. 135
Figura 3.23 – Diagrama de atividade. 136
Figura 3.24 – Diagrama de sequência 1 – Calculo de impactos. 137
Figura 3.25 – Diagrama de sequência 2 – Calculo de impactos. 138
Figura 3.26 – Diagrama de sequência 3 – Calculo de impactos. 139
Figura 3.27 – Esquemático do sistema de distribuição do Campus da UnB mostrando o caminho dos condutores elétricos de média tensão. 141
Figura 3.28 – Perfil das tensões durante dias úteis sem a inserção de GDFV exibindo as três barras com maior tensão (SIS, SG11 e SE FT) e as três barras com as menores tensões (CESPE, CPD e CDT). 142
Figura 3.29 – Tensão (em pu) nas barras em função da distância em relação ao ramal de entrada da Universidade de Brasília para um dia útil típico às 6:00 e às 15:00. 143
Figura 3.30 – Consumo energético da universidade e perdas médias, ambos em kWh, para cada hora do dia para dias úteis e finais de semana. 144
Figura 3.31 – Demanda do medidor geral para dias úteis e finais de semana, com e sem GDFV. 145
Figura 3.32 – Variação da tensão ao longo do dia para as 22 barras que apresentaram sobretensões durante os finais de semana com GDFV. 146
Figura 3.33 – Tensões em todas as barras em função da distância do ramal de entrada para finais de semana com GDFV. 147
Figura 3.34 – Perdas médias para dias úteis e finais de semana com e sem inserção de GDFV. 148
Figura 3.35 – Alimentador CEB-DIS 1004 considerado na simulação. 150
Figura 3.36 – Curva de demanda de dia útil de dezembro. 151
Figura 3.37 – Curva de irradiância. 151
Figura 3.38 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia para 10% de penetração. 152
Figura 3.39 – Perdas por hora. 153
Figura 3.40 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia para 20% de penetração. 153
Figura 3.41 – Perdas por hora. 154
Figura 3.42 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia. 155
Figura 3.43 – Perdas por hora. 155

Figura 3.44 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia. 156
Figura 3.45 – Perdas por hora. 157
Figura 3.46 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia. 157
Figura 3.47 – Perdas por hora. 158
Figura 3.48 – Discrepância por variação de localização. 159
Figura 3.49 – Discrepância em relação as perdas-base. 159
Figura 4.1 – Princípio de funcionamento de uma simulação SIL. 170
Figura 4.2 –Princípio de funcionamento de uma simulação HIL. 171
Figura 4.3 – Princípio de funcionamento de uma simulação PHIL. 172
Figura 4.4 – Diagrama unifilar da arquitetura laboratorial concebida para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes. 177
Figura 4.5 – Imagem panorâmica do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília. 180
Figura 4.6 – Esquema ilustrativo do ambiente de simulação de tempo real inserido na infraestrutura do laboratório de redes elétricas inteligentes da UnB. 180
Figura 4.7 – Desenho ilustrativo da arquitetura computacional do simulador OP5707 da OPAL-RT. 181
Figura 4.8 – Arquitetura da interface de adequação da potência especificada para a simulação PHIL (versão simplificada), onde são testados diferentes dispositivos conectados ao sistema. 184
Figura 4.9 – Diagrama de blocos de sistema a ser desenvolvido. 185
Figura 4.10 – (a) Topologia do conversor *back-to-back*.(b) Conversor Back-to-backSemikron SKS 88F B6CI em um gabinete industrial. (c) Circuito para Verificação dos pulsos gerados pelo DSC. (d) Gate-drivers dos módulos IGBT do conversor back-to-back. (e) Topologia do Módulo IGBT. (f) Módulo IGBT SEMIX 202GB12E4s. 188
Figura 4.11 – Estrutura de instrumentação e controle. 190
Figura 4.12 – (a) Transdutor LEM LA 100-P. (b) Placa para medição de corrente por efeito Hall. 190
Figura 4.13 – (a) Transdutor LEM LV 20-P. (b) Placa para medição de tensão por efeito Hall. 192
Figura 4.14 – (a) Circuito de condicionamento para sinais de corrente e de tensão. (b) Placas de condicionamento dos níveis de tensão resultantes dos transdutores de tensão e corrente a serem enviados ao DSC. 193
Figura 4.15 – (a)circuito do conversor de sinal do OPAL 5700 para o DSP. (b) Circuito do conversor de sinal do DSP para o OPAL 5700. (c) Placa de condicionamento dos níveis de tensão entre OPAL e DSC. 196
Figura 4.16 – Interface entre o conversor Semikron e DSP.(a) Parte 1. (b) Parte 2. (c) Parte 3. 199

Figura 4.17 – Leiautes das placas de instrumentação de sinais. (a) Transdutores de tensão por efeito Hall; (b) Transdutores de corrente por efeito Hall; (c) Placa de condicionamento dos níveis de tensão entre OPAL e DSC; (d) Placa que recebe os pulsos do DSC e os envia de modo isolado (por optoacopladores) aos *gate-drivers* dos IGBTs dos conversores do *Back-to-back*. 201

Figura 4.18 – Kit de desenvolvimento eZdsp™ F28335 202

Figura 4.19 – Diagrama de blocos do DSC TMS320F28335 da Texas Instruments®. 204

Figura 4.20 – Controle de corrente 206

Figura 4.21 – Sistema de controle da tensão do barramento CC. 207

Figura 4.22 – Diagrama de blocos do algoritmo para o controle de tensão. 208

Figura 4.23 – Diagrama de blocos do algoritmo de sincronismo trifásico DSOGI-PLL 209

Figura 4.24 – Sinais do modulador subótimo ou SVPWM. 210

Figura 4.25 – Diagrama de blocos do modulador PWM. 211

Figura 4.26 – Diagrama do controlador da tensão do barramento CC, o qual define a referência de corrente IREF D para a malha de controle de corrente.(a) Primeira parte. (b) Segunda parte. 212

Figura 4.27 – Diagrama de blocos para o controle de corrente do estágio CC-CA do amplificador bidirecional trifásico, que define a tensão de controle de saída (sinal modulante). 213

Figura 4.28 – (a) Foto panorâmica que ilustra o circuito alimentador do Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília; (b) Localização do sistema fotovoltaico – cobertura do bloco SG-11. 216

Figura 4.29 – Sistema fotovoltaico para testes (a) Módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-330P de 330 Wp. (b) Microinversor da APsystems YC 1000-3. 217

Figura 4.30 – Diagrama de blocos da metodologia para o desenvolvimento de simulações SIL 218

Figura 4.31 – Diagrama de blocos do processo de conversão de formato. 219

Figura 4.32 – Diagrama de blocos da inserção das curvas de carga. 220

Figura 4.33 – Esquemático da simulação do tipo SIL. 222

Figura 4.34 – Dados da barra de conexão do sistema fotovoltaico da Faculdade de Tecnologia da UnB. (a) Curva de carga. (b) Nível de tensão da fase A. (c) Nível de tensão da fase B. (d) Nível de tensão da fase C. 224

Figura 4.35 – Resultados da conversão de fasores em forma de onda. (a) Valores eficazes de tensão de entrada. (b) Formas de onda de saída dos sinais tensão. 225

Figura 4.36 – Resultados da conversão de formas de onda em fasores por meio do algoritmo de PMU. (a) Formas de onda de entrada dos sinais de corrente. (b) Valores eficazes da corrente de saída. 226

Figura 4.37 – (a) Curva de irradiância diária. (b) Curva de temperatura diária. (c) Curva de potência diária gerada pelo sistema modelado. 227

Figura 4.38 – Comportamento horário do alimentador da UnB com e sem geração fotovoltaica. (a) Perdas ativas. (b) Demanda. (c) Nível de tensão na fase A do barramento de conexão da FT para vários níveis de geração fotovoltaica. (d) Perdas ativas por nível de carga. (e) Perdas ativas para vários níveis de geração fotovoltaica. 231
Figura 5.1 – Algoritmo SVM – (a) Dados de entrada; (b)Plano de separação de dados [14]. 249
Figura 5.2 – Algoritmo SVM – Otimização do plano de separação dos dados [14]..... 250
Figura 5.3 – Algoritmo SVM – Aplicação da margem suave [14]..... 251
Figura 5.4 – Algoritmo SVM – Aplicação da função Kernel RBF para separação de dados [14]. 252
Figura 5.5 –Algoritmo SVM – Funções Kernel [14]. 252
Figura 5.6 – Algoritmo SVR – Etapas da classificação binária [14]. 253
Figura 5.7 –Representação da solução SVR [14]. 254
Figura 5.8 – Repositórios do Projeto SIGE. 259
Figura 5.9 – Arquitetura geral do Sistema de Gestão Energética. 264
Figura 5.10 – Diagrama de Integração. 265
Figura 5.11 – Medidores da Embrasul. (a) TR4020; (b) MD30. 267
Figura 5.12: Distribuição de medidores nos campi da UnB. (a) Campus Darcy Ribeiro. (b) Casa do estudante. (c) Hospital Veterinário. (d) Faculdade UnB Gama 269
Figura 5.13 – Exemplo de instalação dos medidores no campus Darcy Ribeiro. 270
Figura 5.14 – *End-points* API REST – Servidor de Coleta de Dados. 274
Figura 5.15 – RaspberryPi 4, Modelo B. 275
Figura 5.16 – Interface de Administração do Servidor Central..... 279
Figura 5.17 – Exemplo de interface de Administração para edição dos Campi. 279
Figura 5.18 –*Dashboard* de monitoramento. 281
Figura 5.19 – Tela inicial. 283
Figura 5.20 – Tela de acesso ao Custo Total. 284
Figura 5.21 – Tela com a lista de Medidores ordenados por Campus. 285
Figura 5.22 – Tela de um medidor específico apresentado os detalhes com o gráfico de tensão. 286
Figura 5.23 – Tela de um medidor específico apresentado os detalhes com o gráfico de corrente. 287
Figura 5.24 – Gráfico de tensão mostrando o menu seletor das grandezas, os detalhes das grandezas com a posição do mouse e as opções de exportação de dados do gráfico. 287
Figura 5.25 – Tela da Curva de Carga. 288
Figura 5.26 – Tela dos Relatórios. 289
Figura 5.27 – Telas do aplicativo mobile. 291

Figura 5.28 – Pipeline de CI/CD do Servidor Central. 292
Figura 5.29 – Conjuntos de treino, teste e verificação da SVR. 295
Figura 5.30 – Curva de carga do prédio UED – Campus Gma da UnB. (a) Segunda-Feira. (b) Terça-Feira. (c) Quarta-Feira. (d) Quinta-Feira. (e) Sexta-Feira. (f) Sábado. (g) Domingo..... 298
Figura 6.1 – Estrutura que descreve as abordagens e os objetivos definidos para direcionar a execução das atividades de pesquisa e desenvolvimento..... 304
Figura 6.2 – Diagrama esquemático detalhado do ambiente para simulação em tempo real desenvolvido no laboratório de Redes Inteligentes da Universidade de Brasília. 308
Figura 6.3 – Diagrama esquemático do diagrama esquemático do funcionamento do amplificador bidirecional trifásico. (a)Natureza CA do dispositivo sob teste. (b) Natureza CC do dispositivo sob teste..... 316
Figura 6.4 – Percentual de tensões fora dos limites, em base horária, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01..... 328
Figura 6.5 –Variação de tensões fora dos limites, em base horária, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01. 328
Figura 6.6 – Perdas, em kWh, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01. 329
Figura 6.7 –Variação das perdas, em percentual, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01..... 329
Figura 6.8 – Demanda de pico do alimentador, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01..... 330
Figura 6.9 – Variação da demanda de pico do alimentador, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01. 330
Figura 6.10 – Diagrama esquemático detalhado da arquitetura de infraestrutura laboratorial para execução de simulações HIL tipo PHIL..... 331
Figura 6.11 – Ambiente de desenvolvimento do sistema de controle discreto do Amplificador Bidirecional Trifásico (*Code Composer Studio* – Texas Instruments®)..... 332
Figura 6.12 – Formas de onda da barra na qual será conectada uma unidade de Geração Fotovoltaica (FT-UnB). 333
Figura 6.13 – Teste satisfatório dos dois algoritmos DSOGI-PLL implementados utilizado para os dois estágios (CA-CC e CC-CA)..... 334
Figura 6.14 – Tensões de fase em relação ao neutro, além dos pulsos que sinalizam que a referência está sincronizada com a correspondente fase da barra da FT-UnB. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C..... 334
Figura 6.15 – Resultado da comparação entre o sinal da moduladora e da portadora para a saída do EPWM1A. (a) Pulsos referentes aos testes da comparação entre o sinal da moduladora (onda senoidal) e a portadora, a qual é uma onda triangular de 6 kHz. (b) Comparação entre o sinal da moduladora e da portadora para a saída do EPWM1A. 335

Figura 6.16 – Formas de onda resultantes da modulação SPWM com injeção de terceira harmônica, ao passar por um filtro passa-baixa de frequência de corte de 600 Hz. 335

Figura 6.17 – Teste em malha aberta para verificação das referências. (a) tensões eficazes iguais a, aproximadamente, 43,01 V e pico igual a 60,82 V. (b) tensões eficazes iguais a, aproximadamente, 187 V e pico igual a 264,46 V. 336

Figura 6.18 – Diagrama Esquemático do Amplificador Bidirecional Trifásico. Subsistemas envolvidos no teste (Conversor Bidirecional 2 CC-CA). 337

Figura 6.19 – Sistema de controle e de potência englobando a operação do conversor bidirecional 2. Preparação da simulação SIL para uma simulação HIL/PHIL, habilitando-se as portas de entrada e as de saída..... 338

Figura 6.20 – Implementação das lógicas de controle e do circuito de potência para o Conversor Bidirecional 2..... 339

Figura 6.21 – Formas de onda das correntes provenientes das fontes controladas injetadas nas fases A, B e C da microrredes implementada. 339

Figura 6.22 – Formas de onda do transitório da tensão no dispositivo sob teste e da corrente na saída do inversor. 340

Figura 6.23 – Comportamento da tensão e da corrente de saída do inversor durante dez ciclos..... 340

Figura 6.24 – Diagrama de simulação de controle do lado retificador do amplificador.... 341

Figura 6.25 – Detalhe do bloco "VDC and Inverter" do sistema..... 342

Figura 6.26 – Regulação da tensão no barramento CC. 342

Figura 6.27 – Diagrama Esquemático do Amplificador Bidirecional Trifásico. (a) Subsistemas envolvidos no teste (Conversor Bidirecional 1 CA-CC). (b) Sistema de controle e de potência englobando a operação do conversor bidirecional 1. 343

Figura 6.28 – Formas de onda resultantes de simulação no ponto de conexão da rede física. (a) tensões no barramento. (b) correntes injetadas no barramento. 344

Figura 6.29 – Tensão do barramento CC seguindo a referência imposta nos testes de 700 V durante o regime permanente. 345

Figura 6.30 – Diagrama esquemático da simulação PHIL que engloba a operação adequada de todas as etapas de controle e de potência. (a) subsistemas envolvidos no teste. (b) Simulação PHIL completa incluindo os ganhos dos sensores..... 346

Figura 6.31 – Tensões de saída do conversor bidirecional 2 (CC-CA) e as correntes injetadas nesse barramento CA (ponto de acoplamento comum) provenientes da GD (simuladas por fontes de correntes controladas). 347

Figura 6.32 – Resultados das tensões da rede elétrica da CEB-D (380 V_{ff}) e correntes do lado CA-CC (Conversor Bidirecional 1), multiplicadas por 10 para melhor visualização. .. 348

Figura 6.33 – Tensão (em azul) e corrente (em verde) do barramento CC do conversor *back-to-back*..... 348

Figura 6.34 – Comportamento da corrente injetada no lado inversor pela fonte fotovoltaica. 349

Figura 6.35 – Comportamento da tensão de saída, após o filtro do inversor. 349
Figura 6.36 – Comportamento das correntes na saída do inversor. 350
Figura 6.37 – Comportamento da tensão no barramento CC. 350
Figura 6.38 – Regressão da curva de carga do prédio UED1 – Segunda-Feira 352
Figura 6.39 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Segunda-Feira. 352
Figura 6.40 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Sexta-Feira..... 353
Figura 6.41 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Sábado. 353
Figura 6.42 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Domingo. 354
Figura 6.43 – Playlist do webinar no canal daUnBTV – YouTube. 364
Figura 6.44 – Reportagem de divulgação do webinar, publicada no site da UnB. 365
Figura 6.45 – Capa do livro "Ações de eficiência energética associadas à geração distribuída - Estudo de caso: Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília". 375
Figura 6.46 – Participantes do treinamento na plataforma OPAL. 381
Figura 6.47 – Folder utilizado na Campanha "UnB Energia". 393
Figura 6.48 – Fluxo de caixa do investimento em pesquisa..... 412

Lista de tabelas

Tabela 1.1 - Ações do projeto, de acordo com o edital Nº. 001/2016. 4
Tabela 1.2 - Unidades de saúde da Secretaria de Estado de Saúde por tipo e por região administrativa. 8
Tabela 1.3 - Objetivos gerais. 17
Tabela 1.4 - Objetivos específicos. 17
Tabela 1.5- Dados gerais dos pesquisadores do projeto. 20
Tabela 1.6 - Dados gerais dos pesquisadores do projeto (continuação). 21
Tabela 1.7 – Cronograma das etapas do Ano 1. 29
Tabela 1.8 – Cronograma das etapas do Ano 2. 29
Tabela 2.1 – Consolidação dos informes pertinentes ao tema. 35
Tabela 3.1 – Crescimento anual da GDFV na CEB-DIS. 104
Tabela 3.2 – Softwares necessários. 118
Tabela 3.3 – Curva de irradiância ajustada (W/m²). 144
Tabela 3.4 – Áreas úteis dos telhados das unidades consumidoras e a potência de pico da GDFV. 145
Tabela 4.1 – Laboratórios e centros de pesquisa em microrredes (última atualização em 1/11/2019). 167
Tabela 4.2 – Listagem dos equipamentos associados com a arquitetura laboratorial concebida para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes. 179
Tabela 4.3 – Resumo das principais características das interfaces de entrada-saída para interação com dispositivos externos. 182
Tabela 4.4 – Resumo das principais características das ferramentas computacionais ePHASORSIM e eMEGASIM. 183
Tabela 4.5 – Características do conversor back-to-backSemikron SKS 88F B6CI 2P61V12. 186
Tabela 4.6 – Especificações do módulo IGBT SEMIX 202GB12E4S da Semikron. 186
Tabela 4.7 – Características do ezDSP F28335. 203
Tabela 4.8 – Especificações do filtro trifásico LCL para o conversor bidirecional 2. 205
Tabela 4.9 – Especificações do filtro trifásico L para o conversor bidirecional 1. 205
Tabela 4.10 – Especificações do sistema fotovoltaico para testes. 217
Tabela 4.11 – Apresentação dos valores de erro resultantes da comparação entre os resultados da simulação do fluxo de potência calculados no OpenDSS e no ePHASORSIM®, para o alimentador da UnB. 222
Tabela 4.12 – Apresentação dos valores de erro resultantes da comparação entre os resultados da simulação do fluxo de potência calculados no OpenDSS e no ePHASORSIM®, para o alimentador da UnB, considerando a variação das cargas. 223

Tabela 4.13 – Níveis de tensão, em p.u., ao longo do dia para a barra de baixa tensão da FT com e sem geração fotovoltaica 229
Tabela 5.1 – Requisitos gerais (REQ-G) para o Sistema de Gestão Energética. 261
Tabela 5.2 – Requisitos para medidores (REQ-M) de grandezas elétricas. 267
Tabela 5.3 – Lista de prédios com medidores. 268
Tabela 5.4 – Requisitos de software para Servidor de Coleta (REQ-S-SCD) de Dados. ... 271
Tabela 5.5 – Grandezas elétricas monitoradas pelo sistema de gestão energética. 272
Tabela 5.6 – Requisitos de Hardware do Servidor de Coleta (REQ-H-SCD) de Dados. 274
Tabela 5.7 – Requisitos de Software do Servidor de Central (REQ-S-SC). 275
Tabela 5.8 – Lista de *Endpoints* da API. 277
Tabela 5.8 – Lista de *Endpoints* da API (continuação). 278
Tabela 5.9 – Fragmento ilustrativo do conjunto de dados coletados dos medidores. 293
Tabela 5.10 – Fragmento ilustrativo do conjunto de dados para quinta-feira após tratamento. 294
Tabela 5.11 – Iterações realizadas para calibragem dos parâmetros do SVR. 296
Tabela 5.12 – Erros quadráticos médios do conjunto de testes. 297
Tabela 6.1 – Valores máximos dos parâmetros do Conversor Back-to-backSemikron SKS 88F B6CI 2P61V12 325
Tabela 6.2 – Resultados da quantificação de impactos para o alimentador TG01. 327
Tabela 6.3 – Potência instalada de GDFV por nível de penetração do alimentador TG01. 327
Tabela 6.4 – Ressumo quantitativo dos trabalhos acadêmicos vinculados ao projeto. 355
Tabela 6.5 – Informações relativas aos trabalhos de doutorado vinculados ao âmbito do projeto. 356
Tabela 6.6 – Informações relativas aos trabalhos de mestrado vinculados ao âmbito do projeto. 357
Tabela 6.7 – Informações relativas aos trabalhos de conclusão de curso vinculados ao âmbito do projeto. 358
Tabela 6.8 – Informações relativas aos trabalhos de iniciação científica vinculados ao âmbito do projeto. 360
Tabela 6.9 – Resumo quantitativo dos artigos elaborados no âmbito do projeto. 382
Tabela 6.10 – Informações relativas aos artigos em elaboração e submetidos para apresentação em eventos de divulgação científica. 385
Tabela 6.11 – Informações relativas aos artigos em elaboração e submetidos para periódicos de divulgação científica. 388
Tabela 6.12 – Resumo das informações necessárias para dar entrada nos pedidos de registro dos softwares desenvolvidos no âmbito do projeto. 389
Tabela 6.13 – Descrição da destinação dos materiais e bens permanentes 390

Tabela 6.14 – Quadro de despesas de acordo com a proposta original do projeto. 397
Os valores efetivamente realizados foram apresentados no relatório financeiro do projeto, com as devidas comprovações. A seguir é apresentada a descrição detalhada das rubricas do projeto, com as devidas justificativas para os remanejamentos. 397
Tabela 6.15 – Equipe que foi dimensionada na proposta original. 398
Tabela 6.16 – Equipe após alterações iniciais. 400
Tabela 6.17 – Previsão inicial de materiais e equipamentos. 401
Tabela 6.18 – Itens da proposta original que foram alterados. 402
Tabela 6.19 – Nova configuração dos itens. 402
Tabela 6.20 – Equipamentos originalmente especificados para a montagem de estrutura laboratorial. 405
Tabela 6.21 – Orçamento original para serviços de terceiros. 407
Tabela 6.22 – Orçamento modificado para serviços de terceiros. 407
Tabela 6.23 – Orçamento original de materiais de consumo. 408
Tabela 6.24 – Orçamento de viagens e diárias. 409
Tabela 6.25 – Orçamento de Outros. 409
Tabela 6.26 – Mobilização de infraestrutura. 410

CAPÍTULO 1

Informações gerais do projeto

1.1 Introdução

O presente projeto de pesquisa encontra-se dentro da chamada Aneel Nº. 001/2016 "Projeto prioritário de eficiência energética e estratégico de P&D: 'eficiência energética e minigeração em instituições públicas de educação superior'". A CEB-DIS e a Universidade de Brasília (UnB), contanto com o apoio administrativo da Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos – FINATEC, realizaram a pesquisa intitulada "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília integrada à Rede de Distribuição da CEB".

O referido edital busca "*selecionar projetos pilotos e demonstrativos em Instituições Públicas de Educação Superior, os quais servirão de referência para a formulação e a implementação de ações conjuntas e coordenadas em vários órgãos e instituições públicas do país. Espera-se que a execução desses projetos forneça subsídios importantes para a formulação de políticas públicas de combate ao desperdício de energia elétrica em unidades consumidoras da administração pública (federal, estadual e municipal)*".

O edital também acrescenta que "*o principal objetivo desta Chamada de projeto prioritário de eficiência energética e estratégico de pesquisa e desenvolvimento ... busca fomentar o desenvolvimento de projetos pilotos em Instituições Públicas de Educação Superior. Espera-se, com isso, obter subsídios para a implantação de projetos e ações dessa natureza em todo o setor público*".

Nota-se que existe a expectativa da Aneel de que todo o setor público seja estimulado a adotar ações de eficiência energética e minigeração. Tendo em vista essa possibilidade de expansão da minigeração na rede elétrica das distribuidoras, o edital já expressa os pontos específicos a serem abordados, entre eles:

> *"b. Facilitar a inserção da Minigeração na matriz energética brasileira e no setor público;*
> *c. Fomentar o treinamento e a capacitação de técnicos especializados em Eficiência Energética e Geração Distribuída em Instituições Públicas de Educação Superior;*
> *d. Avaliar a viabilidade economicamente da geração própria de energia e seus impactos nos sistemas de distribuição;*
> *f. Fomentar a capacitação laboratorial em instituições públicas de ensino e pesquisa;*
> *h. Servir de referência para projetos de eficiência energética e geração distribuída em instituições públicas e privadas."*

O edital reitera que "*o objetivo principal da Chamada é reduzir entraves à implementação de projetos de Eficiência Energética (EE) e de geração própria de energia (Minigeração) em unidades consumidoras do Setor Público, por meio da implantação de projetos pilotos em Instituições Públicas de Educação Superior, integrando ações e recursos dos programas de P&D e de EE regulados pela ANEEL*".

Para o Projeto de P&D, os itens destacados a seguir, entre outros, poderiam ter recursos aplicados:

> *"h.i. Capacitação laboratorial para desenvolvimento de estudos e testes em Geração Distribuída e Eficiência Energética;*
> *h.v. Aquisição de equipamentos para monitoramento do impacto da Geração Distribuída na rede elétrica da distribuidora;*
> *h.vi. Elaboração de guia, livros e publicações em geral visando divulgar a experiência e os resultados com foco na replicabilidade das ações do projeto."*

De forma pontual, o edital lista as ações que devem ser realizadas. Algumas ações possuem escopo inerentemente relacionados à P&D, enquanto outras são diretamente relacionadas à Eficiência Energética (Tabela 1.1)

Por fim, o edital pontua os resultados esperados:

> *"a. Redução da conta de energia elétrica nas unidades consumidoras beneficiadas;*
> *b. Disseminação de conhecimentos e práticas de Eficiência Energética e Geração Distribuída na grade curricular das referidas instituições públicas;*
> *c. Documento que detalhe a experiência promovida pelo projeto, visando replicar ações voltadas à Eficiência Energética e Geração Distribuída em outros prédios públicos;*
> *d. Capacitação laboratorial de estudantes, servidores e do corpo docente das instituições, visando dar perenidade às ações do projeto e promover a replicabilidade destas ações em outras instituições e unidades consumidoras;*
> *e. Redução de barreiras técnicas, financeiras, jurídicas, administrativas e tecnológicas para implantação de minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior e demais instituições públicas;*
> *f. Publicações técnico-científicas, incluindo livros, guias, manuais e demais publicações que contribuam com a replicabilidade das ações de Eficiência Energética e da Geração Distribuída realizadas no projeto;"*

Tabela 1.1 - Ações do projeto, de acordo com o edital Nº. 001/2016.

Item	Ação do projeto	Escopo relacionado
a	Criação e instalação de um Grupo de Gestão Energética (GGE) ou Comissão interna de Conservação de Energia (CICE) em cada instituição beneficiada;	PEE
b	Diagnóstico energético;	PEE
c	Estudo de Viabilidade Econômica de acordo com a metodologia especificada na regulamentação vigente, considerando os as ações que foram custeadas com recursos do PEE;	PEE
d	Medição verificação de resultados conforme regulamentação vigente;	PEE
e	e. Descarte dos equipamentos ineficientes retirados;	PEE
f	Instalação de um Sistema de Medição das Grandezas elétricas monitoradas em cada instituição, observando-se não apenas a entrada geral de energia, mas também os centros de cargas que serão objeto das ações de eficientização energética;	PEE e PeD
g	Estabelecimento de metodologia de gestão energética, podendo ser tomado como referência a norma ABNT 50001/2011, com metas de redução dos desperdícios com energia para cada instituição;	PEE
h	Estruturação de um processo de Etiquetagem das Edificações das instituições, de acordo com o Programa Brasileiro de Etiquetagem para Edificações, do INMETRO;	PEE
I	Revisão periódica das metas de redução dos desperdícios com energia elétrica para cada instituição;	PEE
j	Levantamento dos impactos da Geração Distribuída na rede da distribuidora, podendo incluir o impacto de outras unidades consumidoras além do sistema de GD a ser instalado neste projeto: i. Perfil de tensão no(s) alimentador(es); ii. Carregamento do(s) transformador(es) (medir e simular); iii. Injeção de harmônicos; iv. Perdas (aumento ou redução); v. Ilhamento; vi. Correção de fator de potência e serviços ancilares, incluindo modelos de remuneração para o consumidor; vii. Limite e sustentabilidade da inserção de GD na rede local; viii. Eficiência técnica e econômica da(s) tecnologia(s) escolhida(s);	PeD
k	Inserção de matérias voltadas à Eficiência Energética e Geração Distribuída na grade curricular de cursos afins, tais como Engenharia Elétrica, Engenharia Civil e Arquitetura.	PeD e PEE?

Posto isto, o presente relatório apresenta os resultados da pesquisa realizada pela Universidade de Brasília e pela CEB-DIS, relacionados ao monitoramento, quantificação e simulação dos impactos da geração distribuída na rede da distribuidora.

1.2 Justificativas

O monitoramento dos impactos da geração distribuída na rede da distribuidora, com o desenvolvimento de ferramenta computacional que permita quantificar a intensidade desses impactos, e de infraestrutura laboratorial que permita simular em tempo real os impactos a partir de equipamentos reais, é um assunto relevante para todas as distribuidoras do país. Porém, para a CEB-DIS, esse tema é de especial relevância, visto que existem diversos fatores favoráveis ao crescimento da geração distribuída no Distrito Federal, tais como:

- elevados índices de irradiação solar;
- alto poder aquisitivo da população que, dependendo dos benefícios e linhas de financiamento a serem apresentados, podem instalar os sistemas em suas casas e condomínios;
- elevado potencial para a geração de energia solar em prédios e instalações públicas do governo distrital (estações de metrô, escolas, hospitais, postos policiais e quarteis de bombeiros, dentre outros); e
- a possibilidade de instalar módulos FV em prédios do governo federal em Brasília por meio de iniciativas voltadas para a instalação de diversos pilotos.

Além destes fatores, pode-se ainda citar a Lei N^0 6.043/17 [1] que institui a política de incentivo à geração de energia limpa em prédios residenciais ou não no Distrito Federal. Esta Lei apresenta, dentre outros, os seguintes artigos:

- O Poder Público pode promover campanha educativa de forma esclarecer a população do DF sobre os benefícios da utilização de energia limpa;
- O Poder Público pode subsidiar e promover incentivos fiscais para a aquisição de equipamentos de captação e distribuição de energia limpa;
- Os prédios a serem construídos, reformados ou alugados pelo Poder Público, se tecnicamente viável, devem utilizar energia limpa; e
- As novas edificações voltadas para programas de habitação de interesse social devem preferencialmente ter sistemas de captação de energia solar com a utilização de micro e/ou mini geração distribuída de energia elétrica.

Com base nos artigos desta Lei, e dependendo da efetividade das ações, a CEB poderá ser demandada quanto ao acolhimento em sua rede de distribuição de fontes de energia em diferentes localidades. A seguir são listados potenciais prédios públicos que podem vir a ter sistemas fotovoltaicos.

1.2.1 Escolas públicas

Dentre os prédios públicos, as escolas têm sido os locais usualmente apontados para a instalação de paneis solares, não somente com o objetivo da redução do consumo de energia, mas também como laboratório para divulgação da tecnologia dentre os alunos e professores.

A infraestrutura do sistema educacional do DF, em 2014, conforme dados da Secretaria de Educação, contava com 1.161 escolas, sendo 662 escolas da rede pública, localizadas nas zonas urbana e rural. A Figura 1.1 apresenta o mapa da distribuição das escolas públicas pelas regiões administrativas do DF.

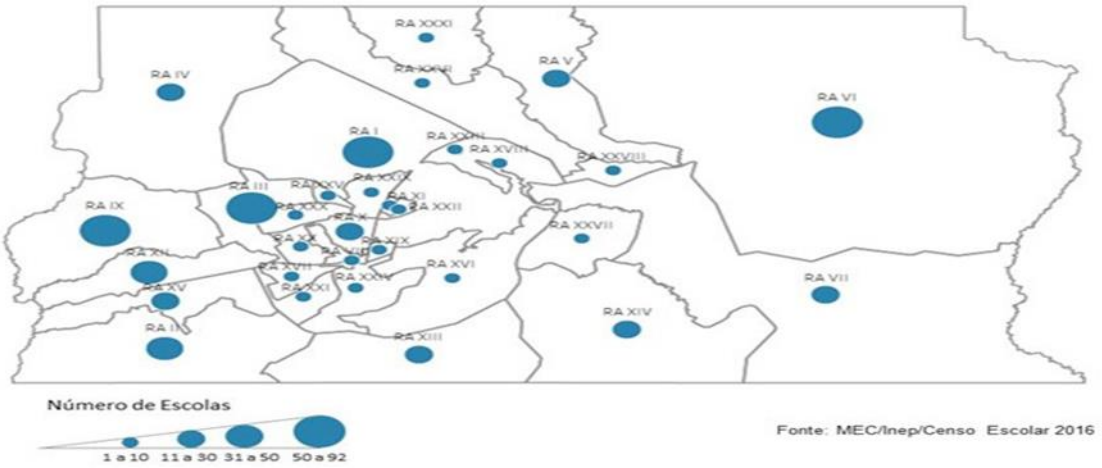


Figura 1.1 – Localização das escolas públicas pelas Regiões Administrativas do DF [2].

1.2.2 Hospitais e unidades de saúde

Os hospitais e as demais unidades de saúde são igualmente pontos focais para instalação de painéis solares. Neste sentido, faz-se necessário a localização dos mesmos com vistas às suas utilizações no estabelecimento de cenários para a avaliação dos impactos da integração de GDFV na rede elétrica. De acordo com levantamento realizado pela Codeplan (2017) [2], a rede hospitalar do DF conta, conforme dados de 2015, com 22 hospitais públicos: 16 são de responsabilidade da Secretaria de Saúde, 4 são militares, e 2 são da Administração Federal. O Plano Piloto concentra 5 dos 16 hospitais geridos pela Secretaria de Saúde/DF, a saber:

- Hospital Regional Asa Sul (Materno Infantil)
- Hospital Regional da Asa Norte
- Hospital de Base do Distrito Federal
- Hospital de Apoio de Brasília
- Hospital da Criança de Brasília

Os hospitais regionais estão distribuídos nas seguintes regiões: Brazlândia, Ceilândia, Gama, Guará, Paranoá, Planaltina, Samambaia, Santa Maria, Sobradinho e Taguatinga. Os hospitais públicos não administrados pela Secretaria de Saúde são:

Plano Piloto

- Hospital Naval
- Hospital Sarah Kubitscheck (Público Federal)
- Hospital Universitário de Brasília (Público Federal) RA XI - Cruzeiro
- Hospital das Forças Armadas
- Hospital do Exército.

Lago Sul

- Hospital da Força Aérea Brasileira.

A Tabela 1.2 apresenta as unidades de saúde da Secretaria de Estado de Saúde por tipo e por região administrativa em 2014.

As figuras 1.2 e 1.3 apresentam as localizações físicas dos hospitais e dos centros de saúde do DF.

1.2.3 Edifícios da Polícia Militar e dos Bombeiros do DF

As figuras 1.4 e 1.5 exibem, respectivamente, o número de batalhões da Polícia Militar por região administrativa do DF. Destas figuras é possível observar que o Plano Piloto concentra um número significativamente maior de batalhões. Isso ocorre porque, com algumas exceções, esta região contém praticamente a totalidade dos órgãos do Poder Federal e Local, além das Representações Diplomáticas dos Países e Entidades Internacionais. Em seguida, em termos de número de batalhões, têm-se: Ceilândia, Taguatinga, Gama e São Sebastião. Tratam-se de regiões com áreas mais extensas e/ou com maior número de habitantes.

Tabela 1.2 - Unidades de saúde da Secretaria de Estado de Saúde por tipo e por região administrativa.

Regiões Administrativas	Unidades de saúde					
	Hospitais	Centros de Saúde	Posto de Saúde Urbano	Postos de Saúde Rural	Unidade Pronto Atendimento	Total
Plano Piloto	5	7	-	-	-	12
Gama	1	7	1	2	-	11
Taguatinga	2	8	-	-	-	10
Brazlândia	1	2	2	2	-	7
Sobradinho	1	3	-	4	-	8
Planaltina	1	5	3	6	-	15
Paranoá	1	1	-	5	-	7
Núcleo Bandeirante	-	1	-	-	1	2
Ceilândia	1	11	1	1	1	15
Guará	1	3	2	-	-	6
Cruzeiro	-	2	-	-	-	2
Samambaia	1	4	1	-	1	7
Santa Maria	1	2	3	-	-	6
São Sebastião	-	1	2	1	-	4
Recanto das Emas	-	2	1	-	1	4
Lago Sul	-	1	-	-	-	1
Riacho Fundo	-	1	-	-	-	1
Lago Norte	-	1	-	-	-	1
Candangolândia	-	1	-	-	-	1
Águas Claras	-	-	1	-	-	1
Riacho Fundo II	-	1	2	1	-	4
Varjão	-	1	-	-	-	1
Park Way	-	-	-	1	-	1
SCIA (1)	-	1	-	-	-	1
Itapoã	-	-	1	-	-	1
DISTRITO FEDERAL	**16**	**66**	**20**	**23**	**4**	**129**

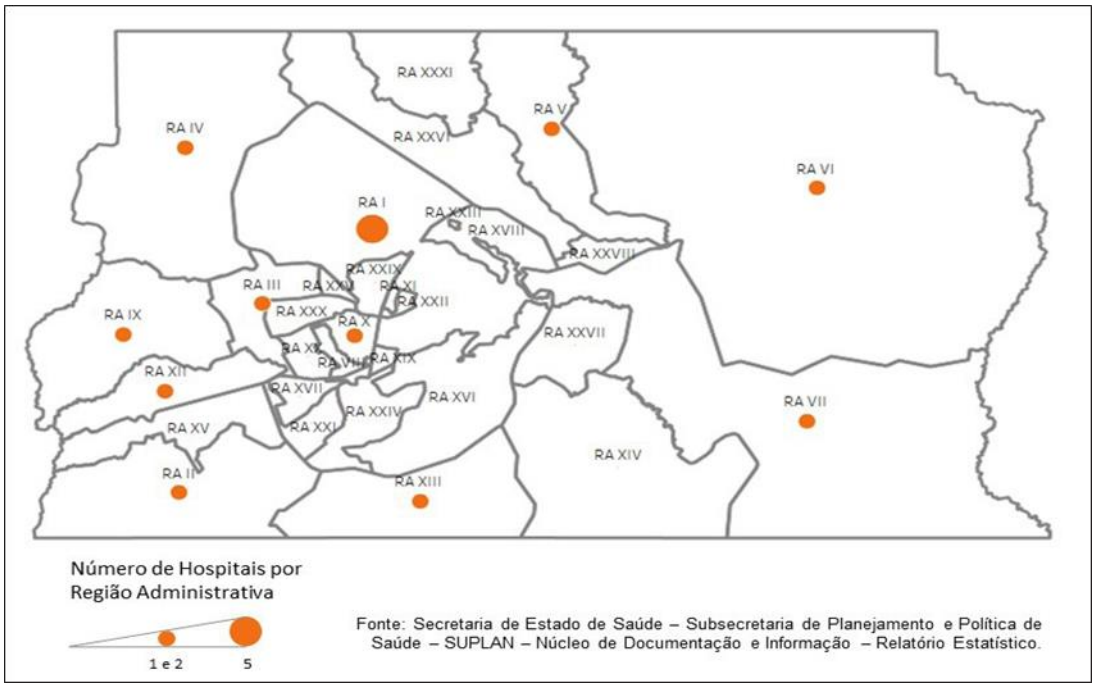


Figura 1.2 – Mapa dos hospitais no Distrito Federal [2].

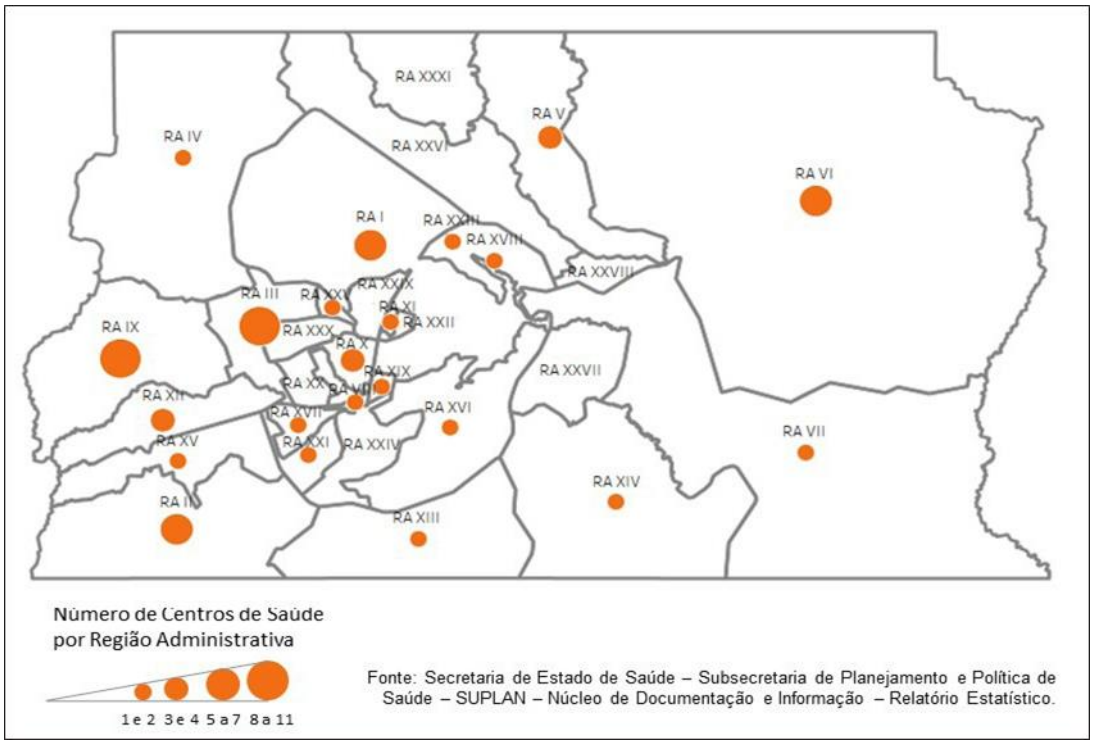


Figura 1.3 – Centros de saúde no Distrito Federal [2].

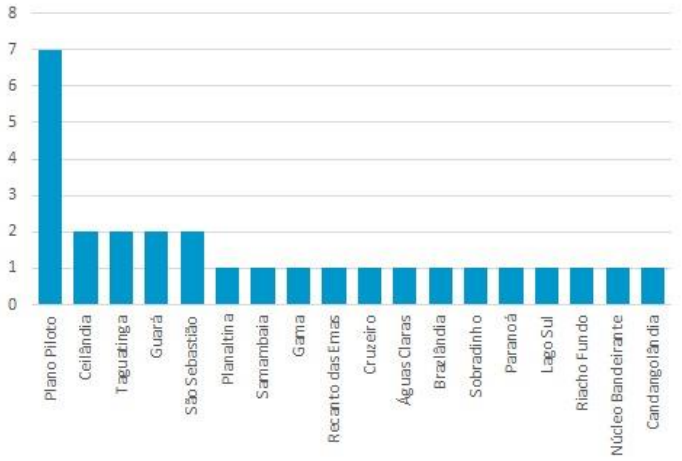


Figura 1.4 – Número de Batalhões da Polícia Militar no DF [2].

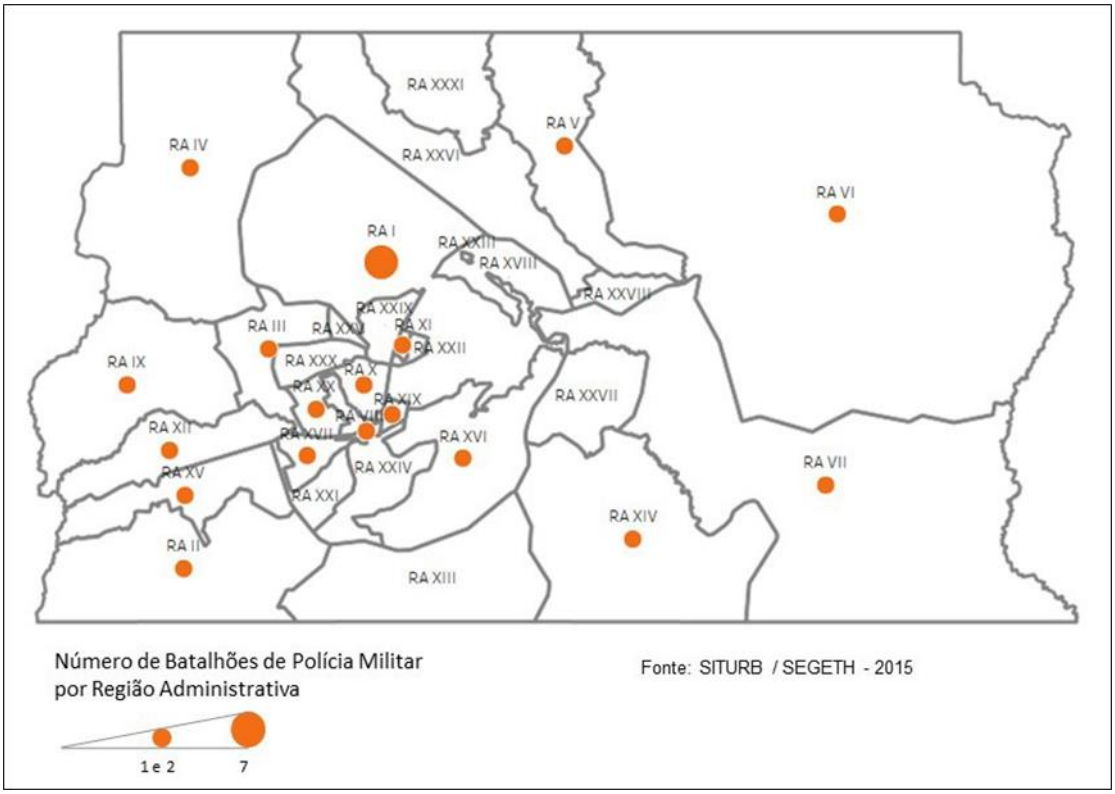


Figura 1.5 – Localizações dos Batalhões da Polícia Militar no DF [2].

As figuras 1.6 e 1.7 exibem, nesta ordem, o número de grupamentos de Bombeiro Militar por região administrativa do DF e suas localizações.

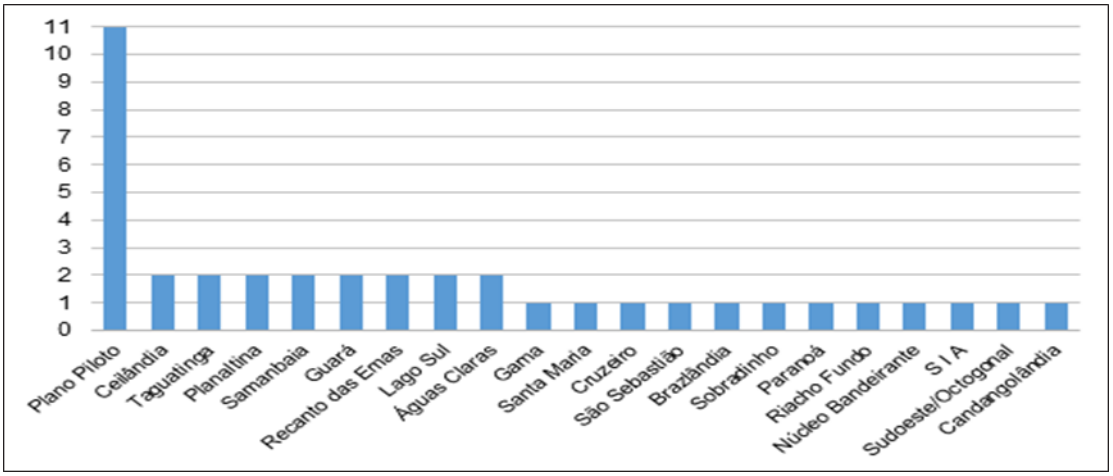


Figura 1.6 – Número de grupamentos de Bombeiro Militar no DF [2].

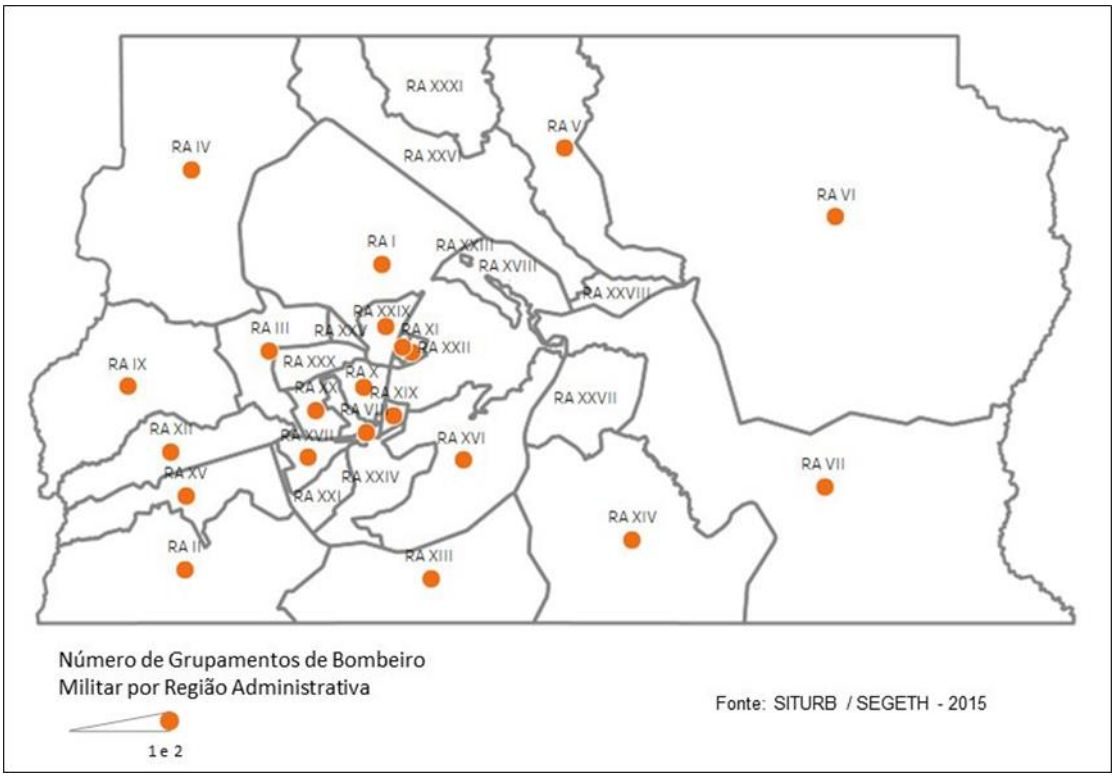


Figura 1.7 – Localizações dos grupamentos de Bombeiro Militar no DF [2].

1.2.4 Estações do Metrô de Brasília

O Metrô de Brasília é operado pela Companhia do Metropolitano do DF. Ele tem hoje 2 linhas em operação, a saber: a Linha Verde e a Linha Laranja, que somam 24 estações e 42,38 km de extensão. A Figura 1.8 exibe as estações e suas localizações.

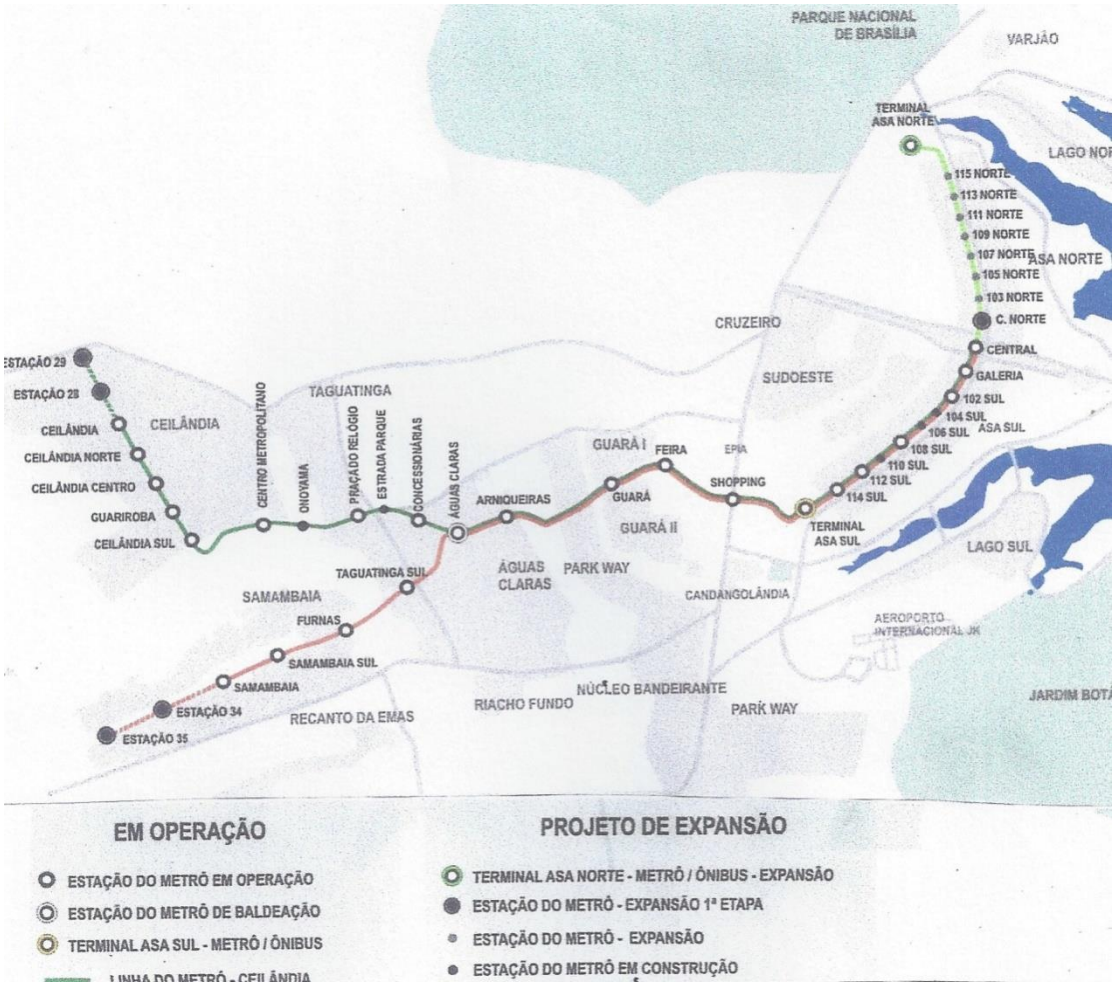


Figura 1.8 - Linhas do metrô de Brasília.

Atualmente, o Metrô de Brasília conta com duas estações providas de instalações de energia solar fotovoltaica: Samambaia Sul (Figura 1.9) e Guariroba em Ceilândia (Figura 1.10).

Figura 1.9 - Planta solar na estação de Metrô de Samambaia Sul.

Figura 1.10 - Planta solar na estação de Metrô de Guariroba.

Na estação de Samambaia foram instalados 561 painéis com capacidade de gerar 308 MWh /ano. Na estação de Guariroba foram instaladas 578 placas gerando 288 kWh/ano. Em ambas as estações a geração é equivalente a 100 % do consumo local.

As estações do Metrô de Brasília em operação e as planejadas constituem locais que se apresentam com grande probabilidade para a instalação de fontes de energia solar.

1.2.5 Edifícios do Governo Federal em Brasília

Como já anteriormente mencionado, os prédios do governo federal localizados em Brasília, são outros pontos focais para a instalação de painéis solares. Pode-se indicar principalmente os Ministérios e os seus anexos, além dos prédios dos tribunais, Congresso Nacional, autarquias, bancos etc.

Neste sentido, deve-se destacar a mini usina piloto instalado no telhado do prédio do Ministério de Minas e Energia. Esta usina tem a capacidade de 50 kWp e supre 7 % do consumo do prédio.

Outro exemplo, é o projeto de eficiência energético da sede da Aneel lançado em 2016. Este projeto em parceria com a CEB, visa modernizar os sistemas de iluminação e climatização além da instalação de um sistema de microgeração distribuída, com 1.760 painéis solares com potência instalada de 510,40 kWp.

1.2.6 Campus Universitário Darcy Ribeiro

A Figura 1.11 apresenta uma parte do Campus Universitário Darcy Ribeiro, da Universidade de Brasília, que possui uma área total de 3.950.579 m^2 com área construída de 552.172 m^2, e potencial para minigeração no telhado do prédio ICC. Já possui sistemas fotovoltaicos nos campi Darcy Ribeiro (194 kW), Gama (105 kW), Planaltina (44 kW) e Ceilândia (44 kW).

Figura 1.11 – Vista aérea do Campus Universitário Darcy Ribeiro da UnB.

1.2.7 Potencial solar de Brasília

Estudo realizado pela UnB indicou que, considerando o recurso solar médio anual do Distrito Federal de 5,8 kWh/m^2.dia, seria necessário uma área de 24 km^2 de instalação de painéis solares para suprir toda a demanda do DF, estimada em 6.085 GWh/ano. Como o Distrito Federal tem uma área total de 5.802 km^2, seria necessário somente utilizar 0,41% desta área para gerar toda a eletricidade da região com energia solar fotovoltaica. Para o consumo residencial, que é de 2.275 GWh/ano, seria necessário uma área de 9 km^2 coberta com módulos fotovoltaicos [3].

1.2.8 Considerações finais

O crescimento da geração distribuída já é uma realidade no DF, em especial com sistemas de minigeração em prédios públicos. Podem-se citar os sistemas do Edifício Sede da CAESB e do TSE, com valores de 700 kW e 1MW, respectivamente, que são exemplos de como a política púbica considerada no presente edital pode se tornar uma realidade. Logo, apesar da penetração de sistemas fotovoltaicos ainda ser percentualmente pequeno, é o momento certo para realizar as pesquisas que ajudarão a prever esses impactos, para que soluções possam ser pensadas e testadas com antecedência, visando resolver os problemas antes mesmo que eles ocorram.

1.3 Objetivos do projeto

De forma a atender o objetivo principal da chamada, foi executado um projeto cuja proposta está fundamentada na execução de ações de Pesquisa e Desenvolvimento relacionadas com o levantamento dos impactos técnicos decorrentes da implantação de projeto piloto de minigeração distribuída no Campus da Universidade de Brasília (UnB), integrada à rede de distribuição da Companhia Energética de Brasília (CEB).

As ações de Pesquisa e Desenvolvimento contempladas na proposta foram agrupadas em três vertentes, as quais abordam as óticas do consumidor, da distribuidora e da academia, respectivamente. Para cada vertente, foi definido um produto que caracteriza a convergência de todas as ações de Pesquisa e Desenvolvimento executadas no seu âmbito específico.

A vertente I trata da análise de impactos técnicos por meio de simulações computacionais. Para tanto, foi implementada uma ferramenta computacional baseada em uma metodologia de simulação para quantificar a intensidade dos impactos e calcular a capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de

distribuição. Para este relatório, o produto da vertente I é citado como "Quantificação de Impactos e de Capacidade de Hospedagem".

Para a vertente II foi especificada e implantada uma infraestrutura laboratorial que emule uma rede de distribuição de baixa tensão ou microrrede. Dita infraestrutura laboratorial permite simular em tempo real os impactos da integração de tecnologias à rede elétrica usando equipamentos reais. Para este relatório, o produto da vertente II é citado como "Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real".

Por fim, a vertente III trata da formação de um Sistema de Gestão Energética, o qual, além de centralizar e gerenciar informações associadas ao consumo de energia, permite o acompanhamento permanente dos parâmetros da rede elétrica relacionados com os impactos da geração distribuída na rede da distribuidora. Para este relatório, o produto da vertente III é citado como "Sistema de Gestão Energética".

Observa-se que os produtos foram projetados para ser empregados segundo as especificidades de prédios, sistema de microgeração e rede elétrica do campus da Universidade de Brasília, porém com possibilidades de aplicação na totalidade da rede elétrica da distribuidora, incluindo os impactos da geração distribuída instalada em outras unidades consumidoras do setor público na rede da distribuidora.

As três vertentes se complementam entre si para fornecer subsídios importantes na formulação de políticas públicas de combate ao desperdício de energia elétrica e intensificação do uso de fontes renováveis em unidades consumidoras da administração pública federal, estadual e municipal. Adicionalmente, possibilita que as distribuidoras brasileiras se prepararem, de forma consistente, padronizada e com forte componente técnica, para absorver em suas redes a crescente quantidade de geração distribuída. Destaca-se também a possibilidade de potencializar a execução de novas pesquisas de relevância para o setor elétrico brasileiro, em áreas em que poucas instituições nacionais têm atuado.

Dentro do contexto ora apresentado, foram definidos para cada vertente os objetivos gerais e específicos da pesquisa, conforme apresentados nas Tabelas 1.3 e 1.4.

Tabela 1.3 - Objetivos gerais.

Vertente I: ÓTICA DA DISTRIBUIDORA	Avaliar os impactos técnicos do crescimento da geração distribuída na rede elétrica, como subsídio aos estudos de planejamento das redes da distribuidora.
Vertente II: ÓTICA DA ACADEMIA	Incentivar o desenvolvimento de infraestrutura laboratorial em instituições públicas de educação superior, visando pesquisas relativas à avaliação dos impactos da integração de recursos energéticos distribuídos à rede de distribuição, com ênfase em geração distribuída fotovoltaica.
Vertente III: ÓTICA DO CONSUMIDOR	Estabelecer um ponto de convergência entre o projeto prioritário de Eficiência Energética (PEE) e projeto estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), de forma que os resultados obtidos no âmbito dos dois projetos possam subsidiar ações relacionadas com o monitoramento dos impactos da geração distribuída e a gestão energética dos centros de consumo.

Tabela 1.4 - Objetivos específicos.

Vertente I: ÓTICA DA DISTRIBUIDORA **Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem**	A. Conceber uma metodologia de simulação dos impactos técnicos e da capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, que leve em consideração a diversidade de topologias de rede e perfis de consumo das unidades consumidoras, bem como as incertezas relacionadas com as condições meteorológicas (temperatura ambiente e recurso solar) da região geográfica onde encontra-se localizada a geração.
Vertente II: ÓTICA DA ACADEMIA **Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real**	B. Projetar um ambiente laboratorial de simulação em tempo real para execução de estudos e testes de integração de recursos energéticos distribuídos, com ênfase em geração distribuída fotovoltaica. C. Desenvolver uma metodologia para a execução de simulações em tempo real, de forma a reproduzir os efeitos instantâneos da integração de geração distribuída fotovoltaica à rede elétrica.

Tabela 1.4 - Objetivos específicos (continuação).

Vertente III: ÓTICA DO CONSUMIDOR **Sistema de Gestão Energética**	D. Desenvolver um sistema de gestão energética baseado em uma arquitetura de software supervisório, que permite centralizar e gerir os dados advindos de uma rede de medição implantada na rede elétrica e edificações da Universidade de Brasília. E. Elaborar uma metodologia de identificação de perfis de consumo, abordando critérios técnico-econômicos e técnicas de reconhecimento de padrões, a fim de fornecer subsídios para a definição de ações pontuais de gestão energética nas edificações da Universidade de Brasília.

O presente relatório final é estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte do tema;
- Cada vertente apresenta o estado da arte específico para o tema de pesquisa em questão, juntamente com a metodologia desenvolvida e suas aplicações (capítulos 3, 4 e 5).
- No Capítulo 6 são apresentados os resultados do projeto.

1.4 Entidade executora

A Universidade de Brasília (UnB - www.unb.br) foi inaugurada em 21/04/1962. Atualmente ela tem 2.492 professores, 2.630 técnicos-administrativos, 123 cursos de graduação com 35.431 alunos, 87 cursos de mestrado com 4103 alunos e 67 cursos de doutorado com 3503 alunos. A sua estrutura acadêmica conta com 26 institutos e faculdades, 21 centros de pesquisas e quatro campi.

A Faculdade de Tecnologia da UnB (FT/UnB), localizada no Campus Darcy Ribeiro, oferece os cursos de Ciência da Computação e das seguintes engenharias: Elétrica, Mecânica, Civil, Ambiental, Florestal, Mecatrônica, Redes de Comunicação e Produção. No Campus Gama são ministrados cursos de engenharia de: Energia, Software, Automotiva, Eletrônica e Aeroespacial. São diversos os laboratórios existentes na UnB, dentre os quais pode-se citar:

- Qualidade da Energia Elétrica e Redes Elétricas Inteligentes
- Energia e Meio Ambiente
- Fontes Renováveis de Energia
- Fadiga e Integridade Estrutural de Cabos Condutores de Energia
- Conversão de Energia e Máquinas Elétricas
- Automação, Controle e Robótica

- Hidrometria e Climatologia
- Segurança da Informação
- Redes de Comunicação

Considerando a multidisciplinariedade de muitos projetos de P&D, a Faculdade de Tecnologia (FT) e a Faculdade do Gama (FGA) contam ainda com professores e alunos de outros institutos, faculdades e laboratórios da UnB.

Estes laboratórios têm como foco a abordagem de investigação em assuntos associados à conservação e uso da energia, à sustentabilidade de sistemas e inovações tecnológicas, à geração e transmissão de energia elétrica, à qualidade da energia, assim como no desenvolvimento de estudos para o diagnóstico de problemas ambientais associados à dispersão e à geração de poluentes em equipamentos e plantas industriais.

Para este projeto, a Universidade de Brasília contou com a Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos – FINATEC, que atuou como fundação de apoio para a equipe de execução técnica do projeto, exercendo as seguintes atividades principais:

- Contratação dos serviços e recursos humanos
- Apoio jurídico, contábil e administrativo
- Aquisições de material permanente
- Solicitações de passagens e diárias
- Acompanhamento financeiro
- Elaboração do relatório financeiro final de acordo com o padrão Aneel

1.5 Equipe de desenvolvimento

A equipe de desenvolvimento é apresentada nas tabelas 1.5 e 1.6.

Tabela 1.5- Dados gerais dos pesquisadores do projeto.

Nome	Função	Titulação	CPF	Executora	Brasieiro?
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira	CO*	DO	145.617.431-20	UnB	SIM
Anésio de Leles Ferreira Filho	CO**	DO	001.095.266-78	UnB	SIM
Jorge Andrés Cormane Angarita	CO	DO	749.653.281-91	UnB	SIM
Loana Nunes Velasco	CO	DO	998.866.001-44	UnB	SIM
Rafael Amaral Shayani	PE	DO	265.467.978-01	UnB	SIM
Alex Reis	PE	DO	075.111.876-17	UnB	SIM
Renato Coral Sampaio	PE	DO	716.221.521-15	UnB	SIM
Fernando Cardoso Melo	PE	DO	016.433.496-35	UnB	SIM
Lélio Ribeiro Soares Junior	PE	ME	603.148.851-53	UnB	SIM
Francisco Assis Lima	PE	ME	223.865.301-59	UnB	SIM
Sergio de Oliveira Frontin	PE	ME	129.149.247-04	UnB	SIM
Hudson de Paula Romualdo	PE	ME	708.876.591-87	UnB	SIM
Priscila Araújo Juá Stecanella	AB	ME	714.376.731-04	UnB	SIM
Marcos Diego de Castro Silva	AB	ME	020.185.791-00	UnB	SIM
Jessé Barreto de Barros	AB	ME	042.395.241-21	UnB	SIM
Victor do Prado Brasil	AB	ME/SU	013.539.021-45	UnB	SIM
Ayana Dantas de Medeiros	AB	SU	027.176.531-39	UnB	SIM
Álax de Carvalho Alves	AB	X	064.124.731-14	UnB	SIM
André de Sousa Costa Filho	AB	X	058.040.811-60	UnB	SIM
Arthur José B. de Oliveira Assis	AB	X	060.599.411-09	UnB	SIM
Lucas de Araújo Martins	AB	X	059.445.981-82	UnB	SIM
Thalisson Barreto de Melo Silva	AB	X	056.034.641-78	UnB	SIM
Guilherme A. Nunes Silva	AB	X	050.153.471-70	UnB	SIM
Tiago Simon Engelsdorff	AB	X	053.962.751-89	UnB	SIM
João Pedro Alemonge Honorato	AB	X	142.187.267-60	UnB	SIM

Abreviaturas: CO (Coordenador), PE (Pesquisador), AB (Aluno Bolsista) DO (Doutor), ME (Mestre), SU (Superior), X (Aluno de Graduação).

Notas:

*O professor Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira exerceu a coordenação do projeto até fevereiro de 2019, quando, por motivo de saúde, passou a função de coordenação para o professor Anésio de Leles Ferreira Filho, na parte relativa a P&D, e para a professora Loana Nunes Velasco na parte de PEE. O professor Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira continuou como membro da equipe até o seu falecimento em 04.09.2019.

**Em outubro de 2019, por motivo de saúde, o professor Anésio de Leles Ferreira Filho passou a coordenação da parte de P&D para o professor Jorge Andrés Cormane Angarita, permanecendo a professora Loana na coordenação da parte do PEE.

Observa-se que as pessoas nomeadas a seguir: Cláudia Naves David Amorim (DO), Pedro Henrique Franco Moraes (ME), Ezequiel de Oliveira dos Reis (X), Gabriela Barrozo Guedes (X), Caio Alves Rios (X), Daniel Costa Gonçalves (X) e Pedro Henrique Borges da Silva (X) desempenharam atividades no âmbito do projeto como membros voluntários.

Tabela 1.6 - Dados gerais dos pesquisadores do projeto (continuação).

Nome	Valor HH (R$)	Total de Horas Mensais (h)	Total de Horas Alocadas (h)	Link Lattes
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira	160,00	30	420	http://lattes.cnpq.br/8709856465061922
Anésio de Leles Ferreira Filho	160,00	30	450	http://lattes.cnpq.br/1573568521807396
Jorge Andrés Cormane Angarita	160,00	30	720	http://lattes.cnpq.br/7168701814258701
Loana Nunes Velasco	160,00	30	720	http://lattes.cnpq.br/9595436985684717
Rafael Amaral Shayani	160,00	30	720	http://lattes.cnpq.br/6471578140876893
Alex Reis	160,00	30	720	http://lattes.cnpq.br/3721949670501226
Renato Coral Sampaio	160,00	26	463	http://lattes.cnpq.br/2015996286254281
Fernando Cardoso Melo	160,00	12	100	http://lattes.cnpq.br/8679854811298510
Lélio Ribeiro Soares Junior	120,00	12	133	http://lattes.cnpq.br/7759143463324752
Francisco Assis Lima	120,00	30	960	http://lattes.cnpq.br/7626137066217095
Sergio de Oliveira Frontin	120,00	60	1.440	http://lattes.cnpq.br/9363537328567858
Hudson de Paula Romualdo	120,00	29	406	http://lattes.cnpq.br/6406782722002037
Priscila Araújo Juá Stecanella	25,00	100	2.400	http://lattes.cnpq.br/0578463733869836
Marcos Diego de Castro Silva	25,00	100	2.400	http://lattes.cnpq.br/9489361224899402
Jessé Barreto de Barros	25,00	100	800	http://lattes.cnpq.br/8759170266983029
Victor do Prado Brasil (Doutorando)	25,00	100	300	http://lattes.cnpq.br/5642473238071619
Victor do Prado Brasil (Mestrando)	20,00	100	600	http://lattes.cnpq.br/5642473238071619
Ayana Dantas de Medeiros	20,00	100	1.500	http://lattes.cnpq.br/2358536785569206
Álax de Carvalho Alves	15,00	80	1.440	http://lattes.cnpq.br/0139514659158483
André de Sousa Costa Filho	15,00	80	1.440	http://lattes.cnpq.br/7169949128492438
Arthur José B. de Oliveira Assis	15,00	80	1.440	http://lattes.cnpq.br/2292399527224536
Lucas de Araújo Martins	15,00	80	1.440	http://lattes.cnpq.br/1977379423834432
Thalisson Barreto de Melo Silva	15,00	80	1.440	http://lattes.cnpq.br/6700801167762047
Guilherme A. Nunes Silva	15,00	67	1.206	http://lattes.cnpq.br/3307844818390516
Tiago Simon Engelsdorff	10,00	80	960	http://lattes.cnpq.br/7268492203180879
João Pedro Alemonge Honorato	10,00	80	1.280	http://lattes.cnpq.br/4598512706077142

1.5.1 Minicurrículo dos pesquisadores

Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (1982), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Pierre et Marie Curie - Paris VI (1989) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Pierre et Marie Curie - Paris VI (1994). Professor (Classe Professor Associado 4) da Universidade de Brasília. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em produção e

gestão do uso e da qualidade da energia elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: fontes alternativas e renováveis de energia; energia solar fotovoltaica; conservação de energia, gerenciamento do consumo e eficiência energética; e qualidade da energia elétrica. Ocupou a Prefeitura da UnB de 2012 a 2016.

Anésio de Leles Ferreira Filho, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1993), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1997), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (2008), e pós-doutorado na Universityof Oxford (2017). Atualmente é professor associado do quadro da Universidade de Brasília e coordenador do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes. Tem atuado em Qualidade da Energia e Redes Elétricas Inteligentes, principalmente, nos seguintes temas: desequilíbrio de tensão, harmônicas e inter-harmônicas, e impactos da integração na rede elétrica das gerações fotovoltaica e eólica, e ainda, de veículos elétricos e armazenamento de energia.

Jorge Andrés Cormane Angarita, graduação (2003) e mestrado (2006) em Engenharia Elétrica pela Universidade Industrial de Santander (Colômbia). Doutorado em Engenharia de Sistemas Eletrônicos e de Automação (2013) pela Universidade de Brasília. Atualmente, é docente vinculado ao curso de Engenharia de Energia na Universidade de Brasília (UnB), Faculdade UnB Gama (FGA), com atuação em atividades de ensino, pesquisa e extensão na área de Sistemas de Energia Elétrica. Desenvolve pesquisas na área de Modernização da Rede Elétrica com foco na Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à Rede Elétrica, Monitoramento da Qualidade da Energia Elétrica (investigação das técnicas de processamento de sinais para o monitoramento dos distúrbios que deterioram da Qualidade da Energia Elétrica) e Análise de Dados da Rede Elétrica.

Loana Nunes Velasco possui graduação em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica, pela Universidade Federal do Mato Grosso (2005), mestrado no programa de pós-graduação da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho do campus de Ilha Solteira, na área de Qualidade de Energia (2006), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2013). Atualmente, é docente vinculado ao curso de Engenharia de Energia na Universidade de Brasília (UnB), Faculdade UnB Gama (FGA). Tem atuado em atividades de ensino, pesquisa e extensão na área de Sistemas Elétricos de Potência, com ênfase em: qualidade da energia, eficiência energética, medição e verificação de performance, geração distribuída.

Rafael Amaral Shayani graduou-se em Engenharia Elétrica, ênfase Energia e Automação, pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1998. Obteve o grau de Mestre em 2006 e de Doutor em 2010, ambos pela Universidade de Brasília, onde pesquisou sistemas

fotovoltaicos isolados e conectados à rede elétrica. É professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, onde pesquisa a integração da energia solar fotovoltaica, tanto na rede elétrica de distribuição (aspectos técnicos) quanto na matriz energética (aspectos de política energética). É membro da Comunidade Bahá´í do Brasil, cuja visão de unidade mundial lhe possibilita analisar o setor energético de forma global, em busca de soluções sustentáveis para o planeta como um todo.

Alex Reis possui graduação em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica, pela Universidade Federal de Uberlândia (2010) e doutorado em Engenharia Elétrica pela mesma instituição (2015). É docente vinculado ao curso de Engenharia de Energia na Universidade de Brasília (UnB), Faculdade UnB Gama (FGA). Tem atuado em atividades de ensino, pesquisa e extensão na área de Sistemas Elétricos de Potência, com ênfase em: qualidade da energia, harmônicos, eficiência energética e integração de sistemas eólicos e fotovoltaicos à rede elétrica.

Renato Coral Sampaio, professor de Eng. de Software pela Universidade de Brasília e um dos coordenadores do LAPPIS - Laboratório Avançado de Produção, Pesquisa e Inovação em Software da FGA/UnB. Graduado em Engenharia Mecatrônica pela Universidade de Brasília (2004), mestrado em Ciência da Computação (2013) e doutor em Sistemas Mecatrônicos pela Universidade de Brasília (2018). Possui experiência na área de Sistemas Embarcados em Tempo Real, sistemas em Arquiteturas Reconfiguráveis (FPGA), design de Sistemas em Chip (SoCs), Robótica industrial, Controle Preditivo e Algoritmos de otimização Bio-inspirados.

Fernando Cardoso Melo, graduado em Engenharia Elétrica em 2012, recebeu os títulos de mestre (2014) no projeto e análise de desempenho de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (primeiro microgerador da CEMIG-D após a REN-482) e de doutor (2017) no desenvolvimento de nova topologia de microinversor solar de estágio único pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Na mesma instituição, realizou o pós-doutorado (2017-2019) no desenvolvimento de inversor solar para usina de pequeno porte (até 2 kW). Atualmente, é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB).

Lélio Ribeiro Soares Júnior possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (1992) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (1994). Atualmente é professor assistente da Universidade de Brasília. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Controle de Processos Eletrônicos, Retroalimentação, atuando principalmente no seguinte tema: robótica e visão computacional. Tem trabalhado

nos últimos anos na área de controle de conversores eletrônicos de potência para aplicações envolvendo fontes alternativas de energia.

Francisco Assis Lima possui mestrado em engenharia elétrica pela Universidade de Brasília e graduação em Licenciatura em Ciências e Habilitação em Matemática pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília (1987). Tem experiência em gestão de manutenção de equipamentos, gestão universitária, gestão por processos e por projetos, manutenção elétrica e eletrônica, instrumentação, telecomunicações e pesquisas na área de Engenharia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: energia fotovoltaica, eficiência energética, plataformas meteorológicas, energia renováveis e sensores e manutenção de sistemas. Atuou como diretor de manutenção de equipamentos científicos e realizou diversos trabalhos na área de manutenção de equipamentos científicos e pesquisas.

Sergio de Oliveira Frontin, engenheiro eletricista formado pela Escola Nacional de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ (1969) e mestre em Sistemas de Potência pelo RensselaerPolytechnicInstitute em Troy (New York, Estados Unidos,1971). Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A (1967-1987 e 1992-1997), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel (1988), Itaipu Binacional (1989-1991) e Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (1998-2008). É ex-professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio (1972-1977), do Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro (1978) e da Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ (1980 a 1986). Atualmente, é pesquisador/colaborador da Universidade de Brasília – UnB e consultor nas áreas de energia, regulação, geração, transmissão, tecnologia da informação e gestão de conhecimento.

Hudson de Paula Romualdo, graduado em Tecnologia de Processamento de Dados (2003) pela Sociedade Objetivo de Ensino Superior, especialista em Desenvolvimento de Software para a Internet (2006) pela Uni-Anhanguera e mestre em Engenharia Elétrica e de Computação (2014) pela Universidade Federal de Goiás (UFG). Trabalhou na LG Informática (2003-2006), Politec TI (2006 – 2012), foi sócio proprietário da Pontta Tecnologia (2014 – 2016). Atualmente é professor EBTT no Instituto Federal Goiano (IF Goiano – Campus Trindade). Tem atuado em desenvolvimento de software web responsive, standalone e mobile; e, ainda, com pesquisas relacionadas à integração da energia solar fotovoltaica na rede elétrica de distribuição.

Priscilla Araújo Juá Stecanella, graduada em Engenharia de Controle e Automação pela Universidade Paulista (2006), técnica em Eletrotécnica pelo CEFET-GO (1999), especialista em Gerenciamento de Projetos pela Faculdade Alves Faria (2011), mestre em Tecnologia de Processos Sustentáveis pelo IFG Goiânia (2016) e aluna de doutorado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB). Trabalhou na

HalexIstar Indústria Farmacêutica (1999-2011), Universidade Paulista (2010-2015) e PUC Goiás (2012-2015). Atualmente é professora no Instituto Federal Goiano (IF Goiano – Campus Trindade). Tem atuado em Automação Industrial, principalmente nos seguintes temas: programação de CLPs, Sistemas Supervisórios e projetos elétricos e eletropneumáticos.

Marcos Diego de Castro e Silva teve sua formação acadêmica alicerçada pela Universidade de Brasília, instituição na qual foi professor substituto no período de 2015 a 2016 e realizou a sua graduação (2010), mestrado (2014) e doutorado (2020) em engenharia elétrica. Tem experiência em sistemas elétricos de potência, com ênfase em qualidade da energia elétrica e simulações em tempo real para redes elétricas inteligentes.

Jesse Barreto de Barros é doutorando em Sistemas Mecatrônicos (PPMEC/UnB) pela Universidade de Brasília (UnB). Mestre em Sistemas Mecatrônicos (PPMEC/UnB) pela Universidade de Brasília (UnB). Bacharel em Engenharia de Controle e Automação pela Universidade de Brasília (UnB). Faz parte do LaboratoryofEmbedded Systems andIntegratedCircuitsApplications (LEIA) e do Grupo de Automação e Controle da Universidade de Brasília (GRACO/UnB). Foi intercambista pelo programa Ciência Sem Fronteiras na Universityof New South Wales (UNSW) - Austrália no período 2014/2015. Possui interesse e experiência nas áreas de Robótica, Processamento de Imagens, Sistemas Reconfiguráveis, Sistemas Embarcados, Programação de Microcontroladores, Eletrônica Digital, Desenvolvimento de Software nas linguagens C/C++ e Python, Algoritmos Meta-Heurísticos e Algoritmos de Machine Learning.

Victor do Prado Brasil, graduado em Engenharia (2017) e mestrado (2019) pela Universidade de Brasília (UnB). Atualmente, é doutorando na UnB e trainee no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Dentre os temas de interesse, destacam-se pesquisas relacionadas a redes elétricas inteligentes, geração distribuída e fenômenos da qualidade da energia elétrica.

Ayana Dantas de Medeiros, arquiteta e urbanista formada pela Universidade de Fortaleza (2015), com Mobilidade Internacional no Departamento de Arquitectura da Universidade de Coimbra - Portugal (2011-2011). Professora substituta no Departamento de Arquitetura e Urbanismo da Universidade Federal de Roraima (2016-2018), especialista em Projetos de Iluminação pelo Instituto de Pós-graduação do Amazonas (2018) e mestre na linha de pesquisa em Tecnologia, Ambiente e Sustentabilidade no Programa de Pós Graduação da Faculdade de Arquitetura e Urbanismo da Universidade de Brasília (2020), onde atualmente encontra-se doutoranda. Pesquisadora no Laboratório de Controle Ambiental e Eficiência Energética da Universidade de Brasília, com ênfase em ventilação e iluminação natural,

Álax de Carvalho Alves, graduando em Engenharia de Software pela Universidade de Brasília. Experiência nas linguagens Python, Ruby, JavaScript, HTML e CSS e nos frameworks Ruby onRails, Django, VueJS, QuasarJS. Trabalha com tecnologias de Interação e Deploy Contínuos com Docker, TravisCI, CircleCI, GitlabCI, Heroku e Dokku e bancos de dados Postgres, Redis, MySQL, SQLite. Experiência com gerência de projetos com Scrum, XP e Lean e contribuição com projetos em Software Livre.

André de Sousa Costa Filho, graduando em Engenharia de Software pela Universidade de Brasília. Trabalha com desenvolvimento web desde 2017 usando principalmente as tecnologias Ruby onRails, Vue.js, Django e Node.js. Participou como integrante da equipe de projetos na área de gestão escolar, portal de notícias, análise de dados e monitoramento energético.

Arthur José Benedito de Oliveira Assis, graduando em Engenharia de Software pela Universidade de Brasília. Trabalha com desenvolvimento de software desde 2017, trabalhando com a criação de plataformas web, com foco na criação de APIs com tecnologias como DjangoRest, Ruby onRails.

Lucas de Araújo Martins, graduando em Engenharia de Software pela Universidade de Brasília, trabalha desde 2016 no desenvolvimento de aplicações web, participando de projetos nas áreas da educação, monitoramento energético, otimização de processo, portal de notícias e uso sustentável de recursos hídricos. Fez parte, de 2016 a 2019, da equipe do Laboratório Avançado de Pesquisa, Produção e Inovação em Software, onde auxiliou na manutenção do Portal da FGA, e integrou o time de desenvolvimento do Sistema Integrado de Gerenciamento Energético (SIGE).

Thalisson Barreto de Melo, graduando em Engenharia de Software pela Universidade de Brasília. Trabalha com desenvolvimento desde 2016 no Laboratório Avançado de Pesquisa, Produção e Inovação em Software (LAPPIS) nos projetos do Noosfero (Ruby onRails) e no Sistema Integrado de Gerenciamento Energético (SIGE). Desenvolveu projetos como Owla (plataforma de comunicação em tempo real entre professores e alunos), o Falko (ferramenta para gestão de projetos ágeis a partir de métricas) e o Klara (um dessalinizador que coleta informações e gera gráficos da qualidade da água no Brasil).

Guilherme Augusto Nunes, graduando em Engenharia de Software pela Universidade de Brasília. Trabalha com desenvolvimento de software desde 2017 na criação de chatbots com a tecnologia Rasa e serviços RESTful com Django e Flask. Possui experiência em

desenvolvimento web com Vue.js e em aplicações integradas com o ambiente Jupyter Notebook.

Tiago Simon Engelsdorff é mestrando em desenvolvimento sustentável e engenheiro de energia pela Universidade de Brasília

João Pedro Alemonge Honorato é bacharel em engenharia de energia pela Universidade de Brasília. No decorrer da graduação e da experiência profissional aproximou-se da área de eficiência energética e geração distribuída, especializando-se neste ramo. Atualmente atua na área e participa como aluno especial do mestrado de arquitetura onde busca aprender e pesquisar mais como racionalizar o consumo de energia no ambiente construído.

1.6 Etapas e cronograma de execução

A seguir são apresentadas as etapas com o respectivo cronograma do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento.

1.6.1 Etapas do plano de trabalho

Etapa 1. Estado da Arte
Investigar o referencial bibliográfico atual (teses, dissertações, artigos científicos, livros), no tocante às questões relacionadas à inserção da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) em sistemas de distribuição de energia elétrica. Nesta etapa deverá ser feito levantamento dos impactos da GDFV na rede da distribuidora, considerando dentre outros aspectos: perfil de tensão nos alimentadores, correntes, perdas, etc.

Etapa 2. Base de conhecimento
Com base no Estado da Arte, será formada a árvore do conhecimento com os temas pertinentes ao projeto para a formação de base estruturada.

Etapa 3. Marcos regulatórios
Analisar os marcos legais e regulatórios e as regras de conexão em âmbito nacional e internacional que versam sobre o assunto. Análise da documentação vigente, indicando possíveis propostas de melhoria.

Etapa 4. Estabelecimento dos cenários
Estabelecer cenários envolvendo o ambiente em estudo para a execução da análise dos impactos da inserção de GDFV na rede da CEB e na rede interna da UnB.

Etapa 5. Análise de impactos técnicos

Realizar análise de impactos técnicos relacionados à inserção de GDFVno sistema de distribuição da CEB para os cenários selecionados. Isso será efetuado por meio de simulações e, se necessário, medições no campo. A partir da instalação de geração fotovoltaica num prédio da UnB serãorealizadas simulações simplificadas na rede interna da UnB, considerando possíveis ampliações

Etapa 6. Implantação de Estrutura Laboratorial

Especificar e implantar uma infraestrutura laboratorial na UnB que emule uma rede de distribuição de baixa tensão (microgrid) para a análise de possibilidades de interligação e gerenciamento da geração distribuída. Trata-se da montagem de um ambiente de simulação de redes de distribuição, considerando equipamentos reais como painéis fotovoltaicos, uma bancada eólica, etc.

Etapa 7 – Implantação do Centro de Monitoramento

Este Centro de Monitoramento receberá informações de 100 medidores eletrônicos de energia a serem instalados em prédios selecionados do Campus da UnB. Estes medidores devem ser especificados de maneira a fornecer dados que permitam o monitoramento do impacto da GD na rede elétrica. Estas informações serão coletadas, tratadas, analisadas e disponibilizadas a partir de um aplicativo de gestão.

Etapa 8 – Preparação e realização de seminário

Realizar um seminário, visando-se a divulgação do projeto e a obtenção de subsídios por parte de outros especialistas no assunto.

Etapa 9. Relatório final

Produzir material bibliográfico para divulgação dos resultados, tais como artigos técnicos para publicação em congressos e periódicos da área. Consolidar os relatórios das etapas anteriores no relatório final que será elaborado em formato de brochura objetivando uma maior divulgação do projeto.

1.6.2 Cronograma

O cronograma das etapas, indicando as datas previstas e executadas, são apresentadas nas Tabelas 1.7 e 1.8.

Tabela 1.7 – Cronograma das etapas do Ano 1.

Etapas	Ano 1 (Mês 01 - Julho/18)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 – Estado da Arte.												
2 – Base do Conhecimento.												
3 – Marcos Regulatórios.												
4 – Estabelecimento de Cenários.												
5 – Análise de Impactos.												
6 – Estrutura Laboratorial.												
7 – Centro de Monitoramento.												

Tabela 1.8 – Cronograma das etapas do Ano 2.

Etapas	Ano 2 (Mês 01 - Julho/19)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2 – Base do Conhecimento.												
5 – Análise de Impactos.												
6 – Estrutura Laboratorial												
7 – Centro de Monitoramento.												
8 – Seminário.												
9 – Relatório Final.												

Previsto
Executado

A Etapa 4 "Estabelecimento de Cenários" foi concluída com atraso. Tendo em vista a necessidade de inserção de informações mais detalhadas sobre os dados de geração distribuída no Distrito Federal por solicitação da CEB apresentadas em reuniões especificas sobre o tema. O atraso não prejudicou as atividades.

A Etapa 6 "Estrutural Laboratorial" foi concluída com atraso, devido à demora nos processos de importação do simulador de tempo real e de componentes eletrônicos especializados. Como consequência desta situação, os estágios de montagem, configuração e testes do ambiente para a simulação em tempo real sofreram defasagem com relação ao cronograma original, mas sem prejuízo para a realização da etapa.

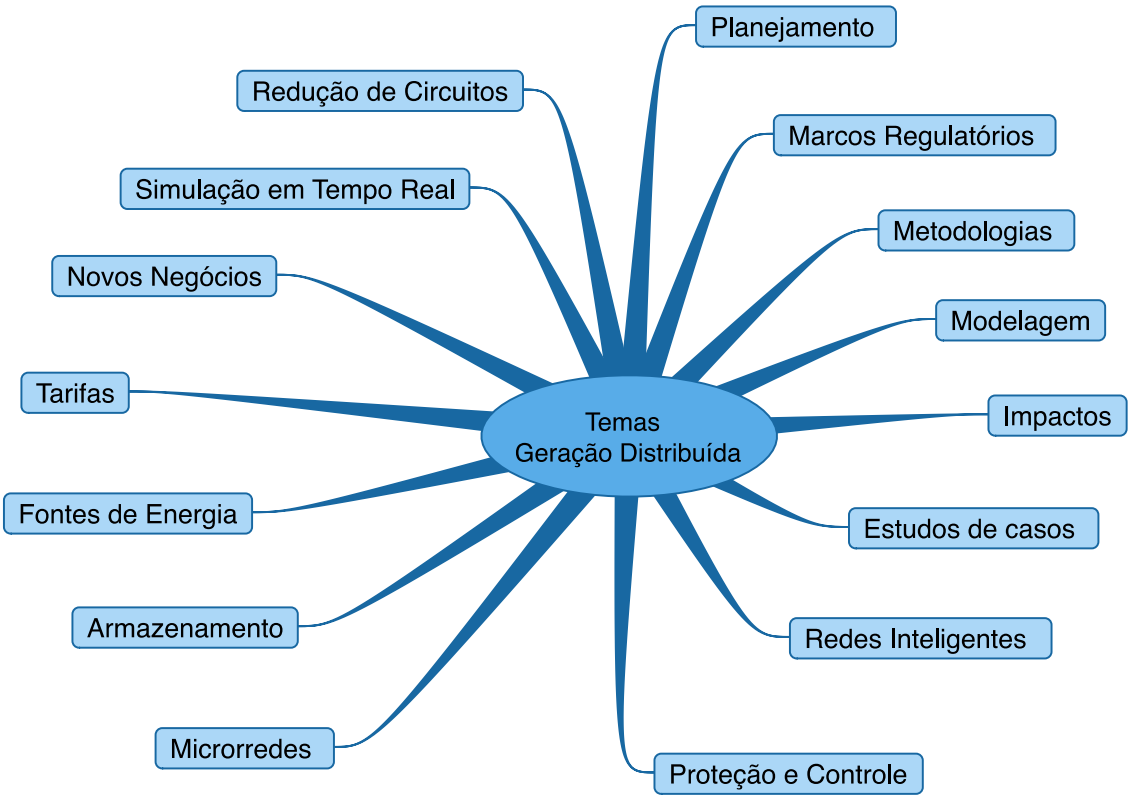
A Etapa 7 "Centro de Monitoramento" foi concluída com atraso, pois foi necessário trocar o firmware dos medidores adquiridos para corrigir problemas de comunicação experimentados durante a sua instalação. Tal situação, entretanto, não prejudicou o resultado.

1.7 Referências bibliográficas do Capítulo 1

[1] LEI N0 6.043/17. Institui a Política de Incentivo à Geração de Energia Limpa em Prédios Residências ou não no Distrito Federal. 22.12.2017.
[2] ATLAS DO DISTRITO FEDERAL 2017. Companhia de Planejamento do Distrito Federal.
[3] POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DE BRASÍLIA. WWF. Brasília. 2016.

CAPÍTULO 2

Estado da arte



O presente capítulo tem como objetivo investigar, analisar e consolidar o referencial bibliográfico (teses, dissertações, artigos técnicos e científicos, projetos de P&D, livros etc), no tocante às questões relacionadas à inserção da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.1 Introdução

Os sistemas de distribuição em âmbito brasileiro como internacional vêm enfrentando diversos desafios tecnológicos, técnicos, econômicos e sociais. Tais desafios decorrem principalmente da crescente difusão de geração distribuída inserida nas unidades de consumidores da rede de distribuição. Aliam-se a estes desafios a intensificação do uso de veículos elétricos que vão exigir postos de carregamento de baterias, a entrada de armazenamento junto as fontes intermitentes de energia e, ainda, a possibilidade de formação de microrredes. Sendo importante ressaltar que estes itens (geração distribuída, veículos elétricos e armazenamento de energia) vêm surgindo num cenário de aplicação cada vez mais intensa de redes elétricas inteligentes detentoras de alta componente de dispositivos de eletrônica de potência, tecnologia da informação e redes modernas de comunicação.

Neste novo ambiente, surge a necessidade de rever as diversas premissas e critérios que envolvem o planejamento, projeto, operação, manutenção e comercialização das redes de distribuição.

Assim, é de primordial importância conhecer o que os diversos agentes que atuam no setor de distribuição de energia vêm estudando, apontando os impactos técnicos e econômicos, e indicando as possíveis soluções, identificando os desafios e obstáculos a serem enfrentados, apresentando as novas metodologias de analise, novos modelos para representação dos componentes, novos modelos de negócios etc. Para visitar este universo e estabelecer o Estado da Arte na Geração Distribuída, foram consultadas as seguintes fontes de informações.

2.2 Definições

Segue definição de alguns termos importantes relacionados ao tema em questão.

Microgeração distribuída – Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (REN Aneel 687 de 24 de novembro de 2015).

Minigeração distribuída – Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW, menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (REN Aneel 786 de 17 de outubro de 2017).

Redes elétricas inteligentes – Integração de fontes renováveis de energia, novos materiais, equipamentos avançados, telecomunicação e informação, controle e supervisão e tecnologia de armazenamento, de maneira a apoiar a gestão digital, decisões inteligentes e transações interativas entre geração, transmissão e distribuição (*State Grid* – China).

Microrredes – Um grupo de cargas e recursos energéticos distribuídos (DER) interligados com fronteiras elétricas claramente definidas que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede e podem se conectar e desconectar do *grid* para permitir que opere tanto conectado ao *grid* quanto em modo ilhado. (Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. *Energy Department* – DoE).

2.3 Fontes de informações

A pesquisa bibliográfica realizada com o objetivo de determinar o estado da arte voltada para o tema Geração Distribuída (GD) contou com a base de dados das seguintes fontes de informação:

- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE;
- Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE;
- Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS;
- Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI;
- Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, UFRJ;
- Universidade de Brasília – UnB;
- Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – CITENEL;
- Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Aneel – ANEEL; e
- *Conseil International des Grands Résaux Electriques – CIGRÉ*.

A publicações dos diversos fóruns patrocinados pelo IEEE e artigos de revistas internacionais foram selecionados e analisados essencialmente para compor os capítulos que se referem aos assuntos: estudos de impactos da integração de fontes renováveis na rede elétrica, simulação em tempo real, redução de sistemas elétricos.

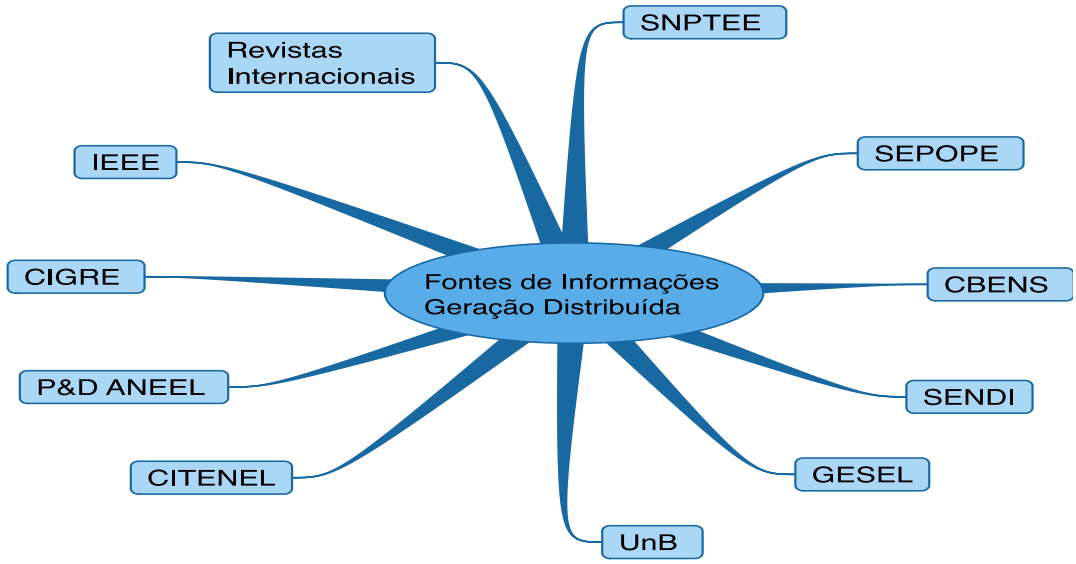


Figura 2.1 – Fontes de consulta.

Os informes selecionados oriundos dessas fontes foram agrupados nos temas apresentados na Figura 2.2.

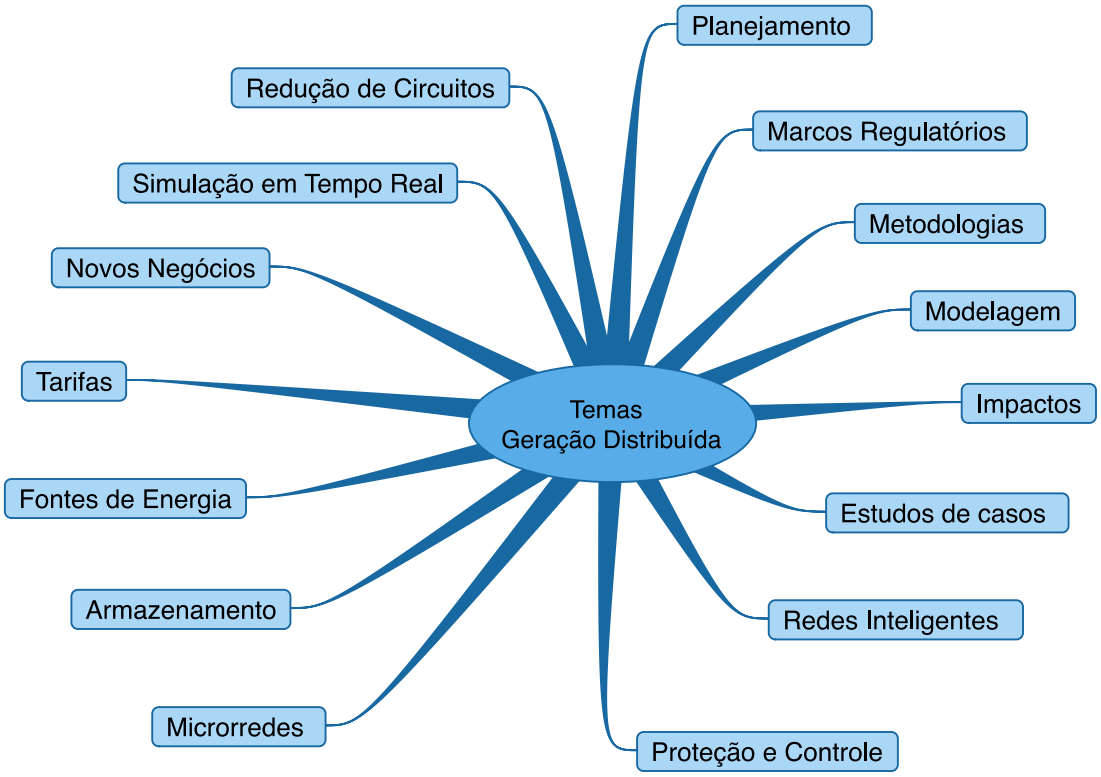


Figura 2.2 – Temas pesquisados.

Para cada um destes temas, foram apresentados os pontos relevantes da situação atual e as perspectivas dos pontos visualizados que necessitam de aprimoramento.

2.4 Comentários sobre as pesquisas realizadas

Em sua totalidade foram selecionados para análise 129 informes, apresentados no período de 2018 a 2006, nos mais diferentes eventos, conforme quadro e figuras a seguir:

Tabela 2.1 – Consolidação dos informes pertinentes ao tema.

Evento	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008 2006	Total
SNPTEE		2		7		7		3		4		23
SEPOPE	6				2		3					11
CBENS	10		2		2							14
SENDI	3		4		5		7		3			22
GESEL	2	1	1									04
UnB		3	2	3	2	3	1	2	1			17
CITENEL		3		2		1		1				07
ANEEL		4	2	1	2		3	1	2	2		17
CIGRÉ	5			2	5		1		1		3	17
Total	26	13	11	15	18	11	15	7	7	6	3	132

Pode-se notar que o SNPTEE contribuiu com o maior número de informes (23), seguindo do SENDI (22), e o ano de 2018 foi aquele com o maior número de informes (26) seguindo ao ano de 2014 (18).

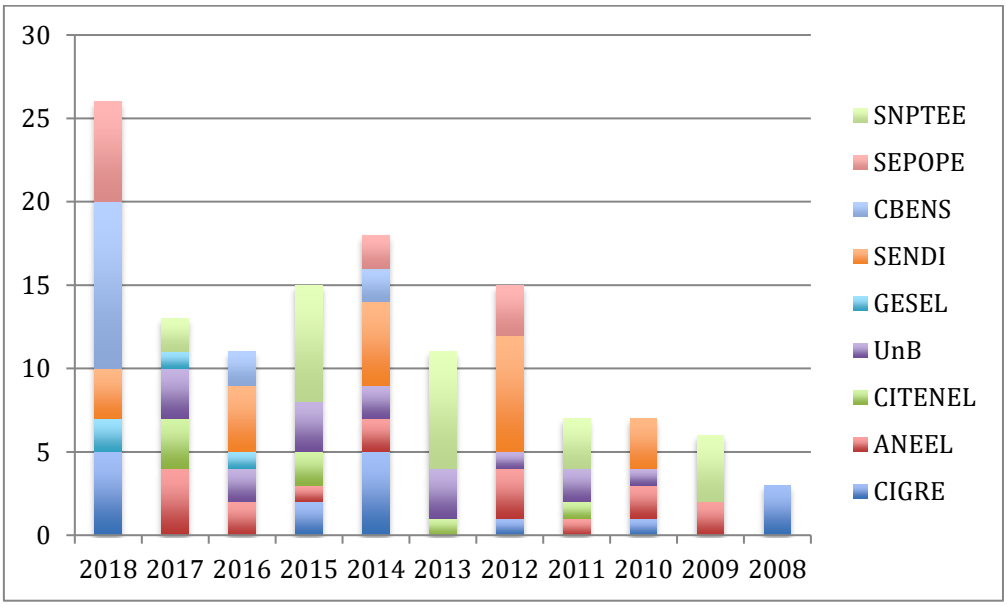


Figura 2.3 – Quantidade de informes por ano e por evento.

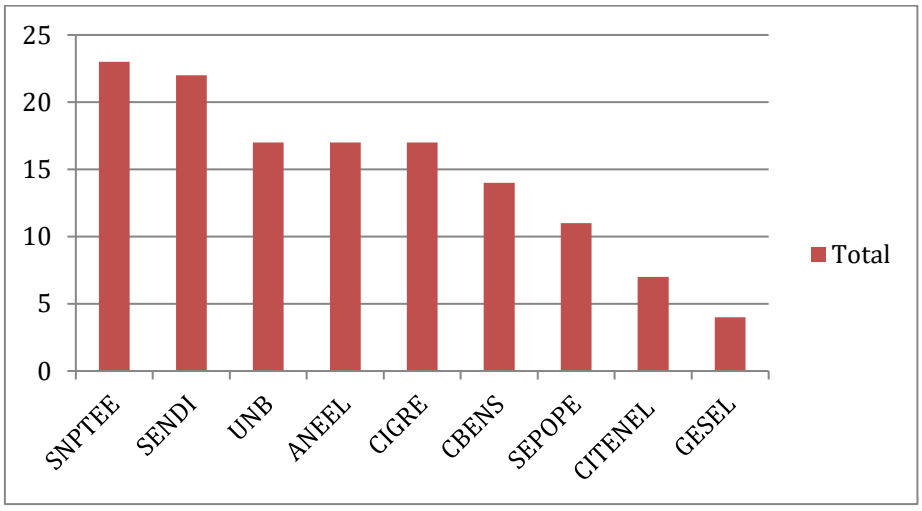


Figura 2.4 – Quantidade de informes por evento.

As palavras chaves indicadas nos informes fornecem uma ampla visão dos assuntos correlatos ao tema geração distribuída. Seguem algumas destas palavras chaves:

- Geração – geração distribuída, microgeração, minigeração, fontes renováveis de energia;
- Fontes de energia – energia solar fotovoltaica, energia eólica, células a combustível, cogeração, microturbinas;
- Redes – microrredes, redes inteligentes, rede de distribuição, conexão de micro e minigeração;
- Estudos – impactos técnicos, ilhamento de áreas, fluxo de potência, estabilidade de sistemas, religamento assíncrono, perfil de tensão, controle ativo de tensão, simulação em tempo real, redução de perdas, *OpenDSS*;
- Regulação – Resolução Normativa Aneel nº 482/2012, procedimentos de redes, procedimentos de distribuição, regulamentação de geração distribuída, políticas públicas;
- Tarifas – medição inteligente, *Net-metering*, Tarifa *Feed In*, tarifa branca, comercialização, compensação de energia, *prosumers*;
- Controle, proteção – eletrônica de potência, conversor de energia, microinversor; e

- Outros – qualidade de energia, veículos elétricos, eficiência energética, armazenamento de energia, sistemas de monitoramento.

5.3 – As entidades envolvidas nos informes dos eventos realizado no Brasil foram as seguintes:

- Universidades: Universidade de Pernambuco, Universidade de Brasília, Universidade Federal do Tocantins, Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Unesp Ilha Solteira, Universidade do Estado de Santa Catarina, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Universidade Federal de Itajubá, Universidade de São Paulo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Universidade Federal do ABC; Centro Universitário Alves Faria, Universidade Federal de Santa Maria, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Universidade Federal do Pampa, Universidade Federal de Viçosa, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Instituto Federal do Espírito Santo, Universidade Salvador, Universidade Federal do Pará, Universidade Federal de Goiás, Universidade Federal do Ceará;

- Empresas Concessionárias: Eletrobras, Chesf, Copel, Endesa Brasil, Ampla, Cesp, AES Sul, AES Eletropaulo, Cemar, *Florida Power&Light Company*, Cemig, *Light* SESA, EDP Bandeirante, Empresa Bandeirante de Energia S/A, Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Rio, Tractebel Energia S/A;

- Empresa de consultoria: Thymos Energia, Promon Engenharia, Elco Engenharia de Montagem;

- Fabricantes: Siemens;

- Laboratórios: Cepel, Lactec;

- Outros: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Fundação Parque Tecnológico de Itaipu (FPTI), Federação das Indústrias do Estado do Paraná (FIEP).

As empresas concessionárias patrocinadoras dos projetos de P&D selecionados foram as seguintes:

- Ampla Energia e Serviços S/A (2);
- Bandeirante Energia S/A (1);
- Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (1);
- Companhia Energética de São Paulo (1);
- Companhia Paulista de Força e Luz (2);
- Centrais Elétricas de Rondônia S/A (1);
- Centrais Elétricas Matogrossense S/A (1);
- CEB Distribuição S/A (1);
- Copel Distribuição S/A (3);
- Elektro Eletricidade e Serviços S/A (1); e
- Light Serviços de Eletricidade S/A (2).

Em âmbito internacional, considerando os informes do CIGRÉ, temos os seguintes países e universidades envolvidos na elaboração dos trabalhos:

- Países: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Brasil, China, Estados Unidos, Espanha, Egito, Eslovênia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Itália, Japão, Portugal, Reino Unido, Sérvia; e

- Universidades: *Soubra Faculty of Engineering* (*Egypt), Minia University* (*Egypt*), *Imperial College London* (*United Kingdom*), *Eindhoven University of Technology* (*Netherlands*), *Universitá di Cagliari* (*Italy*), *University of Ljubljana*, *Faculty of Electrical Engineering Slovenia*, *Tianjiun University* (*China*), *University of Bologna* (*Italy*), *University of Milan* (*Italy*), *University of Genoa* (*Italy*).

2.5 Resumo dos trabalhos classificados por temas

A seguir serão apresentados os resumos dos informes selecionados agrupados de acordo com os seguintes temas:

- Planejamento da geração distribuída;
- Marcos regulatórios voltados para a geração distribuída;
- Metodologias aplicadas ao estudo da geração distribuída;
- Modelagem de componentes, ferramentas computacionais e laboratórios;
- Impactos decorrentes da penetração de geração distribuída nas redes de distribuição;
- Estudos de casos com aplicação de geração distribuída;
- Redes inteligentes no contexto da geração distribuída;
- Proteção e controle aplicados à geração distribuída;
- Microrredes no contexto da geração distribuída;
- Armazenamento de energia na geração distribuída;

- Fontes de energia na geração distribuída;
- Tarifas; e
- Novos negócios.

Deve-se notar que um informe pode abordar mais de um dos assuntos indicados. Neste caso, será escolhido o assunto com maior ênfase ou apresentado em dois ou mais grupos de temas.

2.5.1 Planejamento da geração distribuída

Os resumos a seguir apresentados foram extraídos dos informes indicados, sem nenhuma alteração de conteúdo e, portanto, expressam o pensamento dos autores que, por sua vez, espelham o conhecimento e tecnologia da época de publicação do informe.

GOMES, E.C.F (SEPOPE, 2018) aborda as seguintes questões: principais barreiras, problemas de financiamento, estratégias das empresas, internalização das novas tecnologias e falta de regulamentação específica. Para responder a estas questões, analisa os resultados dos quatro leilões de energia fotovoltaica que já foram realizados no Brasil. Examina a afirmação da ABSOLAR de que o mercado de energia solar no Brasil está atrasado em 15 anos comparado com outros mercados internacionais, indica que a contratação de cerca de 1.000 MW de volume mínimo anual de geração solar fotovoltaica poderia viabilizar uma fábrica de painéis solares no Brasil e, desse modo, desenvolver a indústria nacional com a possibilidade de atingir preços médios mais competitivos.

PARENTE, B.J.P. (SEPOPE, 2018) faz reflexões sobre as potencialidades do Brasil e as barreiras existentes para um avanço rápido da matriz energética solar neste país, analisando os caminhos possíveis para alcançar destaque mundial nesta área. Trata de aspectos relevantes sobre necessidade de escoamento adequado da energia produzida, o ambiente regulatório, as amarras para a comercialização, variabilidade solar e armazenamento energético.

SHAYANI, R.A. (CBENS, 2018) apresenta um método para análise probabilística da necessidade de reforço de rede de distribuição para conexão de geração distribuída fotovoltaica, visando à realização de investimentos prudentes na rede, em prol da modicidade tarifária.

RODRIGUES, M.A.O. (CBENS, 2018) apresenta cenários para a expansão da energia solar no Distrito Federal, analisando os possíveis impactos técnicos e sociais. Os fatores motivadores seriam os elevados índices de radiação em todo o território brasiliense que

indica a potencialidade da aplicação de energia solar fotovoltaica, que atuaria de forma benéfica sobre os aumentos de temperatura, diminuição de precipitação e escassez hídrica. Foi contexto, foi feita a previsão conservadora para até o ano 2050: instalar 37 GWp de geração distribuída solar fotovoltaica.

SKORUPA, T. (CBENS, 2018) apresenta um estudo para determinar a locação ótima da GD objetivando a redução de perdas. Considerou um sistema teste no noroeste do estado do Rio Grande do Sul e uma fonte solar fotovoltaica de 5 MW. Foram simulados cinco cenários distintos para analisar os impactos no perfil de tensão e nas perdas do sistema. Comparando-se os cinco casos, verificou-se que a variação entre o melhor e o pior ponto de conexão apresentou cerca de 66% de diferença nas perdas do sistema.

MOREIRA, E.A. (CBENS, 2018), sob a perspectiva da engenharia de planejamento de sistemas elétricos, analisa a forma mais adequada de se modelar o sistema fotovoltaico conectado a rede. O impacto da escolha da modelagem foi analisado por meio de simulação de quatro cenários distintos de uma mesma rede elétrica. Os resultados obtidos indicam variações nos parâmetros de carregamento das linhas e perdas elétricas, entre os cenários de aproximadamente 6 % a 13 % respectivamente. Tal diversidade de resultados dificulta o processo de tomada de decisão, o que pode conduzir a projetos sobre ou subdimensionados acarretando prejuízos financeiros e até riscos operativos.

POPOVIC, Z. (CIGRÉ, 2018, Sérvia) apresenta uma metodologia para o planejamento da rede de distribuição na presença de geração distribuída e as incertezas decorrentes das variabilidades das cargas. O objetivo primordial do procedimento é determinar o plano de expansão que minimize os riscos econômicos com a máxima possível eficiência.

CAMARGOS, R. S. C. (UnB, 2016) indica que a Aneel exige que a expansão das redes de distribuição seja planejada considerando a inserção da GD, entretanto não define como deve ser feito. Nesse sentido, é proposto método para identificação dos limites da GD, que alteram a necessidade de reforços detectada pelo planejamento da expansão de redes de distribuição de média tensão. Foram considerados critérios de carregamento, níveis de tensão e perdas técnicas. Tradicionalmente, a situação crítica para a rede acontece quando a demanda das unidades consumidoras é máxima, contudo, quando se instala a GD, os cenários que exigem reforços para o alimentador ocorrem nos momentos em que a GD injeta a maior potência na rede, ou seja, nas horas de maior irradiação solar e menor consumo.

CASTRO, N. (GESEL, 2016) conclui no trabalho que é importante destacar que o crescimento da participação da micro e da minigeração não deve ser analisado como uma mera diversificação da matriz elétrica. Em linhas gerais, é preciso reconhecer que está em curso

uma transição tecnológica que impactará o setor elétrico em suas diferentes esferas. Prospecta-se não apenas a continuidade da difusão de micro e minigeração e a crescente importância do gerenciamento da demanda, como também é preciso considerar os impactos da crescente participação de veículos elétricos, corroborando *drive* de possível disseminação de sistemas de armazenamento de energia nas unidades de consumo. A atual abordagem da Aneel acerca da geração distribuída enfatiza e estimula a difusão da tecnologia de sistemas de micro e minigeração, não avaliando, ainda, aspectos associados a contratos de energia existentes, perda de faturamento da distribuidora, necessidade de investimentos em novos equipamentos de rede para lidar, por exemplo, com fluxos reversos de energia, implantação de novos procedimentos e ferramentas associados à operação e manutenção, implantação de novos índices de qualidade dos serviços, implantação de novos critérios de segurança, aspectos de planejamento de ampliações e reforços na rede e, finalmente, novos critérios de contratação de energia. Embora o Brasil já tenha avançado em alguns aspectos relacionados à inserção da micro e da minigeração, observa-se que marco regulatório ainda não é capaz de lidar com todas as mudanças e impactos. Ressalta-se que incentivos regulatórios à geração distribuída atuam como catalisadores do processo supracitado, provocando impactos diretos, como descontos sobre a TUSD e necessidade de adequação da rede de distribuição; e indiretos, como a redução do consumo e na receita das distribuidoras.

NEGRI, J.C. (SNPTEE, 2015). O estudo aborda perspectivas de implantação da GD de médio porte, conectada em rede e específica para geração elétrica. É efetuada uma revisão bibliográfica da experiência internacional para identificar questões comuns, tratamento realizado e dificuldades remanescentes. O arcabouço legal-regulatório nacional é apresentado, sendo identificados os principais entraves e propostos ajustes. Com base nos benefícios intrínsecos da GD, é avaliada a aplicação em áreas próximas ao consumo e de estrangulamento dos sistemas de transmissão e distribuição nos centros metropolitanos. Uma revisão das tecnologias aplicáveis é realizada. Alguns exemplos de casos são analisados e alinhavadas as propostas metodológicas e contribuições.

LANDEIRA, J. (SEPOPE, 2014) faz uma análise econômica sobre a implantação de geração distribuída fotovoltaica no Brasil para clientes tipo B3. Para este estudo, foram escolhidas 38 cidades no Brasil, na região de mais de 20 concessionárias, onde para cada caso é calculado o fator de capacidade da usina por meio do *software* PVSYST, considerando, entre outros aspectos, a influência da temperatura nos painéis, as perdas internas da planta, a compensação da inclinação dos painéis com a variação da latitude e uma base de dados de mais de 25 anos com os valores de temperatura e irradiância solar em cada local. Mediante um modelo financeiro baseado na economia de energia anual de uma unidade

consumidora com a instalação da usina, vários cenários são criados para ao final concluir sobre a viabilidade desses investimentos por meio da Taxa de Retorno Interno (TIR) dos projetos.

MACHADO, A.H.B. (UnB, 2014), considerando a importância do fator perdas no planejamento de uma rede de distribuição considerando GD, faz uma análise do tema levando em consideração diversos cenários de localização. Constatou que a curva de carga da unidade que possui uma fonte geradora tem influência no valor das perdas, e que a influência da correlação das curvas de carga e da irradiância solar pode superar a influência da localização.

EL SAAD, M.M.A (CIGRÉ, 2014, Egito). A inserção da GD de diferentes fontes, localizadas próximas aos centros de carga, provém uma oportunidade para suporte de tensão e redução de perdas na futura operação da rede de distribuição. Nesse sentido, é apresentada metodologia baseada em fluxo de potência, para determinar a localização ótima e tamanho da GD. Esta metodologia foi aplicada na rede de distribuição do Egito. Foram analisadas diversas combinações com a instalação de uma, duas e três unidades de GD com o objetivo de reduzir as perdas totais e aprimorar os níveis de tensão.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO- CESP (Aneel, 2014). O projeto tem como objetivo estabelecer o diagnóstico atual da Ciência, Tecnologia e Inovação nas cinco grandes temáticas: Geração de Energia e Armazenamento; Transmissão de Energia Elétrica; Distribuição de Energia Elétrica; Eficiência Energética; e Assuntos Sistêmicos. Para o Estado da Arte em Geração Distribuída, foi analisado o capítulo 11 (Geração Distribuída e Microrredes) do volume 5/8 (Evolução Tecnológica Nacional no Segmento de Distribuição de Energia Elétrica). Neste capítulo, foram apresentados os seguintes tópicos: visão do futuro; caracterização das métricas da macrotemática para o cenário futuro; e estudo e prospecção das rotas tecnológicas.

LANDEIRA, J. (SNPTEE, 2013) apresenta cenário econômico e discute a viabilidade, mediante um estudo de caso, de uma planta solar fotovoltaica de minigeração (100 kW) na cidade do Rio de Janeiro para um cliente tipo A4-Convencional à luz dessas resoluções. Com base nos resultados e discussões apresentados neste informe técnico, é possível concluir que, para clientes do tipo A4 Convencional, a minigeração fotovoltaica é viável, embora os retornos sobre o investimento ainda não sejam tão atrativos.

SANTOS, F.J. (UnB, 2013) amplia os requisitos que devem ser abordados quando do planejamento de redes de distribuição no momento da inserção de GD. Indica que devem ser analisadas as possíveis alterações nos níveis de perdas elétricas, nos parâmetros de qualidade da energia, estabilidade do sistema, regulação de tensão, corrente de curto-circuito, carregamento de condutores e, principalmente, dos transformadores de

distribuição. Aponta ainda que, dependendo da quantidade de GD, as perdas elétricas podem ser reduzidas quando os carregamentos dos condutores e transformadores operam em valores mais próximos dos valores nominais. Nesse sentido, enfatiza que é importante que seja analisado o efeito técnico e econômico de cada impacto, para que as redes como atualmente dimensionadas não sejam empecilhos à inserção da GD.

TARANTO, G.N (CITENEL, 2013) apresenta uma metodologia de avaliação dos pedidos de conexão de GD no sistema da concessionária Ampla (Atual Enel), com vistas à operação com ou sem ilhamento intencional. A metodologia engloba análise estática e dinâmica, com estudos de potência, curto-circuito, proteção e estabilidade. Foi apresentado um caso real mostrando o impacto da entrada de uma geração distribuída na hora da ponta de um alimentador.

OLIVEIRA, M.A.V. (UnB, 2011) apresenta um método iterativo que consegue mensurar as variáveis envolvidas no processo de planejamento de um alimentador radial de uma rede de distribuição quando da instalação de GD. Verificou que, quando se leva em consideração a grande variação da curva de irradiância solar e da curva de carga, o limite de penetração da GD se modifica notavelmente sem que haja alterações nas características do alimentador. Ao longo do ano, a curva de carga muda o seu padrão devido a férias, feriados etc. Já irradiância solar depende da variação do clima, dias de sol, de chuva e da estação do ano. Estas variações do fluxo de potência geram vários impactos para o alimentador, tanto positivos como negativos, que podem restringir a quantidade de GD que se pode instalar, e portanto o planejamento deve levar em conta estas variáveis.

SHAYANI, R. A. (UnB, 2010) aponta a necessidade de avaliar os impactos causados à rede de distribuição quando da penetração de geração distribuída em sistemas radiais, de tal forma que esta nova modalidade de geração de energia pudesse ser implantada de modo seguro, confiável e econômico. Nesse sentido, foi desenvolvido um método iterativo levando em conta: as impedâncias da rede primária, da rede de baixa tensão, dos transformadores, além da tensão de referência da subestação, das cargas dos consumidores e fator de potência. Foram estabelecidos dois critérios que deveriam ser simultaneamente atendidos para que a rede de distribuição pudesse receber a GD sem a necessidade de modificações e/ou reforços: a tensão não deve aumentar acima do valor estabelecido pelas normas, e a capacidade térmica dos condutores e transformadores não deve ser ultrapassada.

SANS, M.R. (SENDI, 2010) apresenta os principais resultados obtidos no projeto "Otimização do planejamento da expansão do sistema de distribuição considerando unidades de geração distribuída", realizado para a Copel, entre 2006 e 2009, no programa de P&D da Aneel. O projeto teve como objetivo estudar uma solução capaz de definir o melhor ponto para

alocação de unidades de GD, de modo a trazer benefícios para o sistema, como: diminuição de perdas, violações no perfil de tensão e sobrecarga. A solução envolveu a técnica de Algoritmos Genéticos aliada a um Fluxo de Potência Ótimo, implementados no sistema de Planejamento de Redes de Distribuição de Média Tensão baseada em geoprocessamento em utilização pela Copel.

MEEUWSEN (CIGRÉ, 2008, Holanda) elaborou estudos de análise de cenários para o futuro das redes elétricas de distribuição e transmissão na Europa e, em particular, na Holanda, estabelecendo o ano horizonte de 2050 e com a premissa de 50% da demanda ser suprida por fontes renováveis de energia.

CELLI, G. (CIGRÉ, 2006, Itália) indica que a futura estrutura das redes de distribuição estava sendo pensada por muitos autores, instituições de pesquisa, reguladores e operadores dos sistemas de distribuição. Os conceitos de redes inteligentes, autorrecomposição, estavam sendo empregados para visualizar as possibilidades de controle no contexto da existência de fluxos bidirecionais decorrentes da GD. O autor apresenta um algoritmo para o planejamento ótimo de longo prazo destas redes do futuro, que se apresenta como um complexo problema combinatório, devido à dimensão da rede de distribuição e ao grande número de alternativas a serem exploradas. A efetividade da metodologia foi analisada com aplicação numa parte do sistema de distribuição italiano.

2.5.2 Marcos regulatórios voltados para a geração distribuída

SCOLARI, B.S. (CBENS, 2018) e ABRÃO, A.P. (CBENS, 2018) analisam e apresentam sugestões para o aprimoramento à Resolução Normativa Aneel n^0 482 de 17 de abril de 2012 e sua posterior atualização por meio da Resolução nº 687 de 24 de novembvro de 2015 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) publicados pela Aneel, que se constituem nos principais marcos regulatórios para a implantação da Geração Distribuída no Brasil.

JONATHAN, S. (SEPOPE, 2018) apresenta propostas para a regulamentação e a comercialização da energia elétrica em decorrência da penetração massiva de Micro e Minigeração Distribuída. Indica que esta situação provoca um aumento substancial de conexões à rede das empresas distribuidoras que podem conduzir diretamente à necessidade de novas estratégias de gerenciamento e inovação tecnológicas das áreas de comercialização de energia. Surgem modelos de novos planos de negócios que possam ajudar os concessionários neste novo ambiente sem se desacoplar dos direitos dos consumidores no seu novo papel de *prosumers* (consumidores produtores).

VIEIRA, D. (UnB, 2016), na sua tese, propõe um método para determinação do tipo de incentivo regulatório à GD solar fotovoltaica que leva a maiores benefícios técnicos na rede. Foram estudados os principais impactos e analisadas as diferentes políticas de incentivo. Para o cálculo destes impactos, utilizaram-se técnicas de simulação de Monte Carlo e fluxo de potência, levando-se em consideração as incertezas das curvas de carga das unidades bem como das curvas de irradiância solar da região. Foi ainda realizada análise comparativa da regulação brasileira com políticas adotadas em três países: Reino Unido, Alemanha e Estados Unidos

MOTA, V.A.S. (UnB, 2015) identificou, em pesquisa de mercado na época, que diversas barreiras ainda atrapalham o desenvolvimento da tecnologia de energia solar no Brasil, citando: tributação, ausência de linhas específicas de financiamento, impostos de importação, processo de conexão ainda não totalmente regulamentado, pouco desenvolvimento da indústria nacional etc. Considerando o cenário de crise hídrica vivido no período de 2013 a 2014, o autor demonstra que, do ponto de vista energético, optar por incentivar massivamente a tecnologia fotovoltaica distribuída é uma opção mais viável economicamente (dentre outras vantagens) do que basear a geração de emergência na tecnologia termelétrica.

2.5.3 Metodologias aplicadas ao estudo da geração distribuída

ROSAS, G.B. (SEPOPE, 2018) apresenta uma metodologia de avaliar as incertezas da geração de energia por fontes eólica e solar nas potências ativas produzidas por geradores convencionais para análise de reserva de energia, nas tensões para o cumprimento com os limites estabelecidos e nas correntes passantes por disjuntores e seccionadores para análise de superação por corrente nominal. A metodologia proposta considera estas incertezas por intermédio da associação da lógica *Fuzzy* à solução de um fluxo de potência ótimo, capaz de processar as redes no nível de subestação e as incertezas das fontes de energia. Os resultados obtidos reforçam a relevância de ferramentas de análise para que os técnicos da área possam realizar os estudos sobre o tema.

QUIROGA, G.A. (CITENEL, 2017) apresenta metodologia e ferramenta computacional desenvolvida para análise de possíveis impactos causados pela utilização de microgeradores fotovoltaicos e eólicos, conectados a redes de distribuição. As curvas aos geradores distribuídos são modeladas com base no comportamento médio dos insumos disponíveis, como: irradiação solar e velocidade de vento e nas tecnologias existentes. A localização destes é definida por um algoritmo probabilístico de alocação de GD baseado em medidas de atratividade e em função de variáveis econômicas. Os impactos na rede consideram cenários prospectivos e são determinados pelo diagnóstico dos elementos da rede,

monitoramento da carga dos alimentadores e das redes secundárias e, também, da análise dos perfis de tensão, perdas e efetividade da proteção.

COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A – COPEL. (ANEEL, 2017-1). Metodologia de análise, monitoramento e gerenciamento por fontes incentivadas, incluindo dados analíticos; métodos e técnicas de análise; modelos de tecnologias; estações de medição solarimétrica e eólica; e protótipos de sistemas de monitoramento, gerenciamento e análise de assinatura de potência. O projeto de pesquisa proposto envolve a investigação e o desenvolvimento de uma metodologia para análise, monitoramento e gerenciamento da geração distribuída por fontes incentivadas cuja motivação é contribuir para a melhoria da eficiência energética e geração distribuída. Os resultados da pesquisa incluirão dados analíticos; métodos e técnicas de análise; modelos de tecnologias; estações de medição solarimétrica e eólica; e protótipos de sistemas de monitoramento, gerenciamento e análise de assinatura de potência. Os métodos e técnicas a serem investigados e propostos dizem respeito à análise de radiação solar no Estado, comparativo de tecnologias fotovoltaicas, análise dos impactos da conexão de sistemas de GD a redes de distribuição rurais, análise de potencial eólico em regiões metropolitanas e monitoração de usinas. Será desenvolvido um novo método multicritério de análise de decisão permitindo a avaliação do impacto das características elétricas e disponibilidade em redes de distribuição rurais.

LEONARDO, M.H.S. (SENDI, 2016) propõe a utilização de duas metodologias de alocação de perdas quando da inserção de unidades de geração distribuída num sistema de subtransmissão de energia. Estes métodos se denominam Método de Substituição e Método do Coeficiente Marginal de Perdas que quantificam a influência da geração distribuída nas perdas elétricas totais, utilizando-se de um sistema real de distribuição de alta tensão.

BORGES, S. (SNPTEE, 2015) propõe o uso da abordagem probabilística e algoritmo genético para alocação ótima de um sistema de distribuição de GD em unidades eólicas, a fim de minimizar as perdas de energia anual. O comportamento aleatório da velocidade do vento foi modelado usando a função de distribuição de probabilidade de *Rayleigh,* enquanto que o sistema IEEE *Reliability Test System* (IEEE-RTS) foi utilizado para modelar as variações de demanda durante o dia. Estes dois modelos são combinados em conjunto para gerar a função custo de perda de energia. Os resultados mostraram que o uso de GD em unidades eólicas permite a redução das perdas anuais de energia em um sistema de distribuição, em comparação a sistemas de distribuição sem GD. A aplicação de técnicas de abordagem probabilística definiu um modelo mais realista que a abordagem tradicional, onde esta não considera a combinação das variações da potência gerada com as oscilações de demanda durante o dia.

SANTOS, L.L.C. (SNPTEE, 2015). Com a inserção da GD nos estudos de planejamento, se observa uma mudança na curva de carga dos consumidores de baixa e média tensão, se fazendo necessária uma operação e controle diferenciado nas redes de distribuição por parte das concessionárias, quando comparada à não utilização da GD. O perfil típico da curva de carga sofre mudanças expressivas, devido à utilização da GD em algumas horas no decorrer dos dias. Este trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento de sistemas de distribuição considerando a previsão de inserção de geração distribuída.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL PAULISTA. (ANEEL, 2014). Projeto composto por: (i) instalação massiva de geradores fotovoltaicos em alimentador; ii) metodologias para determinar os impactos causados pela instalação de geradores FV; iii) metodologias para integração desses agentes aos sistemas de geração distribuídas considerando as atividades de manutenção, planejamento e operação. A capacidade de geradores FVs no Brasil deve crescer em razão da divulgação da Resolução nº 482 da Aneel; da definição das normas técnicas pelas concessionárias; da queda dos preços dessa tecnologia; e do surgimento de empresas no Brasil capacitadas para a formação de mão de obra. Uma vez que as barreiras regulatórias, tecnológicas e econômicas são transpostas, não há por que duvidar que a aplicação desse tipo de tecnologia ganhe força. É estratégico para o setor elétrico antecipar esta situação e desenvolver metodologias e padrões que permitam adequar os sistemas de distribuição a essa nova realidade com o menor custo possível, minimizando os impactos técnicos. Ressalta-se que, embora haja países, como Alemanha e Itália, com elevada quantidade de geradores fotovoltaicos instalados, mesmo nesses países não há consenso sobre as melhores práticas de engenharia e recomendações técnicas de operação e planejamento.

PRADO, I.P. (SNPTEE, 2013) apresenta uma metodologia eficiente para alocação de unidades de geração distribuída, baseada no algoritmo genético de *Chu-Beasley*. Seu desempenho foi comparado com um algoritmo de busca exaustiva e foi constatado que, quando se aumenta a complexidade do sistema, o algoritmo proposto passa a ter mais vantagens, assim se obtém o resultado de forma mais rápida. Tal metodologia foi aplicada em dois sistemas de distribuição. Foram analisados cenários para a inserção de unidades de GD em cada sistema. Como resultado principal, foram obtidos os melhores locais para posicionamento das unidades de GD, como consequência houve uma melhoria nos níveis de tensão.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. (ANEEL, 2012). O produto é uma metodologia para definição de requisitos para a avaliação de desempenho de plantas de geração distribuída (GD) baseadas em inversores de tensão, a exemplo de solar e eólica. Para tanto, será montado um projeto demonstrativo de interligação de plantas de GD à rede da *Light*

na UFRJ. O ponto comum entre todas estas novas formas de geração é a interface com a rede elétrica, onde é feita por meio de inversores de tensão. Pouco se sabe sobre o comportamento do sistema de distribuição com a inserção de vários destes equipamentos em paralelo com a rede. Estudos realizados nesta área se limitam a casos de fluxo de potência, porém para a análise da conexão mediante inversores de tensão estes estudos não são suficientes, uma vez que não são capazes de mostrar fenômenos transitórios que ocorrem em tempos na ordem de milissegundo. São utilizados *softwares* de análise de transitórios eletromagnéticos como o PSCAD/EMTDC. Nele é possível modelar a rede elétrica e equipamentos com parâmetros dependentes da frequência, observar eventos como, por exemplo, a ressonância harmônica, o que é crucial para o projeto. Os requisitos existentes são baseados na conexão de máquinas rotativas na rede, sendo que os inversores são equipamentos bem mais flexíveis e podem realizar outras funções além de injetar energia ativa no sistema.

ZAMORA, F.H.P. (CITENEL, 2011) apresenta o desenvolvimento de um aplicativo de apoio à operação de sistemas de distribuição que contempla técnicas, métodos e algoritmos dedicados ao tratamento rigoroso de redes ativas e não radicais, como ocorre com a inserção de unidades de Geração Distribuída. A ferramenta desenvolvida é amigável e adequada para o uso em diversas simulações importantes para as concessionárias de distribuição de energia. Diversas características inovadoras do aplicativo podem ser destacadas, como a possibilidade de se efetuarem análises com redes reais considerando simultaneamente o impacto em todos os segmentos de distribuição, a utilização simultânea nos cálculos de dados georreferenciados e diagramas esquemáticos, a descrição das curvas de carga e geração com qualquer número de patamares, bem como o emprego de algoritmos evolutivos e de estimação de estados.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. (ANEEL, 2011) apresenta sistema e ferramenta lúdico-educativa. Estuda capacidade energética de clientes; implementa piloto (inteligência do processo de geração fotovoltaica no edifício do Museu de Energia da LIGHT); otimiza interação com a rede local. Caráter pioneiro na integração inteligente com rede de distribuição. Desenvolvimento de uma Unidade Eletrônica Inteligente e de um Sistema Supervisório para o monitoramento e controle da energia solar. Serão instalados sensores e equipamentos de aquisição de dados para processamento, análise de armazenamento de dados para apresentação ao público. As informações sobre irradiação solar diária, temperatura dos painéis, energia fotovoltaica gerada, produtividade e energia total consumida serão apresentadas na forma de gráficos para o público em geral.

SOUZA, A.E.E. (SNPTEE, 2009) apresenta metodologia para a definição do melhor ponto de alocação da geração distribuída (GD) na rede de distribuição, de modo a trazer benefícios

para o sistema como um todo, tais como: diminuição de perdas, das violações no perfil de tensão e de sobrecarga nas linhas. Foi utilizada a técnica dos Algoritmos Genéticos aliada a um fluxo de potência ótimo. Os resultados da metodologia foram apresentados para uma rede de distribuição de 70 barras.

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A–AMPLA. (ANEEL, 2009). Metodologia para: i) planejamento e operação de GD alimentando áreas adjacentes em caso de pane e demora de restabelecimento do sistema, efetuando o sincronismo automático posterior; ii) interligação de novas GDs ao sistema, considerando análise estática, dinâmica e modelagem de conversores eletrônicos. Com a busca de soluções para a escassez de energia e a desregulamentação do setor, a GD vem ganhando destaque. A GD traz impactos positivos, tais como: suporte de tensão, melhoria na qualidade do suprimento, redução das perdas, melhoria do fator de potência e possibilidade de ilhamento para atendimento local. Surgem, porém, questões críticas na operação, como: aumento nos níveis de curto-circuito, coordenação da proteção, harmônicos devido a conversores, *flicker*, competição por regulação de tensão e problema da flutuação de geração de potência ativa, a qual é condicionada à disponibilidade da fonte. O acúmulo tecnológico e o ferramental de análise consolidados ao longo dos anos vêm sendo superados e se impõem à criação de novas bases tecnológicas. O *SimuLight*, desenvolvido para a *Light*, em P&D Aneel, oferece as características necessárias às análises técnicas, e deverá ser utilizado como ferramenta base para este desenvolvimento, incorporando modificações e ajustes necessários.

2.5.4 Modelagem de componentes, ferramentas computacionais e laboratórios

PIARDI, A.B. (SEPOPE, 2018) apresenta uma infraestrutura laboratorial dedicada ao estudo de microrredes. Este laboratório, previsto para entrar em operação no final de 2018, será instalado junto ao Laboratório de Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (LASSE), localizado na Fundação Parque Tecnológico de Itaipu. A proposta considera as principais características de laboratórios de referência na simulação de microrredes em âmbito internacional. Os diferenciais dizem respeito à plataforma em tempo real (RTS) e aplicação dos conceitos de *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL).

KOVÁCS, A. (CIGRÉ, 2018, Hungria). Com o aumento da geração distribuída e dispositivos de armazenamento de energia, as microrredes vão se tornar elementos relevantes no sistema de energia elétrica. Nesse sentido, o autor apresenta um simulador de microrredes com a capacidade de estudar diferentes situações de operação, e desempenho de diferentes esquemas de controle. Na simulação de uma microrredes, além da descrição dos componentes de média e baixa tensão da rede de distribuição (linhas, cabos, equipamentos de chaveamento, transformadores), deve ser dada ênfase na modelagem dos seguintes

elementos: as fontes de geração (solar, eólica, microturbinas) incluindo a simulação das condições do clima, as cargas das unidades consumidoras, as unidades de armazenamento, sistemas de controle da microrredes.

RADWAN, A.A (CIGRÉ, 2018, Egito) indica que, com o aumento da GD, a rede tradicional de distribuição se converte numa rede passiva para uma rede ativa. E, nesta nova situação, os Centros de Operação da Distribuição necessitam de ferramentas modernas para modelar e simular o sistema. Nesse sentido, o informe apresenta um novo algoritmo para o calculo de fluxo de potência. Este novo modelo foi aplicado num sistema remoto de 22 kV no Egito, onde se demostrou a possibilidade de melhoria da rede pela inserção de duas unidades de GD em tamanho e local otimizados.

TARANTO, G.N (CITENEL, 2017). O foco principal do projeto é a modelagem da geração distribuída conectada à rede da distribuidora via inversores, para as análises estáticas e das dinâmicas eletromecânicas. Os modelos utilizam a representação fasorial na frequência fundamental, podendo ser empregados em redes de sequência positiva, ou em redes desbalanceadas trifásicas. Os modelos têm como objetivo principal a avaliação do impacto da proliferação da GD na rede. O artigo apresenta o impacto que a geração síncrona convencional e a geração conectada via inversores têm no sistema de proteção dos relés de sobrecorrente em um caso exemplo. São mostradas a descoordenação do esquema poupa-fusível e a influência da ligação dos transformadores de acoplamento nos defeitos envolvendo a terra.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL PAULISTA (ANEEL, 2017) objetiva a implantação de laboratório vivo de sustentabilidade energética na UNICAMP, abrangendo: minigeração fotovoltaica e geração distribuída; eficiência energética e etiquetagem de edifícios; monitoramento e sensoriamento energético de unidades e equipamentos; e capacitação técnica e divulgação do conhecimento adquirido. O laboratório a ser implantado está dividido em 5 subprojetos que permitirão o desenvolvimento de produtos passíveis de Propriedade Intelectual, como: patente de invenção/modelo de utilidade ou registro de marca para os dispositivos a serem desenvolvidos; proteção intelectual para *softwares* e ferramentas computacionais e publicação do livro Modelo de Campus Sustentável para a América Latina: i) minicentro de operação do sistema elétrica da UNICAMP, que terá um sistema de gerenciamento de energia; ii) miniplantas de geração fotovoltaica que serão responsáveis pela redução do consumo de energia do Campus; iii e iv) *retrofit* de aparelhos de ar-condicionado e o sensoriamento de ambiente, baseado em tecnologias *Internet* das Coisas (IoT); e iv) o conhecimento adquirido será repassado por meio de cursos para graduação e pós-graduação, extensão, treinamentos e *workshops*.

ORTMANN, M.S. (CITENEL, 2015) apresenta arquitetura de microrredes experimental objetivando a implantação do Laboratório de Microrredes Inteligentes, pela Universidade Federal de Santa Catarina. A microrredes é apresentada pelos componentes da rede e principalmente pela representação dos recursos energéticos distribuídos e as estratégias de controle. Tal arquitetura permitirá estudos, análises e comprovação experimental dos diversos aspectos relacionados às tecnologias dos componentes de uma microrrede inteligente, bem como a sua operação.

PRIOSTE, F.B. (SEPOPE, 2014). São apresentadas as equações para a modelagem de módulos e arranjos fotovoltaicos e os principais componentes de uma usina fotovoltaica, e realizadas simulações para observar as características dos módulos fotovoltaicos sob diferentes níveis de irradiância e de temperatura. Posteriormente o funcionamento de uma rede de distribuição de média tensão com a interligação de uma usina fotovoltaica foi observado, podendo-se concluir que é necessária uma análise detalhada do perfil de tensão da rede a fim de avaliar os impactos de conexão de sistemas fotovoltaicos.

ZIMMER, V. (SENDI, 2014) analisa o impacto da inserção de microgeração e microrredes em sistemas de distribuição mediante a análise estática de fluxo de potência. Nesse contexto, foram exploradas questões sobre a modelagem de sistemas de distribuição e os desafios a serem enfrentados. Abordou-se a modelagem trifásica solucionada pelo método de *Newton-Raphson* em coordenadas retangulares e injeção de corrente, a qual tem demonstrado bons resultados em redes malhadas e com microgeração.

CIGRÉ BROCHURA 575/2014. É reconhecido que o sucesso da transição do sistema elétrico passivo para um sistema ativo com a predominância de GD depende, principalmente, da disponibilidade de métodos e técnicas que possam simular adequadamente esta nova configuração da rede de energia elétrica. Entretanto, para atendimento desta demanda, nota-se que a indústria, universidades e institutos de pesquisas estão atentos a esta necessidade e desenvolvendo novas ferramentas e modelos para simulação das diversas situações de operação e das diversas possibilidades de proteção e controle neste novo cenário. Por outro lado, foi observada a falta de um sistema *Benchmark* que pudesse facilitar a análise e validação destes novos métodos. Esta deficiência foi sanada pela elaboração e apresentação pela força tarefa do CIGRÉ, de uma configuração de rede para servir de base comum para testes das diferentes concepções de modelos e técnicas. Estabelecer uma base comum para testes da integração de GD e Redes Inteligentes é um desafio muito grande, tendo em vista a diversidade de configuração de sistemas de distribuição. Mesmo assim, foi possível estabelecer um sistema com suficiente flexibilidade para customização das diferentes situações dos Estados Unidos (60 Hz) e Europa (50 Hz). Nesse conceito, foi desenvolvido um conjunto de modelos desde alta a baixa tensão adequado para estudos

práticos, a exemplo de fluxo de potência, testes de conversores, planejamento de operação de ilhamento, avaliação de métodos de gestão de energia, coordenação de controle integrado de armazenamento de energia com GD.

2.5.5 Impactos decorrentes da penetração de geração distribuída nas redes de distribuição

CASTRO, N. (GESEL, 2018) apresenta uma descrição dos potenciais impactos a serem observados pelo Brasil, devido à expansão em larga escala da geração distribuída. Estes impactos são de naturezas mais diversas, como econômicas, ambientais, elétricas, dentre outras. No escopo deste estudo, foram examinados e detalhados os seguintes impactos: custos evitados da geração de energia elétrica, postergação de investimento em novas usinas e na rede de transmissão e distribuição, perdas não técnicas, contratos de comercialização de energia, ambientais, serviços ancilares e diversificação da matriz elétrica brasileira. A metodologia de elaboração deste trabalho teve como base preliminar uma ampla revisão bibliográfica e reuniões técnicas com especialistas de empresas americanas, na busca de métricas para o dimensionamento dos impactos indicados.

SANTOS, A.M. (SENDI 2018) apresenta um dos critérios para conexão de geração distribuída no sistema de distribuição de média tensão da EDP São Paulo. O critério dos 3,5% visa minimizar as perturbações de tensão nos clientes em decorrência da intermitência da injeção de potência pelas gerações distribuídas conectadas ao sistema de distribuição. Esse critério leva em consideração o montante da potência injetada pela GD em função da potência de curto-circuito no ponto de conexão.

TARANTO, G.N. (GESEL, 2017). Nas considerações finais, o autor indica que os resultados obtidos mediante as simulações mostraram que os principais impactos estão relacionados com a geração compartilhada de grande porte, a minigeração, sendo que os impactos em nível de microgeração foram praticamente inexistentes. A localização da GD nos alimentadores mostrou ser um importante fator no que diz respeito aos impactos. Em geral, as perdas elétricas nos sistemas de distribuição são reduzidas na presença de GD, mas pode aumentar dependendo de níveis acentuados de penetração e da utilização de inversores de controle avançado.

CAMARGOS, R.S.C. (CBENS, 2016) apresenta um método para análise comparativa dos impactos técnicos da GD fotovoltaica concentrada e pulverizada. Identificou que uma fonte mais concentrada pode causar mais impactos que fontes pulverizadas na rede de distribuição, pois, além de levar trechos dos alimentadores à sobrecarga, provoca aumentos de tensão.

LOPES, J.A. (CEBENS, 2016) indica que a inserção da GD pode trazer um certo número de problemas com a coordenação dos dispositivos de proteção, pois o sistema real de distribuição possui várias derivações de carga ao longo dos circuitos, podendo ter mais de um dispositivo de proteção na linha entre a subestação e o ponto de conexão da GD. Nesse sentido, as concessionárias serão levadas a promover ajustes nos sistemas de proteção, para não afetar o desempenho do sistema, o que certamente levará à aplicação de tecnologias de redes elétricas inteligentes.

PRADO, C.C (SENDI, 2016) analisa o impacto que a GD pode causar na margem de estabilidade de tensão. Foi utilizado o caso base do sistema IEEE de 14 barras e com o auxílio do programa ANAREDE, realizadas simulações de fluxo de potência para determinação das curvas PV (relação entre a potência recebida e tensão). Por intermédio dessas curvas, é possível conhecer a distância entre o ponto de operação estável e de instabilidade. Com base nos resultados, foi possível determinar os locais mais apropriados para a inserção de unidades de GD e sua influência na margem de estabilidade de tensão. Concluiu-se que a inserção da GD também pode contribuir para manter a segurança do sistema frente a distúrbios que possam interferir na estabilidade de tensão.

CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSE S/A – CEMAT (Aneel-2016). O projeto pretende construir cenários de penetração dos sistemas de micro e minigeração no sistema elétrico brasileiro a partir de variáveis técnicas e econômicas. Os cenários serão aplicados a um modelo desenvolvido especificamente para medir os impactos econômicos, considerando a legislação e regulação existentes no Brasil. Esta avaliação irá considerar os impactos tanto sobre a receita quanto sobre a necessidade de investimento em troca/adaptação de equipamentos de rede e treinamento de pessoal especializado. Aplicação no simulador de alternativas regulatórias inspiradas na experiência de outros países que possuem uma maior difusão de sistemas de micro e minigeração, para quantificar os efeitos econômicos, considerando a rede de distribuição. Elaboração de propostas de novas legislações e regulamentações, quantificando seus impactos sobre a rede de Distribuição. A abordagem quantitativa permitirá, aliada aos aspectos qualitativos, dar um direcionamento objetivo para a escolha de propostas de novas regulamentações, dentre diversas alternativas.

MELLO, J.B. (SNPTEE, 2015). Este artigo busca debater os avanços necessários para tornar a geração distribuída regulada, ou seja, aquela contratada pelas concessionárias de distribuição, uma realidade na expansão do parque gerador brasileiro. Em adição, realiza uma análise de tendências futuras da GD de forma geral dentro da expansão do sistema brasileiro. Isto engloba não só os projetos advindos da GD regulada, que é apenas uma definição regulatória, mas também a natureza dos projetos de GD de forma geral — de

menor porte e próximo ao mercado de varejo nas redes das concessionárias de distribuição. Na lógica de desenvolvimento do Brasil de crescer seu mercado, mas com foco na medida certa da modicidade tarifária, a proposta neste artigo busca ofertar soluções que priorizam a competição objetiva pelo mercado de GD regulada. O processo competitivo procura valorizar, de maneira correta, a GD regulada para o sistema e sugere formulações simples para se encontrar o sinal adequado para a implantação de projetos de GD regulada. A GD possui características próprias, que colaboram para a redução de vários custos no sistema, que devem ser considerados em conjunto com o preço final da GD. A proposta de GD regulada apresentada neste artigo busca soluções de repasse compatíveis com a política de desenvolvimento da GD regulada.

FRIGO, M.M. (CBENS, 2014) pede atenção referente ao aumento das distorções harmônicas na rede que pode prejudicar os índices de qualidade como: fator de potência, desequilíbrios de fase e perdas, além de distúrbios provocados pela distorção harmônica. É possível observar que as distorções harmônicas são mais expressivas no ponto de conexão das unidades e, portanto, este deve ser o mais afastado possível de cargas sensíveis de transformadores e equipamentos e dispositivos de proteção.

SCHWWENCK, K.J. (SNPTEE, 2013) apresenta alguns impactos causados por sistemas fotovoltaicos distribuídos na rede, de modo a embasar melhorias nas resoluções normativas e tecnologias empregadas. Pelos resultados apresentados, conclui-se que os sistemas distribuídos elevam a magnitude da tensão de atendimento ao consumidor, em alguns casos resultando na infração dos limites de conformidade da tensão, inviabilizando a aplicação desses sistemas por desconexões recorrentes dos inversores. Conclui-se também que os sistemas distribuídos alteram o fator de potência no ponto de conexão, reduzindo-o, podendo acarretar em cobranças significativas por excedentes de reativos mesmo sem ocorrer alteração na potência reativa da unidade consumidora.

OLIVEIRA, J.C. (SEPOPE, 2012) aponta os diversos estudos que necessitam ser realizados para garantir uma operação segura da geração distribuída na condição de ilhamento. Desse modo, para garantir a estabilidade e a segurança do sistema quando da operação ilhada, devem ser feitos estudos específicos, como estudos de fluxo de potência, curto-circuito, transitórios. eletromecânicos, coordenação da proteção, entre outros. Os estudos devem englobar não só a condição normal de operação da ilha, mas também as perturbações que podem ocorrer durante a operação ilhada, como, por exemplo, variações de carga, perda de grande parte da carga, partida de motores, perda de geração, perda de elementos da rede e ocorrência de curto-circuito. E, visto que cada sistema apresenta características específicas e peculiares, torna-se complexo pontuar os procedimentos necessários para o ilhamento de

qualquer área. É possível definir condições e diretrizes gerais, mas para cada área ilhada são necessários estudos individuais.

ALMEIDA, C.F.M. (SEPOPE, 2012) faz a avaliação do impacto de operações de religamento em sistemas de distribuição com geração distribuída. A principal contribuição deve-se ao desenvolvimento de um procedimento genérico para determinar o tamanho máximo de GDs que podem ser conectadas em sistemas de distribuição de energia elétrica sem a possibilidade de risco de dano para os equipamentos de rede da concessionária de energia elétrica.

SOBRINHO, N.R.B.C. (SEPOPE, 2012) analisa o impacto da perda de geração distribuída na estabilidade do sistema elétrico durante perturbações sistêmicas. Este trabalho mostrou o impacto da perda de geração distribuída na estabilidade do sistema elétrico durante perturbações que provoquem *deficits* de geração em relação à carga. Conforme observado, para garantir a integração da geração distribuída ao Sistema Elétrico Nacional (SIN), sem prejuízos para a segurança do sistema, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabeleceu regras de acesso apropriadas e definiu requisitos técnicos mínimos, que estão contidos no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede. Dessa forma, as novas plantas de geração distribuída, integradas ao sistema, já estão atendendo a esses requisitos. No entanto, algumas centrais de geração distribuída já existentes ainda não estão enquadradas nesses requisitos técnicos. A experiência tem mostrado que, durante perturbações sistêmicas com *deficits* de geração, essas centrais têm se desligado intempestivamente, em decorrência de atuações incorretas das proteções associadas, caracterizando o não atendimento aos requisitos técnicos estabelecidos. Os desligamentos dessas centrais distribuídas têm agravado os desequilíbrios no balanço entre carga e geração, acentuando os afundamentos da frequência do sistema e provocando a atuação dos esquemas regionais de alívio de carga por subfrequência instalados no SIN.

SILVA, H.N. (SENDI, 2012) indica que a conexão de geração distribuída no sistema elétrico de uma distribuidora interfere sensivelmente nas perdas elétricas. Seu efeito positivo ou negativo depende, entre outros aspectos, do nível de tensão, da topologia do sistema e da densidade de carga dos alimentadores. As tarifas de uso do sistema de distribuição para as usinas conectadas em tensão acima de 88 kV consideram em sua metodologia de cálculo o efeito locacional como forma de sinalizar economicamente a contribuição dessa usina para o sistema elétrico de distribuição. Nenhuma das legislações atuais privilegia as usinas conectadas em tensão inferior a 88 kV que estão próximas às cargas, em comparação com outras usinas conectadas no sistema de média tensão de distribuição e afastadas dos centros de cargas. Esse vazio regulatório não estimula a inserção de geração distribuída próximo à carga em tensão inferior a 88kV, pois o benefício do desconto do transporte é dado a essas

fontes, independentemente da sua localização e benefício proporcionado ao sistema elétrico. Na análise dos estudos de conexão realizados pela Cemig Distribuição S.A., para geradores em tensão inferior a 34,5 kV, no período de janeiro de 2010 a fevereiro de 2012, mensurando os benefícios e desvantagens a serem percebidos pela distribuidora com a conexão desses geradores, foi observado que a maioria dos geradores provocou aumento das perdas elétricas. Assim, torna-se necessária a aplicação do sinal locacional para as tarifas de uso do sistema de distribuição de geradores conectados em tensão inferior a 88 kV, para viabilizar a conexão próxima aos centros de carga, o que proporcionaria menor despesa para o gerador e ganhos para o sistema de distribuição.

SCHWENCK, K.J. (SENDI, 2012). Analisando os resultados apresentados no desenvolvimento desse trabalho, conclui-se que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica elevam o módulo da tensão de atendimento do consumidor que possui esses sistemas. Nota-se também que essa elevação poderá ser mais crítica ou amena dependendo das condições de operação e características da rede, entre elas, módulo da tensão de referência da rede, módulo da impedância série da linha, relação R/X da linha e potência consumida pela carga. Além disso, pelos resultados apresentados, concluiu-se que quanto maior for a tensão de referência da rede, o módulo da impedância da linha e sua relação R/X, e quanto menor for a potência consumida pela carga, mais crítica será a elevação do módulo da tensão de atendimento para pequenos valores de potência gerada pelo sistema fotovoltaico, caracterizando assim um perfil crítico para a aplicação dessa tecnologia.

2.5.6 Estudos de casos com aplicação de geração distribuída

CASTRO, N.; DANTAS, G. (GESEL, 2018). O objetivo deste livro foi apresentar 12 estudos de caso internacionais no âmbito da geração fotovoltaica distribuída. Em todos os casos analisados, foi feita uma ampla revisão das características técnicas, econômicas e regulatórias vigentes, descritas a evolução das políticas adotadas, discutidos os impactos da difusão e os instrumentos de mitigação desses impactos. Os casos analisados se referem aos seguintes estados americanos e países europeus: Califórnia, Havaí, Nevada, Nova Iorque, Alemanha, Bélgica, Reino Unido, Itália, França, Portugal, Austrália, Japão.

BENEDITO, R.S. (CBENS, 2018), da Universidade Federal do ABC, apresenta os estudos que foram realizados para investigar os limites de penetração da GD para os campi de Santo André e São Bernardo do Campo, com o auxílio de ferramentas e técnicas de uso livre. Foram utilizados dados reais da conta de energia elétrica e do espaço físico disponível na cobertura dos prédios da universidade, de forma a quantificar a possível contribuição da geração solar fotovoltaica no consumo de energia elétrica.

MOREIRA, A.L.M. (CBENS, 2018), do Centro Universitário Alves Faria, utilizou os aplicativos *PVsyst* e *Google Earth Pro* para o dimensionamento do sistema e retorno do investimento ao longo do tempo, enquanto LUCHESSE (CBENS, 2018), da Universidade de Santa Maria, utilizou para os seus estudos o aplicativo *Distribuition System Simulator* (*OpenDSS*).

DUARTE M.M. (CBENS, 2018) sugere uma solução técnica e financeiramente viável para energizar 100 % de uma escola pública (Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte-DF) utilizando-se de sistemas fotovoltaicos conectados a rede, mas realizando conjuntamente ações de eficiência energética contando principalmente com a troca das lâmpadas existentes por lâmpadas LED.

CASTRO, O.N.J. (SENDI 2018) apresenta um estudo de caso de sistema de minigeração solar conectado em um alimentador de característica comercial com alto carregamento, sendo a análise do ponto de vista de qualidade de fornecimento de energia na rede de distribuição.

BARROS, F.A. (SENDI 2018) apresenta a arquitetura de um projeto piloto de microrrede que visa atender a um condomínio residencial, a modelagem do sistema de controle usando Redes de Petri Coloridas e a modelagem e simulação da microrrede usando o *software ATPDraw* para análise do fluxo de carga.

GREGÓRIO, J. V. (UnB, 2017) apresenta um método para a determinação do modelo elétrico do Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília, para a determinação das curvas de carga das Unidades Consumidoras e para a simulação no programa *OpenDSS*. Devido à diversidade das instalações da Universidade, há várias curvas de carga, pois elas são influenciadas pelo modo de utilização dos laboratórios e salas de aula. Foi verificado que os níveis de tensão aumentam durante os horários em que a GD injeta energia na rede. Desse modo, algumas medidas preventivas devem ser adotadas. Por outro lado, devido à redução nos picos de potência nos dias úteis, as perdas técnicas foram consideravelmente reduzidas. Já durante os finais de semana, apesar da diminuição da demanda, o fluxo de potência apenas inverteu a sua direção, mantendo as perdas técnicas praticamente inalteradas.

MEDEIROS, C.V.P. (UnB, 2017). A autora apresenta um estudo de caso referente à inserção de uma minigeração fotovoltaica de 5 MW num alimentador da Companhia Energética de Brasília, com a utilização do aplicativo ANAREDE. Constatou-se que a metodologia aplicada na modelagem do alimentador no ANAREDE é apropriada para o estudo.

NUNES, B.F.F. (UnB, 2017) realizou uma análise sobre o potencial de energia solar no Distrito Federal, mapeado em 2016 pela Fundação WWF e UnB. Com base nestas informações, foi possível mostrar como a expansão do mercado de GD pode impactar o mercado da CEB. Os

impactos diretos e indiretos foram analisados sob as óticas do consumidor final, a distribuidora de energia, estado e meio ambiente.

ALMEIDA, K.S. (UnB, 2015) desenvolveu estudo de caso, relacionado à Usina Solar de 3 MW que seria instalada no município de Jaíba no norte de Minas Gerais. Esta usina seria instalada em atendimento a um projeto de programa Aneel de P&D. Foi apresentado um procedimento metodológico para nortear os estudos de conexão em regime permanente de uma usina solar fotovoltaica envolvendo a análise da rede básica, os impactos gerados, os possíveis reforços de rede e os custos associados. Com relação aos aspectos de conexão, foi mencionada a necessidade de estudos de proteção e automação da rede.

URBANETZ, J. (CBENS, 2014) apresentou a experiência da Copel na implantação do primeiro sistema fotovoltaico conectado a sua rede de distribuição. O sistema gerou uma média superior a 700 kWh/mês no primeiro ano de operação (2013). Foi informado que, mesmo com alguns desligamentos durante a fase de homologação, se confirmou ser um sistema bastante eficaz, contribuindo para disseminar esta forma de geração no ambiente urbano.

CAMARGOS, R. S. C (UnB, 2013), utilizando um método iterativo aplicado a um alimentador radial, analisou cenários de aplicação de GD no prédio da Embaixada Italiana em Brasília. Foi estudada a rede em situação normal de operação e quando da instalação de painéis fotovoltaicos de silício amorfo e painéis policristalino, considerando variações da curva de irradiância solar medido no prédio da Embaixada.

SOUZA, D.F. (SENDI, 2012) apresenta o sistema fotovoltaico conectado à rede implementado no estádio de futebol Governador Professor Roberto Santos (Pituaçu), localizado na região urbana da cidade de Salvador, Bahia. O projeto é o primeiro dessa natureza no país e previu a aquisição dos equipamentos, instalação, operação e acompanhamento do desempenho do gerador solar fotovoltaico, de potência nominal aproximada de 400 kVp. A energia gerada no local supre cargas do estádio e o excedente é injetado na rede de distribuição da concessionária que, por sua vez, alimenta as cargas do estádio quando a geração não é suficiente. Trata-se do primeiro cliente cativo de uma concessionária de distribuição de energia elétrica que participa do Sistema de Compensação de Energia, modelo conhecido internacionalmente pelo termo *net metering*, no qual a energia ativa gerada compensa a energia ativa consumida, contabilizadas com medidor bidirecional.

LOPES, L.Z. (UnB, 2011), objetivando realizar simulações computacionais para estudo de casos envolvendo a instalação de GD, criou um alimentador radial para testes. Contendo curvas de carga, curvas de irradiância solar e área disponível para GD, obteve-se um

alimentador que permitiu simular os impactos de aumento de tensões nas barras do sistema e sobrecarga nos ramos e transformadores quando elevada penetração de GD é considerada.

2.5.7 Redes inteligentes no contexto da geração distribuída

BERNARDON, D.P (SENDI, 2016) indica que os sistemas de distribuição estão passando por uma revolução devido às mudanças tecnológicas e regulatórias. Esta nova concepção ocorre sob a ótica das Redes Elétricas Inteligentes, que se caracteriza por integrar uma série de tecnologias, metodologias e procedimentos, contando como auxílio dos sistemas de informação, comunicação, medição, automação e geração distribuída. Os benefícios esperados são: melhor gerenciamento dos sistemas, redução do consumo de energia, de perdas, de custos de operação e manutenção etc. Paralelamente deve provocar mudanças significativas nas técnicas tradicionais de planejamento da expansão. Nesse contexto, o autor apresenta uma nova metodologia para planejamento dos sistemas de distribuição, propondo o desenvolvimento de uma plataforma computacional, *Planning Smart Management – PSM*. Esta arquitetura inclui funcionalidades para análise dos impactos das redes inteligentes nos estudos de planejamento da expansão. O autor acredita que a aplicação desta ferramenta propiciará uma maior assertividade nos investimentos de expansão e/ou postergação destes, fornecendo apoio técnico-científico e agilidade na tomada de decisões.

HONORIO, L.G. (UnB, 2015) apresenta uma proposta de metodologia de gerenciamento de redes de distribuição para Centros de Despacho da Geração Distribuída usando aplicações de Redes Inteligentes. Utilizou-se de sistemas de monitoramento e gerenciamento dos recursos de manobra, com o intuito de aumentar o limite de injeção de potência de GD. O estudo de caso foi baseado no alimentador de 123 barras do IEEE. Como esperado, cada configuração apresentou um perfil de tensão e corrente distinto, de modo que se pode verificar aquela que pudesse permitir uma maior penetração da GD. Na análise efetuada, os fatores que mais influenciaram a determinação do limite foram: ampacidade dos condutores, presença de reguladores de tensão e capacitores e demanda das unidades consumidoras.

CASTRO, M.R.V. (SNPTEE, 2013). Este trabalho tem como objetivo apresentar o planejamento da inserção de geração distribuída no projeto de *Smart Grid* (rede inteligente) de Parintins, fazendo uso de energia fotovoltaica. São apresentados conceitos gerais sobre o impacto de geração distribuída em redes inteligentes por meio da análise de bibliografia sobre o tema. É feita uma descrição do projeto de pesquisa e desenvolvimento, no âmbito da Aneel, de rede inteligente em Parintins, com histórico, contextualização geográfica e dados técnicos, considerando a rede de telecomunicações, bem como o sistema de medição inteligente que está em fase de instalação em Parintins.

CEB DISTRIBUIÇÃO S/A–CEB-D (ANEEL, 2012). Projeto e implementação de um modelo de microgeração de energia elétrica baseado em energia solar fotovoltaica, e sua avaliação no contexto do uso em cargas inteligentes (estações de carregamento de veículos elétricos). O projeto se justifica pela necessidade da formação de expertise local na área de geração distribuída. Com a normatização que estabelece condições gerais para o acesso de geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, criou-se a necessidade urgente de formação de mão de obra qualificada e da avaliação dos aspectos tecnológicos (usando ferramentas adequadas) dos novos sistemas de microgeração distribuída, além da pesquisa de novos modelos de negócios nesse segmento. Outro elemento motivador é a inserção de veículos elétricos na frota no Brasil (e em especial em Brasília), assim como a necessidade de se começar a acompanhar o comportamento desse novo segmento de mercado consumidor de energia elétrica. A operação de uma pequena frota de veículos elétricos e o monitoramento do seu consumo de perfil de carregamento, por meio de estações com funcionalidade de *Smart Grid*, fornecerão subsídios para a elaboração de novos modelos de negócios para esse segmento.

OMORI, J.S. (SENDI, 2012) apresenta importantes aspectos sobre a aplicação do conceito de Redes Inteligentes para a integração de geração distribuída a partir de painéis fotovoltaicos nas redes de distribuição de baixa tensão. A Copel Distribuição desenvolveu estudos sobre este tema, implantando uma unidade de geração piloto de 8 kW para analisar os detalhes de integração dos equipamentos de geração com a rede de distribuição, constatando, dessa forma, a necessidade e potencialidade de integração com as futuras redes inteligentes.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A (ANEEL, 2010). Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia nos consumidores, incluindo novos modelos de tarifação, *load shifting*, controle de GD com armazenamento local e controle de carga de veículos elétricos, otimizando a curva de carga do sistema de distribuição. Com a crescente adição de equipamentos eletroeletrônicos, existe a tendência de acentuação da curva de carga. Esta acentuação pode tornar-se mais significativa quando se leva em conta a tendência de utilização de veículos elétricos. Para mitigar o impacto deste comportamento, o sistema L5 desenvolverá um sistema que aliará *load shifting*, microgeração, armazenamento de energia e novos modelos de tarifação a uma comunicação mais eficiente entre a concessionária e os consumidores. Para os consumidores, este sistema possibilitará o acompanhamento dos veículos, dispositivos de armazenamento e GDs, o manejo de cargas para horários de menor tarifa e a programação de cargas, de forma a minimizar o valor faturado. Ainda será possível utilizar os sistemas de armazenamento para fornecer energia durante interrupções no

fornecimento ou complementar o consumo durante horários de pico. A concessionária então poderá gerenciar cargas no horário de pico.

2.5.8 Proteção e controle aplicados à geração distribuída

PRIOSTE, F.B. (SEPOPE, 2018) aborda formas de controle de tensão/potência (ativa e reativa) sob a ótica da IEEE 1547-2018, que possibilita que o controle ativo da tensão possa ser realizado por fontes de geração de energia conectadas em sistemas de distribuição. Para as simulações, foi utilizado o programa *Open Distribution System Simulator (OpenDSS) do Electric Power Research Institute (EPRI).* Conclui-se que efetuar análises de sensibilidade para cada tipo de sistema (distribuição ou transmissão) é um fator decisivo para a escolha de sub ou sobre dimensionamento da potência dos inversores objetivando o controle da tensão.

MORTON, A.B. (CIGRÉ, 2018, Austrália); ULJANIC, B. (CIGRÉ, 2014, Eslovênia, Bélgica, Áustria); CHEN, R. (CIGRÉ, 2014, China, 2014); GRENARD, S. (CIGRÉ, 2012, França) são autores que apresentam as suas experiências adquiridas nas redes de distribuições de seus países, indicando diferentes estratégias de controle para cada situação, onde os conceitos de redes inteligentes podem igualmente contribuir para mitigação dos impactos relacionados a variações no perfil de tensão, reversão de energia, problemas de harmônicos etc. Estes impactos devem ser cuidadosamente analisados, de modo a fornecer subsídios para que os pontos de conexão sejam adequadamente dimensionados tanto economicamente como tecnicamente.

GALVÃO, R.R.A. (CITENEL, 2017) apresenta um sistema de monitoramento aplicado a plantas mistas de microgeração distribuída de energia. Serão apresentadas as soluções de *software* e *hardware* que permitem, de modo remoto, a coleta e armazenamento de dados, o acompanhamento do desempenho das unidades de produção e algum nível de atuação sobre o sistema. A solução desenvolvida será instalada para fins de pesquisa e análise de desempenho em plantas de microgeração em dois locais: i) planta de microgeração mista (biogás/biometano e fotovoltaica) em Foz do Iguaçu/PR; ii) planta de microgeração fotovoltaica em Porto Velho/RO. Esse tipo de sistema apresenta-se extremamente oportuno no crescente ambiente de geração distribuída, uma vez que permitirá o usuário, proprietário de empreendimento, quantificar sua produção de modo *online* ou por meio de um histórico relativo a um período específico e, assim, auxiliá-lo na gestão dos recursos e nas tomadas de decisões com vistas à maximização dos ganhos.

COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A – COPEL (ANEEL, 2017-2). Desenvolvimento de um gerenciador de energia e de um inversor inteligente para minigeração fotovoltaica, capaz de realizar

despacho de potência e serviços ancilares com interação da distribuidora, como controle de reativos e sobrevivência a afundamentos e elevações momentâneas de tensões. O projeto propõe desenvolvimento de novas tecnologias capazes de melhorar a confiabilidade de sistemas de alimentação que incluem GD mediante o monitoramento e controle de tais sistemas por parte da distribuidora. É uma nova visão para sistemas de GD buscando que a distribuidora possa operar remotamente os sistemas de GD baseados em sistemas fotovoltaicos, permitindo controle de despacho de potência em minigeração. Tal sistema é particularmente inovador, uma vez que traz novas possibilidades e funcionalidades aos sistemas de GD sob supervisão da distribuidora. Entre os novos conceitos incluídos no sistema proposto está a interatividade entre diferentes sistemas de GD, por meio de sistemas de comunicação remotos, e a formação de uma microrrede inteligente em cada ponto de conexão. Adicionalmente, estudos de viabilidade técnica e de impacto na rede serão realizados e proverão a distribuidora de informações sobre a efetividade do controle de P e Q permitindo estudos sobre possíveis novas regulamentações acerca de tarifação de P e Q em GD.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S/A – CERON (ANEEL, 2016). Desenvolvimento de um protótipo funcional e cabeça de série de um sistema composto por *hardware* e *software* que fará a conexão de sistema de Geração Distribuída à Rede de Distribuição (RD). Com o crescimento do mercado de GD e a Resolução Normativa da Aneel, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeradores e minigeração a RD, é evidente a necessidade de se investir no desenvolvimento de sistemas de conexão entre a geração alternativa e a RD. O aumento da integração de unidades de GD com a RD causa impactos na operação da RD, como controle de tensão, qualidade de energia, proteção do sistema, níveis de falta e perdas na rede. Unidades de geração podem estar conectadas diretamente a RD ou por intermédio de um conversor eletrônico de energia. Em todos os casos, o fluxo de potência, as perdas na rede e o controle de tensão são afetados. A proposta consiste em desenvolver um sistema de conexão de microgeradores com a RD de energia elétrica, com funções que atendam às exigências das concessionárias e permita a estas a utilização da GD em um Modelo de Geração Virtual de Energia, além de seu monitoramento e gerenciamento remoto mediante aplicativos *WEB* e *mobile*.

FERRONATO, F.A.S. (CITENEL, 2015) apresenta um sistema integrado formado por painéis fotovoltaicos armazenadores de energia e estação de carga para veículo elétrico (VE) desenvolvido, de maneira a permitir o controle remoto do fluxo de energia entre seus componentes. Os modos de operação do sistema integrado são controlados por um dispositivo remoto por meio de um algoritmo que utiliza parâmetros do sistema, necessidade de carga do VE e a variação do custo da energia durante o dia (Tarifa Branca) ou em tempo

real. São mostrados os desenvolvimentos práticos, equipamentos utilizados e testes realizados.

MELO, J. (SNPTEE, 2015) apresenta o projeto e a simulação de um microinversor de dois estágios com potência de 300 W e com controle do ponto de máxima potência. Ele, portanto, viabiliza plantas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica, já que torna cada painel fotovoltaico independente e, por conseguinte, mais eficiente. Com os microinversores, poder-se-á implantar sistemas autossuficientes (casas, apartamentos, lojas) cujos objetivos são diminuir o gasto com energia (consumidor), com transmissão e distribuição (concessionárias) e, por fim, com aumento urgente de demanda. Há um estímulo à geração distribuída, aos sistemas de redes inteligentes.

CIGRÉ BROCHURA 613/2015 analisa os possíveis impactos nos sistemas de proteção das redes e transformadores de distribuição e os efeitos sobre a frequência e tensão quando da inserção de fontes intermitentes de energia. Foram analisados sistemas de proteção de diversos países como Austrália, Áustria, China, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Itália, Holanda, Noruega, Portugal, Romênia, África do Sul, Espanha e Estados Unidos. A Brochura indica que os sistemas de proteção dos alimentadores dependem de diversos fatores como, por exemplo, estrutura atual, número de instalações de GD, tipo e local da GD, procedimentos dos órgãos reguladores etc. Nesse sentido, não seria possível apresentar recomendações definitivas, entretanto a Brochura apresenta diversas ideias que podem ser aplicadas pelas concessionárias dependendo da estrutura da sua rede de distribuição.

FERREIRA, R.S. (SENDI 2014) propõe uma formulação matemática para o problema de otimização da estratégia de suporte de reativos, determinando quais os parâmetros de controle devem ser requeridos para o suporte por geradores distribuídos. Esta formulação foi aplicada com sucesso e um estudo de caso de uma microrrede piloto de 20 kW, composta de painéis fotovoltaicos, geração eólica, banco de baterias, gerador diesel de *backup*, sistema de controle e gerenciamento energético e cargas locais despacháveis.

MELLO, A.P. (SENDI, 2014) apresenta metodologias para análise do problema de reconfiguração de redes de distribuição com geração distribuída. São propostas diversas estratégias para compor as análises que caracterizam a operação do sistema de forma dinâmica e em tempo real. São apresentados os resultados para uma rede real de uma concessionária de distribuição considerando diferentes cenários de carga e disponibilidade de geração dos geradores distribuídos.

PUTTINI, D.M. (UnB, 2014) e FERREIRA, A. A. (UnB, 2013) analisam as possibilidades de operação dos recursos de manobra (elementos do circuito que possibilitam a alteração da

distribuição das cargas) dos alimentadores, no sentido de aumentar os limites de penetração da GD. Foram realizadas simulações em diversas configurações.

C.M. LUIZ (CIGRÉ, 2014, Brasil), seguindo na mesma linha, apresenta e compara as práticas que vêm sendo adotadas por diversas empresas distribuidoras brasileiras para a conexão de GD e proteção dos alimentadores. As empresas que participaram foram: Celesc(SC), Cemig (MG), Coelba (BA), Copel (PR), CPFL (SP), Elektro (SP), Eletropaulo (SP) e Light (RJ). Os procedimentos adotados por estas empresas foram comparados com as práticas internacionais indicadas pelo IEEE, CIGRÉ a as empresas BC Hydro e Iberdrola.

OLIVEIRA, L.R. (SNPTEE, 2013) indica que o caminho natural da GD é que ela passe a tomar cada vez mais espaço como complemento da matriz energética do Brasil. Sendo assim, é importante que pesquisas mais avançadas e mais aprofundadas nesta área sejam feitas, de forma a colaborar de modo substancial com o desenvolvimento desta tecnologia no país. O trabalho mostra que controladores P Ressonantes funcionam bem no controle de conversores eletrônicos de painéis fotovoltaicos.

BELLAN, J. (SENDI, 2012) indica que a conexão de geradores distribuídos via inversores traz diversos impactos técnicos ao funcionamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Embora atualmente as maiores preocupações das concessionárias quanto à inserção de GD sejam relativas aos impactos na distorção das formas de onda de tensões e na elevação do perfil de tensão em regime permanente, esse artigo mostrou, mediante simulações computacionais, que aspectos de estabilidade também podem limitar a conexão desses geradores nas redes de distribuição. Os resultados das simulações apontam que a representação adequada dos controles do inversor nos modelos computacionais é de grande importância para a investigação das condições de estabilidade de inversores conectados em redes de distribuição.

JUNGES, R.S. (UnB, 2012), na sua dissertação de mestrado, propõe um método de conexão inteligente entre sistemas de geração distribuída fotovoltaica – GDFV e os convencionais alimentadores radiais de distribuição. Ainda considera e executa esquemas de proteção com o controle de tensão e corrente, alterando os parâmetros de geração no ponto de conexão, e permite assistir remotamente pela concessionária de energia. Permite, ainda, um sistema de controle automático de geração, parametrizado pelas leituras e demandas dos alimentadores radiais de distribuição no subsistema abaixo dos transformadores de 13,8V. Neste trabalho, é apresentado o protótipo que resolve os detalhes da conexão fotovoltaica, a lógica de controle, o algoritmo, os detalhamentos construtivos, e os resultados colhidos na sua experimentação. Indica ainda a necessidade de tecnologias que permitam aos

dispositivos de conexão migrar de forma segura e eficiente para um modelo de rede mais eficiente e inteligente (*Smart Grid*).

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A – ELEKTRO (ANEEL, 2012) apresenta um aplicativo para análise de erros em medidores eletrônicos de energia elétrica, considerando-se o estado da arte das técnicas de medição de energias ativa e reativa, com foco principal na energia reativa, considerando-se cargas não lineares e cenários de redes com GD. Esta pesquisa se propõe a analisar e comparar as metodologias no estado da arte da medição da energia elétrica, considerando-se os novos cenários de cargas não lineares e GD com fontes renováveis envolvendo as novas tecnologias de medidores eletrônicos e suas adequações a estes novos cenários. A medição deve ter um compromisso entre possibilidades técnicas de sua implementação, custos de medidores e medição e o rigorismo de sua definição teórica. Nesse contexto, nos atuais cenários da distribuição de energia, a presença de distorções harmônicas e assimetrias nas redes de EE, do ponto de vista energético, podem causar significativos impactos nas definições de potência, nas técnicas de medição e nas formas de faturamento de energia elétrica. Portanto, esta pesquisa compara as metodologias atuais para análise das energias elétricas, com foco principal na medição/aferição/tarifação de energia reativa, considerando a unificação já consolidada para energia ativa, nos cenários reais dos sistemas de distribuição com distorções harmônicas e assimetrias, examinando-se ainda os protocolos de medição em discussão, e avaliando-se os erros de medição de energias em equipamentos de medição eletrônica de interesse da concessionária, com foco nos bidirecionais, considerando-se os novos cenários da distribuição com microrredes, resultando no desenvolvimento de um aplicativo que integre as metodologias de medição e as compare com os registros destes equipamentos.

MULLAUSEN, J. (SNPTEE, 2011) indica que integração da GD com a rede da concessionária de energia elétrica apresenta desafios para os esquemas anti-ilhamento. Esses esquemas detectam condições de ilhamento e desligam a GD. A falha no desligamento de geradores ilhados pode causar problemas como riscos à segurança das equipes de trabalho, religamento fora de fase e degradação da qualidade de energia. O artigo discute um esquema de detecção de ilhamento baseado na medição de uma área ampla (*Wide-area measurement-based islanding detection scheme – IDS WA*), o qual usa medições com sincronização de tempo para calcular a frequência de escorregamento e a aceleração entre dois sistemas visando detectar condições de ilhamento. O artigo também discute o uso de um simulador digital em tempo real para modelar a GD junto com o resto do sistema, de forma a validar o esquema anti-ilhamento proposto. O desempenho do esquema para diferentes configurações do sistema e condições de fluxo de carga também é apresentado, além de um esquema de ilhamento com sucesso que monitora a troca de potência do

sistema, efetua ações corretivas quando ocorre o ilhamento e mantém a qualidade do serviço no sistema ilhado.

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A–AMPLA (ANEEL, 2009) apresenta equipamento para proteger a rede de distribuição e uma fonte alternativa que esteja conectada a esta mesma rede. O equipamento deverá analisar continuamente as grandezas elétricas e, em tempo real, proteger a fonte alternativa e a rede de distribuição na ocorrência de falhas na rede ou na fonte alternativa. No processo de geração distribuída, fontes alternativas de energia devem ser conectadas à rede de distribuição já existente, reforçando-a principalmente nos horários de pico. Uma das vantagens desta metodologia é a diminuição da necessidade de novas usinas para atender somente aos horários de pico. Outra vantagem da abordagem da geração distribuída é o menor investimento em linhas de transmissão e subtransmissão, pois as fontes distribuídas podem ser instaladas mais próximas dos novos consumidores. Ocorre que cuidados especiais devem ser considerados quando da interligação de novas fontes de energia sobre uma rede de distribuição já existente, pois toda a coordenação de proteção foi baseada em uma fonte gerando para os consumidores e não o contrário, ou seja, uma fonte injetando energia na rede de distribuição. Existem equipamentos importados, porém de custo elevado, que realizam esta função de proteção. Neste projeto será desenvolvido equipamento de baixo custo para esta função.

2.5.9 Microrredes no contexto da geração distribuída

PIMENTAL, A.X. (CIGRÉ, 2018, Brasil) apresentou um projeto piloto de microrrede num condomínio residencial localizado na cidade de Fortaleza (Ceará). O autor indica que no Brasil a aplicação de microrredes conectadas às redes de distribuição ainda é incipiente, limitada atualmente a simulações realizadas em universidades e iniciativas isoladas de algumas concessionárias. São discutidos os desafios regulatórios e as oportunidades relacionados à efetiva implementação de microrredes no Brasil.

COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A – COPEL (ANEEL, 2017-3). Implantação de minirrede no Campus do Centro Politécnico da Universidade Federal do Paraná com geração distribuída (GD) munida de uma extensa rede de monitoramento. Algoritmo computacional que permite o diagnóstico do estado operativo da minirrede. Em relação à análise elétrica da rede, tem-se o desenvolvimento de algoritmos direcionados para a avaliação de estabilidade angular e de tensão a pequenas perturbações de minirredes com geração intermitente via sinais coletados por micro PMUs. Ainda, neste projeto tem-se a implementação de uma microrrede que será conectada à minirrede. Esta rede possuirá diversidade de tecnologias de geração e acumulação, permitindo uma ampla gama de estudos e a avaliação das possíveis interações entre os equipamentos, seus impactos na qualidade e na estabilidade da microrrede,

principalmente quando operando ilhada. Nesta microrrede, está prevista a instalação de células combustíveis para auxiliar na regulação de potência gerada pelos geradores fotovoltaicos. No que diz respeito a novas tecnologias, pode-se citar o desenvolvimento de tecnologia de células fotovoltaicas de terceira geração que utilizam novos materiais em sua construção, células fotovoltaicas orgânicas. Nesse contexto, é proposta a síntese de materiais de carbono e seu uso em misturas com polímeros semicondutores para a fabricação de dispositivos de célula solar visando à melhoria de eficiência quântica externa. A implementação da minirrede proposta passará também pela avaliação de emissões atmosféricas em que, neste projeto, serão utilizados ensaios com acreditação internacional. Além disso, a caracterização dos resíduos dos processos térmicos do arranjo deste projeto também pode ser uma contribuição incremental para o conhecimento da área. A utilização das cinzas do processo para captura de carbono pode dar destino adequado a este resíduo, melhorando o compromisso ambiental do processo

CIGRÉ BROCHURA 635/2015. *Microgrids 1 Engineering, Economics, & Experience* apresenta os principais elementos necessários para justificar, desenvolver e implementar microrredes. Define o conceito de microrrede, estabelece os tipos principais, indica as tecnologias disponíveis incluindo aquelas relacionadas às fontes de geração, controle, proteção, operação, comunicação e armazenamento de energia. Aspectos comerciais e regulatórios são igualmente analisados, pois podem afetar os serviços que poderiam ser oferecidos por uma microrrede e, consequentemente, a sua atratividade econômica.

TENFEN, D. (SENDI, 2014) apresenta um modelo matemático para o Gerenciamento Energético (GE) de microrredes que pode ser aplicado tanto para o caso da microrrede isolada quanto para o caso conectado à rede principal. O GE tem um papel importante para que uma microrrede possa se tornar viável devido ao fato de colaborar com os aspectos técnicos e econômicos do problema. Além do GE exercer uma função sobre a operação da microrrede, ele pode também atuar no planejamento, sendo executado para simulação de diversos cenários.

PICA, C.Q. (SENDI, 2014) apresenta o desenvolvimento e resultados do projeto Usina Distrital (Centro de Energia Sustentável da Fundação CERTI – Florianópolis), cujo objetivo foi a concepção, implantação e validação de uma microrrede modelo, que possa viabilizar no curto prazo a integração de mini e microgeração na rede de distribuição. O foco do projeto foi na aplicação de microrredes em áreas urbanas e na busca da viabilidade técnica de soluções comercialmente já disponíveis.

TAO, L. (CIGRÉ, 2010, Alemanha, Inglaterra, Grécia), objetivando visualizar a rede do futuro, estabeleceu uma plataforma para a formação de banco de dados para receber contribuições

de especialistas na área de microrredes, com ênfase no planejamento e avaliação dos seus benefícios. São apresentados os aspectos econômicos, técnicos e ambientais, objetivando a caracterização dos benefícios de implantação de microrredes diante da crescente penetração de fontes renováveis nos sistemas de distribuição. Com base nas experiências reportadas, é apresentado um *roadmap* para o desenvolvimento de microrredes na Europa.

2.5.10 Armazenamento de energia na geração distribuída

BOTELHO, F.K. (SNPTEE, 2017) busca modelar matematicamente um dos benefícios da utilização de baterias na rede das distribuidoras em um cenário com alta penetração de geração fotovoltaica distribuída. Ao armazenar a energia fotovoltaica em horários de carga reduzida e despachá-la nos períodos de maior uso do sistema de transmissão. Os resultados mostram que o benefício do uso da bateria relacionado à contratação do MUST pela distribuidora é muito pequeno para viabilizar o investimento pela distribuidora. Porém, há diversas outras utilizações cujo benefício econômico não foi quantificado no artigo, como o aumento da confiabilidade da rede e a melhoria na qualidade do fornecimento da energia (tensão e frequência), reduzindo o DEC e FEC das distribuidoras. A tendência é que no futuro a bateria seja um importante ativo para a operação eficiente da rede, como já está acontecendo em outros países no mundo, e a utilização dela representará um ganho tanto de qualidade quanto de economia para os consumidores.

MICOLANO, E. (CIGRÉ, 2008, Itália). O tema Armazenamento de Energia é bastante abrangente e tem diversas aplicações. O autor apresenta os resultados dos testes experimentais que foram realizados no laboratório do CESI em Milão (Itália), com o objetivo de analisar aplicação de diversos tipos de baterias e célula combustível a hidrogênio junto a um sistema de geração distribuída. Ficou demonstrada a efetividade dos sistemas de armazenamento para a melhoria da qualidade de energia num sistema de GD, por meio do controle do fluxo de potência para melhor ajustar a carga com as fontes de geração intermitente. Outros benefícios foram indicados como: melhoria da estabilidade mediante a regulação frequência/tensão, suprimento de suporte de emergência, nivelamento da demanda de pico etc.

2.5.11 Fontes de energia na geração distribuída

FURTADO, J.G.M (SNPTEE, 2017, 2015, 2011, 2009) apresenta, em anos sucessivos, conhecimentos adquiridos e resultados obtidos decorrentes de um projeto de demonstração do Cepel acerca de sistemas de geração distribuída de energia elétrica com células a combustível de 5 kW. Indica que Sistemas de geração de energia com células a combustível têm sido enfatizados para aplicações no âmbito da geração distribuída de energia elétrica

em função das crescentes necessidades de incremento da eficiência energética e da redução dos impactos ambientais. Sistemas de geração de energia elétrica com células a combustível (CaC) têm sido considerados para aplicações no âmbito da Geração Distribuída (GD) de energia elétrica e em sistemas de cogeração, uma vez que as CaC são as mais eficientes geradoras de energia elétrica e têm apresentado contínuo declínio dos custos e grande capacidade de reduções de emissões de poluentes causadores de efeito estufa. Este trabalhou apresentou os principais resultados de um estudo de avaliou o emprego de CaC no segmento residencial do setor elétrico brasileiro.

BRIGNOL, W.S. (SENDI, 2012). Com as crescentes modificações que vêm ocorrendo nos sistemas elétricos, principalmente com o advento do conceito das redes inteligentes, a avaliação dos denominados serviços ancilares é essencial para melhorar a qualidade de energia fornecida ao consumidor. Este estudo visa analisar os impactos dos serviços ancilares relacionados com a inserção de uma geração distribuída que utiliza como matéria-prima o biogás proveniente de um aterro sanitário de resíduos sólidos urbanos, em um alimentador real da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D). Estas análises são realizadas supondo diferentes potências de inserção, independentemente do tipo de tecnologia que está atuando como GD (microturbinas, grupos motor-gerador OTTO, células a combustível, turbinas a vapor etc).

RUFATO, E. (SENDI, 2012) apresenta um projeto pioneiro no país para a geração descentralizada de energia elétrica com a utilização de biodigestores a partir de dejetos animais. O propósito da experiência é estudar a viabilidade técnica e econômica de implantação de biodigestores em propriedades rurais dedicadas à suinocultura para, com o gás metano produzido pela decomposição da matéria orgânica coletada, produzir eletricidade para o consumo na própria instalação e, até, para venda do excedente à distribuição local dos serviços. Trata-se da geração de energia por meio da utilização de micro e minigeradores conectados na rede de baixa tensão a partir dos dejetos dos suínos usando biodigestores. Para que possam estar conectados às redes da empresa distribuidora, essas unidades de geração distribuída, normalmente de baixa potência, requerem alguns cuidados especiais quanto à sua proteção elétrica e segurança semelhantes aos sistemas e dispositivos que são instalados nas grandes usinas geradoras. Para chegar ao protótipo instalado na Granja Colombari, região de Foz do Iguaçu, a Copel investiu em ensaios de campo, de laboratório e tecnologia sofisticada de estudos elétricos para garantir que a solução proposta de conexão dos microgeradores à rede da empresa não resulte em problemas, mas que constitua uma solução.

GUTIÉRRES, T.E.F (SNPTEE, 2011). A combinação de sistemas de geração de energia com células a combustível e o emprego de recursos energéticos renováveis têm sido enfatizados

como uma forte componente da matriz energética do futuro, uma vez que, dessa forma, se conjuga elevada eficiência de geração com sustentabilidade ambiental. Essas perspectivas são ainda consideradas no âmbito da geração distribuída de energia conectada à rede inteligente, possibilitando o comércio bidirecional de energia num ambiente de qualidade, confiabilidade e segurança energética. O presente trabalho avalia uma configuração de sistema de geração com células a combustível a partir do uso do etanol oriundo de biomassa como combustível primário. Os resultados obtidos mostram que o sistema de geração possui características bastante adequadas para operação em conexão com a rede elétrica inteligente e com os desenvolvimentos tecnológicos que têm sido considerados e o incremento das restrições ambientais. Sistemas de geração desse tipo são fortes candidatos como possibilidades iniciais de geração renovável e energeticamente eficiente.

BERTARELLO, G. (SENDI, 2010) analisa as conexões de unidades de geração distribuída em alimentadores da rede de concessionária RGE-Rio Grande Energia. Foram estudadas as diferentes formas de produção de energia elétrica mediante fontes renováveis: gás natural, biomassa e eólica com simulações na plataforma computacional *MatLab*.

BARIN, A. (SNPTEE, 2009) apresenta uma metodologia para tomada de decisão multicriterial que visa ao gerenciamento mais adequado de sistemas renováveis de energia considerando as características fundamentais de operação e aplicação destes sistemas. Neste trabalho, serão avaliados os principais sistemas de geração distribuída que podem fazer uso de fontes primárias renováveis, tais como: painéis fotovoltaicos, aerogeradores, microturbinas e células de combustível com uso de biogás. O estudo analisa os seguintes critérios: eficiência, custos, maturidade tecnológica, impactos ambientais, amplitude de atuação do sistema e vida útil. Por fim, será apresentada uma classificação em ordem de prioridade para o uso destas fontes comparando resultados provenientes da aplicação do método AHP e da lógica *Fuzzy* para os cenários custos e meio ambiente. Levando em consideração o crescente aumento da participação de fontes alternativas e renováveis de energia na matriz energética mundial e no atual contexto do setor elétrico brasileiro, é necessário reconhecer a importância da utilização de metodologias que avaliem da melhor forma a gestão das diversas características que compõem um sistema de geração e consumo de energia. Com isto, será possível extrair-se a máxima eficiência no uso de fontes de gerações distribuídas.

COSTA, D.M. (SNPTEE – 2009) apresenta uma breve introdução sobre a inserção da microturbina como geração distribuída, realizando um levantamento das suas características de funcionamento e analisando seus aspectos tanto elétricos como mecânicos. Em seguida, foi mostrada uma abordagem simplificada da modelagem de uma microturbina, examinando a dinâmica de funcionamento dos seguintes controles da microturbina: controle de velocidade, temperatura, velocidade e combustível: a partir dos resultados obtidos dos

controles, pode-se ter um conhecimento mais aprofundado sobre a hierarquia de funcionamento dos controles de uma microturbina. A conexão da turbina com a rede está a cargo do inversor multinível que, dentro de suas características, pode, entre suas células, adicionar outras formas de geração, como, por exemplo, painéis fotovoltaicos, células combustíveis entre outras tecnologias. Estes estudos são importantes, pois as microturbinas podem ser utilizadas como fonte de geração distribuída em sistemas de distribuição atendidos em médias e baixas tensões. É o caso, por exemplo, de sistemas que utilizam a biomassa para a produção de biogás. O calor produzido pela microturbina pode ser reutilizado para aquecimento doméstico ou para produção de mais energia elétrica. Em todos os casos, a eficiência do processo aumenta, tornando mais atrativo o uso das microturbinas.

2.5.12 Tarifas

AMARAL, R.C. (SNPTEE, 2015) aborda o uso da Energia Solar Fotovoltaica (ESF) por meio do mecanismo de *net metering* (compensação financeira) sobre o ponto de vista e perspectiva de uma distribuidora de energia, esta em tamanho e abrangência, que pode ser comparada ao país Portugal. Simulações feitas ilustram benefícios econômicos de ESF por intermédio de *net metering*, além de que a proposta apresentada mostra a influência deste mecanismo em diferentes setores tarifários mediante a análise do custo final de energia, considerando que seja atingida uma cota com GD de 10% da sua capacidade total energética com ESF. Os cenários estipulados preveem em primeiro momento exclusividade para unidade residencial, comercial ou industrial. A área real de estudo é delimitada e muito semelhante à de Portugal, valores discutidos para o projeto somam 756 MWp com ESF, além de fomentar novas práticas e diversidade de fontes para regiões brasileiras com menor irradiação solar que médias nacionais.

SANTOS, L.L.C. (SNPTEE, 2013) indica que a instalação de medidores inteligentes decorrentes da aplicação de Redes Inteligentes e geração distribuída propiciará a aplicação de Tarifa Horária Branca para os consumidores de baixa tensão. Adicionalmente, também haverá um aumento significativo de fontes de geração distribuída conectadas às redes de distribuição. A proposta do trabalho é analisar o impacto da Tarifa Branca e Geração Distribuída nos consumidores residenciais, verificando a viabilidade técnica e econômica. Os resultados práticos mostram que a utilização de GD e Tarifa Branca, sem alterar a curva de carga dos consumidores, reflete uma economia aos consumidores, com retorno de seus investimentos em médio prazo, principalmente considerando a redução dos preços de GD.

PRADO, F.A.A. (SNPTEE, 2013) avalia diversos aspectos determinantes na concepção das políticas públicas que tratam das Tarifas *Feed In*, em especial os critérios de elegibilidade das tecnologias e também das unidades geradoras (tamanho, localização, percentual do

mercado já atendido, entre outros). Analisa ainda os critérios tarifários e sua aderência com os prazos de contrato, com as tecnologias empregadas e com a metodologia de quantificação da energia comercializada, tratando também de outras alternativas para incentivo além das tradicionais tarifas prêmios, como, por exemplo, financiamento com juros subsidiados, ou critérios de amortização acelerada. Finalmente aborda os procedimentos de acompanhamento e avaliação do progresso e eficácia da política com os devidos instrumentos legais para implementação da política e de ajustes caso necessários. Uma análise das experiências internacionais demonstra que a recente iniciativa brasileira pela política de *net metering* de certa maneira pode ser incentivada de forma mais acentuada. Este relativo atraso pode ser justificado pela evidente predominância da matriz energética brasileira em energias renováveis.

COMPANHIA ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA – COELBA (ANEEL, 2010). Conhecimento e definição de estratégia para enfrentamento dos impactos e oportunidades de negócios das distribuidoras de energia elétrica a partir da implantação de políticas de compra compulsória de energia a partir de fontes renováveis. O agravamento de questões ambientais relativas ao tema de Mudanças Climáticas vem despertando o interesse por políticas mais efetivas na promoção de tecnologias de energia renovável. Entre as mais diversas políticas, aquelas denominadas por *Feed In Tariffs* – FITs vem ganhando força com sua maciça utilização em todo o mundo. A bibliografia registra mais de 40 experiências diferentes em todo o Mundo. As FITs se constituem em regras regulatórias que tornam compulsórias compras de energia elétrica gerada de forma distribuída por consumidores em instalações de pequeno porte, por parte das distribuidoras. Usualmente essa compra ocorre com uma tarifa prêmio (superior às tarifas de fornecimento) visando à promoção da amortização do investimento das instalações de geração e ampliação do efeito escala de produção desses equipamentos.

2.5.13 Novos negócios

GONÇALVES, N.P (SENDI, 2016) analisa a viabilidade econômica e financeira de uma empresa de locação de painéis fotovoltaicos destinados a consumidores cativos, ligados às redes de distribuição de energia elétrica. Demonstra que este novo modelo de negócios possui características naturais favoráveis.

BANDEIRANTE ENERGIA S/A (ANEEL, 2015). Este projeto visa à utilização da geração distribuída urbana com sistemas solares fotovoltaicos descentralizados e armazenamento de curto prazo visando avaliar os serviços ancilares para estabilidade da rede, avaliação dos impactos para a distribuidora e desenvolvimento de novos modelos de negócio. Adicionalmente, por meio de pequenos bancos de baterias dimensionados para este fim,

estes micros e minigeradores pulverizados ao longo dos sistemas de distribuição urbanos podem oferecer suporte à rede elétrica e evitar demandar potência da rede no horário de ponta. Sob a ótica da concessionária de distribuição, ao contrário do que pode a princípio parecer como uma potencial fonte de perda de receita, a autogeração de eletricidade pela UC se apresenta como uma oportunidade. Novos modelos de negócio podem ser concebidos com o objetivo de trazer para a distribuidora um novo negócio por meio da GD solar. Aliam-se a estes aspectos os serviços ancilares que potencialmente a GD solar pode oferecer para a distribuidora.

GAMA, P.H.R.P. (SENDI, 2010) apresenta uma nova metodologia que permite aproveitar a geração distribuída excedente dos usuários industriais com potencial de geração de recursos ou fontes próprias chamadas de geração distribuída. A metodologia pretendeu obter conhecimento de toda a GD da área de concessão da Bandeirante Energia, tanto da geração existente cadastrada ou não pelo órgão regulador, bem como a geração potencial.

2.6 Conclusões

As conclusões a seguir indicadas foram baseadas nos resumos apresentados no item anterior.

2.6.1 Planejamento da geração distribuída

As metodologias, ferramentas computacionais e estudos necessários para a execução do planejamento da expansão da rede de distribuição devem ser atualizados de forma a contemplar um cenário de novas tecnologias. Deve-se considerar não somente a difusão de micro e minigeração, a crescente importância do gerenciamento da demanda, como também a futura participação de veículos elétricos em conjunto com dispositivos de armazenamento atuando sob a guarda de plataforma de redes inteligentes. Nesse sentido, deve-se analisar os aspectos associados a contratos de energia existentes, perda de faturamento da distribuidora, necessidade de investimentos em novos equipamentos de rede para lidar, por exemplo, com fluxos reversos de energia, implantação de novos procedimentos e ferramentas associadas à operação e manutenção, implantação de novos índices de qualidade dos serviços, implantação de novos critérios de segurança, aspectos de planejamento de ampliações e reforços na rede e, finalmente, novos critérios de contratação de energia.

Metodologias, algoritmos, ferramentas computacionais, critérios utilizados para o planejamento da expansão da rede de distribuição, devem ser revisitados e atualizados, de forma a contemplar novos cenários de inovações tecnológicas com a crescente inserção de GD e, futuramente, a inserção de veículos elétricos e dispositivos de armazenamento de energia. Nesse novo cenário, deve-se cada vez mais aplicar os conceitos de redes elétricas inteligentes.

2.6.2 Marcos regulatórios voltados para a geração distribuída

Os principais marcos regulatórios para a GD são as Resoluções nº 482/2012 e nº 687/2015 e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (*Prodist*). Autores apresentam diversas sugestões para o aprimoramento destes marcos regulatórios e indicam igualmente sugestões de políticas de incentivo para acelerar a utilização de GD. Alegam que existem diversas barreiras que ainda atrapalham o desenvolvimento da tecnologia solar no Brasil, citando, por exemplo, tributação, financiamento, impostos de importação, pouco desenvolvimento da indústria nacional e aumento substancial de conexões de GD às redes de distribuição, que podem conduzir à necessidade de novas estratégias de gerenciamento e comercialização.

A atual experiência brasileira na implantação da GD já apresenta indicadores suficientes para demandar aprimoramento das Resoluções nº 482/2012 e nº 687/2015 e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (Prodist).

2.6.3 Metodologias aplicadas ao estudo da geração distribuídas

São apresentados diversos trabalhos de formulação de metodologias para análise dos aspectos decorrentes da inserção de geração distribuída (fotovoltaica e solar) nos sistemas de distribuição. Fatores importantes são considerados, como: incertezas da potência ativa gerada devida intermitência das fontes, haja vista a variação da irradiância solar e velocidade do vento. As metodologias visam: planejar as redes de distribuição na presença da GD; identificar e avaliar os impactos na rede de distribuição; reduzir as perdas técnicas; estabelecer em bases probabilísticas os pontos mais atrativos para alocação das fontes, monitorar; e avaliar o desempenho das fontes.

Os informes analisados indicam a necessidade de metodologias, algoritmos matemáticos e ferramentas computacionais que possam analisar com segurança e exatidão os diversos aspectos decorrentes da inserção de fontes de geração intermitentes na rede de distribuição.

2.6.4 Modelagem de componentes, ferramentas computacionais e laboratórios

As novas ferramentas computacionais desenvolvidas para análise da inserção da GD nas redes de distribuição necessitam do desenvolvimento de modelos que possam simular os diversos componentes e variáveis envolvidos nesta configuração, como, por exemplo, inversores das fontes de geração, condições do clima, curvas de carga dos consumidores, unidades de armazenamento, dispositivos de proteção e controle etc. Torna-se igualmente necessária a implantação de estrutura laboratorial dedicada aos estudos de impactos, estudo das condições operativas das microrredes ou mesmo de simuladores capazes de estudar as diferentes situações operativas e analisar o desempenho de diferentes esquemas de controle. Deve-se enfatizar que os Centros de Operação da Distribuição necessitam de ferramentas modernas para modelar e simular o sistema, acompanhando as inovações tecnológicas implantadas.

Uma força tarefa do CIGRÉ estabeleceu uma base comum (benchmark) para testes das novas ferramentas e modelos para simulação das diversas situações de operação e das diversas possibilidades de proteção e controle aos novos cenários. Embora reconhecendo a dificuldade de estabelecer esta base comum para testes de integração de GD e Redes Inteligentes, foi possível construir um sistema com suficiente flexibilidade para customização das diferentes situações na Europa e Estados Unidos. Assim, foi desenvolvido um conjunto de modelos de alta e baixa tensão adequados para os estudos: fluxo de potência, testes de conversores, planejamento da operação de ilhamento, avaliação dos métodos de gestão de energia, coordenação de controle integrado de armazenamento de energia com GD, etc. No Brasil, seria altamente recomendável formar parceria entre as empresas, objetivando desenvolver uma base comum de testes para as configurações típicas das distribuidoras brasileiras.

2.6.5 Impactos decorrentes da penetração de geração distribuída nas redes de distribuição

A geração distribuída pode apresentar impactos para os consumidores e concessionárias, influenciando principalmente o perfil de tensão, estabilidade do sistema e qualidade de energia. Nesse sentido, diversos estudos vêm sendo realizados para a escolha da modelagem mais adequada dos componentes do sistema, da escolha das ferramentas computacionais e laboratoriais mais apropriadas, para a escolha dos critérios para a determinação dos limites de penetração das fontes renováveis e, finalmente, para a identificação e quantificação técnica e econômica das medidas mitigadoras para a resolução das situações de superação.

Alguns informes pedem atenção em relação ao aumento das distorções harmônicas na rede que pode prejudicar os índices de qualidade como: fator de potência, desequilíbrios de fase e perdas, além de distúrbios provocados pela distorção harmônica. É possível observar que as distorções harmônicas são mais expressivas no ponto de conexão das unidades e, portanto, este deve ser o mais afastado possível de cargas sensíveis, de transformadores e equipamentos e dispositivos de proteção,

Deve-se igualmente quantificar as perdas quando da inserção da GD. O seu efeito positivo ou negativo depende principalmente do nível de tensão, da topologia do sistema, da densidade de carga dos alimentadores.

Com relação às empresas distribuidoras de energia, deve-se analisar os impactos econômicos tanto sob a receita como a necessidade de troca ou adaptação de equipamentos de rede e treinamento de pessoal especializado no tema. Esta análise permitiria obter subsídios para apresentação de sugestões de melhoria da regulamentação vigente.

Com relação ao Brasil, será necessário avaliar o impacto devido à expansão em larga escala da geração distribuída. Estes impactos são de naturezas mais diversas, como econômicas, ambientais, elétricas, custos evitados da geração de energia elétrica, postergação de investimento em novas usinas e na rede de transmissão e distribuição, contratos de comercialização de energia, ambientais, serviços ancilares e diversificação da matriz elétrica brasileira.

Torna-se necessária a definição e determinação de métricas para a caracterização dos impactos, devido à inserção de GD nas redes de distribuição, considerando o nível de tensão do sistema elétrico, os diferentes tipos de consumidores e localização da distribuidora.

2.6.6 Estudos de casos com aplicação de geração distribuída

Em outubro de 2016, a Aneel publicou a Chamada nº 001/2016 – Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D. Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior. Como fator motivador para a Chamada, a Aneel informa que, de acordo com a Secretaria de Ensino Superior (SESu) do Ministério de Educação, em 2015, o valor total da fatura de energia elétrica das 63 Universidades Federais foi de cerca de R$ 430.000.000,00 (quatrocentos e trinta milhões de reais). Reconhecendo, entretanto, que parte considerável desses gastos se deve ao uso de equipamentos ineficientes e a práticas inadequadas de instalação, uso e manutenção dos aparelhos, entre outros inconvenientes da falta de cultura de uso eficiente e racional de energia no país. Nesse sentido, a chamada esperava que os projetos apresentados pudessem: facilitar a

inserção da minigeração no setor público, avaliar a viabilidade econômica da geração própria de energia e seus impactos nos sistemas de distribuição, fomentar o treinamento e capacitação em eficiência energética e geração distribuída etc. Nesse contexto, no VII CBENS realizado em 2018, foram apresentados alguns informes relacionados a projetos decorrentes desta Chamada da Aneel, dentre os quais pode-se indicar: a Universidade Federal do ABC (São Paulo), Centro Universitário Alves Faria (Goiás) e Universidade Federal de Santa Maria (Rio Grande do Sul). Deve-se ressaltar a produção científica da Universidade de Brasília, apresentando casos referentes a uma instituição de ensino e embaixada da Itália, e potencial de energia solar do Distrito Federal.

Importante indicar igualmente o livro publicado pelo GESEL com apresentação de 12 estudos de casos de empresas internacionais.

No âmbito da Chamada Aneel nº 001/2016, espera-se para os próximos eventos a publicação de estudos de casos das demais universidades que participam deste projeto. Será importante conhecer as atividades realizadas para promoção simultânea de ações de eficiência energética com a implantação de planta solar com o objetivo da redução do consumo de energia.

2.6.7 Redes inteligentes no contexto da geração distribuída

São diversos os conceitos de uma rede inteligente. Dentre eles, apresenta-se a seguir o conceito apresentado pela China, que tem foco em todos os setores de um sistema de potência, incluindo geração, transmissão, distribuição e armazenamento. Assim, uma rede inteligente é definida como: "Integração de fontes renováveis de energia, novos materiais, equipamentos avançados, telecomunicação e informação, controle e supervisão e tecnologia de armazenamento, de maneira a apoiar a gestão digital, decisões inteligentes e transações interativas entre geração, transmissão e distribuição". Por este conceito, pode-se indicar que as redes inteligentes teriam o papel de interligar todas as tecnologias, que certamente vão desempenhar um papel crucial na transição para uma rede elétrica sustentável no futuro próximo.

2.6.8 Proteção e controle aplicados à geração distribuída

Cuidados especiais devem ser considerados quando da inserção de GD numa rede existente de distribuição, pois todo o controle de tensão e coordenação da proteção dos alimentadores e transformadores foram baseados na premissa de um fluxo de potência para o consumidor sem considerar a possibilidade de fluxos bidirecionais. Nesse sentido, surgem novas estratégicas de operação, novos instrumentos de medição e monitoramento, conversores

eletrônicos mais inteligentes e novas ferramentas computacionais etc. Nesse contexto, os pontos de conexão devem ser cuidadosamente analisados e dimensionados técnica e economicamente para poder efetivamente contribuir para a mitigação dos impactos decorrentes da inserção da GD. Foram apresentadas diversas soluções tecnológicas como, por exemplo, dispositivos de monitoramento, que permitam, de modo remoto, a coleta e armazenamento de dados, o acompanhamento do desempenho das fontes de geração que permita algum nível de atuação sobre o sistema, gerenciador de energia e inversor inteligente capaz de realizar despacho de potência e serviços ancilares como o controle de reativos e sobrevivência a afundamentos e elevação momentâneas de tensão, formação de uma microrrede inteligente no ponto de conexão que permita, por meio de sistemas de comunicação remotos, enviar dados para a supervisão das distribuidoras, soluções para evitar o ilhamento dos sistemas providos de GD etc. São igualmente apresentadas metodologias para a otimização estratégica de suporte de reativos e reconfiguração das redes analisando as possibilidades de operação dos recursos de manobra.

Será necessário reforçar as pesquisas no sentido de garantir uma conexão segura da GD com as redes de distribuições, analisando aspectos de proteção, controle, monitoramento de desempenho, gerenciador de energia e novas metodologias e aplicativos de estudos. Pilotos de conversores inteligentes e de microrredes nos pontos de conexão devem ser dimensionados e instalados para que se possam quantificar os custos e benefícios.

2.6.9 Microrredes no contexto da geração distribuída

A definição da Microrrede segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. Energy Department – DoE) é a seguinte: "Um grupo de cargas e recursos energéticos distribuídos (DER) interligados com fronteiras elétricas claramente definidas que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede e podem se conectar e desconectar do *grid* para permitir que opere tanto conectado ao *grid* quanto em modo ilhado." A inserção da GD na distribuição pode ensejar em muitas situações à formação de microrredes especificas.

Os trabalhos selecionados apresentam alguns projetos pilotos de microrredes (condomínio residencial localizado em Fortaleza, Campus da Universidade Federal do Paraná e Centro de Energia Sustentável da Fundação CERTI – Florianópolis). Objetivam analisar os aspectos regulatórios, técnicos, econômicos, comerciais, ambientais, de modo que seja determinar a atratividade econômica e mesmo identificar novos negócios para as empresas distribuidoras.

Para o efetivo estudo da operação das microrredes, é necessário o desenvolvimento de algoritmos e modelos matemáticos que possam representar este tipo de configuração e seus componentes, quer operando isoladamente, quer conectada à rede de distribuição.

2.6.10 Armazenamento de energia na geração distribuída

Estudos vêm demonstrando que existem diversos benefícios da implantação de sistemas de armazenamento de energia junto a um sistema de geração distribuída, como, por exemplo, melhoria da qualidade de energia, melhoria da estabilidade por meio da regulação frequência/tensão, suprimento de suporte durante emergência, nivelamento da demanda de pico.

Demonstrados os benefícios que um sistema de armazenamento pode trazer para a rede de distribuição, quando instalado principalmente junto a um sistema de geração distribuída, deve-se analisar e detalhar os aspectos técnicos e econômicos e outros fatores motivadores que poderiam ser deflagrados no sentido de acelerar esta aplicação.

2.6.11 Fontes de energia na geração distribuída

Foi dada ênfase neste trabalho à utilização de energia solar fotovoltaica para a formação de um sistema de geração distribuída. Entretanto, existem diversas outras fontes de energia possíveis de serem utilizadas neste tipo de configuração. Pode-se citar, por exemplo, aerogeradores, células a combustível, microturbinas que podem utilizar como combustíveis: biogás proveniente de resíduo sólido urbano, biodigestores de propriedade rurais dedicadas à suinocultura, etanol oriundo da biomassa. A efetiva utilização destas outras fontes de energia num sistema de geração distribuída impõe a necessidade de analisar diversos critérios, como, por exemplo, custos, eficiência, maturidade tecnológica, impactos ambientais, segurança, vida útil etc.

Para a efetiva aplicação de outras fontes de energia num sistema de GD, visualiza-se a necessidade de desenvolvimento de novas metodologias e novas ferramentas computacionais, de modo a poder avaliar as diferentes características técnicas e operacionais de cada uma.

2.6.12 Tarifas

A Resolução Aneel nº 482/2012, com as devidas alterações da Resolução Aneel nº 687/2015, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Define, também, o Sistema de Compensação de

Energia Elétrica, que é o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Os informes apresentados deste bloco discutem a aplicação do sistema adotado no Brasil (Compensação de Energia – *net metering*) com políticas adotadas por outros países, especialmente a Tarifa *Feed In*, onde a energia produzida pelos consumidores é compulsoriamente comprada pelas distribuidoras e usualmente por uma tarifa superior à tarifa de fornecimento convencional (Tarifa Prêmio), de forma a promover a amortização do investimento e motivar outros consumidores na produção de energia limpa.

Um informe analisa o impacto da Geração Distribuída em conjunto com a Tarifa Branca (flexibilidade de alteração dos hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico) nos consumidores residenciais verificando sua viabilidade técnico-econômica. Concluiu-se que estas medidas se traduzem em economia para os consumidores com retorno de seus investimentos a curto prazo.

O sistema brasileiro de compensação de energia regulamentado pela Aneel é um fator suficiente para aumentar o mercado de geração distribuída, ou são necessárias medidas complementares?

2.6.13 Novos negócios

Na perspectiva de perda de receita das distribuidoras em decorrência da produção de energia por parte das unidades consumidoras, começam a surgir iniciativas de novos negócios, de forma que seja mantida a rentabilidade das empresas. São citados, por exemplo, locação de painéis fotovoltaicos e metodologia para aproveitamento dos excedentes dos usuários industriais. Outra sugestão seria prover as instalações de GD com dispositivos de armazenamento de energia de curto prazo, visando reduzir os impactos para a rede, e que possa atuar em conjunto com o sistema de proteção e controle para prover serviços ancilares.

Torna-se cada vez mais premente a identificação e análise técnica, econômica e regulamentar de novos negócios para as empresas distribuidoras para fazer face à perda de faturamento decorrente da produção de energia por parte dos consumidores.

2.7 Referências bibliográficas do Capítulo 2

SNPTEE – Seminário Nacional da Produção e Transmissão de Energia Elétrica (24)

2017 (2)

FURTADO, J.G.M. *et al. Análise energética-econômica de sistemas de geração distribuída e cogeração à base de células a combustível para aplicações residenciais*. GPT 14. Cepel, UFRJ. XXIV SNPTEE. Curitiba/PR, 2017.

BOTELHO, F.K. *et al. Utilização de baterias na distribuição com a inserção de geração fotovoltaica distribuída – avaliação de impactos*. Thymos Energia. GCR 05. XXIV SNPTEE. Curitiba/PR, 2017.

2015 (7)

MELLO, J.C. *et al. A geração distribuída regulada na expansão – avanços necessários*. GPL 12. Thymos Energia, Cogen. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

BORGES, S. *et al. Alocação ótima de geração distribuída em sistema de distribuição usando algoritmo genético com análise probabilística*. GET 12. UFPA. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

NEGRI, J.C. *et al. Análise e oportunidade de implantação de geração distribuída em grandes centros metropolitanos, alternativamente à expansão da transmissão e distribuição – estudos de casos na região metropolitana de São Paulo e no litoral do estado*. XXIII SNPTEE. GPL 13. Cesp. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

SANTOS, L.L.C. *et al. Metodologia para planejamento de sistemas de distribuição considerando a previsão de inserção de geração distribuída*. GPL 14. UFSM, AES SUL. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

FURTADO, J.G.M. *et al. Análise das eficiências energéticas e econômica de um sistema de geração distribuída de energia elétrica com células a combustível*. GET 11. Cepel. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

AMARAL, R.C. *et al. Viabilidade e opções integradas para inserção da energia solar fotovoltaica através de geração distribuída em larga escala*. GCR 03. UFSM AES Sul. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

MELO, J.B. *et al*. *Desenvolvimento de micro inversores para viabilizar plantas fotovoltaicas conectadas nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica visando à geração distribuída*. GPT 21. CHESF, UPE. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.

2013 (7)

OLIVEIRA, L.R. *et al*. *Conexão na rede elétrica de um micro inversor para geração fotovoltaica de energia elétrica*. GPT 21. Unicamp, Unesp. XXII SNPTEE. Brasília/DF, 2013.

LANDEIRA, J. *et al*. *Estudo de viabilidade para uma usina fotovoltaica de minigeração distribuída conectada à rede*. GPT 20. Promon, Endesa Brasil. XXII SNPTEE. Brasília/DF, 2013.

PRADO, I.P. *et al*. *Busca Exaustiva e algoritmos genéticos empregados na alocação de geração distribuída visando à redução de perdas ativas do sistema de distribuiçã*o. GPT 25. UFABC, UFG. Cemar. XXII SNPTEE. Brasília/DF, 2013.

SCHWWENCK, K.J. *et al*. *Análise dos impactos de sistemas fotovoltaicos distribuídos e conectados à rede elétrica na tensão de atendimento e no fator de potência da unidade consumidora*. GCR 23. Coppe/UFRJ. XXII SNPTEE. Brasília/DF, 2013.

SANTOS, L.L.C. *et al*. *Impacto da tarifa branca e da geração distribuída nos consumidores residenciais*. GCR 28. UFSM. XXII SNPTEE. Brasília/DF, 2013.

PRADO, F.A.A. *et al*. *Experiências internacionais na concepção de tarifas Feed in*. GCR 22. USP. XXII SNPTEE. Brasília/DF, 2013.

CASTRO, M.R.V. *et al*. *Geração distribuída no Smart grid – estudo do caso Parintins*. XXII SNPTEE. GPT 09. Eletrobrás, Cepel. Brasília/DF, 2013.

2011 (4)

MULLAUSEN, J. *et al*. *O futuro dos esquemas de detecção de ilhamento na geração distribuída*. GPT 06. Florida Power & Light Company. XXI SNPTEE. Florianópolis/SC, 2011.

FURTADO, J.G.M. *et al*. *Desenvolvimento e avaliação do projeto de demonstração do Cepel de um sistema de geração distribuída de energia elétrica com células a combustível*. GPT 11. Cepel, Chesf. XXI SNPTEE. Florianópolis/SC, 2011.

RAMOS, A.J.P. *et al*. *Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão: aspectos operativos de regime permanente, dinâmico e qualidade de energia*. GPT 08. Andesa. XXI SNPTEE. Florianópolis/SC, 2011.

GUTIÉRRES, T.E.F. *et al*. *Geração distribuída e Smart grid com células a combustível e recursos renováveis: modelagem, simulação e estudo de caso*. GPT 29. Cepel, Siemens. XXI SNPTEE. Florianópolis/SC, 2011.

2009 (4)

SOUZA, A.R.R. *et al*. *Alocação de geração distribuída em rede de distribuição utilizando fluxo de potência ótimo e algoritmos genéticos*. Lactec, Copel, UFPR. XX SNPTEE. GPT 23. Recife/PE, 2009.

FURTADO, J.G.M. *et al*. *Otimização de um sistema de geração distribuída de energia com células a combustível*. GPT 12 . Cepel, Chesf. XX SNPTEE. Recife/PE, 2009.

BARIN, A. *et al*. *Gerenciamento de fontes alternativas de geração distribuída utilizando uma análise multicriterial baseada no método AHP e na lógica Fuzzy*. GPT 19. UFSM. XX SNPTEE. Recife/PE, 2009.

COSTA, D.M. *et al*. *Aspectos técnicos e operacionais do uso de microturbinas conectados aos sistemas elétricos para a geração distribuída de energia elétrica e térmica*. GPT 10. UFSM, USP-SC. XX SNPTEE. Recife/PE, 2009.

SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (11)

2018 (6)

GOMES, E.C.F. *et al*. *Situação atual e perspectivas para a energia fotovoltaica no Brasil*. SP46. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.

JONATHAN, S. *et al*. *O futuro da comercialização e do planejamento de energia elétrica com geração distribuída no Brasil – Um Plano de Negócio*. SP27. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.

PARENTE, B.J.P. *et al*. *Por um Brasil solar*. SP104. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.

ROSAS, G.B. *et al*. *Superação de equipamentos, reserva de energia e controle de tensão em Sistemas com penetração de energias eólica e solar*. SP12. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.

PIARDI, A.B. *et al*. *Aspects of a hybrid and flexible microgrid laboratory implementation*. SP47. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.

PRIOSTE, F.B. *et al*. *Impactos da interligação de uma usina solar fotovoltaica com controle de tensão em um sistema de distribuição*. SP90. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.

2014 (2)

LANDEIRA, J. *et al*. *Análise econômica sobre a implantação de geração distribuída fotovoltaica no Brasil para clientes tipo B3*. Promon Engenharia, Coppe/UFRJ. XIII SEPOPE. Foz do Iguaçu/PR, 2014.

PRIOSTE, F.B*. et al*. *Impactos da inserção de geração fotovoltaica na rede elétrica*. Universidade do Estado de Santa Catarina. XIII SEPOPE. Foz do Iguaçu/PR, 2014.

2012 (3)

OLIVEIRA, J.C. *et al*. *Procedimentos para operação de áreas ilhadas com geração distribuída*. SP162. Unifei, Cemig. XII SEPOPE. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

ALMEIDA, C.F.M. *et al*. *Avaliação do impacto de operações de religamento em sistemas de distribuição com geração distribuída*. SP045. Enerq-USP, University of Alberta (Canadá). XII SEPOPE. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

SOBRINHO, N.R.B.C *et al*. *Impacto da perda de geração distribuída na estabilidade do sistema elétrico durante perturbações sistêmicas*. SP021. Chesf, Unifei. XII SEPOPE. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar (15)

2018 (10)

SCOLARI, B.S. *et al*. *Panorama dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Amparados pela Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL no Brasil*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

ABRÃO, A.P. *et al*. *Acompanhamento e Análise de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Estado de Minas Gerais Antes e Após Revisão da Resolução Normativa ANEEL Nº 482/2012*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

SHAYANI, R.A. *et al*. *Análise Probabilística da Necessidade de Reforço de Rede de Distribuição para Conexão de Geração Distribuída Fotovoltaica*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

RODRIGUES, M.A.O. *et al*. *Análise de Impactos Técnicos e Social da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica no Distrito Federal*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

SKORUPA, T. *et al*. *Alocação Ótima de Geração Distribuída Fotovoltaica para Redução de Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Um Estudo de Caso*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

MOREIRA, E.A. *et al. A Modelagem da Geração Fotovoltaica Distribuída e Seus Impactos na Perspectiva do Planejamento de Sistemas Elétricos*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

BENEDITO, R.S. *et al*. *Limites de Inserção da Geração Solar Fotovoltaica em Universidades Federais*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

MOREIRA, A.L.M. *et al*. *Estudo de Viabilidade de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede em uma Instituição de Ensino*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

LUCCHESE, F.C. *et al*. *Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

DUARTE, M.M. *et al*. *Análise de Viabilidade Técnico-Econômica da Implementação de Geração Solar Fotovoltaica Aliada a Eficiência Energética no Centro de Ensino Médio Taguatinga Norte*. VII CBENS. Gramado/RS, 2018.

2016 (3)

CAMARGOS, R.S.C. *et al*. *Método para Análise Comparativa dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída Fotovoltaica Concentrada e Pulverizada*.VI CBENS. Belo Horizonte/MG, 2016.

BEZERRA, S.M.S. *et al*. *Motivações e Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica Conectada à Rede na Matriz Energética Brasileira*. VI CBENS. Belo Horizonte/MG, 2016.

LOPES, J.A. *et al*. *Avaliação dos Impactos na Proteção dos Sistemas Elétricos de Distribuição da Conexão de Centrais de Micro e Minigeração Solar Fotovoltaica*. VI CBENS. Belo Horizonte/MG, 2016.

2014 (2)

FRIGO, M.M. *Microgeração Solar de Energia Elétrica Interligada a Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão*. V CBENS. Recife/PE, 2014.

URBANETZ, J. *et al*. *Primeiro Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Homologado Pela Copel*. V CBENS. Recife/PE, 2014.

SENDI – Seminário Nacional de Distribuição (22)

2018 (3)

CASTRO, O.N.J. *et al*. *Geração Distribuída: Uma visão da distribuidora Enel Rio***.** Enel Distribuição Rio. XXIII SENDI. Fortaleza/CE, 2018.

BARROS, F.A. *et al*. *Modelagem e simulação de uma microrrede utilizando ATP e Redes de Petri*. Enel Distribuição Ceará, Universidade Federal do Ceará. XXIII SENDI. Fortaleza/CE, 2018.

SANTOS, A.M. *et al*. *Critério para conexão de geração distribuída no sistema de distribuição de média tensão da EDP São Paulo*. Empresa Bandeirante de Energia S/A, EDP Bandeirante. XXIII SENDI. Fortaleza/CE, 2018.

2016 (4)

PRADO, C.C. *et al*. *Análise do impacto da geração distribuída na margem de estabilidade de tensão*. Universidade Federal de Santa Maria, AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia. XXII SENDI. Curitiba/PR, 2016.

BERNARDON, D.P. *et al*. *Planejamento de sistemas de distribuição considerando a realidade de redes elétricas inteligentes e geração distribuída*. Universidade Federal de Santa Maria, CEEE Distribuição, AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia. XXII SENDI. Curitiba/PR, 2016.

GONÇALVES, N.P. *et al*. *Locação de painéis fotovoltaicos num sistema de microgeração distribuída- Considerações sobre a viabilidade de um modelo de negócio*. Companhia Paranaense de Energia, Copel Geração S.A. XXII SENDI. Curitiba/PR, 2016.

LEONARDO, M.H.S. *et al*. *Análise do impacto da geração distribuída nas perdas de um sistema de subtransmissão*. Rio Grande Energia S/A, Universidade de São Paulo – Escola de Engenharia de São Carlos. XXII SENDI. Curitiba/PR, 2016.

2014 (5)

FERREIRA, R.S. *et al*. *Suporte de reativos por micro e minigeração distribuída: requisitos de acesso ao sistema de distribuição e a garantia de adequado desempenho operacional*. PSR Consultoria Ltda, Companhia Paulista de Força e Luz e Universidade Federal do Rio de Janeiro. XXI SENDI. Santos/SP, 2014.

PICA, C.Q. *et al*. *Projeto e implantação de microrredes comercialmente viáveis. Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras – CERTI*. Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A. XXI SENDI. Santos/SP, 2014.

TENFEN, D. *et al*. *Gerenciamento energéticos de microrredes*. Universidade Federal de Santa Catarina. XXI SENDI. Santos/SP, 2014.

MELLO, A.P. *et al*. *Sistemas inteligentes para reconfiguração automática de redes de distribuição com geração distribuída em tempo real com uso de equipamentos telecomendados*. Universidade Federal de Santa Maria, Universidade Federal de Santa Catarina, AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, Universidade do Vale do Rio dos Sinos. XXI SENDI. Santos/SP, 2014.

ZIMMER, V. *et al*. *Estudo dos impactos de microrredes em rede de distribuição utilizando fluxo de potência trifásico*. Universidade Federal de Santa Catarina, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. XXI SENDI. Santos/SP, 2014.

2012 (7)

SCHWENCK, K.J. *et al*. *Análise do comportamento da tensão de atendimento do consumidor com sistemas fotovoltaicos conectado à rede elétrica*. Universidade Federal do Rio de janeiro. XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

OMORI, J.S. *et al*. *A importância da aplicação de redes inteligentes para integração de painéis fotovoltaicos nas redes de distribuição*. Companhia Paranaense de Energia. XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

BELLAN, J. *et al*. *Estabilidade de geradores distribuídos conectados via inversores em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Elektro Eletricidade e Serviços S/A, Universidade Estadual de Campinas – Unicamp. XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

SILVA, H.N. *et al*. *Avaliação dos impactos da geração distribuída no sistema elétrico de média tensão da Cemig Distribuição*. Cemig Distribuição. XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

RUFATO, E. *et al*. *Requisitos de proteção para conexão de mini e microgeração na rede de baixa tensão. Testes e procedimentos, caso Copel*. Copel Distribuição S/A, Universidade de São Paulo. XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

SOUZA, D.F. *et al*. *Sistema solar fotovoltaico Pituaçu: Aplicação da nova regulamentação para minigeração*. Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

BRIGNOL, W.S. *et al*. *Avaliação da geração distribuída para o fornecimento de serviços ancilares em redes de distribuição*. Universidade Federal de Santa Maria, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE). XX SENDI. Rio de Janeiro/RJ, 2012.

2010 (3)

GAMA, P.H.R.P. *et al*. *Incorporação da geração distribuída na estratégia de contratação de energia no ambiente regulado*. B&G Pesquisa e Desenvolvimento em Sistema Elétricos Ltda, Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação, Bandeirante Energia S/A. XIX SENDI. São Paulo/SP, 2010.

BERTARELLO, G. *et al*. *Impacto da geração distribuída no sistema elétrico de distribuição da concessionária, considerando-se geração com gás natural, biomassa e eólica*. Rio Grande de Energia- RGE, UPM. XIX SENDI. São Paulo/SP, 2010.

SANS, M.R. *et al*. *Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando unidades de geração distribuída*. Lactec, Copel, Universidade Federal do Paraná. XIX SENDI. São Paulo/SP, 2010.

UnB – Universidade de Brasília (17)

2017 (3)

MEDEIROS, C.V.P. *Análise dos impactos técnicos da conexão de um sistema de minigeração distribuída fotovoltaica em um alimentador radial da CEB Distribuição utilizando o software Anarede*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2017.

GREGÓRIO, J.V. *Modelagem do sistema elétrico do Campus Darcy Ribeiro da UnB para avaliação da inserção de sistemas fotovoltaicos*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2017.

NUNES, B.F.F. *Análise do aproveitamento do potencial de geração distribuída fotovoltaica no DF e seu impacto sobre os contratos de concessão de energia no ambiente regulado celebrados pela CEB*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2017.

2016 (2)

CAMARGOS, R.S.C. *Método para a identificação dos limites de geração distribuída fotovoltaica que alteram a necessidade de reforços detectada pelo planejamento da expansão de sistemas de distribuição de média tensão*. Dissertação de Mestrado. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2016.

VIEIRA, D. *Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede*. Tese de Doutorado. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2016.

2015 (3)

MOTA, V.A.S. *A energia solar fotovoltaica distribuída como alternativa para a crise energética nacional: modelo de expansão acelerada através de subsídios economicamente justificados*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2015.

HONÓRIO, L.G. *Aplicação de Redes Elétricas Inteligentes para Centros de Despacho de Geração Distribuída*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF. 2015.

ALMEIDA, K.S.A. *Mensuração do impacto técnico e dimensionamento do reforço de rede de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição: estudo de caso da usina de Jaíba Solar*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2015.

2014 (2)

MACHADO, A.H.B. *Análise de perdas em alimentador radial de distribuição considerando geração distribuída fotovoltaica e curvas de carga das unidades consumidoras*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2014.

PUTTINI, D.M. *Análise dos efeitos de diferentes configurações dos recursos de manobra de um alimentador radial no limite de penetração de geração distribuída fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2014.

2013 (3)

CAMARGOS, R.S.C. *Análise técnica de impactos e limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em uma rede radial de distribuição – estudo de caso para o alimentador da Embaixada da Itália em Brasília*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2013.

FERREIRA, A.A. *Determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em alimentadores radiais considerando recursos de manobra*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2013.

SANTOS, F.J. *Planejamento de redes de distribuição considerando geração distribuída*. Dissertação de Mestrado. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2013.

2012 (1)

JUNGES, R.S. *Método de controle de injeção de potência de painéis fotovoltaicos conectados a alimentadores radiais de distribuição*. Dissertação de Mestrado. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2012.

2011 (2)

OLIVEIRA, M.A.V. *Dimensionamento de geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição considerando curvas de irradiância solar e de carga*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2011.

LOPES, L.Z. *Alimentador radial de distribuição para simulações de penetração da geração distribuída fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso. Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2011.

2010 (1)

SHAYANI, R.A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Tese de Doutorado. Orientador: Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira. Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2010.

CITENEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (7)

2017 (3)

GALVÃO, R.R.A. *et al*. *Sistema de monitoramento para plantas de microgeração distribuída de energia*. Fundação Parque Tecnológico de Itaipu. IX CITENEL. João Pessoa/PB, 2017.

QUIROGA, G.A. *et al*. *Avaliação dos impactos de geração distribuída diante de diferentes cenários de penetração*. Universidade de São Paulo e AES Eletropaulo. IX CITENEL. João Pessoa/PB, 2017.

TARANTO, G.N. *et al*. *Modelagem dinâmica para avaliação do impacto de fontes alternativas no sistema de distribuição de energia*. Universidade Federal do Rio de Janeiro e Light SESA. IX CITENEL. João Pessoa/PB, 2017.

2015 (2)

FERRONATO, F.A.S. *et al*. *Sistema de supervisão e controle para geração distribuída com armazenamento de energia e veículos elétricos*. Instituto Lactec e Light SESA. VIII CITENEL. Costa do Sauípe/BA, 2015.

ORTMANN, M.S. *et al*. *Arquitetura e componentes de uma microrrede inteligente experimental*. Universidade de Santa Catarina e Tractebel Energia S.A. VIII CITENEL. Costa do Sauípe/BA, 2015.

2013 (1)

TARANTO, G.N. *et al*. *Planejamento e operação de microrredes formadas pela presença de geração distribuída*. Universidade Federal do Rio de Janeiro e Ampla. VII CITENEL. Rio de Janeiro/RJ, 2013.

2011 (1)

ZAMORA, F.H.P. *et al*. *Ambiente integrado de apoio à operação de redes de distribuição com geração distribuída*. Sinapsis Inovação e Energia e Eletropaulo. VI CITENEL. Fortaleza/CE, 2011.

ANEEL – Programa de Pesquisa e Desenvolvimento P&D (17)

2017 (4)

COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A – COPEL. *Metodologia para análise, monitoramento e gerenciamento da GD por fontes incentivadas*. PD-02866-0464/2017. Valor: R$ 11.527.195,00 (onze milhões, quinhentos e vinte mil, cento e noventa e cinco reais).

COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A – COPEL. *Gerenciador e inversor inteligente para conexão de sistemas fotovoltaicos em geração distribuída de energia*. PD-02866-0468/2017. Valor: R$ 5.060.884,00 (cinco milhões, sessenta mil, oitocentos e oitenta e quatro reais).

COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A – COPEL. *Desenvolvimento de minirredes com fontes de energia renováveis não convencionais*. PD-02866-0470/2017. Valor: R$ 8.754.622,00 (oito milhões, setecentos e cinquenta e quatro mil, seiscentos e vinte dois reais).

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL PAULISTA. *Desenvolvimento de um modelo de Campus Sustentável na Unicamp – Laboratório vivo de aplicação de minigeração renovável, eficiência energética, monitoramento e gestão do consumo de energia*. PD-00063-3032/2017. Valor: R$ 4.691.516,00 (quatro milhões, seiscentos e noventa e um mil, quinhentos e dezesseis reais).

2016 (2)

CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S/A – CERON. *Sistema de conexão de microgeradores com a rede de distribuição de energia elétrica para viabilização de centrais virtuais de energia*. PD-0369-0010/2016. Valor: R$ 2.060.200,00 (dois milhões, sessenta mil, duzentos reais).

CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSE S/A – CEMAT. *Impacto dos recursos energéticos distribuídos sobre o setor de distribuição*. PD-0405-1603/2016. Valor: R$ 2.162.558,00 (dois milhões, cento e sessenta e dois mil, quinhentos e cinquenta e oito reais).

2015 (1)

BANDEIRANTE ENERGIA S/A. *Geração distribuída urbana utilizando sistemas fotovoltaicos e armazenamento de curto prazo; serviços ancilares, avaliação e impactos para a distribuidora e desenvolvimento de novos negócios*. PD-0391-0019/2015. Valor: R$ 7.486.000,00 (sete milhões, quatrocentos e oitenta e seis mil reais).

2014 (2)

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL PAULISTA. *Aplicação massiva de geração distribuída solar em diferentes tipologias de telhados na cidade de Campinas*. PD-0063-3012/2014. Valor: R$ 14.814.907,00 (quatorze milhões, oitocentos e quatorze mil, novecentos e sete reais).

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO – CESP. *Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica. Volume 5/8. Evolução tecnológica nacional no segmento de distribuição de energia elétrica*. Projeto executado pelo Centro de Gestão de Estudos Estratégicos (CGEE). PD-0061-0046/2014. Valor: R$ 10.634.283,00 (dez milhões, seiscentos e trinta e quatro mil, duzentos e oitenta e três reais).

2012 (3)

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. *Avaliação e definição de requisitos de plantas de geração distribuída interligadas à rede elétrica através de inversores de tensão*. PD-0382-0079/2012. Valor: R$ 1.116.580,00 (um milhão, cento e dezesseis mil, quinhentos e oitenta reais).

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A – ELEKTRO. *Geração distribuída com fontes alternativas e renováveis de energia em ambiente de microrredes, smart grid: metodologias de medição, segurança operacional e impactos na qualidade de energia*. PD-0385-0053/2012. Valor: 1.875.100,00 (um milhão, oitocentos e setenta e cinco mil, cem reais).

CEB DISTRIBUIÇÃO S/A–CEB-D. *Eletroposto Solar-Microgeração fotovoltaica distribuída integrada à arquitetura predial e sua aplicação para carregamento de veículos elétricos*. PD-5160-1207/2012. Valor: R$ 1.247.554,00 (um milhão, duzentos e quarenta e sete mil, quinhentos e cinquenta e quatro reais).

2011 (1)

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. *Desenvolvimento tecnológico e inovação na utilização de tecnologia fotovoltaica e sua integração inteligente com a rede de distribuição: uma ação voltada a Grandes Clientes da Light*. PD-0382-0080/2011. Valor: R$ 2.129.352,00 (dois milhões, cento e vinte nove mil, trezentos e cinquenta e dois reais).

2010 (2)

COMPANHIA ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA – COELBA. *Metodologia de avaliação dos impactos da implementação de políticas tarifárias Feed in em concessionárias de distribuição*. PD-0047-0035/2010. Valor: R$ 576.200,00 (quinhentos e setenta e seis mil, duzentos reais).

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. L5: *Desenvolvimento de um sistema inteligente de gestão de fontes renováveis, armazenamento distribuído e veículos elétricos recarregáveis integrados ao conceito e plataforma Smart Grid*. PD-0382-0061/2010. Valor: R$ 3.132,401,00 (três milhões, cento e trinta e dois mil, quatrocentos e um reais).

2009 (2)

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A–AMPLA. *Planejamento e operação de microrredes formadas pelo elevado grau de penetração de geração distribuída; análise estática e dinâmica*. PD-0383-0014/2009. Valor: R$ 917.760,00 (nocentos e dezessete mil, setecentos e sessenta reais).

AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A–AMPLA. *Proteção para geração distribuída*. PD-0383-0030/2009. Valor: R$ 2.623.040,00 (dois milhões, seiscentos e vinte e três mil, quarenta reais).

GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico. UFRJ (4)

2018 (2)

CASTRO, N.; DANTAS, G. (Organizadores). Livro – *Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes*. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, UFRJ. Grupo Energisa. Rio de Janeiro/RJ, 2018.

CASTRO, N. J. *Impactos sistêmicos da micro e minigeração distribuída*. Texto de Discussão do Setor Elétrico n^0 79. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, UFRJ. Rio de Janeiro/RJ, 2018.

2017 (1)

TARANTO, G.N. *et al*. *Impactos da difusão da micro e da mini geração no planejamento na operação e na manutenção do sistema de distribuição*. Texto de Discussão do Setor Elétrico n^0 73. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, UFRJ. Rio de Janeiro/RJ, 2017.

2016 (1)

CASTRO, N. *et al*. *Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica no Brasil*. Texto de Discussão do Setor Elétrico n^0 67. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, UFRJ. Rio de Janeiro/RJ, 2016.

CIGRÉ – *Conseil International des Grands Résaux Electriques* (17)

2018 (5)

POPOVIC, Z. *et al*. *Risk-based Planning of Radial Distribution Networks with Distributed Generation and Demand Response in the Presence of Uncertainty*. C6-101-2018. Sérvia. Estados Unidos. CIGRÉ Session, 2018.

PIMENTAL, A.X. *Design and Implementation of a Grid-Connected Microgrid in Medium Voltage Brazilian Distribution Network Aechitecture, Control and Refulatory Challenges*. C6-301. Brasil. Cigré Session, 2018.

KOVÁCS, A. *et al*. *Full-scope Simulation of Grid-connected Microgrids*. C6-304-2018. Hungria. Cigré Session, 2018.

RADWAN, A.A. *et al*. *Modelling of Active Distribution Network for Distributed Generation Planning*. C6-103-2018. Egito. Cigré Session, 2018.

MORTON, A.B. *et al*. *Potencial of and Limitations to Distributed Management of LV and MV Feeeder Voltage Profiles with High Penetration of Embedded Generation ans Storage*. C6-107. Austrália. Cigré Session, 2018.

2015 (2)

CIGRÉ Brochura 635/2015. *Microgrids 1 Engineering, Economics, & Experience*. Outubro, 2015.

CIGRÉ Brochura 613/2015. *Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources*. Cigré Joint Working Group B5/C6.26/CIRED, 2015.

2014 (5)

EL SAAD, M.M.A. *et al*. *Performance Analysis of Electric Distribution Systems with Distributed Generation Resources*. C6-104-2014. Egito. Cigré Session, 2014.

C.M.Luiz *et al*. *Comparative Analysis of Distributed Generation Connection Requirements in Brazilian Utilities*. C6-203-2014. Brasil. Cigré Session, 2014.

ULJANIC, B. *et al*. *Voltage Control ind Distribution Network with High Share of Distributed Generation*. C6-110. Eslovênia, Bélgica, Áustria. Cigré Session, 2014.

CHEN, R. *et al*. *Study on the Cluster Controlo f Distributed Energy Resources Integrated to the Local Distribution Network*. C6-204. China. Cigré Session, 2014.

CIGRÉ BROCHURA 575/2014. *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distrituted Energy Resources*. Task Force C6.04, 2014.

2012 (1)

GRENARD, S. *et al*. *Implementation of a Centralised Voltage Control Experiment in Presence of Distributed Generation in ERDF's MV Netwoork*. C6-109. França. Cigré Session, 2012.

2010 (1)

TAO, L. *et al*. *European Rodmap for Microgrids*. C6-306. Alemanha, Inglaterra, Grécia. Cigré Session, 2010.

2008 (2)

MEEUWSEN, *et al*. *Electricity Networks of the Future: Various Roads for a Sustainable Energy System*. C6-112. Holand. Cigré Session, 2008.

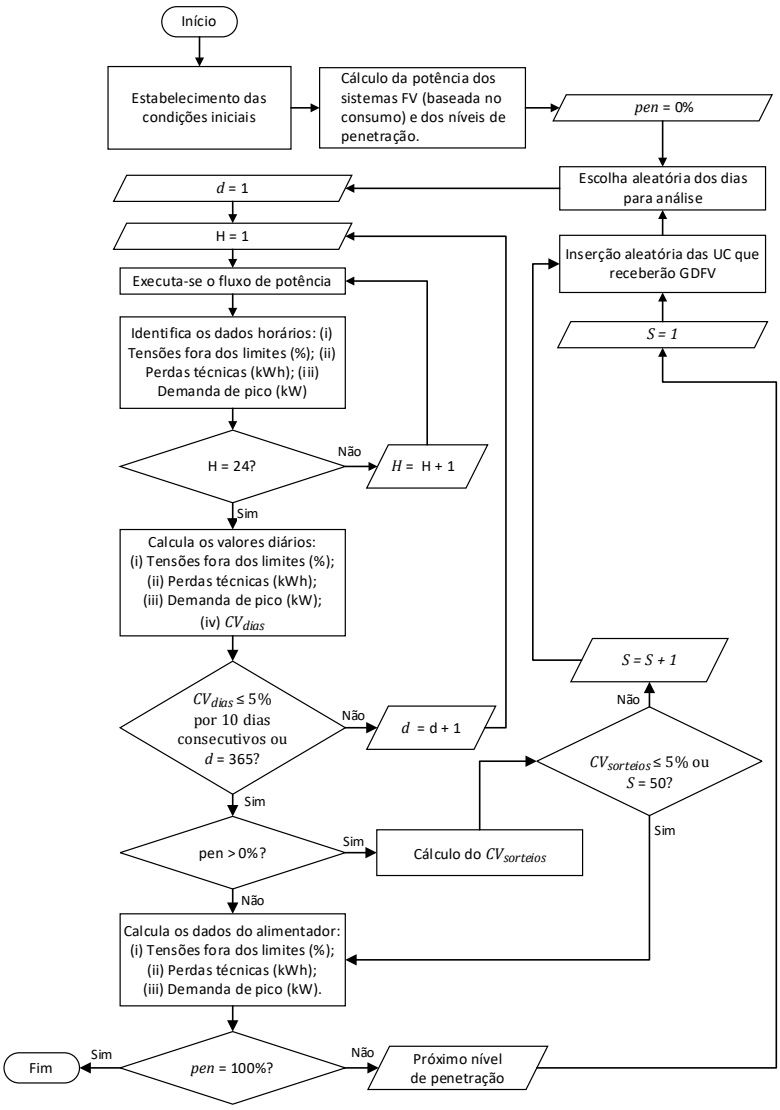
MICOLANO, E. *et al*. *Experimental Tests on Storage Systems in a Distributed Generation Microgrid*. C6-304. Italy. Cigré Session, 2008.

2006 (1)

CELLI, G. *et al*. *From Passive to Active Distribution Networks: Methods and Models for Planning Network Transition and Development*. C6-204-2006. Itália. Cigré Session, 2006.

CAPÍTULO 3

Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem



3.1 Revisão bibliográfica

São apresentados, a seguir, estudos relacionados aos impactos técnicos resultantes da integração de GDFV em sistemas de distribuição de energia elétrica.

3.1.1 Estado da arte

Vieira (2016) avalia os impactos técnicos da GDFV conectada à rede (perdas técnicas, potência de pico e níveis de tensão), com o objetivo de se obter um tipo de incentivo regulatório que maximize os benefícios da energia fotovoltaica no sistema elétrico [1].

Cohen e Callaway (2016) relatam que a magnitude dos impactos da alta penetração de GDFV pode variar consideravelmente dependendo da topologia do alimentador, do clima e do nível de penetração, dentre outros fatores [2].

Westacott e Candelise (2016) efetuaram uma avaliação dos impactos da penetração fotovoltaica (FV) sobre o fluxo de energia em uma rede de distribuição de baixa tensão no Reino Unido contendo 1,5 milhão de consumidores. Para tanto, um framework desenvolvido anteriormente [3] para mapear a integração de GDFV por regiões e segmentos de mercado no Reino Unido foi ampliado para incluir a caracterização de perfis de demanda de cargas não-domésticas. Para se avaliar o impacto da integração de geração FV no fluxo de energia, os autores efetuam uma análise para o pior cenário, isto é, para a época do ano em que a geração FV é tomada como máxima em relação à demanda [4].

De acordo com Ebad e Grady (2016), um método de simulação robusto para modelar e classificar os impactos da inserção de painéis fotovoltaicos em um alimentador se faz necessário. Tal método pode auxiliar projetistas de distribuição a prever e a melhor entender os efeitos da inserção de geração fotovoltaica na tensão, e a evitar decisões conservadoras relacionadas à quantidade de painéis que pode ser instalada em um alimentador [5].

Cheng et al. (2016) apresentam um guia para a execução da análise da integração de geração FV na rede, em altos níveis de penetração. Um dos seus objetivos é investigar quais as maiores limitações que a integração da geração FV pode ter em cenários futuros de alta penetração [6].

De acordo com Adefarati e Bansal (2016), os projetistas, os reguladores e os criadores de políticas do sistema elétrico de potência têm mencionado vários benefícios da integração de unidades de GDFV à rede de distribuição. Esses benefícios dependem das características das FER (unidades fotovoltaicas e unidades eólicas), das características das cargas, de recursos

renováveis locais e da configuração da rede. Eles podem ser otimizados se as unidades de GDFV forem devidamente localizadas e configuradas. Em seu trabalho, os autores apresentam uma revisão dos benefícios técnicos, econômicos e ambientais da inserção de energias renováveis às redes de distribuição. Com 142 trabalhos referenciados, o estudo explora aspectos técnicos como i) confiabilidade no fornecimento da energia (índices de DEC e FEC, por exemplo), ii) perfil de tensão e redução de perdas técnicas considerando as localizações e os tamanhos ótimos da GDFV, e iii) vantagens operacionais de cada tecnologia (*Levelized Cost Of Energy*, Taxa Interna de Retorno, Receita Operacional Líquida e *payback*). Os autores concluem que as tecnologias de GDFV mudaram o funcionamento do sistema de distribuição e incentivaram a conexão de usinas menores próximas dos consumidores. Isso reduziu as perdas de potência, energia e emissões de carbono, além de aumentar a confiabilidade do sistema e o perfil de tensão. Porém, estes objetivos estão sujeitos à localização, configuração da rede, operação e características das cargas [7].

Conforme Hung, Mithulananthan e Lee (2014), um modelo de carga constante ou dependente da tensão é usualmente assumido na maioria dos estudos de planejamento de GDFV. Neste estudo, são propostos cinco tipos de modelos de cargas variantes no tempo e dependentes da tensão (industrial, residencial, comercial, mista [residencial, industrial e comercial] e constante) para se determinar o nível de penetração de unidades de GDFV em uma rede de distribuição, considerando-se perdas técnicas e tensão. Uma nova expressão analítica é primeiramente proposta para dimensionar uma unidade fotovoltaica que pode fornecer potência ativa e reativa. Essa expressão é baseada na derivação de um índice multiobjective (IMO) que é formulado como uma combinação de três índices, sendo eles: perdas por potência ativa, perdas por potência reativa e desvio de tensão [3].

Goop, Odenberger e Johnsson (2016) desenvolveram uma metodologia para investigar os impactos e os potenciais benefícios da inserção de GD solar e eólica. São exemplos destes impactos, a redução das perdas e a alteração no fluxo de potência entre os diferentes níveis de tensão. Segundo os autores, os benefícios estão relacionados principalmente à quantidade de eletricidade que pode ser localmente utilizada onde a energia é gerada. Portanto, são também objetivos deste trabalho i) investigar como algumas características dos perfis da carga e da geração influenciam as tensões, e ii) desenvolver uma metodologia que possibilite a identificação do nível de penetração de geração distribuída que acarreta em efeito positivo na rede, em termos de perdas e capacidade dos transformadores [8].

Em Azzopardi e Gabriel-Buenaventura (2014), desenvolveu-se uma metodologia para a análise da viabilidade técnica da inserção de elevados níveis de penetração da GDFV, considerando-se o "casamento" da demanda com a geração. O trabalho, ao investigar um total de 393 unidades consumidoras (residências e comércios), mostra que iniciativas

técnicas, tais como deslocamento de carga (load shifting) e armazenamento de energia podem ser requeridos para a penetração de GDFV nos sistemas elétricos. Sob o foco da redução da demanda em horários de ponta, o artigo verifica que, na prática, o load shifting pode ser difícil para ser alcançado. Além disso, um aumento na tensão do prosumidor, causado pela incompatibilidade entre a geração e a demanda, minimiza a diferença de potencial elétrico existente entre os alimentadores e os consumidores, melhorando-se o perfil de tensão dos consumidores e reduzindo-se as perdas técnicas da rede. O artigo conclui que a elevada penetração de GDFV é viável nos sistemas de distribuição e pode reduzir os custos de infraestrutura da rede, mesmo com cabos, subestações e reforços adicionais requeridos [9].

De acordo com Kitworawut, Azuatalam e Collin (2016), o Reino Unido, para atingir seus objetivos relacionados a energias renováveis e para reduzir as emissões de gases do efeito estufa (GEE) de acordo com o estabelecido no Protocolo de Kyoto, está encorajando o desenvolvimento de geradores de pequena escala por meio de diferentes esquemas de incentivo. Até o momento, a geração de energia renovável do Reino Unido tem sofrido constante crescimento, mas há preocupações a respeito dos impactos que esse tipo de geração pode causar no sistema elétrico de potência. Em função disso, especialistas têm investido em pesquisas sobre o impacto que a alta penetração de microgeração terá sobre as redes de BT/MT/AT até 2050. Os autores investigaram os impactos técnicos da microgeração na rede de distribuição de baixa tensão do Reino Unido, usando a GDFV como estudo de caso. Tais impactos técnicos incluem: o aumento da tensão, o desequilíbrio de tensão, o fluxo de potência reverso, o carregamento de transformadores e cabos, perdas do sistema e harmônicas. Os autores analisarem diversos impactos, as análises considerando-se dois dias críticos: um no verão e outro no inverno [10].

Em seu trabalho, Verdelho et al. (2017) propuseram um método de caracterização de redes de baixa tensão para avaliar o impacto da geração distribuída nas perdas absolutas e técnicas. A análise ocorreu para diferentes níveis de penetração fotovoltaica e diferentes cenários geográficos de penetração (urbano e rural). A caracterização das redes de baixa tensão se deu com base em quatro parâmetros: (1) a impedância da rede – a impedância da rede modelada deve ser coerente com as impedâncias dos modelos já existentes; (2) a topologia da rede – a variabilidade de topologias das redes foi representada por meio de cinco diferentes grupos; (3) o padrão de carga – com base na média diária, foi estimado um padrão geral de carga; e (4) o desequilíbrio na carga – cada consumidor foi designado aleatoriamente para uma fase específica [11].

Em seu estudo, Bhagavathy et al. (2017) analisaram o comportamento de um alimentador de uma rede de distribuição do Reino Unido perante diferentes níveis de penetração

fotovoltaica. O objetivo do trabalho foi quantificar, em porcentagem, como a integração FV afeta o desempenho da rede. A pesquisa considerou a natureza desequilibrada das redes de distribuição e um modelo dinâmico do sistema FV com diversos níveis de penetração, condições de carga e irradiação solar [12].

Aziz e Ketjoy (2018) propuseram um método que permite o aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica (FV) sem que os limites de tensão sejam excedidos. O método baseia-se no controle da potência reativa e no uso de comutadores em conjunto com os transformadores existentes na rede para aumento da capacidade de hospedagem FV da rede [13].

Haghdadi et al. (2018) investigaram o impacto da GD no pico de carga de diferentes subestações (SE). Os autores avaliaram os efeitos de diferentes níveis de penetração fotovoltaica nos períodos de pico de carga com base na disponibilidade de energia FV nestes períodos [14].

Em seu trabalho, Torquato et al. (2018) analisaram o impacto da integração de sistemas FV na rede elétrica no que diz respeito a sobretensões/subtensões, desequilíbrio de tensão e carga nos condutores e transformadores. Para tanto, os autores empregaram uma versão simplificada do método Monte Carlo em 50000 sistemas reais de baixa tensão. Com isso, eles i) efetuaram uma avaliação, com base numa análise de risco, da capacidade da rede em suportar geração FV. Em consequência, eles geraram projeções de como essa capacidade pode evoluir ao longo dos próximos anos. Cada cenário simulado foi elaborado considerando-se a possibilidade de se contemplar os seguintes aspectos: (1) alocação aleatória do sistema FV até que a porcentagem desejada seja satisfeita; (2) determinação da potência FV injetada considerando-se a irradiância do período entre 11:00 e 13:00; (3) cálculo de fluxo de potência no período estabelecido com uma resolução de 15 minutos; e (4) identificação da tensões nodais, correntes nos ramos e carregamento do transformador em cada fluxo de potência [15].

3.1.2 Análise do estado da arte

Com base na revisão bibliográfica apresentada, é possível identificar os seguintes fatores que influenciam a quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem:

Impactos relevantes:
- Perdas técnicas [1] [3] [7] [8] [9] [10] [11];
- Potência de pico do alimentador [1] [9] [14];
- Perfil de tensão [1] [3] [7] [9] [10] [15]; e
- Alteração no fluxo de potência [4] [8] [10].

Fatores relevantes:
- Topologia do alimentador e quantidade de alimentadores simulados [2] [7] [11];
- Perfil de demanda das cargas [3] [4] [7] [8] [11] [12];
- Recurso solar local [7] [12];
- Local de instalação da GDFV [7]; e
- Desequilíbrio das cargas [11] [12] [15].

Hipóteses consideradas no estado da arte:
- Considera apenas os dias críticos, com geração FV máxima [4] [10];
- Considera o período crítico entre 11h00 e 13h00 [15];
- Define a potência e/ou local ótimo para instalação de GDFV [3] [7]; e
- Considera alocação aleatória da GDFV [15].

Pode-se perceber, pelo levantamento bibliográfico apresentado, que ainda não existe um método padronizado de como calcular os impactos que a GDFV causa na rede elétrica de distribuição. Nota-se que existem diversas abordagens para o problema, em especial em relação ao local onde a GDFV será instalada e o valor de sua potência. O fato de simulares poucos alimentadores não permite generalizar os resultados obtidos.

Analisando a situação do ponto de vista da distribuidora de energia, é necessário prever, com antecedência, o impacto que o crescimento da GDFV causará na rede elétrica, para que medidas preventivas de reforço de rede possam ser planejadas e executadas. Além da questão técnica, visando evitar que uma elevada penetração de GDFV afete a qualidade do serviço, é necessário conhecer os impactos para, inclusive, precificar o custo das adaptações necessárias na rede, visto que, na revisão tarifaria, serão repassados ao consumidor.

A Tabela 3.1 apresenta o crescimento da GDFV na CEB-DIS entre 2015 e 2019. A distribuidora atende a aproximadamente 1 milhão de unidades consumidoras em sua área de concessão, logo a quantidade de consumidores com GDFV é, ainda, inferior à 0,2%. Nota-se, entretanto, que o crescimento ocorreu de forma acelerada desde 2015, a partir da revisão da regulamentação da compensação de energia. Espera-se que, para os próximos anos, que essa tecnologia continue expandido, a ponto de causar impactos na rede de distribuição. É importante prever esses impactos por meio de pesquisa e desenvolvimento!

Tabela 3.1 – Crescimento anual da GDFV na CEB-DIS.

Ano da instalação	Quantidade de GDFV instalada no ano	Potência instalada (kW)
2015	36	283
2016	87	719
2017	210	3.275
2018	402	5.425
2019	897	13.200
TOTAL	1632	22.903

Fonte: ANEEL – Unidades Consumidoras com Geração Distribuída – Informações compiladas e mapa [16].

A Figura 3.1 ilustra a localização geográfica das unidades consumidoras que possuem GDFV, permitindo constatar que está distribuída nas diversas regiões administrativas do Distrito Federal, que possuem alimentadores com diferentes topologias e consumidores com diferentes perfis de carga. Torna-se claro que um estudo de impactos e capacidade de hospedagem com um alimentador genérico não pode ter seus resultados extrapolados para toda a distribuidora.

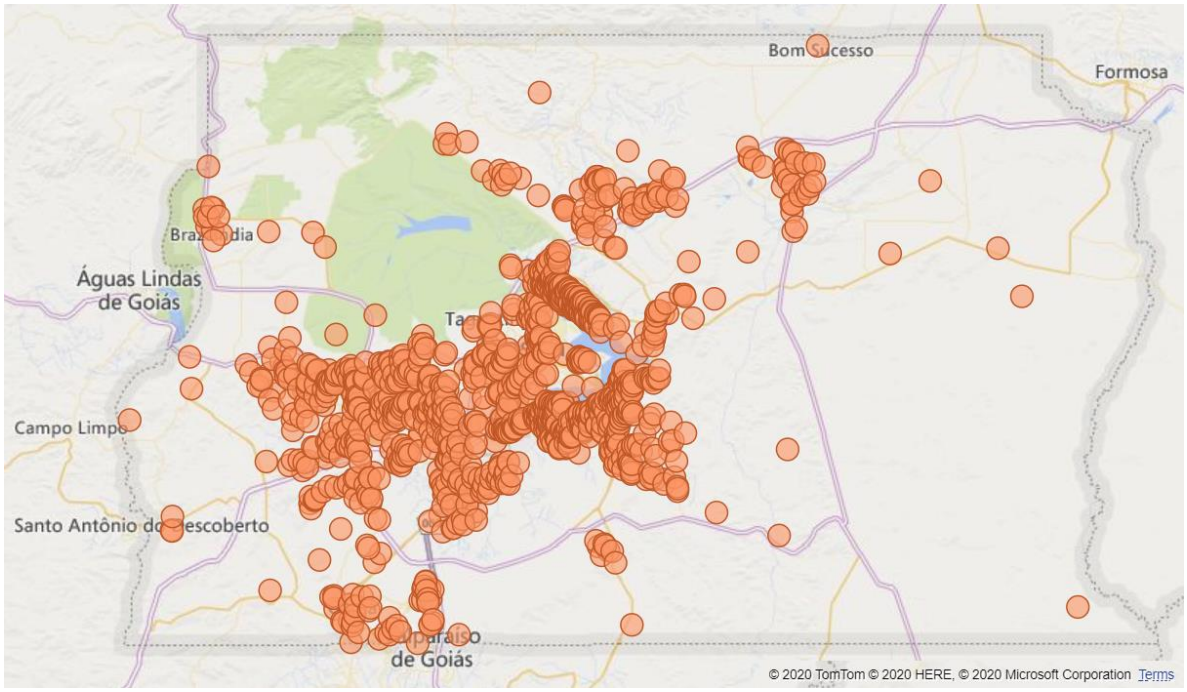


Figura 3.1 – Localização geográfica das unidades consumidoras com GDFV na CEB-DIS.
Fonte: ANEEL – Unidades Consumidoras com Geração Distribuída – Informações compiladas e mapa [16].

Posto isto, constata-se que as distribuidoras de energia necessitam de uma ferramenta de quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem que possua as seguintes características:

a) Que tenha metodologia padronizada, para poder ser validado pelo órgão regulador e utilizado por todas as distribuidoras do país;
b) Que permita simular todos os alimentadores da distribuidora, visto que a topologia do alimentador e as características da curva de carga das unidades consumidoras são variáveis importantes, e que resultados pontuais não podem ser generalizados;
c) Que considere o recurso solar medido na área de concessão;
d) Que considere as incertezas do crescimento da GDFV, em especial quais consumidores irão instalar o sistema, e qual potência será instalada.

O objetivo específico proposto para a presente vertente visa preencher essa lacuna metodológica identificada no estado da arte, de forma a propor um método que esteja alinhado com as necessidades das distribuidoras.

3.2 Descrição da metodologia

Busca-se conceber uma metodologia de simulação dos impactos técnicos e da capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, que leve em consideração a diversidade de topologias de rede e perfis de consumo das unidades consumidoras, bem como as incertezas relacionadas com às condições meteorológicas (temperatura ambiente e recurso solar) da região geográfica onde encontra-se localizada a geração.

A metodologia deve apresentar as seguintes características:
- Deve ser compatível com a estrutura da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGB) do Módulo 10 do PRODIST, para que possa analisar os alimentadores reais já modelados pelas distribuidoras, incluindo suas características elétricas e as curvas de carga das unidades consumidoras;
- Deve ser compatível com a estrutura de uma base de dados de recurso solar, para que possa utilizar dados de irradiação reais medidos próximos ao local de estudo, e considerar recursos probabilísticos para selecionar os dias que serão considerados nas simulações;
- Deve utilizar recursos probabilísticos para prever, dentro do alimentador em estudo, quais unidades consumidoras instalação GDFV e qual o valor de potência de cada uma delas; e
- Deve indicar o percentual de barras com tensões afetadas pela GDFV, levando em consideração a quantidade de tempo em que ficaram fora do limite.

3.2.1 Cálculo da potência do sistema fotovoltaico

A potência da GDFV deve ser calculada de acordo com o tipo de incentivo regulatório adotado. A regulamentação brasileira incentiva a instalação de sistemas fotovoltaicos com potência suficiente para compensar o consumo médio da unidade consumidora (UC) no final de um ano [17], [18].

A potência da GDFV baseada no consumo é determinada conforme (3.1).

$$GDFV_{UC} = \frac{CM * k}{PR * n_{dias} * Irr} \quad (3.1)$$

Onde:
$GDFV_{UC}$: potência da GDFV de cada unidade consumidora (kW);
CM: consumo médio mensal da unidade consumidora (kWh);
k: constante solar na superfície terrestre[1];
PR: *Performance Ratio*[2], representa a eficiência do sistema de geração (%);
n_{dias}: número de dias em um mês (dias)[3]; e
Irr: irradiação, definida como a integral da radiação solar ao longo do dia (kWh/m²/dia).

Uma vez definida a potência de cada unidade consumidora, passa-se então à determinação dos níveis de penetração.

3.2.2 Definição dos níveis de penetração

O nível de penetração de GDFV pode ser estabelecido de diferentes formas, dentre as quais destacam-se: (i) a relação entre a energia total gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos (FV) e a energia total consumida pelas unidades consumidoras [kWh]; (ii) a relação entre a potência total dos geradores solares FV e a potência de pico do alimentador [kW]; (iii) a relação entre a potência total dos geradores solares FV e a carga mínima atendida pelo alimentador [kW] e; (iv) a relação entre a potência total dos geradores solares FV e a potência nominal do transformador ou do alimentador [kW] [1]. Na metodologia proposta, considera-se o nível de penetração como a relação entre a potência total dos geradores FV e a potência total em BT do alimentador em análise.

[1] A constante solar no limite da atmosfera terrestre é de 1,36 kW/m². O valor de 1 kW/m² geralmente é adotado e é um valor padrão da radiação na superfície terrestre utilizado para comparação de eficiência entre diferentes módulos solares fotovoltaicos.
[2] Representa a eficiência do sistema como um todo, considerando-se perdas jóulicas e perdas por temperatura, sombreamento e sujeira.
[3] 30 dias.

Para a determinação dos níveis de penetração em um alimentador, primeiramente calcula-se a potência FV de cada unidade consumidora ($GDFV_{UC}$), conforme descrito em (3.1). Em seguida, soma-se a potência de todas as UCs em BT do alimentador em estudo e determina-se a potência de GDFV que implicaria um nível de penetração de 100% ($GDFV_{Max}$).

De posse da $GDFV_{Max}$, determina-se a potência de GDFV a ser inserida em cada nível de penetração, de acordo com (3.2).

$$GDFV_{pen} = GDFV_{Max} * pen \quad (3.2)$$

Onde:
$GDFV_{pen}$: potência de GDFV (em kW) a ser instalada nas diferentes unidades consumidoras do alimentador para que seja obtido um nível de penetração pen;
pen: nível de penetração de GDFV (entre 0 e 100%); e
$GDFV_{Max}$: potência de GDFV que resulta em 100% de penetração (kW).

Com a determinação dos níveis de penetração, devem-se calcular os impactos que a integração de GDFV pode provocar na rede de distribuição.

3.2.3 Determinação dos impactos técnicos da GDFV

O método proposto integra sistemas FV de acordo com a política de incentivo *net metering*, e objetiva identificar os impactos técnicos que a integração de geração distribuída causa nas tensões, perdas técnicas e demanda de pico de um sistema de distribuição de energia elétrica. Também são consideradas as incertezas relativas à radiação solar, temperatura e localização dos sistemas FV.

A Figura 3.2 exibe o fluxograma do método proposto e deve ser repetido para cada alimentador de uma distribuidora.

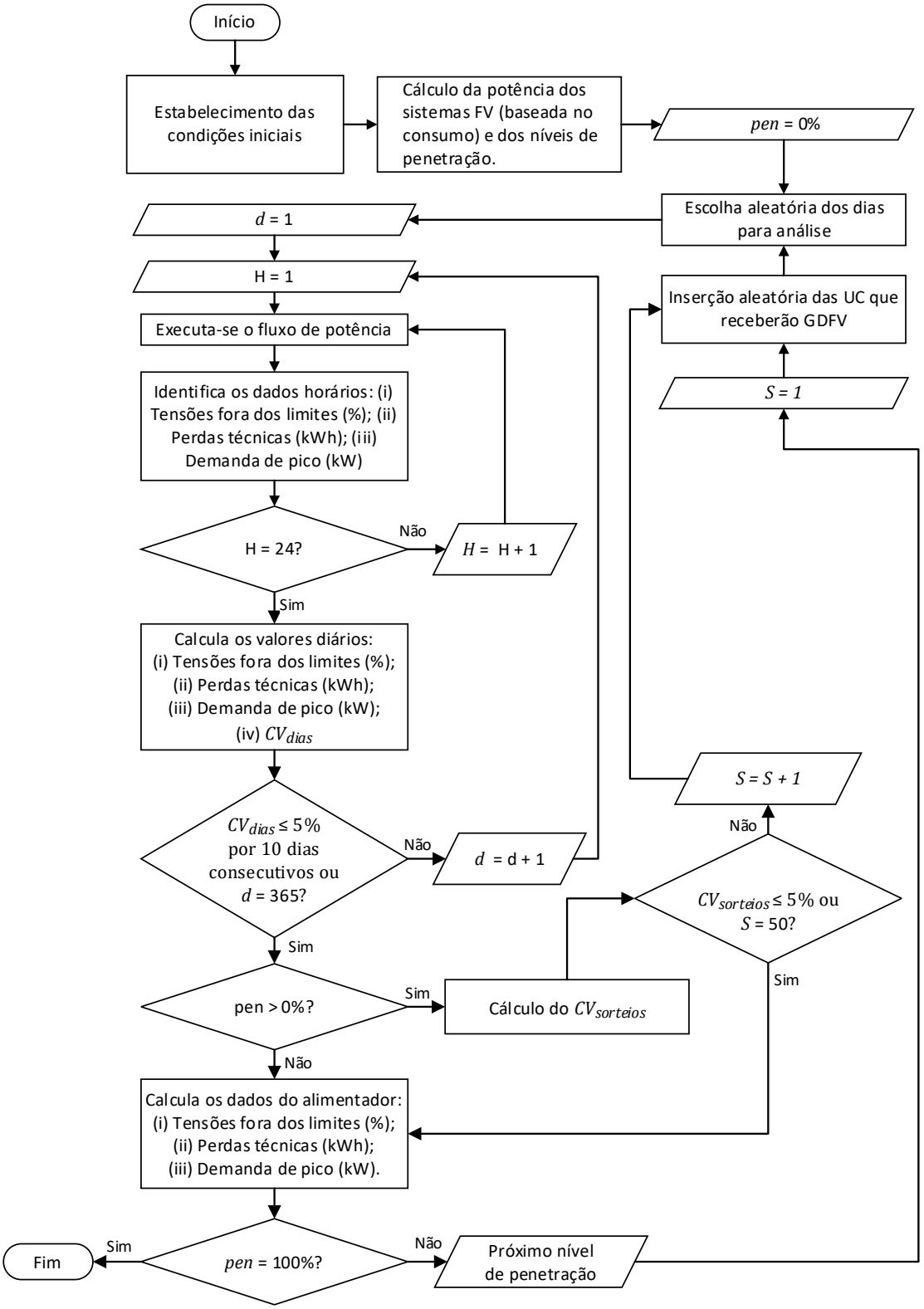


Figura 3.2 – Fluxograma representativo do método para determinação dos impactos técnicos da integração de GDFV na rede elétrica.

O método para determinação dos impactos técnicos da Figura 3.2 pode ser descrito da seguinte maneira:

a) É recebida a modelagem da rede elétrica e é calculada a potência do sistema fotovoltaico a ser instalado em cada unidade consumidora;
b) Em seguida, executa o fluxo de potência para a condição sem GDFV. É necessária a realização de simulações para vários dias, selecionados aleatoriamente, de forma a considerar a variação da curva de carga ao longo do ano. Para cada dia sorteado, o método executa o fluxo de potência para cada uma das 24 horas. Com o intuito de diminuir o tempo de processamento de dados, faz-se uso da medida do erro denominada Coeficiente de Variação (CV). Neste método, após a simulação mínima de 10 dias aleatórios, calcula-se o CV de cada uma das grandezas em análise. Enquanto cada um dos CVs das tensões, perdas técnicas e demanda de pico não for menor ou igual a 5%, continuam-se simulando novos dias selecionados aleatoriamente, até o limite máximo de 365 (1 ano). O cálculo do CV, considerando as incertezas dos dias simulados, é apresentado em detalhes na seção seguinte;
c) Após a simulação para o caso sem GDFV, é realizada uma primeira seleção aleatória das unidades consumidoras que instalarão os sistemas fotovoltaicos (S=1). Um novo fluxo de potência é executado para vários dias selecionados aleatoriamente, de modo a considerar as incertezas relativas à radiação solar e temperatura dos sistemas FV;
d) As incertezas relativas à localização da GDFV são contempladas por meio da simulação de vários sorteios da posição dos sistemas FV. Após o cálculo dos impactos técnicos da primeira seleção aleatória, os locais da instalação dos sistemas FV são alterados e um novo fluxo de potência é executado até que o CV seja menor que 5%. Um limite máximo de 50 diferentes localizações deve ser adotado; e
e) Após adquiridos os impactos nas tensões, perdas técnicas e demanda de pico para o primeiro alimentador, o procedimento ora descrito é novamente executado considerando-se um novo nível de penetração.

3.2.4 Simulações de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é baseado na execução de diversas amostragens aleatórias para se obterem dados numéricos, ou seja, um elevado número de simulações é realizado de forma a se determinarem todas as probabilidades de resultados possíveis. Esse método é utilizado como referência para se adquirirem aproximações numéricas em situações em que se empregam modelos analíticos para gerar resultados de fluxo de potência probabilístico [1], [19].

O número de simulações que devem ser executadas pode ser fixado ou determinado por meio de um critério estatístico de parada. Um dos critérios empregados para acompanhar esse procedimento de parada é o designado Coeficiente de Variação (CV), calculado conforme (3.3). Quando o CV for menor que um valor preestabelecido (normalmente entre 5% e 6%), as simulações são finalizadas [1], [19].

$$CV = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{n}} \tag{3.3}$$

Onde:
σ: desvio padrão dos valores analisados;
μ: média dos valores analisados; e
n: número de simulações realizadas.

Nesta metodologia, segundo descrito anteriormente, para se considerarem as incertezas da radiação solar e temperatura ao longo do ano e, ainda, das diversas possibilidades de localizações da GDFV, adota-se o CV para se calcular o número de dias a serem simulados, e a quantidade de possíveis localizações de inserção dos sistemas FV. As simulações são realizadas até que um CV menor que 5% seja atingido para cada uma das variáveis em análise.

3.2.5 Quantificação dos impactos técnicos

A seguir, são apresentados os indicadores desenvolvidos na presente metodologia para calcular os impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede elétrica.

3.2.5.1 Tensões

O impacto da integração de GDFV nos níveis de tensão das barras presentes em um alimentador pode ser calculado com base na quantidade de tensões fora dos limites estabelecidos em norma. No Brasil, a Aneel institui, mediante o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), os níveis adequados para a tensão em regime permanente no ponto de conexão das UCs [20]. Para as redes em baixa tensão, esses limites são apresentados em valores absolutos. Por exemplo, para uma tensão de atendimento de 220 V, a faixa de variação tomada como adequada está entre 202 V e 231 V. Transformando estes limites em pu, tendo como base o valor igual a 220 V, tem-se que tensões abaixo de 0,92 pu ou acima de 1,05 pu são consideradas fora dos limites estabelecidos como adequados.

Para se obter a porcentagem média de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados em um determinado nível de penetração (V_{pen}) do alimentador em análise, primeiramente calcula-se V_h [%]. Ele representa o número de fases que possuem tensões fora dos limites estabelecidos como adequados em relação ao número total de fases dos barramentos do alimentador. Este indicador é obtido de acordo com (3.4). Cabe destacar que os barramentos podem ser trifásicos (fases=3), bifásicos (fases=2) ou monofásicos (fases=1).

$$V_h = \frac{N_{OUT}}{N} x100 \tag{3.4}$$

Onde:
N_{OUT}: número de fases do barramento em análise que possuem tensões fora dos limites estabelecidos como adequados; e
N: número total de fases dos barramentos do alimentador em análise.

Uma vez adquirido o V_h de cada hora do dia, calcula-se o percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados do alimentador para o dia simulado (V_{dia}), conforme (3.5).

$$V_{dia} = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^{H} V_h \tag{3.5}$$

Onde:
V_{dia}: percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados do alimentador para o dia simulado [%]; e
H: número de horas simuladas.

Em seguida, calcula-se o percentual total de tensões fora dos limites do alimentador em análise (V_A) para todos os dias simulados, de acordo com (3.6). Para o cálculo do V_A, considera-se apenas um sorteio da posição das unidades consumidoras. O critério de parada das simulações depende do coeficiente de variação de dias ($CV_{V_{dia}}$), calculado segundo (3.7), ou seja, as simulações são executadas até que $CV_{V_{dia}} \leq 5\%$ por 10 simulações consecutivas. Cabe mencionar que a quantidade mínima de dias é igual a 10, e que o número máximo é igual a 365 (1 ano).

$$V_A = \frac{1}{d}\sum_{dia=1}^{d} V_{dia} \quad (3.6)$$

Onde:
V_A: percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados do alimentador para todos os dias simulados [%]; e
d: número de dias simulados.

$$CV_{V_{dia}} = \frac{\sigma_{V_{dia}}}{\overline{V_{dia}}\, x\, \sqrt{d}}\, x\, 100\ [\%] \quad (3.7)$$

Onde:
$\overline{V_{dia}}$: média dos V_{dia} calculados no período em análise; e
$\sigma_{V_{dia}}$: desvio padrão dos V_{dia}.

Para o cálculo da porcentagem média de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados para o nível de penetração (V_{pen}) do alimentador em análise, utiliza-se (3.8). Vale destacar que no cálculo do V_{pen} consideram-se os vários sorteios de posições das unidades consumidoras. O critério de parada do número de sorteios depende do coeficiente de variação de sorteios ($CV_{V_{sorteios}}$) calculado conforme (3.9), ou seja, as simulações são executadas até que $CV_{V_{sorteios}} \leq 5\%$. Destaca-se que a quantidade máxima de sorteios deve ser igual a 50.

$$V_{pen} = \frac{1}{S}\sum_{S=1}^{S} V_A \quad (3.8)$$

$$CV_{V_{sorteios}} = \frac{\sigma_{V_A}}{\overline{V_A}\, x\, \sqrt{S}}\, x\, 100\ [\%] \quad (3.9)$$

Onde:
V_{pen}: percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados para o nível de penetração do alimentador simulado [%];
S: número de sorteios que definem as localizações das UCs;
σ_{V_A}: desvio padrão dos V_A; e
$\overline{V_A}$: média dos V_A calculados.

De posse dos V_{pen} de cada nível de penetração em avaliação, é possível calcular a variação no perfil de tensões de atendimento do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV (ΔV_{pen}), segundo descrito em (3.10).

$$\Delta V_{pen} = V_{pen} - V_0 \quad (3.10)$$

Onde:
ΔV_{pen}: variação no perfil de tensões de atendimento do alimentador em virtude do aumento da penetração de GDFV [p.p.]; e
V_0: percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [%].

3.2.5.2 Perdas

Para se obter o valor médio horário das perdas técnicas (em kWh) de um alimentador para um dado nível de penetração (L_{pen}), inicialmente calculam-se os valores médios horários das perdas técnicas de cada dia do alimentador (L_{dia}), de acordo com (3.11).

Em seguida, calculam-se as perdas técnicas do alimentador em análise (L_A) para todos os dias simulados, de acordo com (3.12). Para o cálculo do L_A, considera-se apenas um sorteio da posição das unidades consumidoras. O critério de parada das simulações depende do coeficiente de variação de dias ($CV_{L_{dia}}$), dado pela expressão (3.13). Na verdade, as simulações são executadas até que $CV_{L_{dia}} \leq 5\%$ por 10 dias consecutivos. Cabe destacar que a quantidade mínima de dias é igual a 10, e que o número máximo é igual a 365 (1 ano).

$$L_{dia} = \frac{1}{H}\sum_{h=1}^{H} L_h \quad (3.11)$$

$$L_A = \frac{1}{d}\sum_{dia=1}^{d} L_{dia} \quad (3.12)$$

$$CV_{L_{dia}} = \frac{\sigma_{L_{dia}}}{\overline{L_{dia}}\, x\, \sqrt{d}}\, x\, 100\ [\%] \quad (3.13)$$

Onde:
L_h: perda técnica horária;
L_{dia}: média horária das perdas técnicas no alimentador em análise para o dia simulado [kWh];
H: número de horas simuladas;
L_A: média horária das perdas técnicas do alimentador para todos os dias simulados [kWh];
d: número de dias simulados;
$\sigma_{L_{dia}}$: desvio padrão dos L_A; e
$\overline{L_{dia}}$: média dos L_A calculados.

Para se calcular o L_{pen}, expressão (3.14), são considerados os resultados de vários sorteios de posições das UCs. O critério de parada do número de sorteios depende do coeficiente de variação de sorteios ($CV_{L_{sorteios}}$) calculado de acordo com (3.15), ou seja, as simulações são executadas até que $CV_{L_{sorteios}} \leq 5\%$. Destaca-se que a quantidade máxima de sorteios deve ser igual a 50.

$$L_{pen} = \frac{1}{S}\sum_{S=1}^{S} L_A \tag{3.14}$$

$$CV_{L_{sorteios}} = \frac{\sigma_{L_A}}{\overline{L_A}\ x\ \sqrt{S}}\ x\ 100\ [\%] \tag{3.15}$$

Onde:
L_{pen}: perdas técnicas médias horárias do alimentador no nível de penetração [kWh];
S: número de sorteios que definem as localizações das UCs;
$\overline{L_A}$: média dos L_A calculados; e
σ_{L_A}: desvio padrão dos L_A.

Com o valor do L_{pen} de cada cenário e para cada nível de penetração, é possível determinar a variação nas perdas médias horárias do alimentador em virtude da integração de GDFV (ΔL_{pen}), conforme (3.16).

$$\Delta L_{pen} = \frac{L_{pen} - L_0}{L_0}\ x\ 100 \tag{3.16}$$

Onde:
ΔL_{pen}: variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido à integração de GDFV para um determinado nível de penetração do alimentador simulado [%]; e
L_0: média horária das perdas técnicas do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kWh].

3.2.5.3 Demanda de pico

Para se calcular a demanda de pico de um alimentador para um determinado nível de penetração (D_{pen}), inicialmente calcula-se a demanda de pico em cada hora do dia (D_h). Com os módulos dos valores horários, calcula-se a demanda de pico com probabilidade de 95% de não ser excedida (D_{dia}) em [kW], de acordo com (3.17).

$$D_{dia} = |(D_h)|_{95\%} \quad (3.17)$$

A demanda de pico do alimentador (D_A), em kW, corresponde ao maior valor de $D_{95\%}$, considerando-se todos os dias simulados. Neste caso, faz-se uso de um único sorteio de posições das UCs. O critério de parada das simulações depende do coeficiente de variação de dias ($CV_{D_{dia}}$), dado por (3.18). Na verdade, as simulações são executadas até que $CV_{D_{dia}} \leq$ 5% por 10 dias consecutivos. Cabe destacar que a quantidade mínima de dias é igual a 10, e que o número máximo é igual a 365 (1 ano).

$$CV_{D_{dia}} = \frac{\sigma_{D_{dia}}}{\overline{D_{dia}}\, x\, \sqrt{d}}\, x\, 100\ [\%] \quad (3.18)$$

Onde:
D_{dia}: demanda de pico do alimentador em análise para o dia simulado [kW] com probabilidade de 95% de não ser excedida;
D_A: demanda de pico do alimentador em [kW] correspondente ao maior valor de D_{dia} considerando-se todos os dias simulados;
$\sigma_{D_{dia}}$: desvio padrão dos D_A; e
$\overline{D_{dia}}$: média dos D_A calculados.

A demanda de pico do alimentador (D_{pen}) em [kW] de um determinado nível de penetração corresponde ao maior valor entre os D_A, calculados considerando vários sorteios de posições das UCs. O critério de parada do número de sorteios depende do coeficiente de variação de sorteios ($CV_{D_{sorteios}}$) calculado conforme (3.19), ou seja, as simulações são executadas até que $CV_{D_{sorteios}} \leq$ 5%. Destaca-se que a quantidade máxima de sorteios deve ser igual a 50.

$$CV_{D_{sorteios}} = \frac{\sigma_{D_A}}{\overline{D_A}\ x\ \sqrt{S}}\ x\ 100\ [\%] \quad (3.19)$$

Onde:
σ_{D_A}: desvio padrão dos D_A;
$\overline{D_A}$: média dos D_A calculados; e
S: número de sorteios que definem as localizações das UC.

Com os valores de D_{pen} correspondentes a cada nível de penetração em avaliação, é possível calcular a variação da demanda de pico do alimentador (ΔD_{pen}), em [%], em virtude do aumento da integração de GDFV, de acordo com o descrito em (3.20).

$$\Delta D_{pen} = \frac{D_{pen} - D_0}{D_0}\ x\ 100 \quad (3.20)$$

Onde:
D_0: demanda de pico do alimentador sem GDFV (penetração igual a zero) [kW].

3.3 Descrição da plataforma computacional implementada

A simulação de capacidade de hospedagem visa determinar a máxima quantidade de geração distribuída que pode ser conectada em um determinado alimentador do sistema elétrico de distribuição antes que um indicador de qualidade da energia tenha seu valor limite violado. Assim, a distribuidora poderá prever até qual cenário não será necessário reforço na rede.

Já a simulação de impactos visa apresentar o comportamento dos impactos em função do nível de penetração, independentemente da rede suportar ou não as condições que lhe serão impostas. Tal análise considera os seguintes indicadores: (i) tensões fora dos limites regulatórios; (ii) perdas técnicas; e (iii) demanda de pico. Dessa forma, por meio das simulações de impactos, será possível identificar os níveis de penetração que geram os maiores benefícios decorrentes da integração de GDFV na rede elétrica da distribuidora.

A integração de módulos fotovoltaicos nas barras das unidades consumidoras (UC) é realizada conforme a política de incentivo *Net Metering* (NM), isto é, para cada UC, é calculada a potência fotovoltaica que, se instalada, compensaria integralmente a energia anual dessa UC. A soma da potência fotovoltaica passível de ser instalada em todas as UC de um determinado alimentador corresponde a 100% de penetração fotovoltaica.

3.3.1 Simulação de capacidade de hospedagem

Nessa opção, a ferramenta computacional atuará de forma automática, aumentando o nível de penetração em passos de 1%. Para cada simulação, a GDFV é inserida no alimentador, o fluxo de potência é calculado e, em seguida, verifica os parâmetros quanto a tensão, capacidade térmica do condutor, sobrecarga do transformador e desequilíbrio de tensão. Se for observada alguma violação nos limites estabelecidos, a simulação é finalizada e o nível de penetração imediatamente anterior à violação é indicado como a capacidade de hospedagem.

3.3.2 Simulação de impactos

A simulação de impactos pode ocorrer de duas formas distintas: por "Unidade Consumidora" ou por "Nível de penetração".

Na opção "Unidade Consumidora", o usuário pode informar, para cada UC, a potência da GDFV que deseja simular. Já a opção "Nível de penetração" aloca automaticamente a GDFV nas UC, de acordo com o nível de penetração solicitado. Em seguida, a ferramenta calcula o fluxo de potência e apresenta os indicadores obtidos.

3.3.3 Benefícios da ferramenta computacional

A opção de cálculo de impactos por unidade consumidora permite personalizar o estudo, onde o usuário informa onde estarão alocadas cada uma das microgerações. Entretanto, para o estudo de cenários de crescimento, é difícil prever qual UC irá, exatamente, instalar microgeração. Assim, as opções de "cálculo de hospedagem" e "impacto por nível de penetração" aloca automaticamente a GDFV nas UC, de acordo com algoritmo especialmente desenvolvido para esse fim, resultado de pesquisa de Doutorado da Universidade de Brasília, para fornecer resultados com um mínimo de informações de entrada, facilitando assim a análise por parte do usuário. Além disso, a ferramenta utiliza métodos estatísticos visando reduzir o tempo de simulação, possibilitando assim que diversos cenários possam ser analisados pelo usuário.

3.3.4. Ferramenta computacional desenvolvida

O desenvolvimento da ferramenta foi desenvolvido na linguagem C Sharp (C#) e, por meio da interface COM (Component Object Model), o algoritmo desenvolvido efetua o controle da ferramenta de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica Open Distribution

System SimulatorTM (OpenDSS) da EPRI. As informações do sistema em estudo e os resultados obtidos da simulação são armazenados no banco de dados SQL Server.

3.3.4.1 Arquivos e programas necessários

A ferramenta computacional desenvolvida funciona em computadores com sistema operacional Windows 10 e com o pacote Microsoft Office. O desenvolvimento foi feito na linguagem de programação C Sharp (C#) por ser moderna, de boa performance e possuir integração com ferramentas externas.

Foi utilizada a tecnologia Windows Forms, que permite desenvolver clientes inteligentes, os quais são aplicativos graficamente ricos, fáceis de implantar e atualizar. Além disso, podem funcionar conectados ou não com a Internet e podem acessar recursos no computador local de maneira mais segura do que os aplicativos tradicionais baseados no Windows.

As informações iniciais do sistema em estudo e os resultados obtidos da simulação são armazenados no banco de dados SQL Server. Optou-se por utilizar esse sistema por ser o mesmo utilizado pela ANEEL e, assim, aproveitar o esforço de modelagem das redes de distribuição de todo o país já realizadas pelo setor elétrico brasileiro.

Para a execução de uma simulação é necessária a instalação dos softwares indicados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Softwares necessários.

Software	Descrição
Sistema CEB – Impactos	Ferramenta para simulação da Capacidade de Hospedagem e Impactos técnicos de GDFV na rede elétrica.
Link para download: http://68.183.102.98/ceb	
OpenDSS	Ferramenta para simulação do sistema de distribuição de energia elétrica.
Link para download: https://sourceforge.net/projects/electricdss/	
Microsoft® SQL Server® 2017 Express	Sistema de gerenciamento de dados.
Link para download (para Windows na versão em português): https://www.microsoft.com/pt-BR/download/details.aspx?id=55994 Link para download (para Windows na versão em inglês): https://www.microsoft.com/en-US/download/details.aspx?id=55994	
Microsoft Office Excel	Aplicativo editor de planilhas.

3.3.4.2 Dados de entrada

Para a execução de uma simulação é necessário que o usuário tenha os seguintes arquivos:

- As informações referentes aos dados físicos (redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores) e de energia das unidades consumidoras e geradoras, dos transformadores de potência e dos alimentadores de média tensão da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, obedecendo ao formato e às instruções dadas no Módulo 10 do PRODIST. Todas essas informações devem estar no banco de dados do SQL Server;
- Arquivos DSS gerados pelo ProgGeoPerdas (os scripts do Master, CargasBT, CircuitoMT, ChavesMT, etc.) da distribuidora em análise. O ProgGeoPerdas é um software da ANEEL para modelagem de redes elétricas e que disponibiliza os arquivos ".dss" para simulação do sistema de distribuição de energia elétrica via OpenDSS; e
- Os valores de irradiação (em kWh/m2) e temperatura (em ºC) de 1 em 1 hora das 24 hs de todos os dias de um ano (com a extensão .xlsx)4. A Figura 3.3 exibe o padrão de formatação reconhecido pela ferramenta.

Data	Hora	Temperatura (°C)	Radiação tratada (kWh/m²)
01/01/2016	0	22	0
01/01/2016	1	18,4	0
01/01/2016	2	17,7	0
01/01/2016	3	17,9	0
01/01/2016	4	17,1	0
01/01/2016	5	17,2	0
01/01/2016	6	17,5	0
01/01/2016	7	17,1	0,1141240
01/01/2016	8	17,3	0,3512360
01/01/2016	9	16,4	0,5933340
01/01/2016	10	21,6	0,6232500
01/01/2016	11	24,1	0,9188090
01/01/2016	12	25,6	0,7556560
01/01/2016	13	26,9	0,8492820
01/01/2016	14	26,8	0,6969320
01/01/2016	15	27,4	0,5495680
01/01/2016	16	28,2	0,6772650
01/01/2016	17	28	0,1255087
01/01/2016	18	29,1	0,1294421
01/01/2016	19	28,2	0,0464252
01/01/2016	20	27	0
01/01/2016	21	27,9	0
01/01/2016	22	26,1	0
01/01/2016	23	23,4	0

Figura 3.3 – Padrão de formatação da irradiação e temperatura horária.

[4] Esses valores podem ser adquiridos no site do INMET: (http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas).

3.3.4.3 Organização do código-fonte

Objetivando uma melhor organização do código fonte, manutenibilidade e extensão, foi realizada uma divisão física de camadas na ferramenta e 4 projetos foram criados:

- CEB: composto prioritariamente por Interfaces Gráficas;
- CEB.Compartilhados: composto por classes de arquitetura (ex: Exceptions customizadas) e utilitárias;
- CEB.Negocio: contemplando todas as entidades (modelo) do aplicativo;
- CEB.Server: composto por classes de Serviço, Negócio, Tarefas e Persistência.

Pela grande quantidade de cálculos executados e alto acesso aos registros do banco de dados, é necessária uma maior capacidade de processamento do computador. Assim, o cálculo foi separado em threads distintas da aplicação principal de forma a evitar o travamento da ferramenta.

Foi utilizada a plataforma de distribuição API ClickOnce para permitir a publicação de novas versões da ferramenta na internet e sua atualização automática.

É comum que determinadas simulações demorem várias horas. Nesse sentido, o usuário pode disponibilizar um e-mail para que seja informado do término do processamento.

3.3.5 Execução da ferramenta computacional

Para a execução da ferramenta computacional considera-se que: (i) os dados reais da distribuidora já estejam inseridos no banco de dados SQL Server e; (ii) que os scripts (arquivos DSS) com a modelagem real da rede de alimentadores já tenham sido gerados através do programa ProgGeoPerdas da ANEEL.

Os dados incluídos no SQL Server servem como base para o funcionamento do ProgGeoPerdas e, ainda, como referência para a determinação dos dados iniciais do Sistema CEB, como potência dos módulos fotovoltaicos, identificação dos nomes das unidades consumidoras e dos alimentadores, potência total dos alimentadores e cálculo do nível de penetração. Os arquivos DSS são necessários para que o software OpenDSS simule o fluxo de potência. Com os dados de entrada disponíveis, executa-se a ferramenta computacional CEB.

3.3.5.1 Configuração inicial

Ao clicar na logo do Software aparecerá a tela da Figura 3.4 se o sistema nunca tiver sido executado no computador.

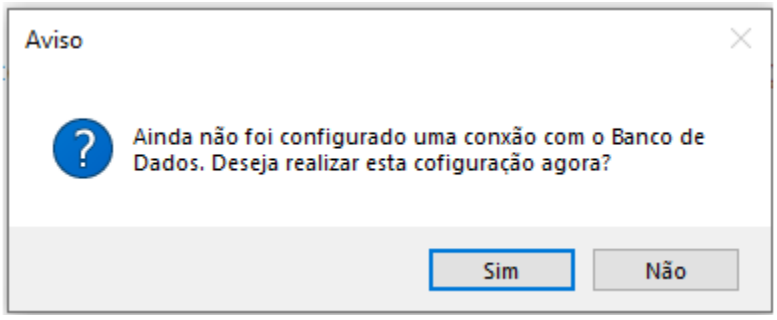


Figura 3.4 – Tela inicial.

Ao clicar em sim, a tela da Figura 3.5 será apresentada. O correto preenchimento dos campos nela expostos permitirá o acesso às informações contidas no banco de dados SQL. Digite no campo "Servidor" o nome da conexão do seu computador com o SQL, e no campo "Banco de Dados" o nome do banco onde estão os dados da distribuidora (exemplo na Figura 3.6).

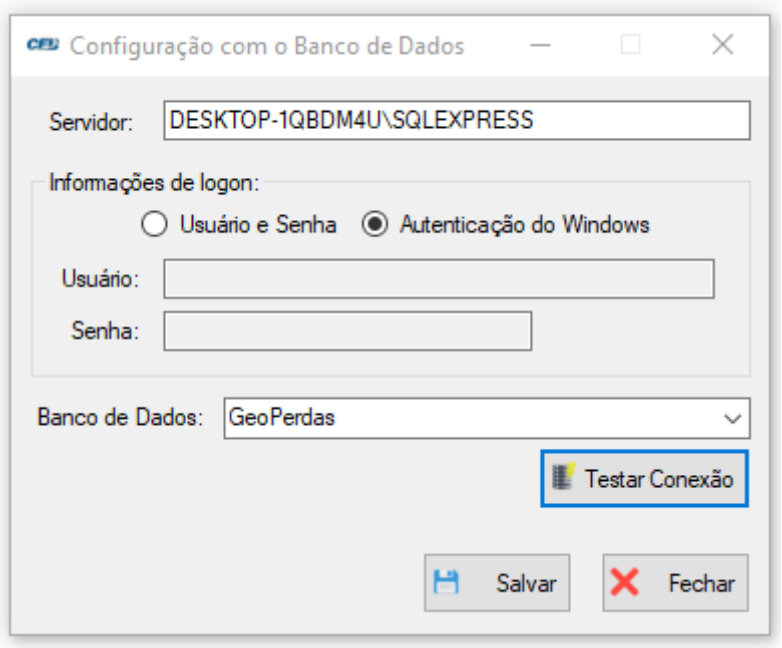


Figura 3.5 – Tela para conectar ao banco de dados.

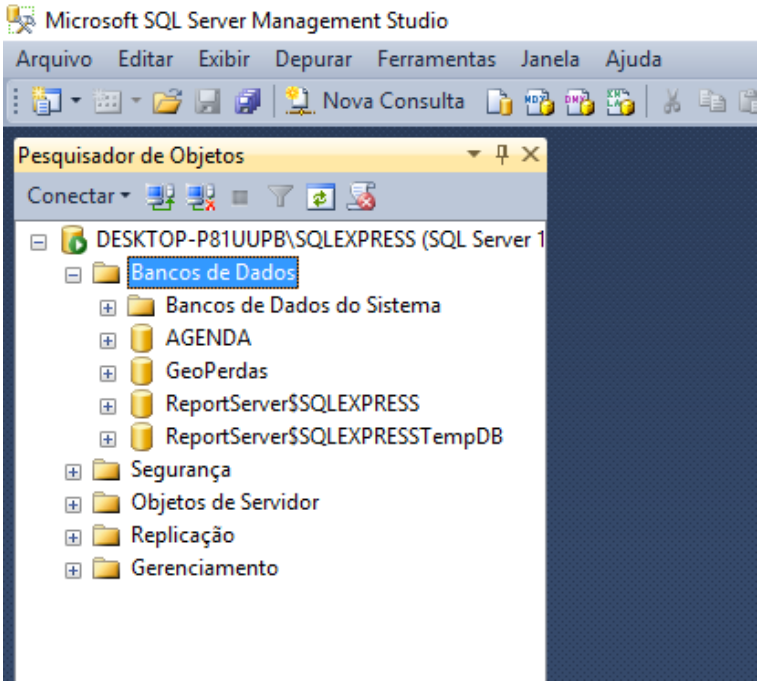


Figura 3.6 – Tela do SQL com o nome do servidor e banco de dados.

Na tela da Figura 3.7 permite que o usuário disponibilize um e-mail para que seja informado do término do processamento.

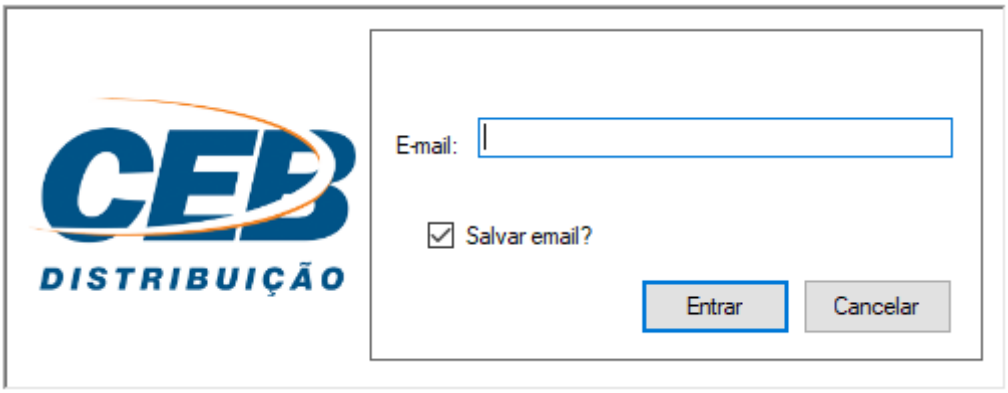


Figura 3.7 – Tela de configuração do e-mail.

Caso seja a primeira utilização do software, serão necessários alguns carregamentos iniciais. Clique na aba "Configurações", exibida na Figura 3.8, e os seguintes itens estarão disponíveis:

Figura 3.8 – Tela inicial de operação.

Carregar Radiação (Figura 3.9): função para inserção no banco de dados dos valores horários de irradiação e temperatura. Selecione o arquivo com uma extensão .xlsx (ver item 2.1);

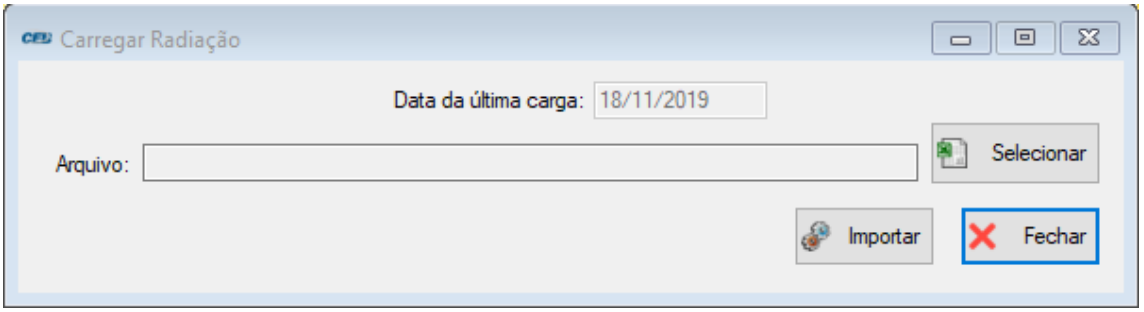


Figura 3.9 – Tela para carregar radiação.

Configurar Scripts (Figura 3.10): selecione o caminho dos arquivos DSS necessários para que o OpenDSS simule o fluxo de potência;

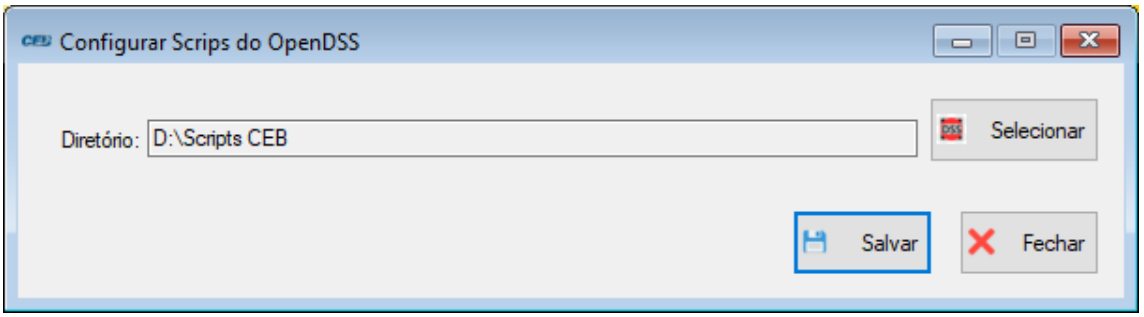


Figura 3.10 – Tela para configurar scripts.

Carregar dados dos Alimentadores (Figura 3.11): tela necessária para que a ferramenta execute:

- a identificação dos alimentadores da distribuidora;
- a identificação das UCs aptas a receberem os módulos fotovoltaicos e suas respectivas potências baseadas no consumo médio anual. Obs.: são desconsideradas UCs do tipo iluminação pública e com consumo anual igual zero e;
- O cálculo da potência total (kW) de GDFV do alimentador (soma das potências de todas as UCs em baixa tensão passíveis de ter GDFV). Essa potência é a que implicaria em um nível de penetração de 100%, conforme (3.21).

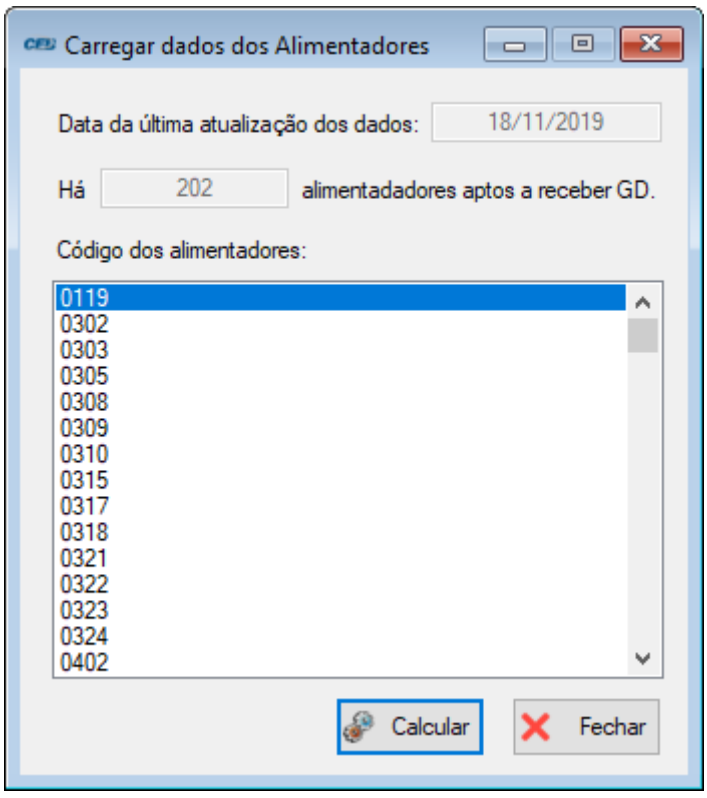


Figura 3.11 – Tela de dados dos alimentadores.

$$GDFV_{UC} = \frac{CM * k}{PR * n_{dias} * Irr} \quad (3.21)$$

Onde:
$GDFV_{UC}$: potência da GDFV da unidade consumidora (kW);
CM: consumo médio mensal da unidade consumidora (kWh);
k: constante solar na superfície terrestre5, definida em 1 kW/m²;
PR: Performance Ratio, representa a eficiência do sistema de geração (%). Definida em 80%6;
n_{dias}: número de dias em um mês (dias)7; e
Irr: irradiação, definida como a integral da radiação solar ao longo do dia (kWh/m²/dia).

- Servidor de e-mail (Figura 3.12): tela de uso do programador do sistema para configuração do servidor de envio do e-mail após término do processamento;

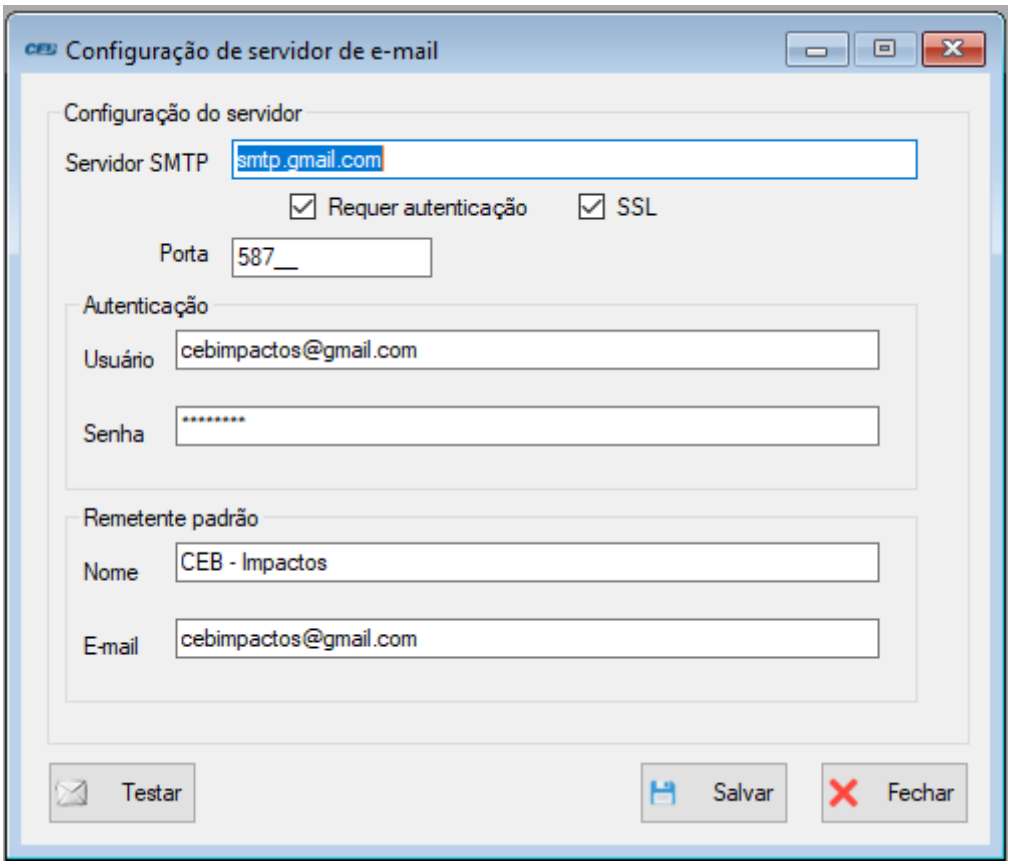


Figura 3.12 – Tela de configuração do servidor de e-mail.

[5] O valor de 1 kW/m² é um valor padrão da radiação na superfície terrestre utilizado para comparação de eficiência entre diferentes sistemas fotovoltaicos.
[6] Considera-se, nesse valor, as perdas por sujeiras, efeitos térmicos dos condutores e possíveis sombreamentos.
[7] Foram considerados 30 dias como a média de dias em um mês.

- Conexão com o banco de dados (Figura 3.5): tela para configuração do endereço do banco de dados;

3.3.5.2 Cálculos

Após as configurações iniciais (necessárias apenas na primeira utilização ou após mudança da base de dados da distribuidora), o software estará pronto para os cálculos. Na tela da Figura 3.13 são mostradas as opções de cálculos realizados: (i) Capacidade de hospedagem e; (ii) Impactos.

Figura 3.13 – Tela inicial dos cálculos.

3.3.5.2.1 Capacidade de hospedagem

A simulação de capacidade de hospedagem consiste em determinar a máxima quantidade de geração distribuída que pode ser conectada ao sistema elétrico de distribuição antes que um indicador tenha seu valor limite violado. Deve-se determinar os valores dos seguintes campos da Figura 3.14:

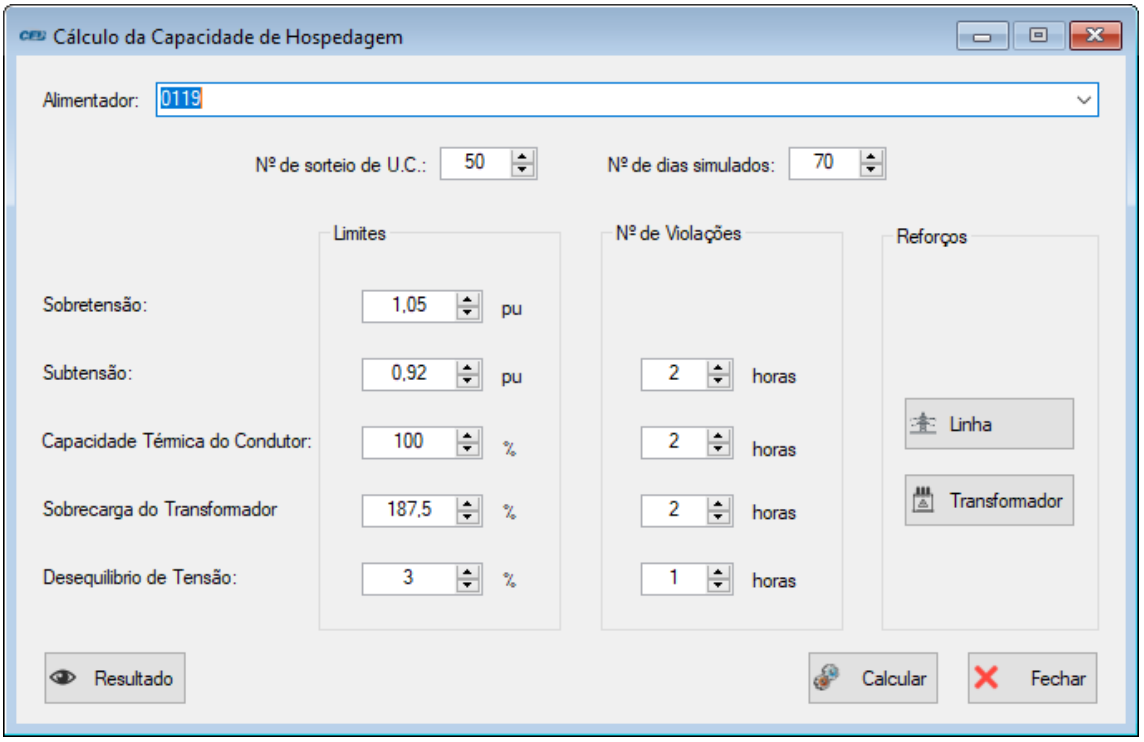


Figura 3.14 – Tela de cálculo da capacidade de hospedagem.

- O alimentador que deseja analisar;
- Os valores limites e o número de violações permitidas quantos aos parâmetros de:
- Sobretensão: o valor do campo "Limite" é determinado, conforme norma, em 1,05 pu, porém pode-se alterar este campo conforme necessário. O campo "Nº Violações" consiste na quantidade de horas, não necessariamente consecutivas, em um conjunto de 7 dias consecutivos, em que o valor limite não pode ser ultrapassado (PRODIST – módulo 8);
- Subtensão: o valor do campo "Limite" é determinado, conforme norma, em 0,92 pu, porém pode-se alterar este campo conforme necessário. O campo "Nº Violações" consiste na quantidade de horas, não necessariamente consecutivas, em um conjunto de 7 dias consecutivos, em que o valor limite não pode ser ultrapassado (PRODIST – módulo 8);
- Capacidade térmica do condutor: uma violação é sinalizada se a corrente máxima de ramificação do circuito exceder o limite térmico dos condutores, determinado no campo "Limite", pela quantidade de horas consecutivas informadas no campo "Nº Violações";

- Sobrecarga do transformador: uma violação é sinalizada se a carga do transformador exceder o valor determinado no campo "Limite", pela quantidade de horas consecutivas informadas no campo "Nº Violações";
- Desequilíbrio de tensão: uma violação é sinalizada se o desequilíbrio máximo de tensão do circuito exceder o valor do campo "Limite" pelo número de horas, não necessariamente consecutivas, do campo "Nº Violações".

Após a configuração dos valores, deve-se selecionar o botão "Calcular" da (Figura 3.14) para a simulação.

- As simulações começam supondo um nível de penetração de 1% da potência total do alimentador. As unidades consumidoras (UC) a receberem sistemas fotovoltaicos são selecionadas aleatoriamente e terão potência capaz de suprir o seu consumo médio anual;
- Ocorre a simulação do fluxo de potência por 7 dias consecutivos (sendo o 1º dia escolhido de forma aleatória), com a mesma localização das cargas e 1% de penetração. Se violações não ocorrerem nesta primeira semana, deve-se simula por mais X semanas (escolhidas aleatoriamente) até que se complete o valor digitado no campo "Nº de dias simulados" da Figura 3.14;
- Se não houver violações (verificada em cada barra do alimentador) de tensão, desequilíbrio de tensão, capacidade térmica do condutor e sobrecarga do transformador durante o nº de dias especificados, muda-se aleatoriamente as posições das cargas (mantendo a penetração igual a 1%) e realiza novas simulações até que se complete o nº de posições definidas no campo "Nº de sorteio de UC" valor da Figura 3.14;
- Quando a condição do "Nº de sorteio de UC" for satisfeita e, caso nenhuma violação tenha ocorrido, o nível de penetração é alterado para 2% e o processo é repetido até que ocorram violações. Quando isto acontecer, a capacidade máxima de hospedagem será o nível de penetração anterior à violação.

Ao término da simulação, deve-se selecionar o botão "Resultado" para visualizar os dados de saída da Figura 3.15. Esse botão não estará disponível caso nenhuma simulação tenha sido executada. A tela da Figura 3.15 exibe o nível de penetração em que ocorreu a violação, qual o tipo e a quantidade de barras violadas. O botão "Exportar" gera um arquivo de planilha de dados com o nome das barras, linhas ou transformadores que sofreram violação.

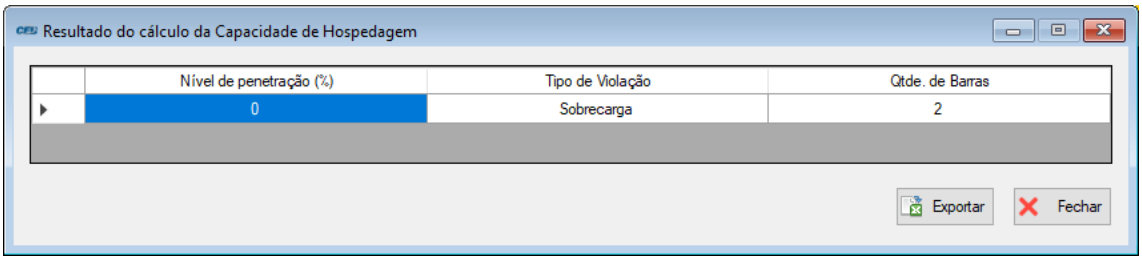


Figura 3.15 – Tela de resultado do cálculo da capacidade de hospedagem.

3.3.5.2.2 Impactos da GD

Essa etapa consiste em executar simulações para investigar os impactos que a instalação de geração distribuída fotovoltaica causa nos parâmetros de: tensões fora dos limites regulatórios, perdas técnicas e demanda de pico.

Para essa avaliação, existem duas opções: (i) Seleção da Unidade Consumidora (Figura 3.16) e; (ii) Nível de penetração (Figura 3.18).

Na opção "Seleção da Unidade Consumidora", deve-se determinar, conforme Figura 3.16, o alimentador que deseja analisar, o(s) código(s) da(s) Unidade(s) Consumidora(s) que deseja inserir o módulo fotovoltaico. Ao selecionar a UC, é indicada a potência máxima para compensar 100% da energia anual, porém, é permitido que o usuário altere esse valor.

Após a configuração, deve-se selecionar o botão "Calcular" para a simulação do fluxo de potência da rede de distribuição do alimentador selecionado e cálculo das tensões fora dos limites regulatórios, perdas técnicas e demanda de pico antes e após a inserção da GDFV.

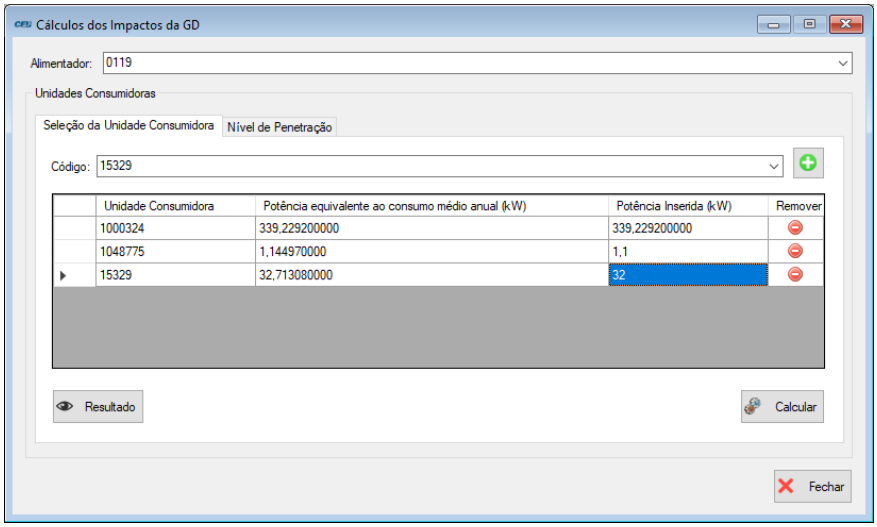


Figura 3.16 – Tela de seleção da unidade consumidora.

Ao término da simulação, deve-se selecionar o botão "Resultado" para visualizar os dados de saída da Figura 3.17. Esse botão não estará disponível caso nenhuma simulação tenha sido executada.

A tela da Figura 3.17 exibe os resultados (em números e gráficos) de 0% de penetração fotovoltaica e após a inserção de GDFV nas UCs selecionadas. São eles:

- V (%): porcentagem de tensão fora dos limites regulatórios (abaixo de 0,92 pu e acima de 1,05 pu);
- ΔV (p.p.): variação no percentual médio horário de tensões fora dos limites estabelecidos como adequados do alimentador;
- L (kWh): média horária das perdas técnicas do alimentador;
- ΔL (%): variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido à integração de GDFV no alimentador simulado;
- D (kW): demanda de pico do alimentador em análise;
- ΔD (%): variação da demanda de pico do alimentador.

O botão "Exportar" gera um arquivo de planilha de dados com os valores de V, ΔV, L, ΔL, D e ΔD e figuras (no formato .png) dos gráficos gerados.

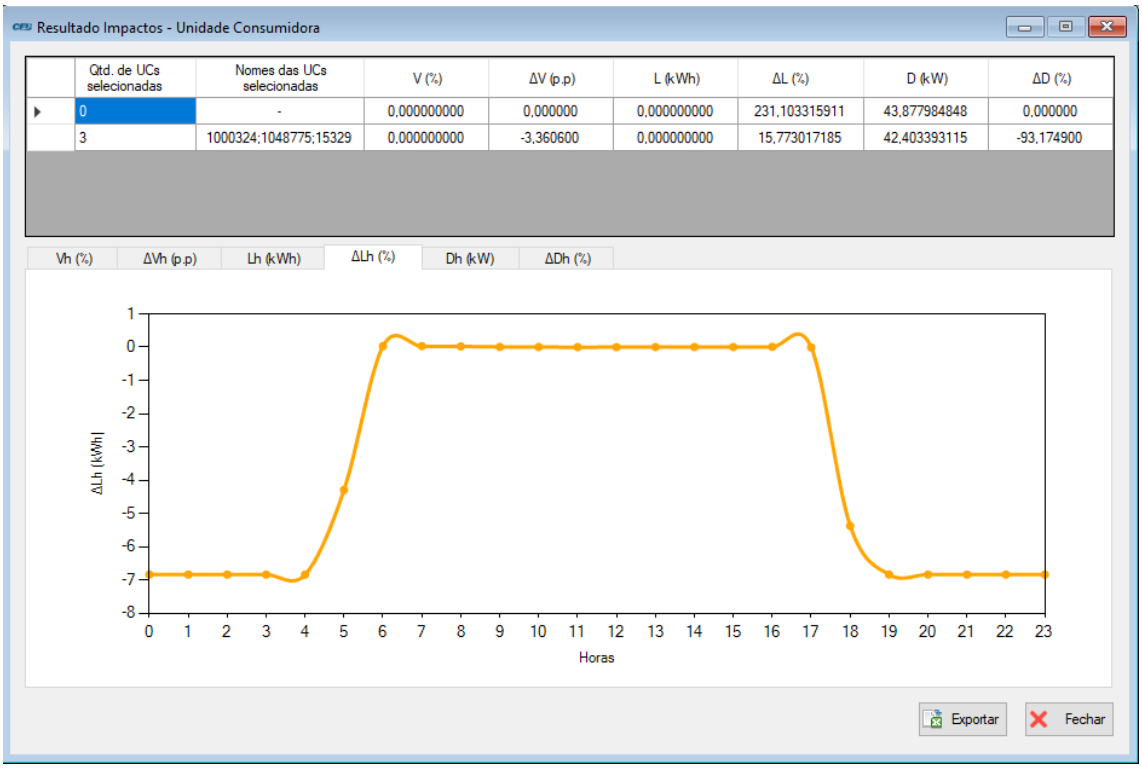


Figura 3.17 – Tela de resultados dos impactos – Seleção da unidade consumidora.

Na opção "Nível de Penetração", deve-se determinar, conforme Figura 3.18, o alimentador e os níveis de penetração que serão analisados e, se serão sorteadas 1 ou várias localizações de inserção dos módulos fotovoltaicos.

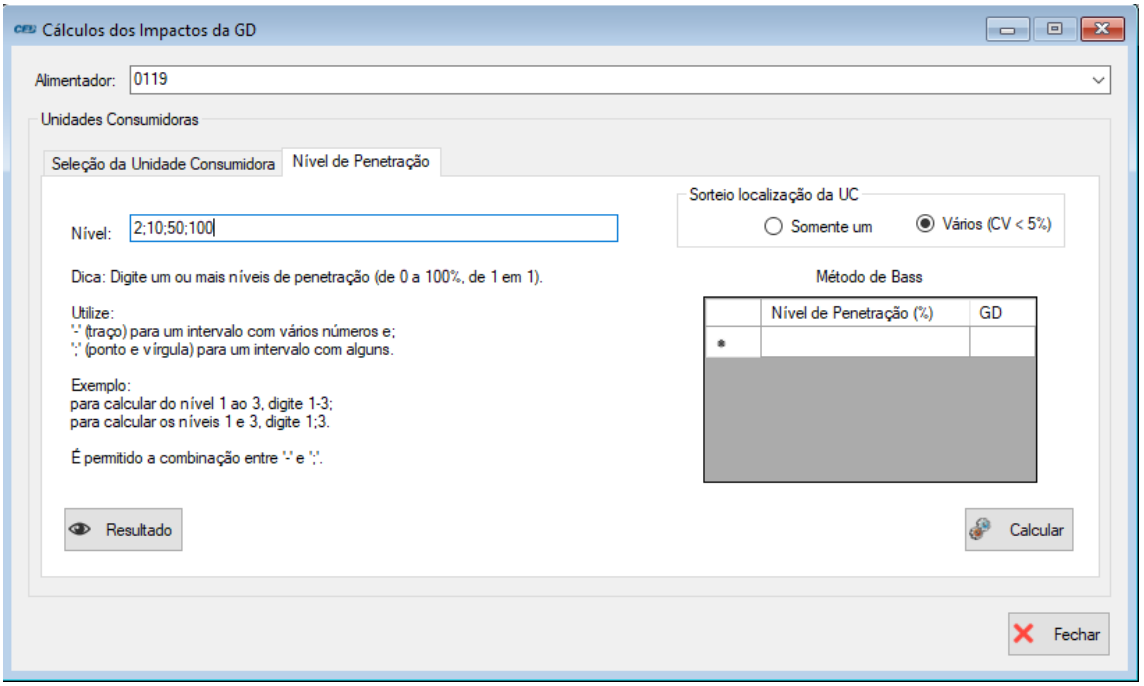


Figura 3.18 – Tela de seleção do nível de penetração.

Neste software, o nível de penetração representa a razão entre a potência FV instalada e a potência total das unidades consumidoras BT (baseada no consumo médio anual) do alimentador em análise.

Também são consideradas as incertezas quanto a irradiação solar, temperatura e localização dos módulos. Para isso, são utilizadas simulações de Monte Carlo, em que são feitas diversas simulações até que se atinja um erro relativo dos valores obtidos menor que 5 %. Dessa forma, por exemplo, para o nível de penetração 2%, são posicionados GDFV e vários dias arbitrários são simulados até um erro < 5 %. Quando esse valor for atingido, muda-se as posições da GDFV e simula novamente os impactos para vários dias aleatórios até que se obtenha um novo erro <5%. As posições de GDFV são alteradas até que os valores de todas as simulações atinjam um erro <5 %.

Após a configuração dos valores, deve-se selecionar o botão "Calcular" para a simulação do fluxo de potência da rede de distribuição do alimentador selecionado e cálculo das tensões

fora dos limites regulatórios, perdas técnicas e demanda de pico antes e após a inserção da GDFV.

Ao término da simulação, deve-se selecionar o botão "Resultado" para visualizar os dados de saída da Figura 3.19. Esse botão não estará disponível caso nenhuma simulação tenha sido executada.

A tela da Figura 3.19 exibe os resultados (em números e gráficos) de 0% de penetração fotovoltaica e após a inserção de GDFV nos níveis de penetração selecionados.

O botão "Exportar" gera um arquivo de planilha de dados com os valores de V, ΔV, L, ΔL, D e ΔD e figuras (no formato .png) dos gráficos gerados.

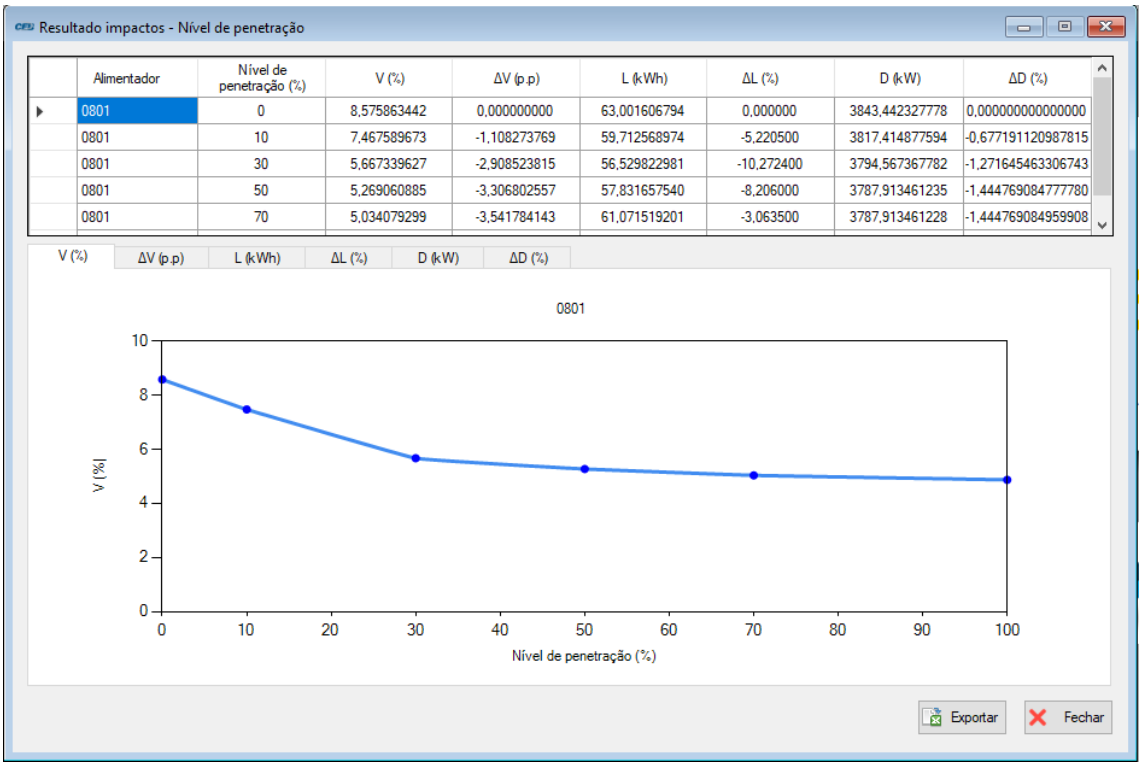


Figura 3.19 – Tela de resultados dos impactos – Nível de penetração.

3.3.5.3 Gerenciador de tarefas

A tela da Figura 3.20 exibe o andamento processamento. São mostradas informações como: a tarefa executada no momento, data e hora do início da simulação, porcentagem concluída da simulação e data e hora do fim da simulação.

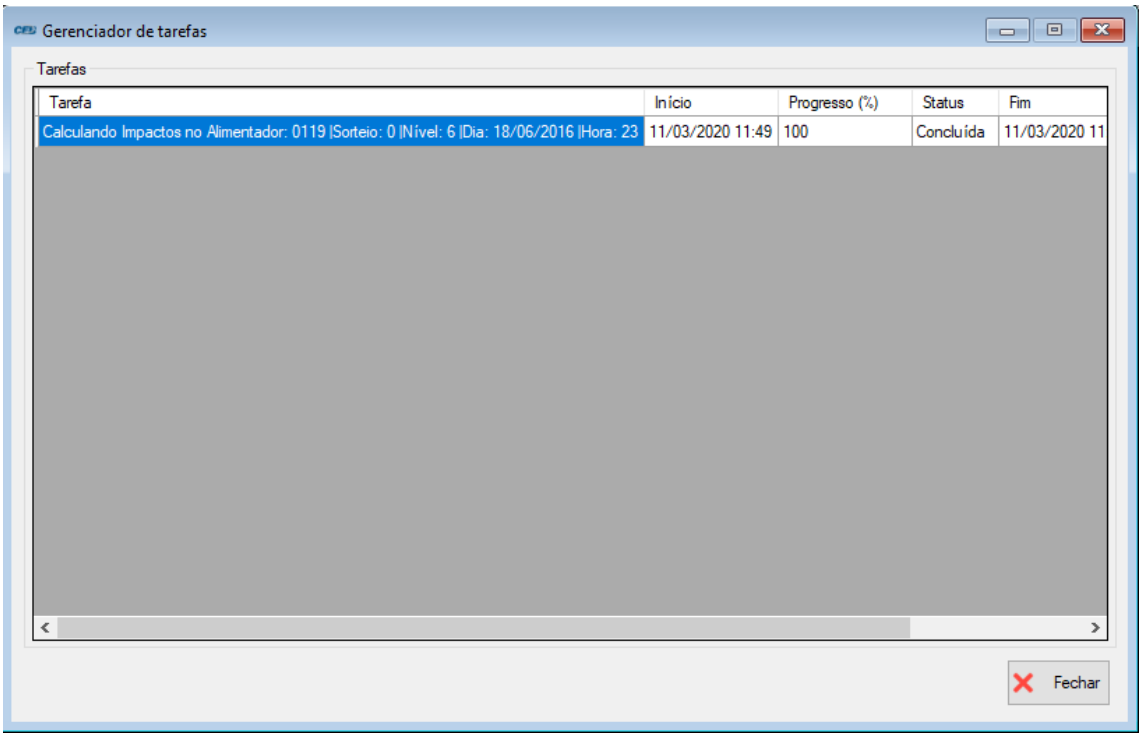


Figura 3.20 – Tela do gerenciador de tarefas.

3.3.5.4. Esquema de fluxos de dados entre os módulos

A Figura 3.21 representa o diagrama de fluxo de dados entre a Ferramenta Computacional e suas principais dependências. Tais dependências são representadas por soluções externas, desde o sistema operacional até outros aplicativos, das quais essa solução depende para o seu correto funcionamento.

As dependências são utilizadas pela Ferramenta Computacional em diferentes momentos, dependendo de qual funcionalidade o operador está utilizando.

A utilização do Microsoft Excel é necessária em função dos requisitos funcionais de importação de dados de irradiação assim como o de exportação dos resultados de impactos e capacidade de hospedagem calculados pela ferramenta.

A integração com o OpenDSS é o principal dessa solução. A partir dos scripts do OpenDSS disponíveis no Sistema de Arquivos (local ou remoto), a ferramenta consegue gerar novos scripts em memória. Os novos scripts gerados possuem as informações simulando a implantação de GDFV.

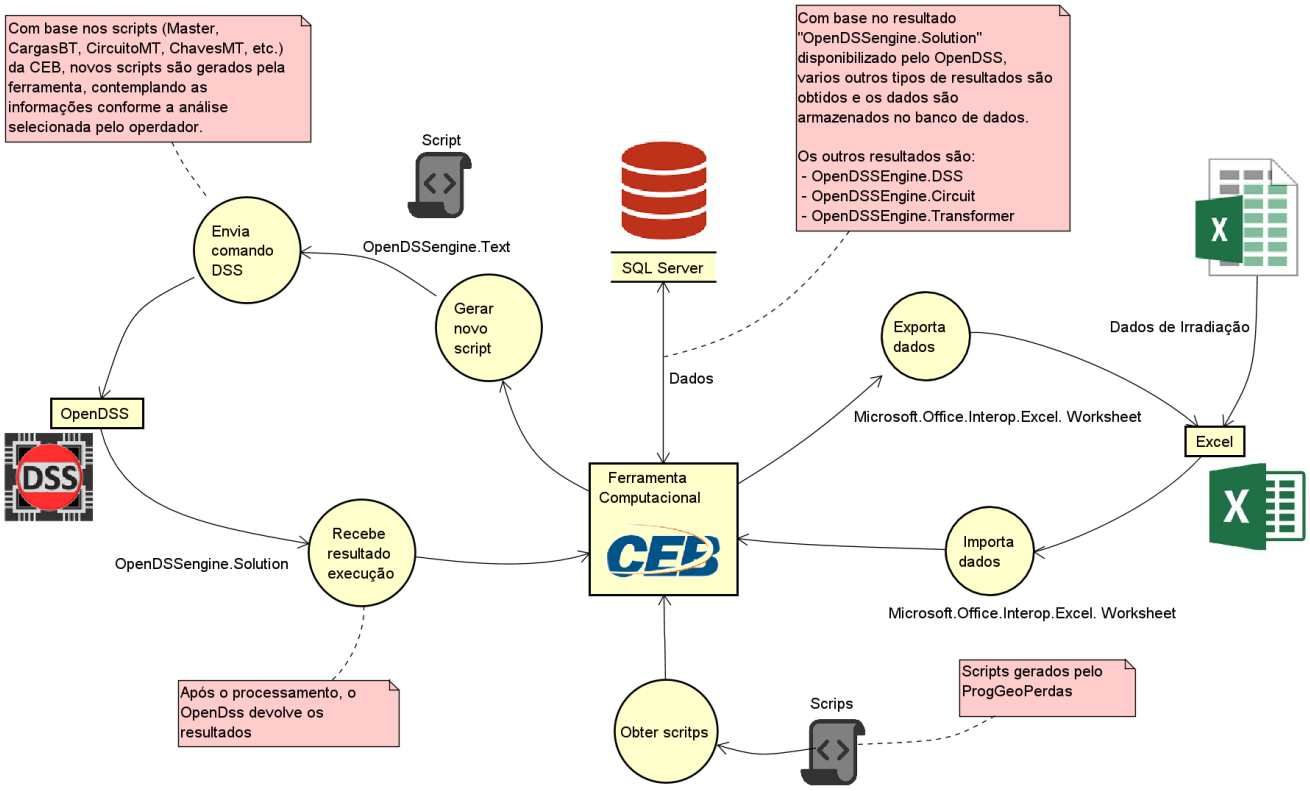


Figura 3.21 – Diagrama de fluxo de dados.

Com base nos dados de entrada da irradiação solar, temperatura e os scripts correspondentes ao alimentador selecionado, a Ferramenta Computacional efetua o controle da ferramenta de simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica, denominada OpenDSS. O OpenDSS executa o fluxo de potência e devolve uma estrutura de dados contemplando os resultados obtidos. De posse desses dados, a Ferramenta Computacional realiza os cálculos referentes a função de "Capacidade de Hospedagem" ou "Impactos da GDFB" e grava os resultados. Tais dados são utilizados na apresentação de resultados, seja na forma de tabela ou gráficos.

3.3.5.5 Diagrama de componentes

A arquitetura adotada para o projeto da Ferramenta Computacional tem como base quatro principais camadas físicas, representando a interface do usuário, a aplicação das regras de negócio, recursos compartilhados e a integração com outros sistemas ou com o repositório de dados.

Cada camada possui um conjunto de pacotes que encapsulam uma diversidade de classes que constituem o projeto.

O diagrama de componentes é representado na Figura 3.22, ilustrando graficamente a divisão do projeto em camadas e os seus respectivos conjuntos de pacotes.

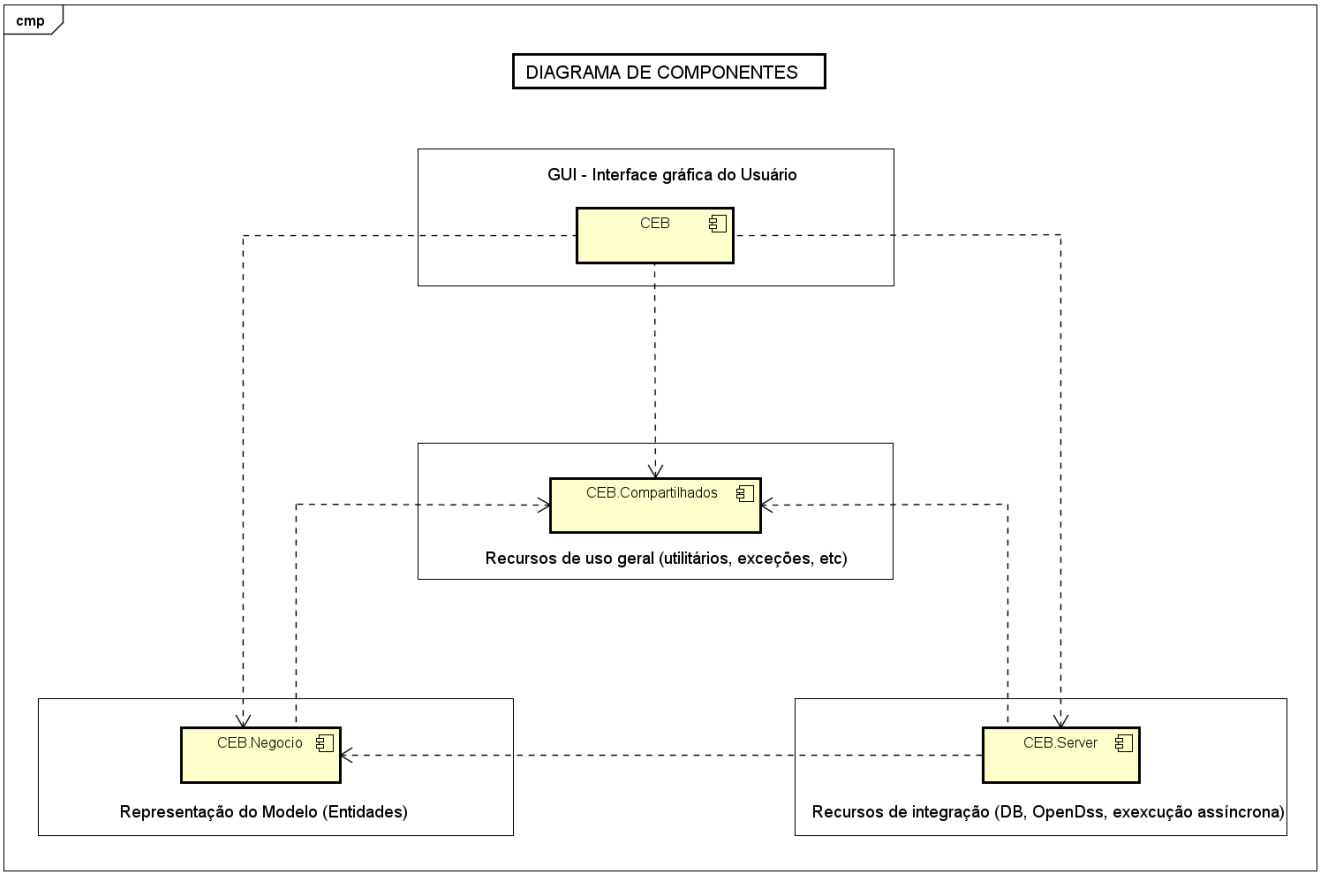


Figura 3.22 – Diagrama de componentes.

3.3.5.6 Diagrama de atividades

O diagrama de atividades busca demonstrar o funcionamento interno do componente CEB.Server que é a responsável pela maior parte do processamento e integração com outras ferramentas. O diagrama exibido na Figura 3.23 demonstra atividades em nível macro de como é realizada a interação entre as camadas lógicas dessa dependência.

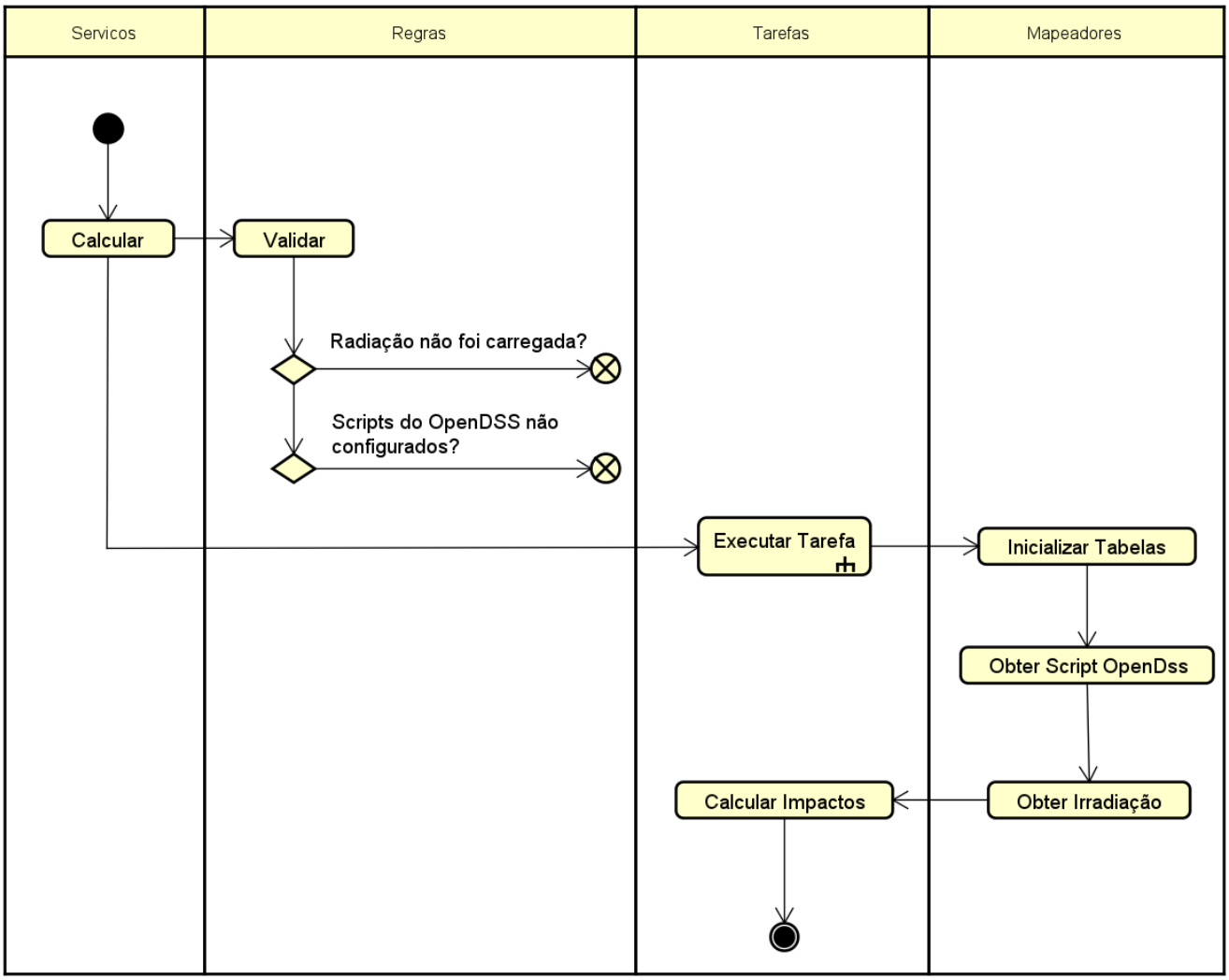


Figura 3.23 – Diagrama de atividade.

3.3.5.7 Diagramas de sequência

Os diagramas apresentados nas figuras 4.24, 4.25 e 4.26 tem por objetivo apresentar, de forma detalhada, o comportamento da funcionalidade "Calcular Impactos por Nível de Penetração". Com base nas chamadas é possível observar a interação entre diferentes componentes, entre diversos objetos, distribuídos ao longo das camadas lógicas de cada componente.

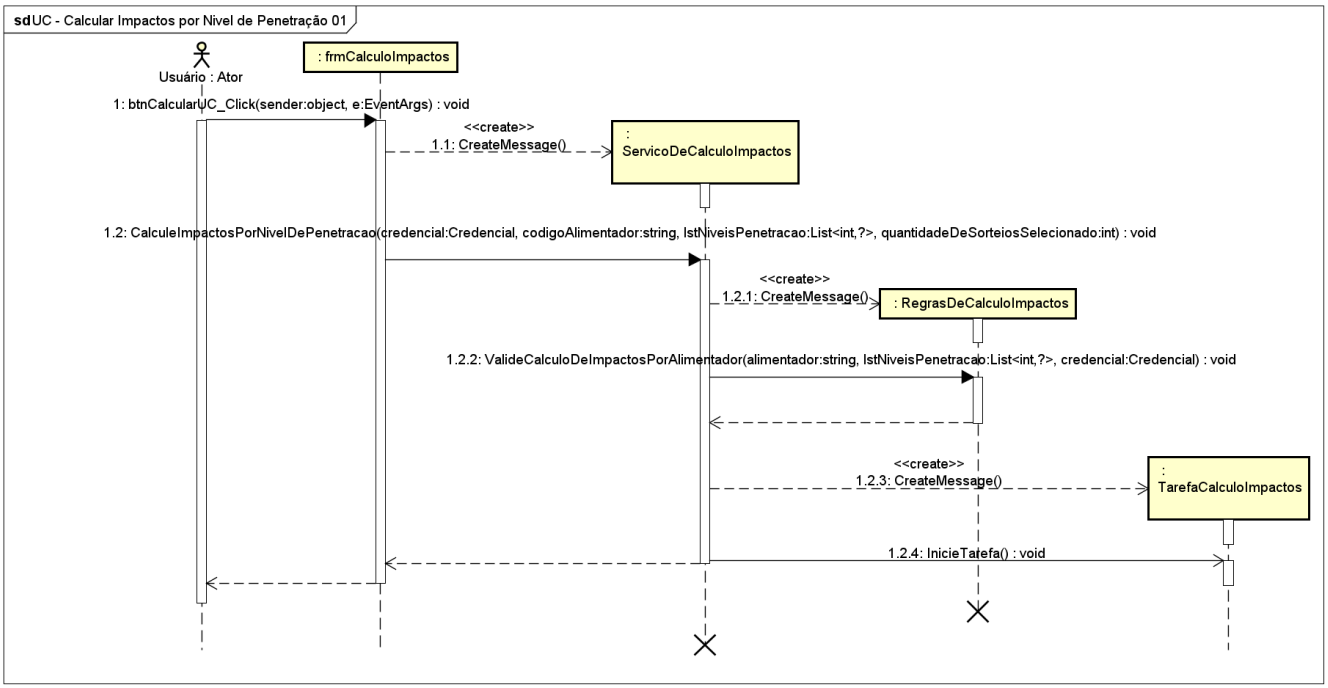


Figura 3.24 – Diagrama de sequência 1 – Calculo de impactos.

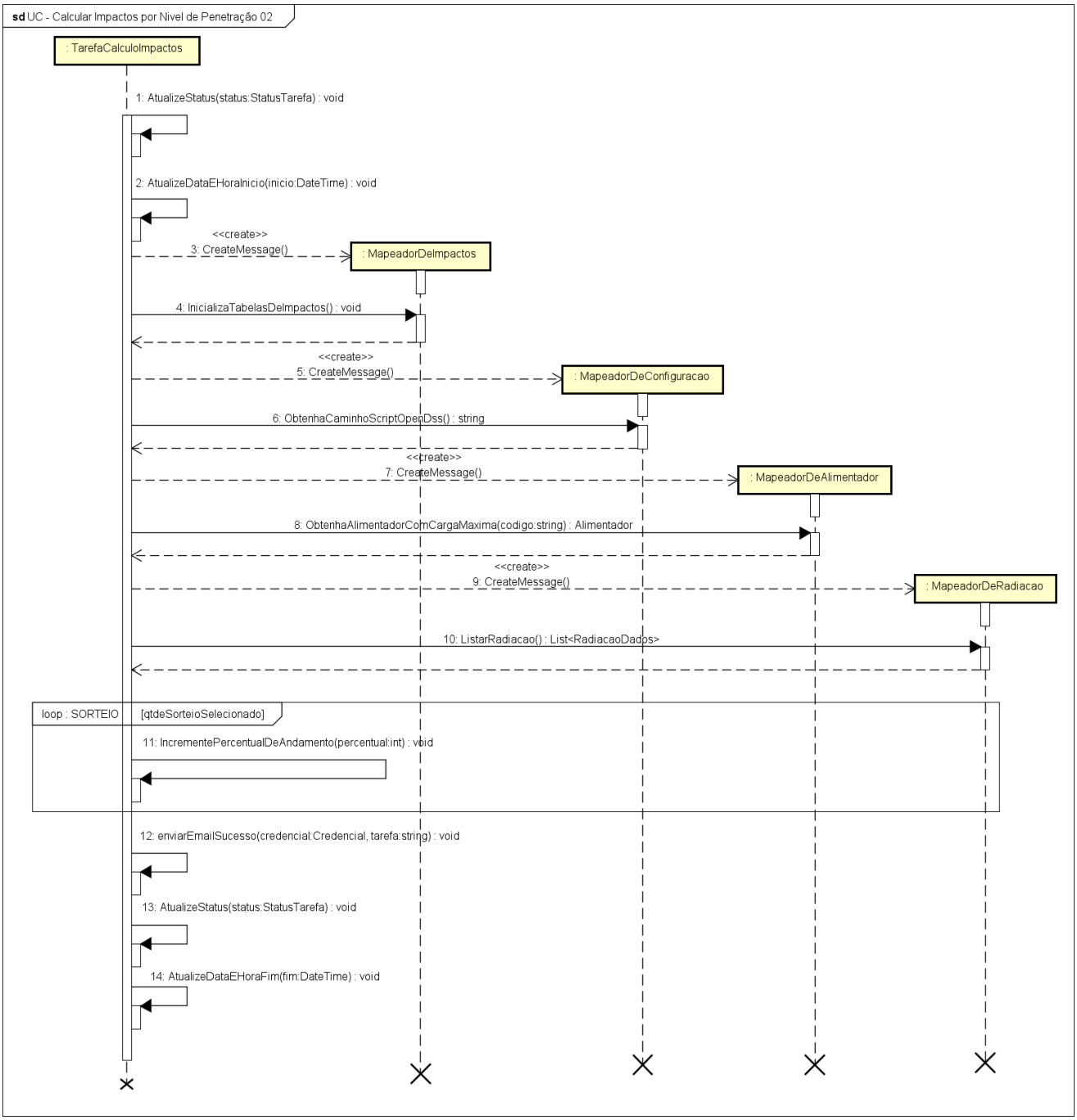


Figura 3.25 – Diagrama de sequência 2 – Calculo de impactos.

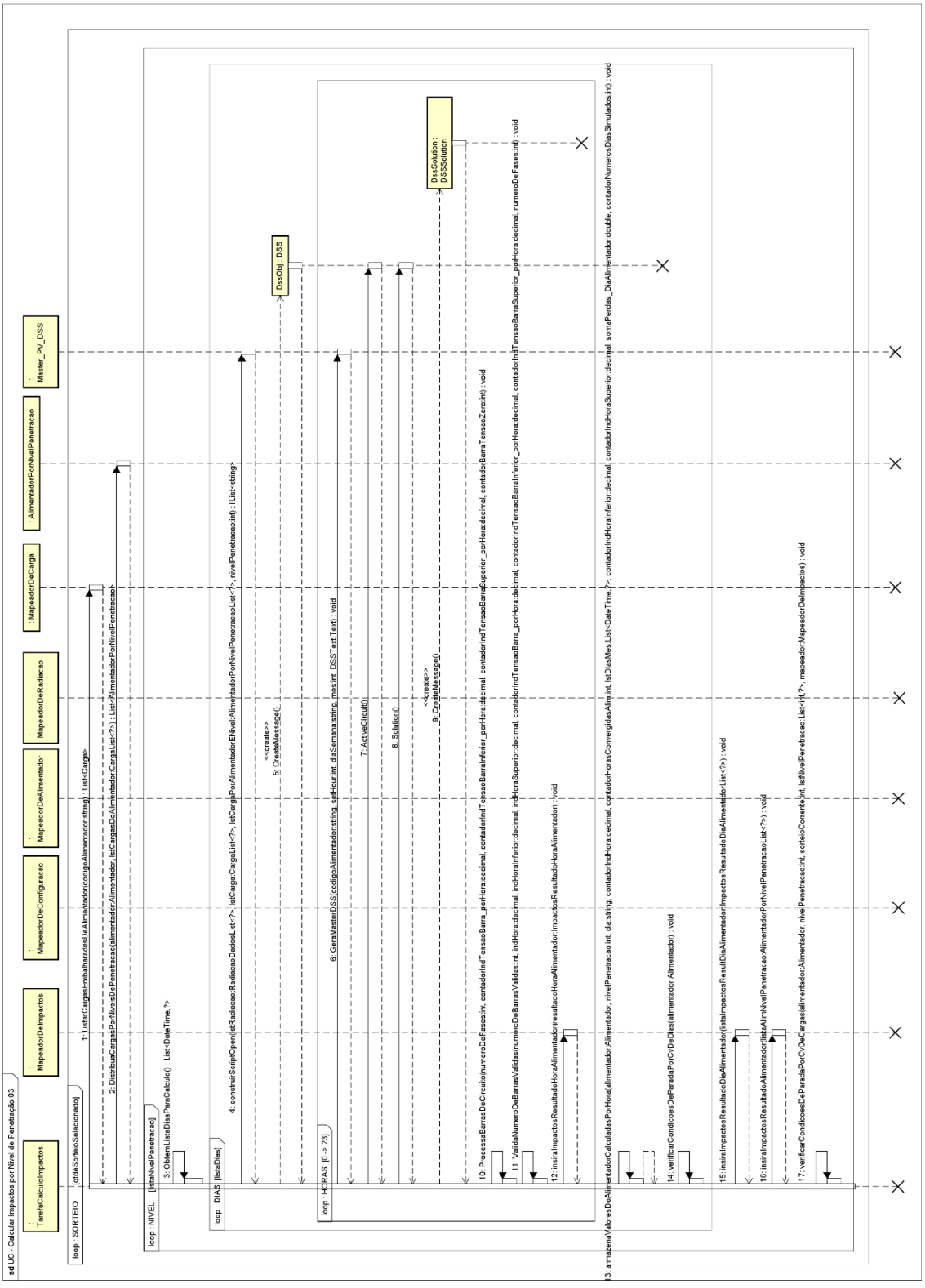


Figura 3.26 – Diagrama de sequência 3 – Calculo de impactos.

3.4 Testes da metodologia e plataforma computacional

O Edital ANEEL previa, no item "3.2 Ações do Projeto", o "levantamento dos impactos da Geração Distribuída na rede da distribuidora, podendo incluir o impacto de outras unidades consumidoras além do sistema de GD a ser instalado neste projeto (item j).

A metodologia inovadora apresentada foi desenvolvida como parte de uma Tese de Doutorado, em andamento, com partes do método testados por meio de Trabalhos de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica, visando ilustrar, utilizando dados reais, como quantificar e analisar os impactos.

A seguir são apresentados os estudos de caso para o alimentador interno de média tensão da Universidade de Brasília, onde o incremento da penetração foi testado, e para o alimentador CEB 1004 (Lago Sul), onde a alocação probabilística da GDFV, com critério de parada CV<5% foi testado, apresentando resultados práticos de acordo com as ações solicitadas do Projeto.

3.4.1 Estudo de caso 1: Alimentador da Universidade de Brasília

A Universidade possui 52.597 alunos matriculados (dados de 2016), distribuídos em 4 campi universitários: Darcy Ribeiro, Gama, Planaltina e Ceilândia. Dentre eles, o campus Darcy Ribeiro é o maior. Possui uma área total de 3.950.579 m² e 552.171 m² de área construída. Por ter fornecimento de energia elétrica em média tensão, a rede elétrica não está modelada no banco de dados da distribuidora. Após o levantamento das características da rede, ela foi modelada no OpenDSS para que os estudos de impactos pudessem ser realizados.

Pode-se utilizar a área dos telhados disponíveis para a instalação de painéis fotovoltaicos para se estimar a potência que pode ser gerada em prédios de interesse. Para mapear as áreas disponíveis nas edificações, utilizou-se o programa Google Earth. Após a determinação das áreas máximas disponíveis, calculou-se a área útil para instalação de painéis fotovoltaicos considerando-se que a porcentagem de aproveitamento do telhado é igual a 80% da área total para edificações antigas e, 50% para edificações com menos de 30 anos [21].

O modelo da rede elétrica de média tensão interna à Universidade e as curvas de carga das unidades consumidoras (prédios das faculdades e institutos) foram simulados considerando diferentes cenários de arranjos fotovoltaicos para determinação dos impactos.

O procedimento considera as variações nas curvas de carga das unidades consumidoras em dias úteis e finais de semana típicos e alteração da irradiância solar ao longo do dia. Um cenário de referência foi modelado (caso base) e comparado com um cenário de GDFV instalada em diversos prédios da UnB tendo como base a área útil de telhado disponível e com máxima irradiação solar. O esquemático do sistema de distribuição do campus de média tensão é mostrado na Figura 3.27.

Figura 3.27 – Esquemático do sistema de distribuição do Campus da UnB mostrando o caminho dos condutores elétricos de média tensão.

3.4.1.1 Cenário 1 (caso base) – Sem GDFV

O cenário base para o sistema elétrico da Universidade de Brasília é simulado com as curvas de demanda típicas das unidades consumidoras tanto para dias úteis quanto para os finais de semana. Analisa-se aqui o comportamento do sistema de distribuição em suas condições normais de operação, sem a presença de GDFV. Nenhum dos equipamentos utilizados no sistema de distribuição apresentou sobrecargas nos dias úteis e nem nos finais de semana.

A tensão para as barras do CDT, CESPE e CPD apresentaram maiores variações de tensão durante o dia útil; as tensões variaram de 1,038 pu às 4:00 no CDT a 1,030 pu às 15:00 no CESPE. Assim, a tensão nas barras é menor no horário de pico do consumo, pois há uma maior queda de tensão nos condutores, conforme Figura 3.28.

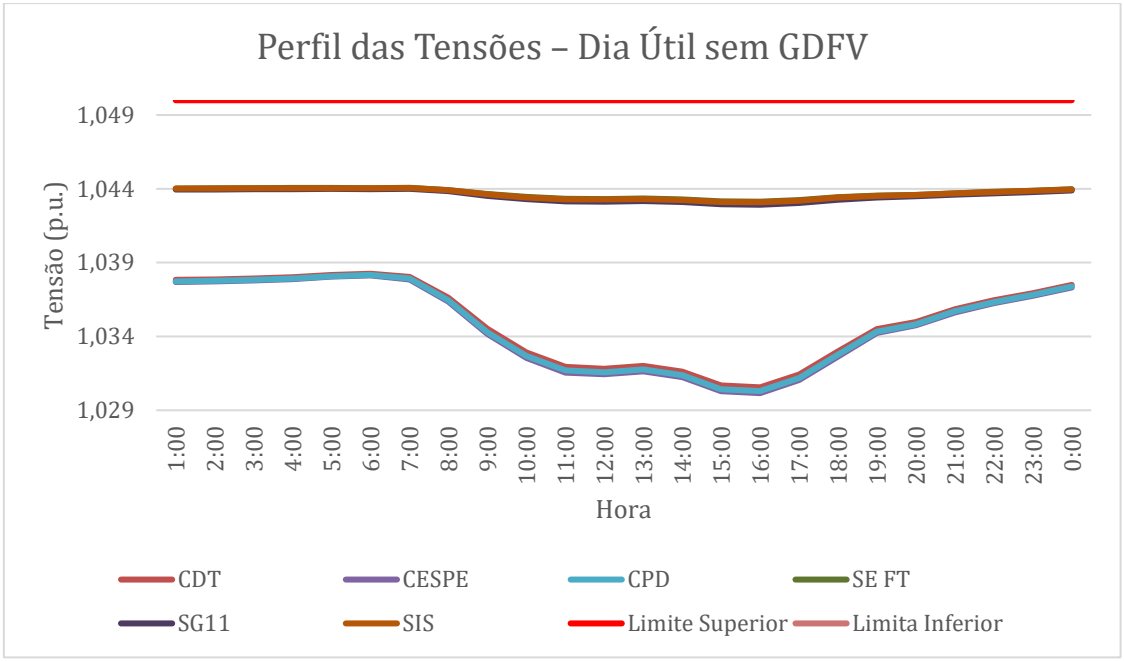


Figura 3.28 – Perfil das tensões durante dias úteis sem a inserção de GDFV exibindo as três barras com maior tensão (SIS, SG11 e SE FT) e as três barras com as menores tensões (CESPE, CPD e CDT).

Observa-se que as tensões nas barras mais distantes do ramal de entrada apresentam maiores quedas de tensão, não apenas pela maior impedância elétrica ocasionada pela distância, mas também pelo menor diâmetro dos condutores nas conexões finais do alimentador e, consequentemente, maior impedância dos trechos. A Figura 3.29 facilita a percepção de que a distância influencia a queda de tensão nas barras consideradas. No gráfico, compara-se as tensões às 6:00, quando a universidade apresenta o menor consumo e, portanto, as menores quedas de tensão, com as tensões às 15:00, onde ocorre o maior consumo e as tensões mínimas são observadas no sistema.

Nota-se que a queda de tensão afeta todas as barras, com exceção da barra de referência, e que, quanto maior a distância em relação ao ramal de entrada, maior a queda de tensão. Assim, conforme observado, as barras do CPD, CDT e CESPE (as mais distantes) sofrem maiores impactos em suas tensões.

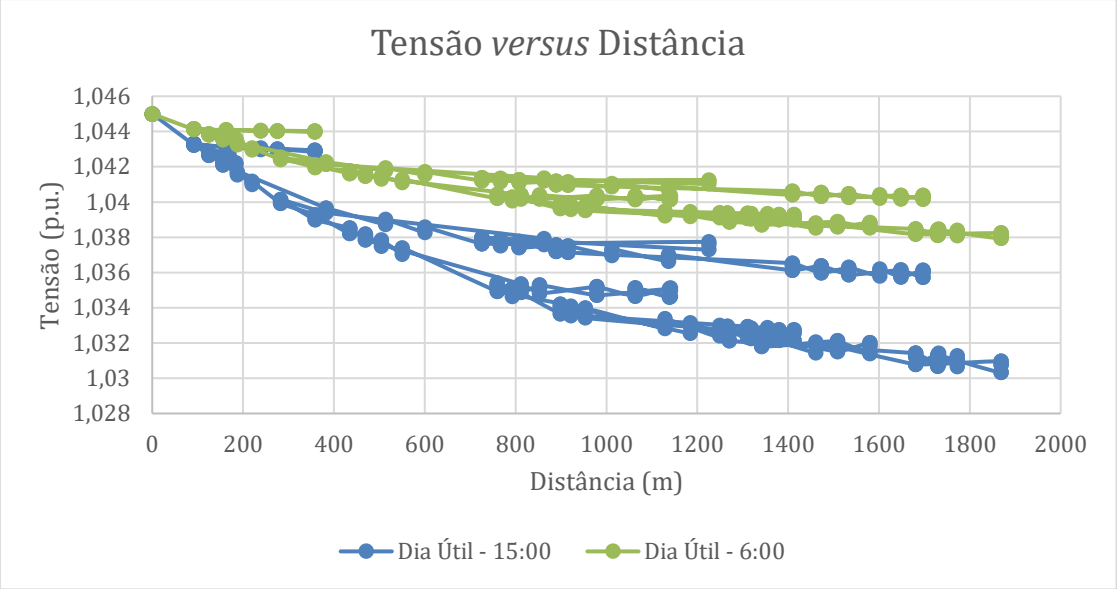


Figura 3.29 – Tensão (em pu) nas barras em função da distância em relação ao ramal de entrada da Universidade de Brasília para um dia útil típico às 6:00 e às 15:00.

Em relação às perdas ôhmicas no campus, a Figura 3.30 mostra que as perdas são função do consumo elétrico e, por esse motivo, as curvas de consumo médio e perdas médias possuem perfis semelhantes. Em um dia útil típico, o campus consome 65.937,36 kWh e apresenta perdas de 2.863,24 kWh, já nos finais de semana o consumo elétrico diário é reduzido para 44.967,60 kWh, apresentando perdas iguais a 2.394,97 kWh. Desse modo, o sistema elétrico da universidade possui uma eficiência média de 95,658% nos dias úteis e de 94,674% aos finais de semana.

3.4.1.2 Cenário 2 – GDFV em diversas unidades consumidoras e maior irradiância solar

Uma nova simulação foi realizada considerando uma curva de irradiância com valor de pico mais elevado e um maior nível de penetração de GDFV na Universidade de Brasília. Dados do National Renewable Energy Laboratory (2017), do Departamento de Energia dos Estados Unidos, mostra que em Brasília ocorreram, em 2017, picos de irradiação solar iguais a 1.053 W/m². Tal valor de irradiação é 55% maior que o valor máximo adotado na curva de irradiância média, 678 W/m². A fim de simular um cenário em que houvesse maior geração a partir dos módulos fotovoltaicos, a curva de irradiância foi ajustada para que o seu valor máximo coincidisse com os picos registrados em 2017, conforme Tabela 3.3.

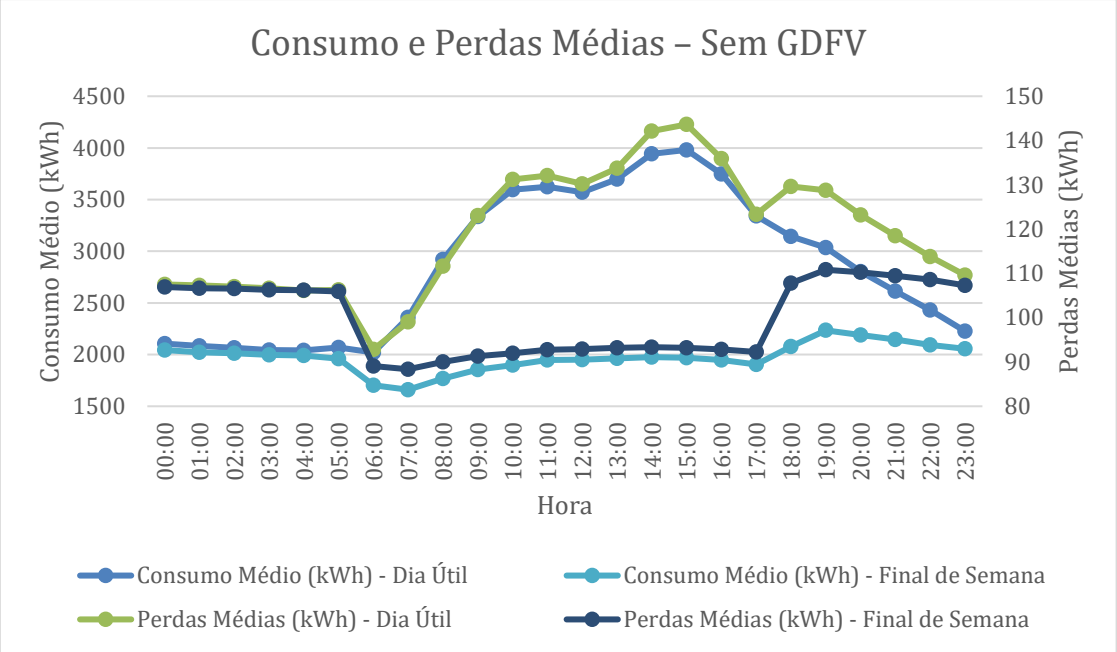


Figura 3.30 – Consumo energético da universidade e perdas médias, ambos em kWh, para cada hora do dia para dias úteis e finais de semana.

Tabela 3.3 – Curva de irradiância ajustada (W/m²).

Horário	Irradiância Ajustada (W/m²)	Horário	Irradiância Ajustada (W/m²)
00:00	0,00	12:00	1.053,00
01:00	0,00	13:00	984,66
02:00	0,00	14:00	830,91
03:00	0,00	15:00	633,66
04:00	0,00	16:00	386,72
05:00	0,00	17:00	135,12
06:00	55,91	18:00	6,21
07:00	282,66	19:00	0,00
08:00	534,27	20:00	0,00
09:00	762,57	21:00	0,00
10:00	930,31	22:00	0,00
11:00	1.035,92	23:00	0,00

A potência máxima gerada pelo sistema fotovoltaico das unidades consumidoras foi calculada levando-se em consideração as áreas disponíveis nos telhados dos edifícios, os resultados são exibidos na Tabela 3.4. Nessas condições, a GDFV injeta 47.003,23 kWh diários na rede de distribuição, correspondendo a 71,28% do consumo em um dia útil típico. Já nos finais de semana, corresponderia a 104,52% do consumo, ou seja, há excesso de energia.

Tabela 3.4 – Áreas úteis dos telhados das unidades consumidoras e a potência de pico da GDFV.

Prédio	Área útil do Telhado (m²)	Potência Máxima da GDFV (kWp)
ICC	26.009	4.518,93
SG 11	1.513	262,88
CDT	1.019	177,05
CPD	436	75,75
PAT	1.405	244,11
PJC	1.405	244,11
BSA NORTE	2.867	498,13
BSA SUL	864	150,12
TOTAL	35.608	6.171,08

As curvas de demanda do medidor geral do sistema com GDFV são comparadas ao sistema sem a GDFV na Figura 3.31. Observa-se que há uma alteração relevante no formato das curvas e, consequentemente, no comportamento do sistema elétrico. Durante os dias úteis, a potência da GDFV causa reversão no sentido do fluxo de potência das 8:00 às 14:00, o fluxo reverso tem valor máximo de 1.606,52 kW às 11:00. Como nos finais de semana a demanda é menor, a inversão do fluxo ocorre das 7:00 às 16:00, com valor máximo de 3.252,33 kW também às 11:00. Nota-se que a máxima potência injetada pela universidade (3.252,33 kW) ocorre aos finais de semana – quando há a inversão no fluxo de potência – e equivale à 81,70% da demanda máxima do campus (3.980,95 kW nos dias úteis).

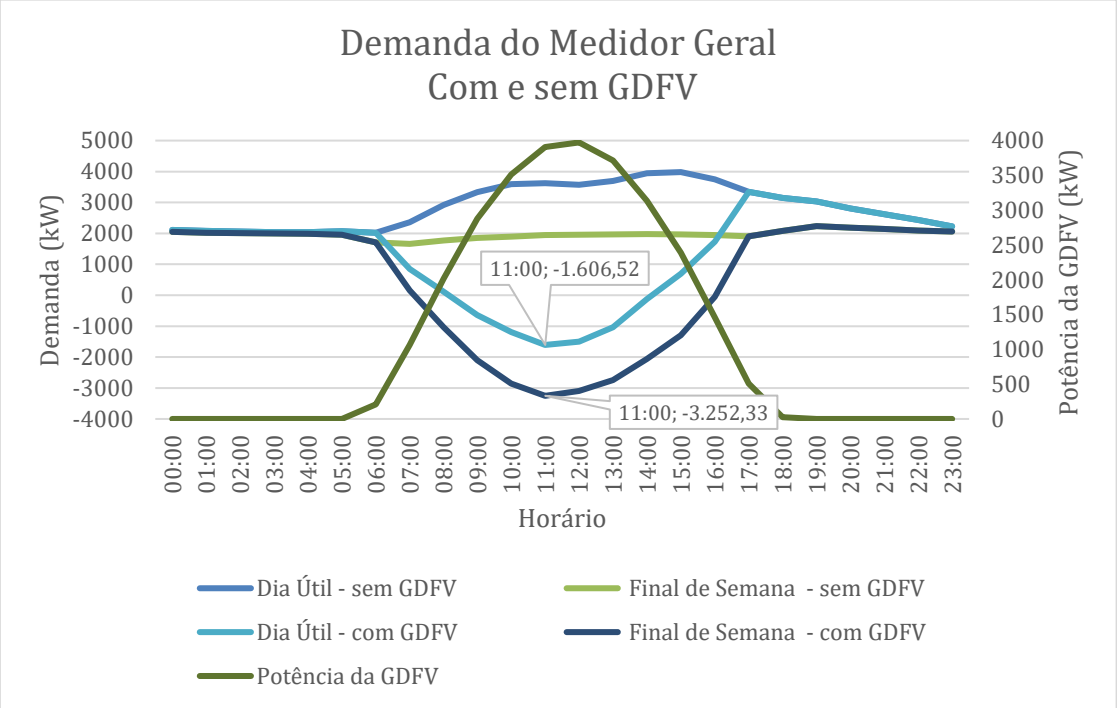


Figura 3.31 – Demanda do medidor geral para dias úteis e finais de semana, com e sem GDFV. Observa-se que para os finais de semana há a inversão no fluxo de potência.

Durante os dias úteis, apesar das tensões no ICC Norte atingirem 1,0492 pu, não há sobretensões no sistema. Já durante os finais de semana, das 10:00 às 12:00, 22 barras ultrapassam os limites de tensão adequada; às 13:00 esse número cai para 14 barras. Neste caso, as tensões no ICC Sul atingiram 1,0529 pu.

As variações de tensão ao longo de um final de semana típico para as 22 barras que apresentaram sobretensões são mostradas na Figura 3.32, indicando que ocorrem apenas aos finais de semana e por um período de 5 horas, das 9:00 às 14:00; em todos os demais horários da semana, não há sobretensão. Assim, em uma semana típica, a rede de distribuição da concessionária não enfrenta problemas relacionados à inserção da GDFV em 94% do tempo (só há extrapolação dos limites durante 10 horas a cada semana).

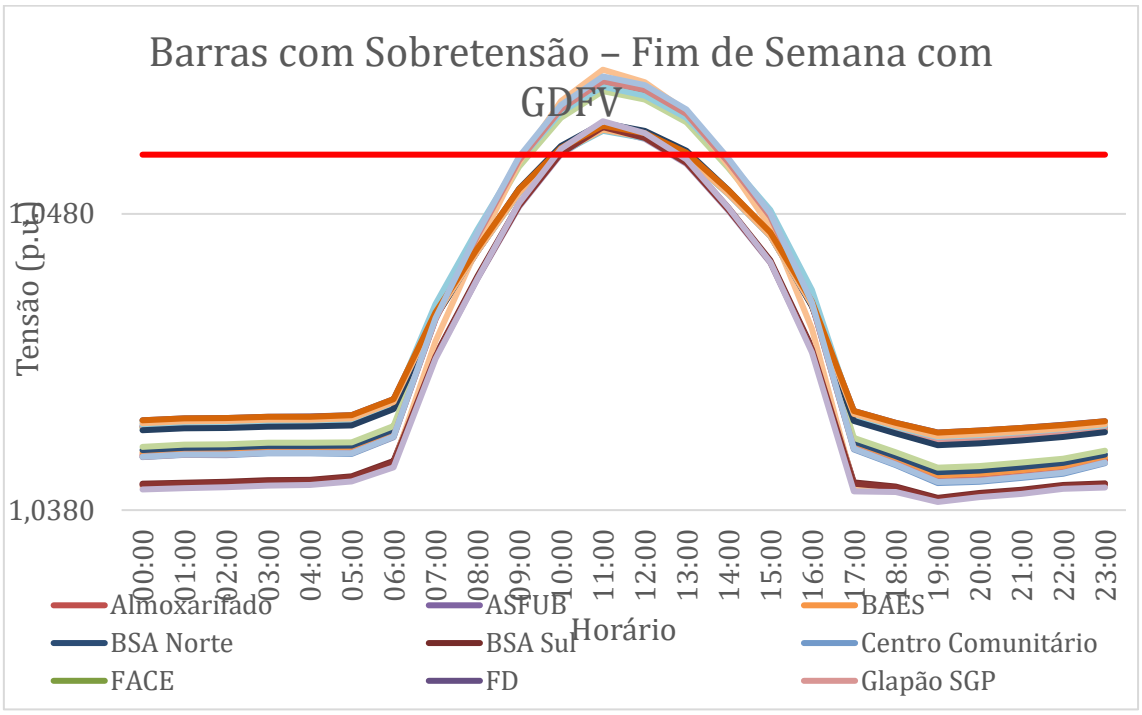


Figura 3.32 – Variação da tensão ao longo do dia para as 22 barras que apresentaram sobretensões durante os finais de semana com GDFV.

O comportamento das tensões em todas as barras às 11:00, horário em que as máximas tensões são atingidas, é mostrado na Figura 3.33.

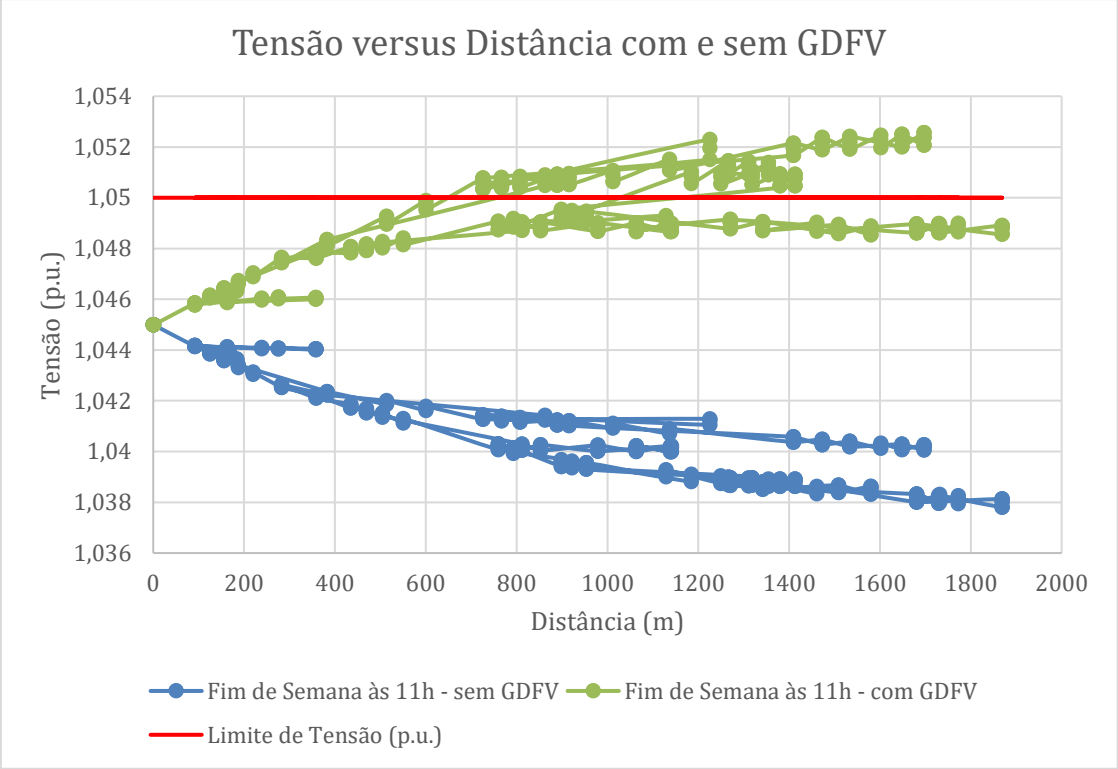


Figura 3.33 – Tensões em todas as barras em função da distância do ramal de entrada para finais de semana com GDFV.

As perdas técnicas, conforme Figura 3.34, diminuem razoavelmente durante os dias úteis, pois há uma redução na demanda máxima do sistema. Nesse cenário, a eficiência do sistema de distribuição aumentou de 95,658% para 96,029%. Entretanto, aos finais de semana, o excesso de energia ocasionou um aumento na corrente que flui no sistema de distribuição, aumentando as perdas técnicas de 2.393,97 kWh para 2.404,06 kWh diários, um incremento de 3,35%. Logo, a eficiência diminuiu de 94,674% para 89,556% aos finais de semana.

Portanto, o aproveitamento do telhado dos prédios da UnB, seria capaz de fornecer 71,28% da energia consumida em um dia útil e 104,52% nos finais de semana. O menor nível de penetração nos dias úteis e o consequente menor distúrbio gerado no fluxo de potência, garante que não haja sobretensões nesses dias. Entretanto, observou-se que as tensões em alguns pontos foram muito próximas do valor limite, 1,05 pu. Para os finais de semana, a potência excedente ocasionou aumentos de tensão acima do limite. Desse modo, medidas de controle, tais como a redução da tensão na subestação ou a mudança na derivação dos enrolamentos (tap) dos transformadores são sugeridas para controlar as tensões durante os dias úteis. Para mitigar a sobretensão durante os finais de semana, podem-se utilizar inversores que operem nos quatro quadrantes, permitindo ajustes no balanço da potência ativa e reativa, controlando os níveis de tensão. Em relação ao aumento nas perdas técnicas,

pode-se adotar a utilização de acumuladores de energia, tais como baterias, conectados em locais próximos às barras onde a GDFV estiver instalada, diminuindo a corrente que flui pelo circuito e, consequentemente, reduzindo as perdas.

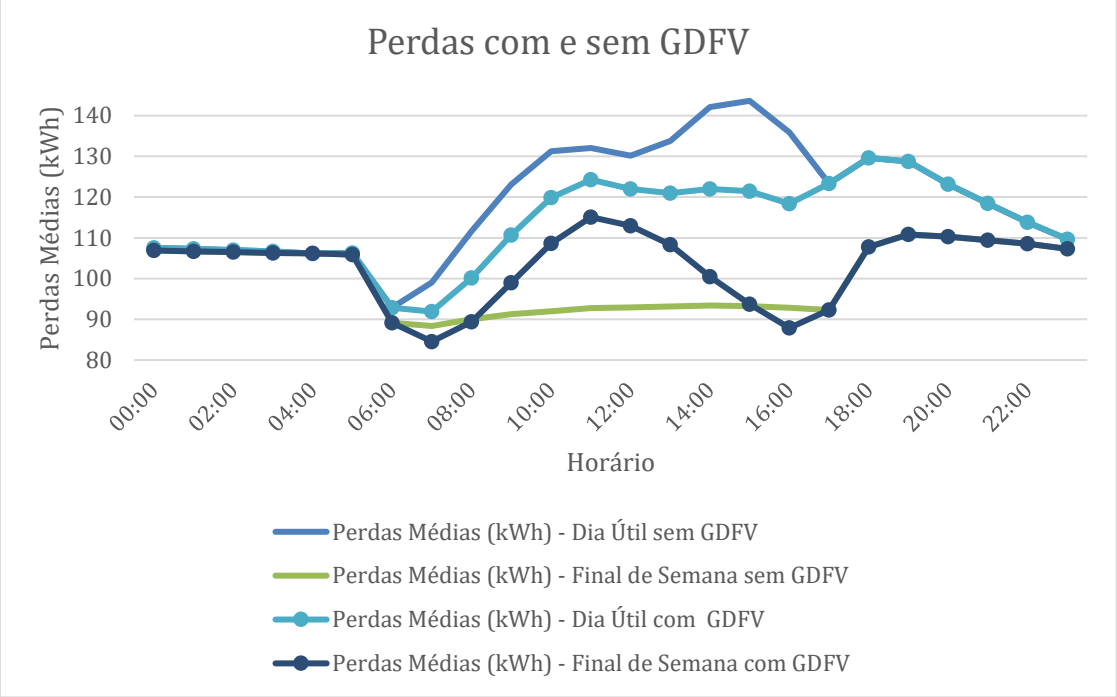


Figura 3.34 – Perdas médias para dias úteis e finais de semana com e sem inserção de GDFV.

Outra iniciativa para mitigar os problemas identificados é a desconexão de alguns módulos fotovoltaicos durante os horários em que as sobretensões são evidentes. Desse modo, a potência produzida pela GDFV seria momentaneamente reduzida e os impactos ao sistema de distribuição, mitigados. No caso estudado, por exemplo, todos os geradores distribuídos poderiam ser desconectados nos horários em que há sobretensões, das 9:00 às 14:00 aos finais de semana, com exceção dos maiores geradores, instalados no ICC. De outro modo, a desconexão dos módulos fotovoltaicos poderia ser otimizada por meio da utilização de um sistema de controle, permitindo a máxima geração de potência possível, levando-se em consideração o posicionamento das barras, sem que houvesse extrapolação nos limites de tensão. Outros cenários estão disponíveis em [22].

3.4.1.3 Conclusões do alimentador da UnB

Partindo da análise das curvas de carga das unidades consumidoras e da determinação de um modelo do sistema elétrico do campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília, foi possível estudar os impactos da inserção de GDFV na rede de distribuição.

Devido à diversidade das instalações da universidade, há várias curvas de carga, pois elas são influenciadas pelo modo como os prédios são utilizados. Notou-se que a curva de carga do medidor geral possui pico de consumo às 15 horas, horário em que há grande utilização dos aparelhos de ar-condicionado. Já aos finais de semana, o pico de consumo é reduzido, e o momento de acionamento da iluminação pública é evidente. O sistema não extrapolou nenhum dos limites técnicos no cenário 1, em que não havia inserção da GDF na Universidade de Brasília, e a maior tensão registrada ocorreu na subestação. O prédio do CESPE, devido à sua localização distante do ramal de entrada, apresentou as menores tensões.

Depois de estudado o desempenho da rede de distribuição em situação normal de operação, considerou-se um cenário mais severo, com os telhados de 8 unidades consumidoras sendo utilizados para a instalação de painéis fotovoltaicos, totalizando 6.171,08 m² de área útil, e irradiação solar 55% acima da média histórica. Assim, a GDFV forneceria 47.003,23 kWh diários ao sistema elétrico da universidade com potência de pico igual a 3.973,40 kW. Como consequência, os níveis de penetração atingiram 71,28% nos dias úteis e 104,52% durante os finais de semana. A demanda geral do campus sofre uma redução expressiva nos dias úteis, em especial às 11:00, quando ocorre a reversão no fluxo de potência. Nesse horário, a universidade deixa de consumir 3.424,48 kW para fornecer 1.606,52 kW à distribuidora, mas os limites técnicos não foram extrapolados. Já aos finais de semana, devido ao fluxo reverso nos horários de pico da produção da GDFV, apresentando máximo igual a 3.252,33 kW, às 11:00, os limites técnicos foram extrapolados das 9 às 14 horas. Além disso, o fluxo reverso aumentou as perdas técnicas, diminuindo a eficiência do sistema de 94,674% para 89,556%.

Uma medida corretiva simples para o controle das sobretensões é a desconexão de alguns dos geradores distribuídos durante os horários citados. Assim, a redução da GDFV ocorreria em apenas 2,98% do tempo (10 horas a cada semana) o que, provavelmente, manteria a viabilidade econômica do projeto e não demandaria investimentos excessivos para controle das tensões.

3.4.2 Estudo de caso 2: Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador da CEB-DIS

Este estudo tem como objetivo aplicar, utilizando dados de um alimentador real e curvas de carga de milhares de unidades consumidoras, o método que considere a localização da geração distribuída fotovoltaica em um alimentador para o cálculo das perdas técnicas, uma vez que a identificação de qual unidade consumidora instalará a GD não é uma premissa conhecida, mas que pode ser abordada probabilisticamente para permitir os estudos de perdas e planejar, se necessário, reforços nos alimentadores de distribuição.

O alimentador onde foi empregado o método descrito é o 1004 da Companhia Energética de Brasília (CEB), pertencente a subestação 10 da CEB, composta por 8 alimentadores. A escolha se deu por este possuir um perfil predominantemente residencial e por alimentar uma região de maior poder aquisitivo. A combinação destas características torna este alimentador propício para a instalação de GDFV. Conforme é explicitado na Figura 3.35, o alimentador se localiza numa região residencial, de alta concentração. Este alimentador é composto por 1625 unidades consumidoras e um total de 3735 barras, sendo 747 de média tensão e 2987 de baixa tensão.

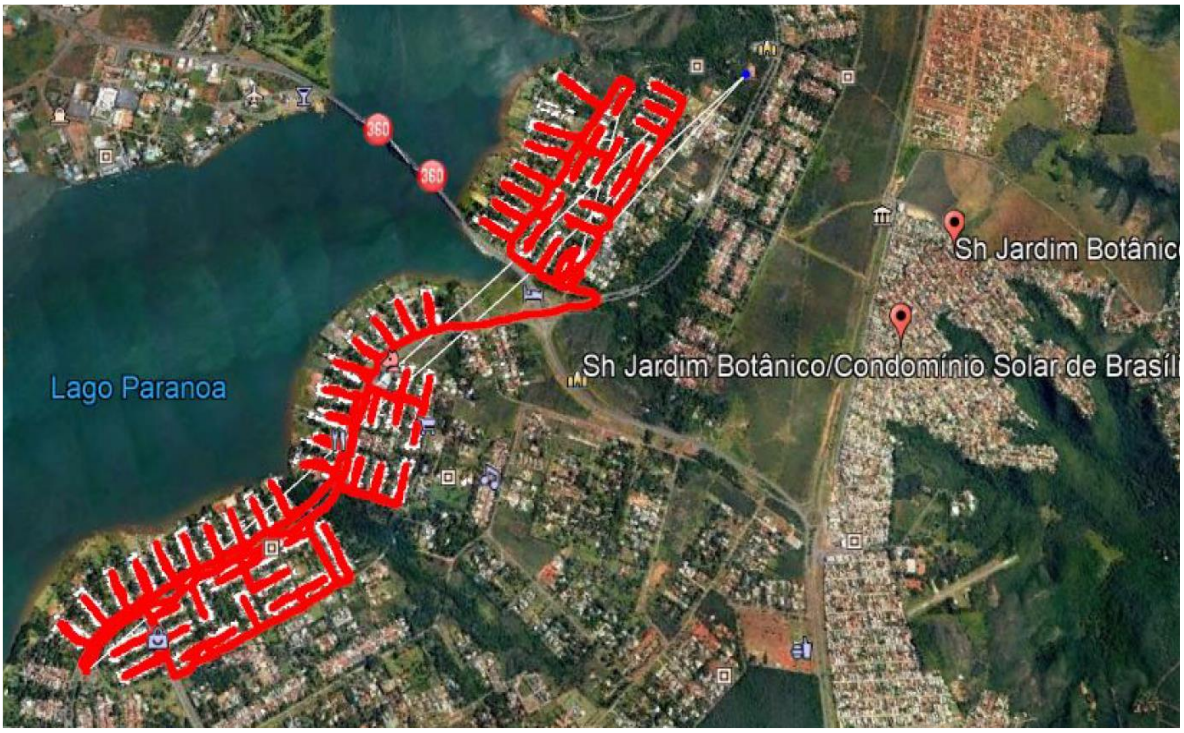


Figura 3.35 – Alimentador CEB-DIS 1004 considerado na simulação.

As curvas de carga foram disponibilizadas pelo banco de dados da ANEEL, sendo uma curva característica de dia útil, uma de sábado e uma de domingo para cada mês, totalizando 36 curvas. Logo, optou-se por empregar a curva característica de um dia útil de dezembro, ilustrada na Figura 3.36, por esta melhor representar a realidade das unidades consumidoras e representar a curva da mesma estação do dia escolhido para a irradiância.

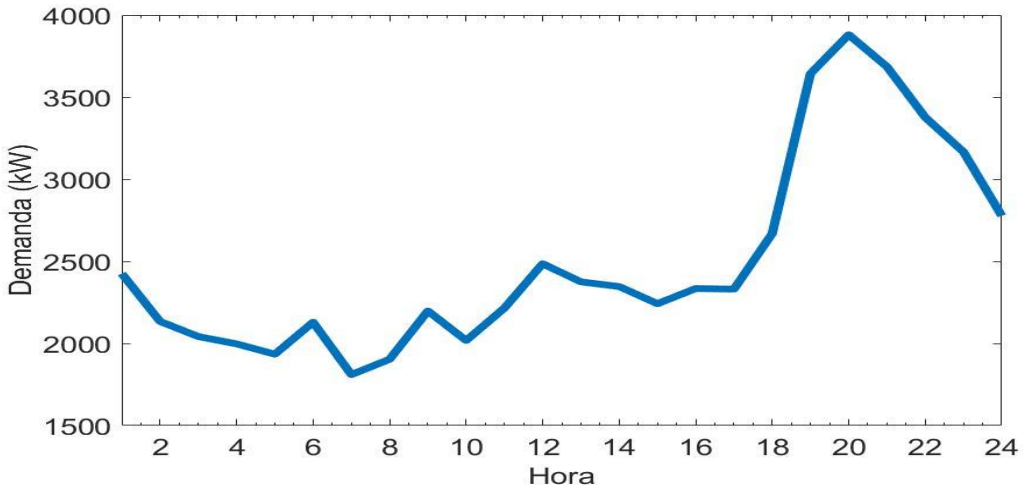


Figura 3.36 – Curva de demanda de dia útil de dezembro.

Os valores de irradiância utilizados são referentes ao ano de 2016 e foram extraídos a partir das medições realizadas pela Estação Brasília do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados passaram por um tratamento para exclusão de valores incoerentes. A curva de irradiância escolhida foi a referente ao dia que apresentou maior irradiância média ao longo do ano de 2016, dia 08 de janeiro de 2016. Esta escolha se deu para que se haja o caso mais severo de geração FV. A curva também reflete o horário brasileiro de verão, visto que registra irradiância até horários mais tardios, como demonstrado na Figura 3.37.

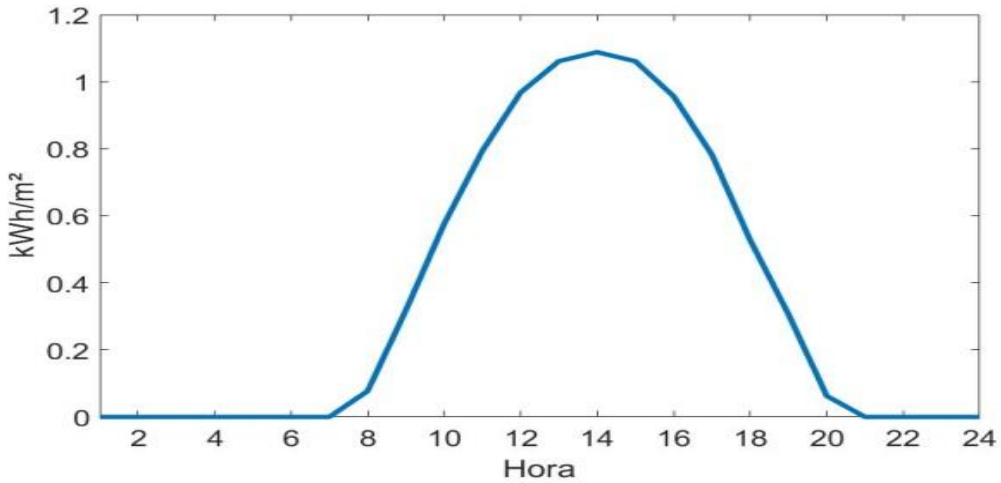


Figura 3.37 – Curva de irradiância.

3.4.2.1 Resultados para 10% de penetração de GDFV

Neste tópico é analisada a influência da localização da GDFV ao longo do alimentador ao se manter constante o nível de penetração em 10%. A distribuição do valor acumulado de perdas técnicas ao longo do dia apresenta um comportamento gaussiano conforme ilustrado na Figura 3.38. A partir disso é possível utilizar a média da amostra como valor para convergência. Também é exposto que o valor mais frequente de perda acumulada para este nível de penetração varia entre 2570 kWh e 2575 kWh. No pior cenário simulado, a perda acumulada chega entre 2605 e 2610 kWh para este nível de penetração.

Este cenário ocorre quando as unidades em que foi alocada a GDFV estejam muito próximas umas das outras e, consequentemente, nos momentos de excesso de geração, a carga a ser suprida estaria mais distante e desta forma aumentam-se as perdas. No entanto, o valor das perdas está entre 2545 e 2550 kWh, isto consiste em um cenário onde as UCs que receberam GDFV estão mais distantes entre si, assim no momento de geração excedente a carga suprida está sempre próxima.

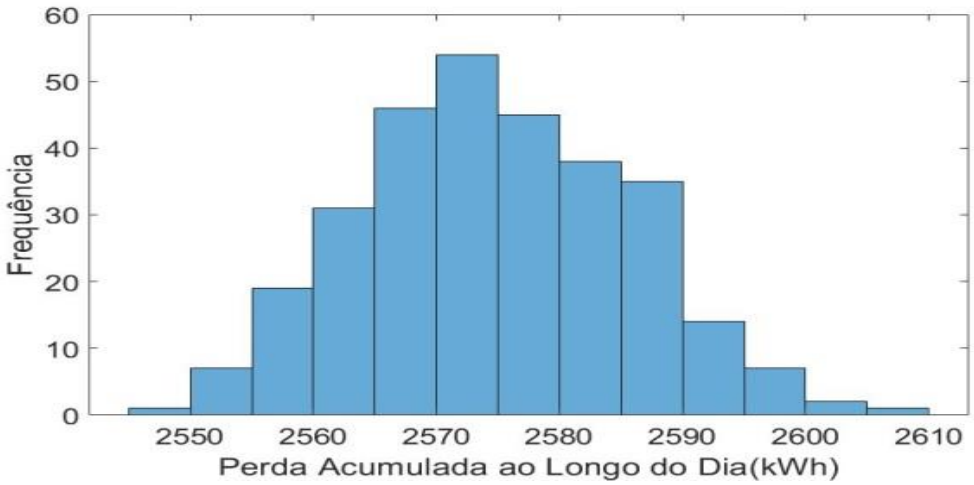


Figura 3.38 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia para 10% de penetração.

É exposto o comparativo entre o cenário sem GDFV e a média dos cenários com 10% de integração na rede. Ao analisar a Figura 3.39, as perdas horárias se iniciam iguais, porém conforme começa a se ter geração FV, as perdas diminuem visto que parte da carga passa a ser supridas localmente, diminuindo a corrente circulante pelos condutores e, consequentemente, as perdas. Logo, para o alimentador, este nível de penetração não traz nenhum prejuízo e só beneficia a rede no que tange ao aspecto das perdas técnicas.

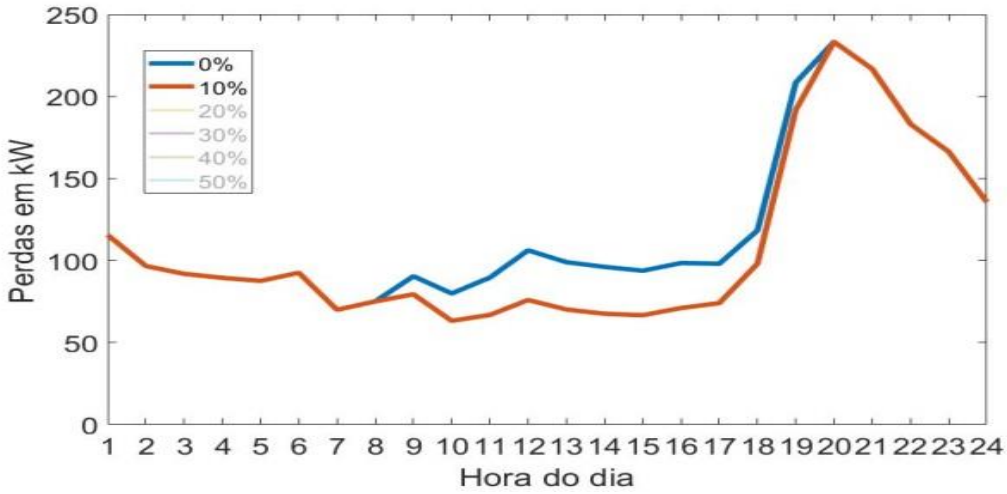


Figura 3.39 – Perdas por hora.

3.4.2.2 Resultados para 20% de penetração de GDFV

Para o nível de penetração de 20%, a distribuição do valor acumulado de perdas ainda se mostra próxima de uma normal, porém há um acúmulo maior de casos na faixa de 2410 a 2440 kWh. Esta maior concentração nos valores centrais torna a frequência dos extremos baixa e até mesmo descontínua entre 2455 e 2460 kWh. Ao se comparar o valor obtido para o pior caso com 20% de GDFV, este valor ainda é inferior ao melhor caso da perda acumulada diária para 10% de penetração. Uma possível interpretação é que, independentemente da localização da GDFV, 20% de penetração é melhor para a rede do que 10% no tangente a perdas. Isto é observável na Figura 3.40.

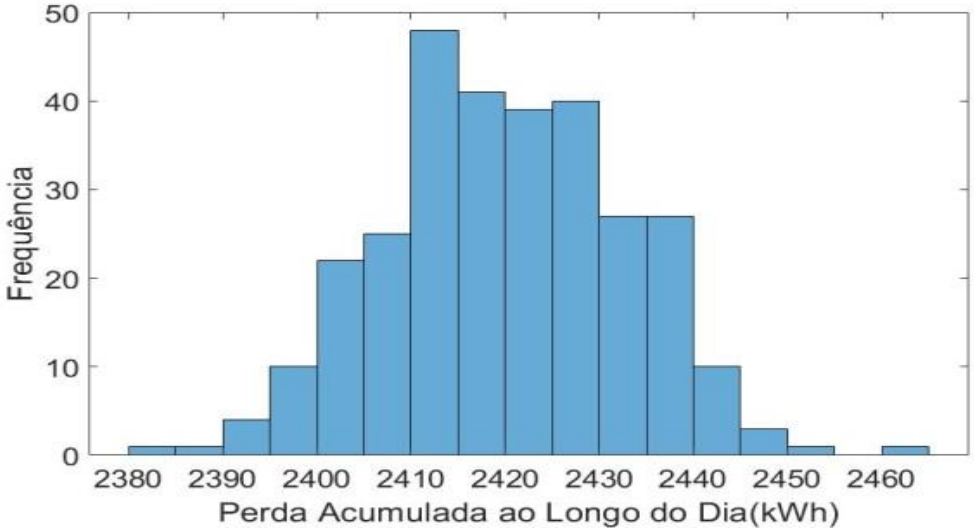


Figura 3.40 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia para 20% de penetração.

A Figura 3.41 evidencia que um panorama onde se tem 20% de penetração de GDFV tem maior capacidade de suprir a demanda local da rede e consequentemente reduzir as perdas do que um cenário com 10% de integração FV. Algo a ser ressaltado é que as 3 curvas possuem o mesmo formato, isso se dá por elas serem um reflexo da curva de demanda. Nos momentos de maior utilização da rede, mesmo nestes níveis de penetração, as perdas tendem a aumentar devido a maior corrente circulante nos condutores. Destaca-se também a maior redução nos horários de maior irradiância solar, aumentando as distâncias entre as curvas, fato derivado da geração FV ser proporcional à irradiância.

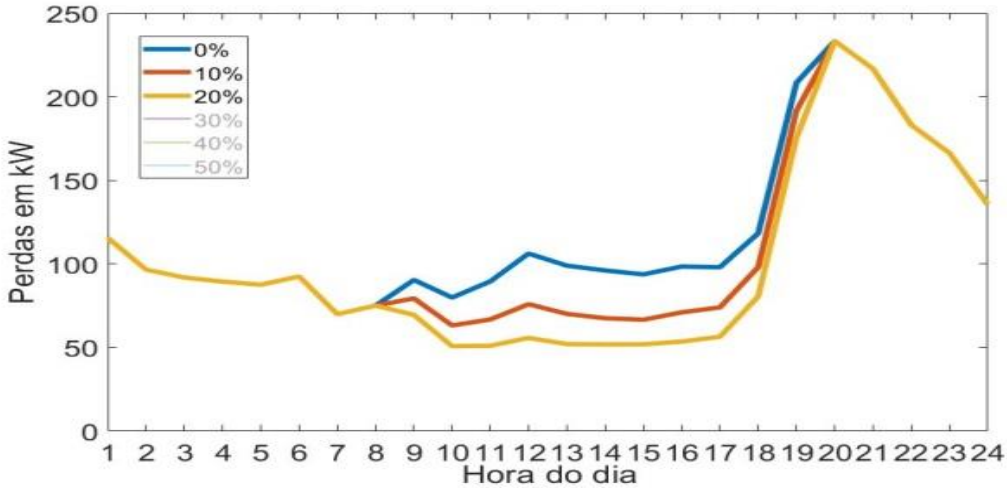


Figura 3.41 – Perdas por hora.

3.4.2.3 Resultados para 30% de penetração de GDFV

É demonstrado na Figura 3.42 que a distribuição dos valores não pode mais ser considerada normal, tendo uma grande concentração na faixa entre 2350 e 2390 kWh. Desta forma, é possível concluir que para o cenário com 30% de penetração FV, a grande maioria dos casos tende a recair sobre esta faixa para este alimentador. Ressalta-se que no pior cenário possível para este alimentador já recai em valores em faixas iguais aos valores centrais do caso com 20% de integração de GDFV. Isso expõe que, no tocante às perdas, a depender da localização das UCs com GDFV, as perdas podem aumentar em relação ao nível de penetração anterior.

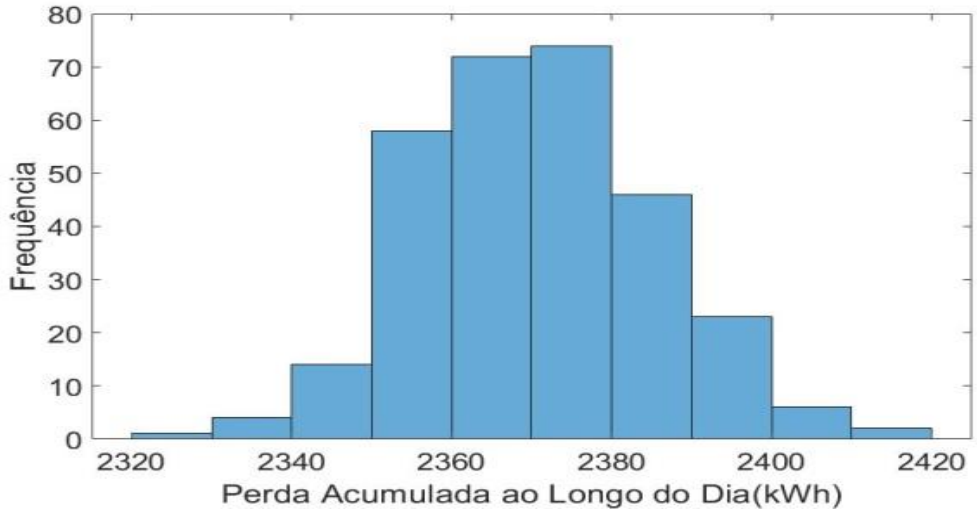


Figura 3.42 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia.

O perfil das perdas, ilustrado na Figura 3.43, a princípio tende a ser menor que o do nível de integração FV anterior, porém no horário de Sol a pico e consequentemente maior geração FV, os valores de perda horária superam os de 20% de integração FV. Isso é explicado pelo fato de que o horário de pico de geração não coincide com o de pico de carga, dessa forma, ao se ter maior excedente e mais unidades geradoras, a GDFV passa a suprir maior parte da carga, porém com uma distância maior e consequentemente com uma perda maior que o do nível de penetração anterior, porém menor que a perda do panorama sem GD.

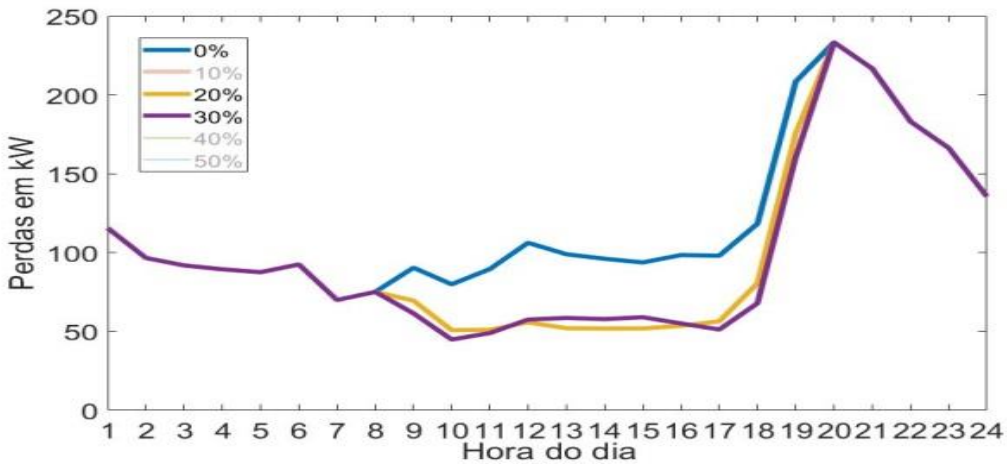


Figura 3.43 – Perdas por hora.

3.4.2.4 Resultados para 40% de penetração de GDFV

A Figura 3.44 explicita um perfil de distribuição menos concentrado que o nível de penetração de 30% e mais próximo de uma distribuição normal. Ressalta-se que a faixa de valores para o caso de menor perda para o panorama com 40% de GDFV se encontra em uma das faixas de maior incidência para o caso de 30% de integração FV. Isso demonstra que o aumento do nível de penetração tem deixado de diminuir as perdas no alimentador em relação ao nível de penetração anterior.

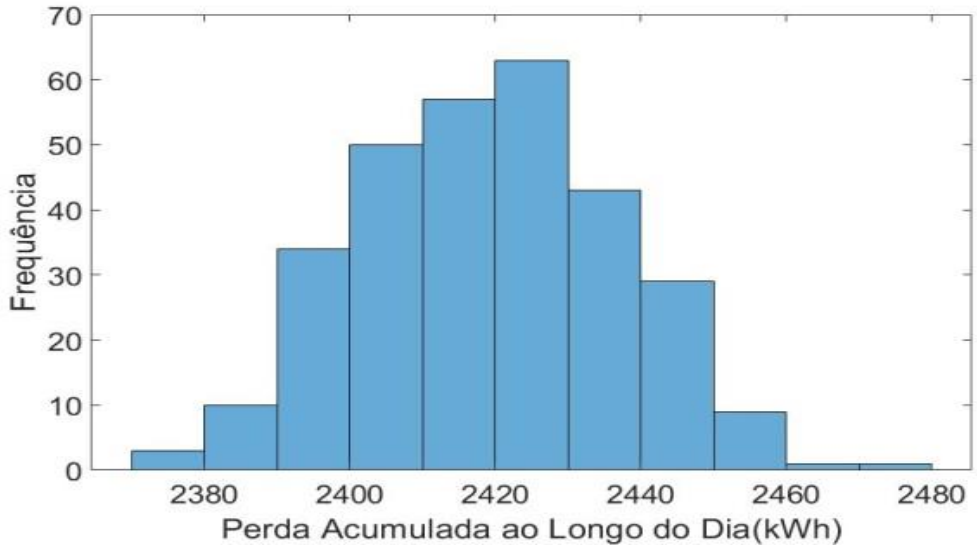


Figura 3.44 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia.

A Figura 3.45 explicita o aumento das perdas nos horários de maior irradiância solar, este fenômeno ocorre pelo aumento do número de unidades geradoras e consequentemente da geração excedente nestes horários. Desta forma, é injetada mais corrente na rede para suprir as cargas e isto eleva as perdas da rede. No entanto, ainda não há ultrapassagem do valor de perda para o caso sem GDFV, sendo assim 40% de penetração ainda beneficia a rede no que tange as perdas técnicas.

3.4.2.5 Resultados para 50% de penetração de GDFV

Para o nível de penetração de 50%, a distribuição é majoritariamente concentrada entre 2500 e 2650 kWh, como demonstrado na Figura 3.46, tendo o restante dos valores dispersos de maneira discreta. A faixa de valores de maior frequência contempla valores de perda diária maiores que o pior cenário de 10%, demonstrando que, ao se chegar em 50% de penetração o alimentador pode chegar a um cenário pior do que com 10%.

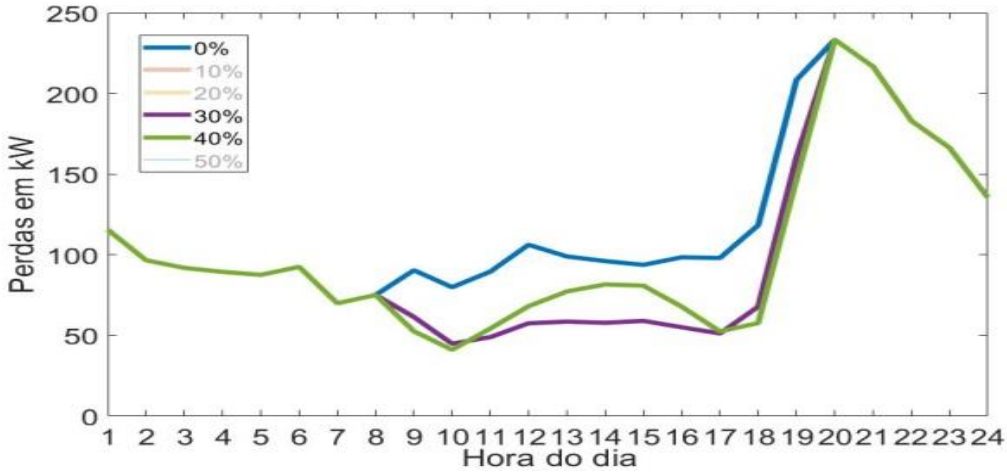


Figura 3.45 – Perdas por hora.

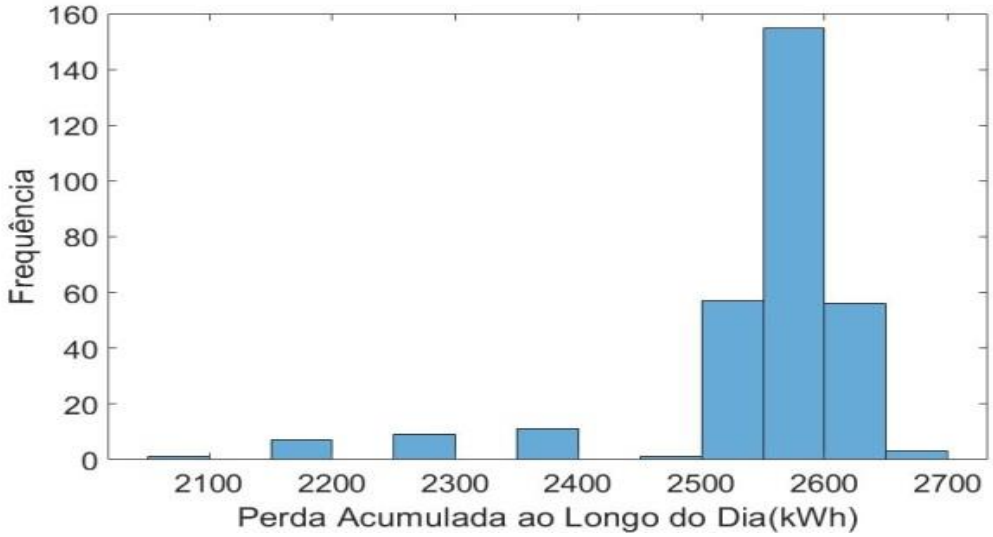


Figura 3.46 – Histograma de perda acumulada ao longo do dia.

Ao se analisar comparativamente as curvas de perdas, presentes na Figura 3.47, têm-se que em um cenário com 50% de penetração se tem uma situação crítica entre 12 e 16 horas, com um valor de perda técnica superior ao do caso base sem GDFV. Esse fenômeno pode ser explicado pela inversão do fluxo de potência, situação em que há mais geração do que carga nos ramais de distribuição e o fluxo passa a fluir da carga em direção a subestação, gerando maior corrente circulante nos condutores e, consequentemente, aumentando as perdas técnicas.

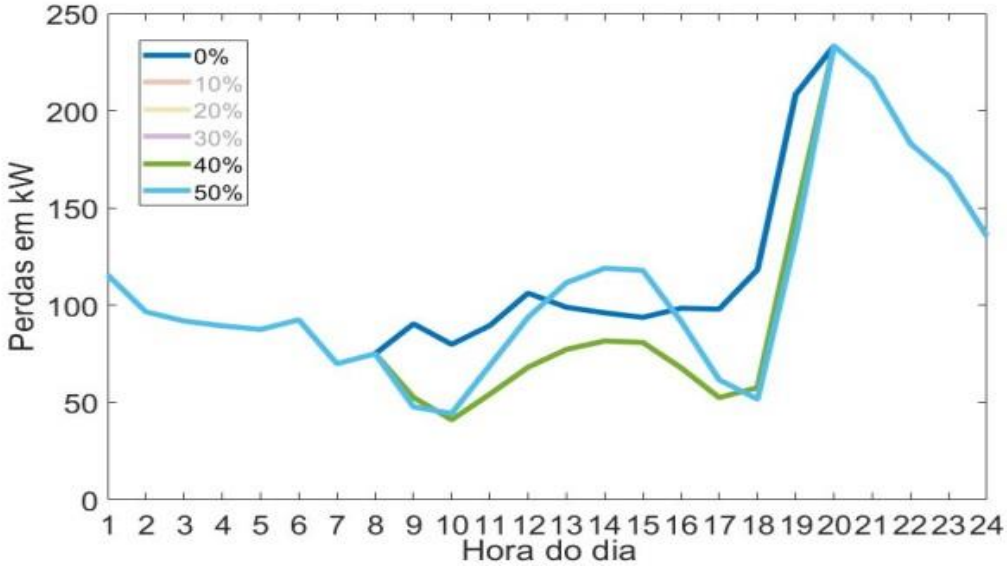


Figura 3.47 – Perdas por hora.

3.4.2.6 Análise conjunta dos níveis de penetração

Após uma análise pormenorizada dos níveis de penetração, se faz necessária uma análise conjunta dos níveis de penetração para caracterizar com maior exatidão o comportamento do alimentador perante eles, no que se refere às perdas técnicas. Na Figura 3.48 têm-se a discrepância percentual para cada nível de penetração em relação à localização da UC com GDFV. Ao se analisar a Figura 3.48, percebe-se que, à medida que o nível de penetração FV cresce, a importância da localização aumenta. Isso se deve ao fato de que, ao se aumentar a penetração, cresce também a possibilidade de ter uma aglomeração de UCs com GDFV instalada, dessa forma elevando o risco de um fluxo reverso de potência. A partir da figura, se conclui que, ao admitir uma taxa de discrepância de até 6%, a localização de GDFV não possui grande influência no que tange as perdas técnicas da rede.

No que tange ao comportamento das perdas ao se incrementar a penetração FV na rede, a Figura 3.49 demonstra as faixas de redução de perdas para cada nível de penetração. A partir da figura, é observável que as perdas tendem a diminuir até 30%, e logo após voltar a crescer. Ao se analisar cada boxplot individualmente, é observável que a amplitude de cada um deles é crescente concomitantemente com o nível de penetração. Tal fato pode ser explicado pelo aumento da influência da localização da GDFV nas perdas. A característica crescente da amplitude dos boxplots também demonstra que, para um mesmo nível de penetração, pode haver uma disparidade mais acentuada em relação ao seu efeito nas perdas. Isso pode ser exemplificado bem ao se observar o caso de 50% de penetração, onde

cenários diferentes podem gerar um impacto de até 5% para mais ou para menos nas perdas.

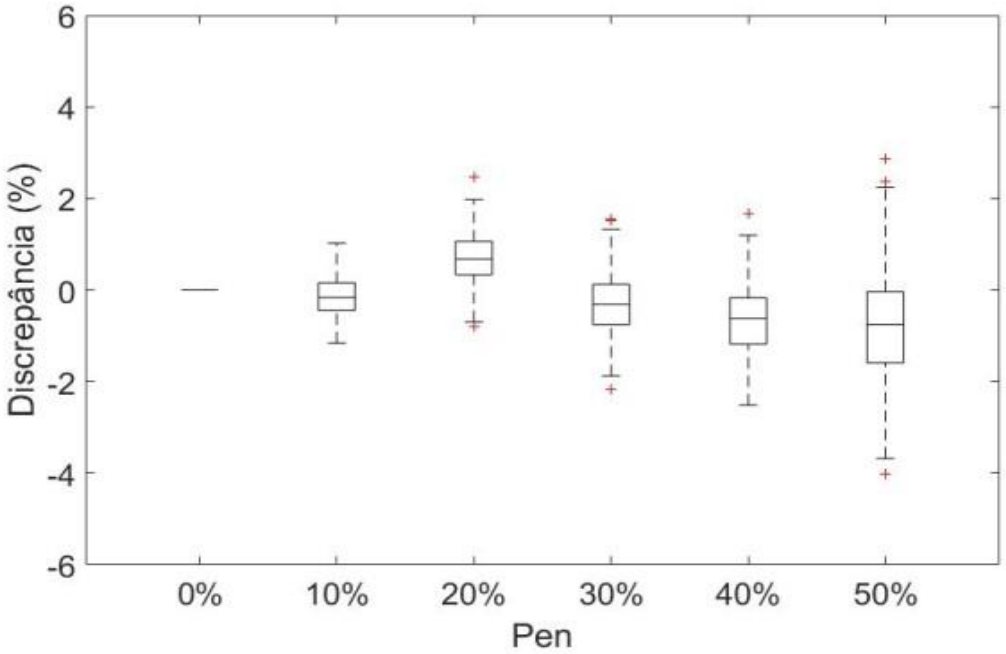


Figura 3.48 – Discrepância por variação de localização.

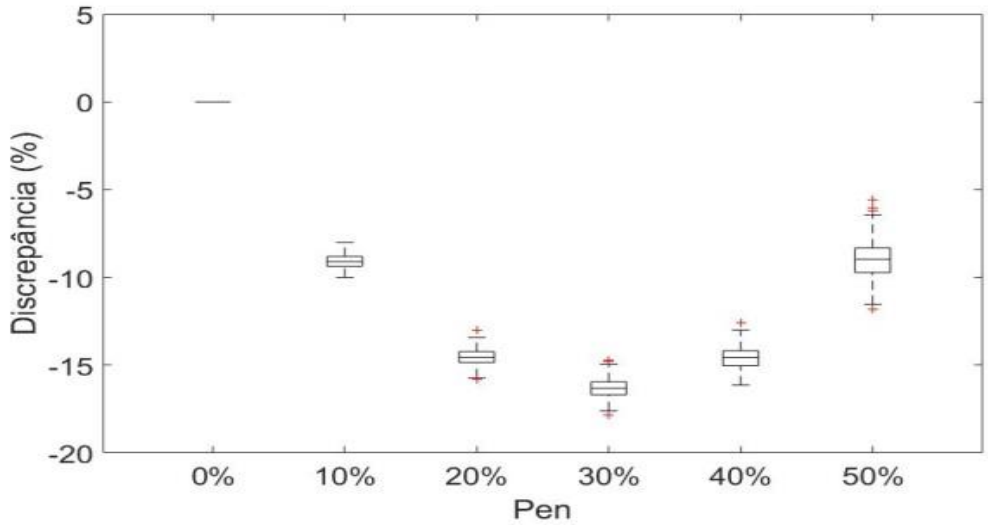


Figura 3.49 – Discrepância em relação as perdas-base.

3.4.2.7 Conclusões do alimentador da CEB-DIS

A partir dos resultados demonstrados anteriormente, é razoável caracterizar o Alimentador 1004 em relação a faixa de penetração FV compreendida entre 10% e 50%, bem como prever um comportamento para as perdas nos demais níveis de penetração. Para as faixas de penetração compreendidas entre 10% e 30%, pode-se concluir que para o 1004 as perdas diminuem de maneira concomitante ao aumento do nível de penetração compreendido entre estas faixas, independente do cenário de localização de GDFV.

Para o alimentador em questão, pode se concluir também que 30% é o ponto mínimo da curva de perdas, sendo que, a partir desse valor, as perdas tendem a aumentar de maneira concomitante com o nível de penetração. Para um cenário com 50% de integração FV, o alimentador em questão já possui, durante o período de maior insolação, valores de perda superiores aos sem nenhuma integração FV.

Com base no comportamento das perdas observado, pode-se concluir que o comportamento dos valores de penetração FV acima de 50% deve se manter crescente e se faça necessária uma melhoria de rede.

Tendo como base os resultados obtidos, a relevância da localização para as perdas é crescente de maneira simultânea com a integração de GDFV na rede. Desta forma, se conclui que conforme mais UCs passem a instalar GDFV, o estudo acerca da distribuição espacial destas novas instalações se torna cada vez mais necessário de maneira a antever possíveis problemas na rede. O estudo completo do alimentador está disponível em [23].

3.5 Referências bibliográficas do Capítulo 3

[1] VIEIRA, Daniel. Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede. 186 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2016.

[2] COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations. Solar Energy, v. 128, p. 126-138, 2016.

[3] HUNG, Duong Quoc; MITHULANANTHAN, Nadarajah; LEE, Kwang Y. Determining PV penetration for distribution systems with time-varying load models. IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n. 6, p. 3048-3057, 2014.

[4] Westacott, P. and Candelise, C., 2016. Assessing the impacts of photovoltaic penetration across an entire low-voltage distribution network containing 1.5 million customers. IET Renewable Power Generation, 10(4), pp.460-466.

[5] EBAD, Mehdi; GRADY, William Mack. An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders. Electric Power Systems Research, v. 133, p. 347-354, 2016.

[6] CHENG, Danling et al. Photovoltaic (PV) impact assessment for very high penetration levels. IEEE Journal of photovoltaics, v. 6, n. 1, p. 295-300, 2016.

[7] ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. IET Renewable Power Generation, v. 10, n. 7, p. 873-884, 2016.

[8] GOOP, Joel; ODENBERGER, Mikael; JOHNSSON, Filip. Distributed solar and wind power–Impact on distribution losses. Energy, v. 112, p. 273-284, 2016.

[9] AZZOPARDI, Brian; GABRIEL-BUENAVENTURA, Alejandro. Feasibility assessment for high penetration of distributed photovoltaics based on net demand planning. Energy, v. 76, p. 233-240, 2014.

[10] KITWORAWUT, P. B.; AZUATALAM, D. T.; COLLIN, A. J. An investigation into the technical impacts of microgeneration on UK-type LV distribution networks. In: Power Engineering Conference (AUPEC), 2016 Australasian Universities. IEEE, 2016. p. 1-5.

[11] VERDELHO, Maria Inês et al. Impact of PV distributed generation on EDP distribuição LV grid losses. CIRED-Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 2342-2345, 2017.

[12] BHAGAVATHY, Sivapriya et al. Performance assessment of a three-phase distribution network with multiple residential single-phase PV systems. CIRED-Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 2480-2483, 2017.

[13] AZIZ, Tariq; KETJOY, Nipon. Enhancing PV Penetration in LV Networks Using Reactive Power Control and On Load Tap Changer With Existing Transformers. IEEE Access, v. 6, p. 2683-2691, 2018.

[14] HAGHDADI, Navid et al. Impact of Distributed Photovoltaic Systems on Zone Substation Peak Demand. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 9, n. 2, p. 621-629, 2018.

[15] TORQUATO, Ricardo et al. A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 33, n. 2, p. 1002-1012, 2018.

[16] ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída – Informações compiladas e mapa. Acesso em 17/06/2020.

[17] ANEEL, 2012. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília/DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

[18] ANEEL, 2015. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília/DF: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

[19] PAREJA, L.A.G. Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas. Tese de Doutorado. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita – UNESP, 2009.

[20] ANEEL, 2018. PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 10. Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 794/2017. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília/DF: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

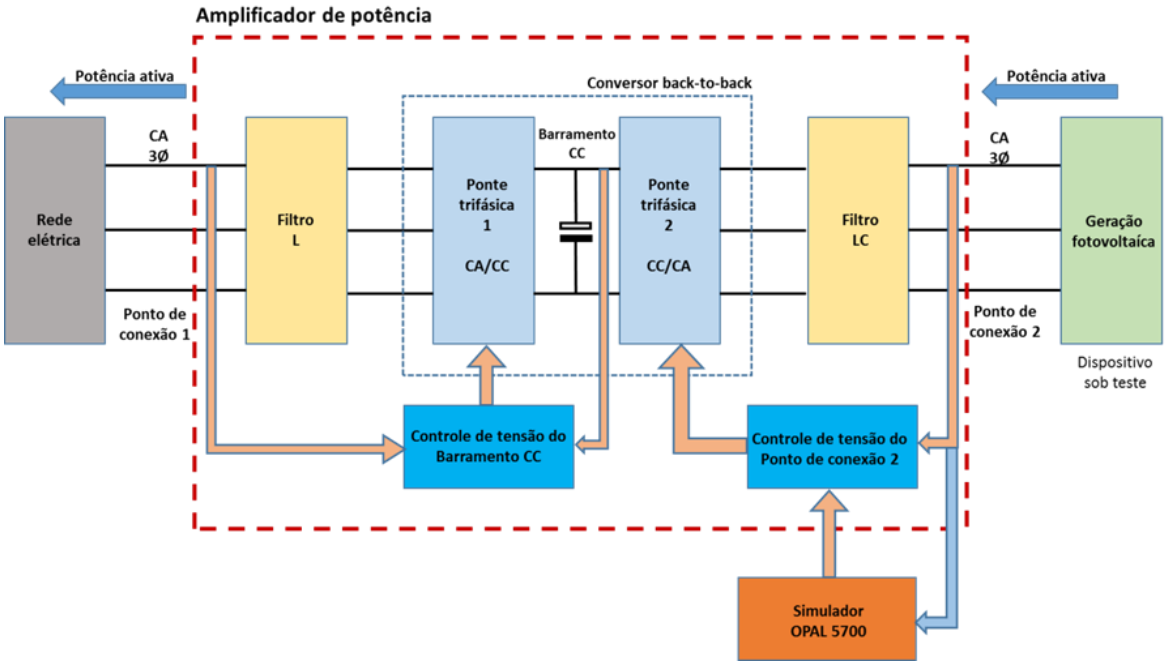
[21] TERRAGIS CONSULTORIA. Refinamento do mapeamento da área potencial de telhados de edificações. TerraGIS Consultoria, Geoprocessamento e Geografia Aplicada Ltda. Rio de Janeiro, p. 67. 2014.

[22] GREGORIO, J. V. (2017). Modelagem do sistema elétrico do Campus Darcy Ribeiro da UnB para avaliação da inserção de sistemas fotovoltaicos. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2017, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 173p.

[23] LEÃO, G. H. S. Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador de distribuição em função da localização da micro geração fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.

CAPÍTULO 4

Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real



4.1 Revisão bibliográfica

Nesta seção são apresentados os resultados dos levantamentos bibliográficos das aplicações de simulação em tempo real em sistemas elétricos de potência, assim como das instituições com infraestrutura laboratorial que permite desenvolver experimentos aplicando os conceitos de microrredes e simulação em tempo real.

4.1.1 Aplicações de simulação em tempo real vinculadas a sistemas elétricos de potência

Nesta seção, um levantamento dos trabalhos presentes na literatura atinente que versam sobre simulações em tempo real é exibido em três partes. A primeira e a segunda parte consistem em uma descrição das aplicações relacionadas diretamente com sistemas de transmissão e sistemas de distribuição, uma vez que cada um desses grupos de trabalhos possui especificidades próprias que demandam diferentes abordagens para a sua execução. Na terceira parte são apresentadas as principais e mais recentes contribuições que contemplam geração distribuída fotovoltaica conectadas aos sistemas de distribuição no âmbito nacional e internacional.

Em aplicações de sistemas elétricos de potência, no que diz respeito às aplicações de tempo real envolvendo sistemas de transmissão, constata-se que as principais contribuições objetivam o estudo de transitórios eletromagnéticos e os testes de integração de novas tecnologias ao sistema elétrico de potência. Estudos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de grande porte demandam uma importante quantidade de recursos computacionais para simulação. Em vista disso, são executadas simulações híbridas que combinam análises de transitórios eletromagnéticos para componentes específicos do sistema, enquanto que os demais componentes são simulados no domínio fasorial. Estudos sobre a interoperabilidade entre tecnologias de proteção e medição fasorial têm sido executados. Nestes casos, dispositivos de proteção e esquemas de controle baseados em dados de medição fasorial são testados sob diversos cenários de contingência. Em sistemas de transmissão em corrente contínua, as simulações de tempo real são empregadas para testar diferentes tecnologias de eletrônica de potência [1].

Em relação aos sistemas de distribuição, considera-se que os novos desafios gerados pela integração à rede elétrica de novas tecnologias (inversores fotovoltaicos, carregadores de baterias, carregadores para veículos elétricos etc) demandam estratégias inovadoras de gerenciamento. Nesse cenário, boa parte das investigações envolvendo simulações de tempo real visam à avaliação de desempenho dos dispositivos durante a operação do sistema de distribuição. Em geral são avaliados os tempos de resposta, as oscilações de estado

estacionário e a convergência na região de operação de máxima potência sob condições estáticas e dinâmicas. No caso das simulações de tempo real de microrredes, algoritmos voltados para a gestão da operação de microrredes são testados por meio da integração de dispositivos de acionamento e controle aos modelos de microrredes [2].

Com base no exposto, observa-se que as aplicações de simulação em tempo real em redes elétricas abrangem multiplicidade de temas e estão em constante desenvolvimento. Neste sentido, apresenta-se a seguir um levantamento bibliográfico das mais recentes e importantes contribuições nacionais e internacionais sobre simulação em tempo real que tratam diretamente sobre geração distribuída fotovoltaica conectadas aos sistemas de distribuição. As contribuições no que diz respeito à simulação HIL foram classificadas segundo a abordagem da aplicação em quatro conjuntos, os quais são descritos a seguir.

Na primeira deles, são encontrados os trabalhos que tratam da substituição de modelos simplificados de geração distribuída fotovoltaica por dispositivos reais, de forma a contornar a complexidade existente no processo de modelagem da eletrônica de potência envolvida [3][4][5][6]. Em seguida, são apresentados o conjunto de estudos que avaliam o tempo de convergência e a precisão dos algoritmos para o rastreamento do ponto de máxima da potência [7][8][9][10][11][12][13]. A terceira abordagem trata da avaliação da escalabilidade do sistema de medição e a cobertura da rede, por meio de testes de integração de tecnologias de monitoramento e controle automático para diferentes cenários operacionais da geração distribuída fotovoltaica [14][15][16]. Por fim, são exibidos projetos de bancadas de simulação para ensaios laboratoriais que visam à familiarização de estudantes com a integração de novas tecnologias à rede elétrica, entre elas a geração distribuída fotovoltaica, bem como os seus benefícios, desafios e perspectivas [17].

Na literatura consultada, também é comum encontrar simulações SIL ou cossimulação, nas quais um outro *software* é incorporado ao *loop* de simulação em tempo real. Ditos trabalhos exploram a ideia de que um ou mais subsistemas podem ser simulados em *loop* fechado, entre duas ferramentas de simulação em tempo real. Usualmente, essa estratégia de simulação é utilizada quando se deseja simular o sistema elétrico de potência em vários domínios[18][19][20]. Em [21], abordou-se o conceito de cossimulação distribuída. Este tipo de simulação pode ser dividido em duas categorias: a local e a geograficamente distribuída. A ideia por trás da cossimulação geograficamente distribuída é utilizar a capacidade de simulação dos vários simuladores espalhados ao redor do mundo, comunicados por intermédio da internet ou por *links* diretos de VPN cooperando na mesma simulação.

4.1.2 Instituições com infraestrutura laboratorial orientada a microrredes e simulação em tempo real

Durante a última década, tem-se disseminado pelo mundo a ideia de construir infraestruturas laboratoriais que combinam os conceitos de simulação de tempo real e de microrredes., como uma condição necessária para elevar o nível da pesquisa ou, pelo menos, tentar equipará-lo ao patamar imposto pelos grandes centros de pesquisa e desenvolvimento do mundo. Demonstra-se, então, a importância do estabelecimento e consolidação de uma infraestrutura propícia para os estudos específicos das redes elétricas inteligentes e, consequentemente, para a atualização dos profissionais e pesquisadores do setor elétrico.

Na Tabela 4.1 são citados alguns dos laboratórios e centros de pesquisa que utilizam a tecnologia de simulação em tempo real para replicar a operação do sistema elétrico em escala reduzida. Existem outros exemplos de laboratórios de redes inteligentes implementados no mundo, entretanto os laboratórios e centros de pesquisa apresentados na Tabela 4.1 possuem plataformas para a simulação em tempo real similares à adquirida neste projeto. Observa-se ainda que, em todos os casos citados, além de serem incentivadas pesquisas que objetivam desenvolver aspectos inovadores para o sistema, esses ambientes são também utilizados para fins acadêmicos, favorecendo uma maior compreensão dos novos paradigmas do sistema elétrico de potência para estudantes em nível de graduação e pós-graduação. No caso do Brasil existem universidades, centros de pesquisa e organizações que também possuem tecnologia e aparato laboratorial para a execução de simulações em tempo real similares à adquirida neste projeto.

4.1.3 Análise do estado da arte

Com base no levantamento bibliográfico apresentado, é possível verificar que as aplicações de simulações em tempo real em redes elétricas estão em constante desenvolvimento. Isto ocorre em razão da exigência de soluções avançadas para problemas específicos e de sofisticadas ferramentas de análises para tratar a complexidade das redes elétricas modernas. Neste âmbito, a rápida evolução das tecnologias de simulação em tempo real tem permitido elevar o nível das pesquisas acadêmicas e industriais em razão da sua capacidade de recriar cenários reais com maior precisão. Com isso, identifica-se um amplo conjunto de oportunidades para o desenvolvimento de pesquisas em torno de aplicações que objetivam avaliar as particularidades e exigências derivadas da operação dos sistemas de distribuição, quando da integração de recursos distribuídos e mais especificamente da geração distribuída fotovoltaica.

Tabela 4.1 – Laboratórios e centros de pesquisa em microrredes (última atualização em 1/11/2019).

Localização	Laboratório ou Centro de pesquisa
Estados Unidos	• Energy System ResearchLaboratories (Florida InternationalUniversity) • UB-BSC Smart Grid Lab (Buffalo StateCollege/Universityat Buffalo) • SensorwebResearchLaboratory (GeorgiaStateUniversity) • Cyber-Physical Systems Security Laboratory for theSmart Grid (Iowa StateUniversity) • Universityof Michigan • Michigan technologicaluniversity
Singapura	• Clean Energy ResearchLaboratory (NanyangTechnologicalUniversity)
Inglaterra	• DuhramUniversitySmart Grid Laboratory (Durham University) • Smart Grid Laband Energy Storage Test Bed (Newcastle University) • Controland Power researchgroup (Imperial College London)
Alemanha	• Institute for Automation ofComplex Power Systems (RWTH Aachen University) • EON Energy Research Center (RWTH Aachen University) • Smart Energy Simulationand Automation Laboratory (Universityof Oldenburg)
China	• China Electric Power ResearchInstitute • Nagoya Instituteof Technology
Noruega	• Norwegianuniversityofscienceandtechnology
Dinamarca	• Marine Power Systems Laboratory (Aalborg University)
África do sul	• Cape PeninsulaUniversityof Technology
Itália	• Center of Power Electronicsand Drivers (Roma TreUniversity - UniversityofRomeTorVergata)
França	• Super-GridInstitute
Brasil	• UFCG, UFPB, UFSC, UFSM, UnB • Parque Tecnológico Itaipu, CEPEL • ONS

No que diz a respeito do âmbito nacional, é possível perceber que existe um número limitado de trabalhos disponíveis na literatura acerca da utilização de plataformas de simulação em tempo real para avaliar os impactos da integração à rede da geração distribuída fotovoltaica, quando comparados com aplicações consolidadas, como as simulações de transitórios eletromagnéticos em sistemas de grande porte e as de sistemas de eletrônica de potência. Conforme mencionado, coma utilização desta tecnologia, pretende-se reduzir os riscos de investimento por meio da execução de testes sem a necessidade de intervenções que afetem o fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias. Adicionalmente, oferecer uma infraestrutura que viabilize a realização de novas pesquisas de relevância para setor elétrico.

Na sequência, são apresentadas funcionalidades identificadas na literatura que devem ser levadas em consideração quando da concepção do ambiente de simulação em tempo real para análise de impactos da integração de novas tecnologias à rede elétrica:

- interação entre modelos de simulação e equipamentos reais. Com isso, evita-se a modelagem imprecisa de sistemas complexos e se minimiza o risco de interrupções que um novo dispositivo mal especificado pode causar à rede elétrica.

- flexibilidade típica das simulações computacionais totalmente digitais, onde é possível simular diversas configurações do sistema e condições de contorno, de forma a garantir que todos os fenômenos que ocorrem no dispositivo sob teste sejam contemplados;

- capacidade de recriar cenários de operação e situações de contingência com maior precisão;

- interatividade entre o usuário e o sistema, promovendo experiências concretas que, por sua vez, aprimoram o processo de aprendizagem. Esta tecnologia possibilita efetuar medições e observações on-line no equipamento sob teste, bem como a alteração dos parâmetros durante a execução da simulação;

- redução do tempo de execução de simulações. Uma arquitetura com vários núcleos para processamento em paralelo viabiliza a execução de simulações de múltiplas redes elétricas de grande extensão em intervalos de tempo de referência definidos como tempo real.

Como se trata de uma tecnologia ainda recente, após a análise do estado da arte, são apresentadas as principais características da tecnologia especificada e implantada na Universidade de Brasília para se avaliar os impactos da integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica da distribuidora.

4.2 Descrição da metodologia

Esta seção aborda a exposição dos conceitos e definições relacionadas com a tecnologia de simulação em tempo real, bem como descrição da metodologia para avaliação dos impactos da inserção de geração distribuída fotovoltaica em alimentadores de distribuição por meio de simulação de tempo real.

4.2.1 Conceitos e definições

Para uma simulação ser reconhecida como de tempo real, se faz necessário resolver as equações que determinam os estados dos modelos que representam o sistema em um intervalo de tempo menor ou igual àquele definido como tempo real. Caso a duração de execução das operações exceda o intervalo de tempo de referência predefinido (ou *time-step*), a simulação será denominada de tempo discreto ou *off-line*. Em geral, nas simulações de tempo discreto, o intuito é obter o resultado o mais rápido possível em função da capacidade computacional disponível e da complexidade do modelo utilizado.

A execução de simulações de tempo real pode apresentar algumas restrições a depender do tamanho da rede e da capacidade de processamento do *hardware* e do *software* disponíveis. Observa-se que a capacidade computacional da plataforma de simulação de tempo real para este tipo de aplicações é definida como a relação entre a quantidade de nós do modelo e a resolução de tempo da simulação. Simulações de modelos de eletrônica de potência, por exemplo, são caracterizadas por intervalos de tempo de processamento menores e uma reduzida quantidade de nós. Entretanto, as simulações de modelos de uma rede elétrica de distribuição são reconhecidas pela grande quantidade de nós processados em intervalos de tempo de processamento maiores. As abordagens mais comuns para contornar ditas restrições são descritas a seguir. A primeira abordagem, que contempla um aumento do valor do intervalo de tempo para o qual a simulação progredirá na próxima etapa (tempo de referência definido como tempo real). A segunda abordagem, que trata da redução da quantidade de nós do modelo do sistema simulado, por meio da aplicação de técnicas de redução de circuitos elétricos.

Em geral, as plataformas para simulação de tempo real são frequentemente configuradas para serem escaláveis. Durante sua implementação, a capacidade de processamento pode ser incrementada por meio da adição de unidades de processamento individuais, que operam em paralelo, e que compartilham memórias ou barramentos para minimizar os atrasos na comunicação entre elas. Em vários casos, modelos de sistemas complexos podem ser divididos em múltiplos subsistemas e distribuídos em diferentes núcleos paralelos. As plataformas de simulação de tempo real disponíveis comercialmente trabalham com sistemas operacionais próprios para a simulação em tempo real e são conhecidos como *Real-Time Operating System* (RTOS). Cabe ressaltar que existem também plataformas de simulação de tempo real projetadas e construídas para pesquisas com propósitos específicos. Adicionalmente, códigos e instruções desenvolvidos em diversas linguagens de programação podem ser incorporados para automatizar a simulação.

Ao adentrar na seara das possíveis aplicações de simulações em tempo real, são expostas duas grandes vertentes, a saber: i) simulação de tempo real do tipo *Software-in-the-Loop* (SIL), e ii) simulação de tempo real do tipo *Hardware-in-the-Loop* (HIL). Em geral, as simulações SIL e HIL são frequentemente empregadas para a identificação e a prototipagem rápida de sistemas, respectivamente.

Uma simulação SIL não envolve interface com o exterior, e esta requer que todo o sistema seja modelado dentro do simulador. A Figura 4.1 ilustra o princípio de funcionamento de uma simulação SIL.

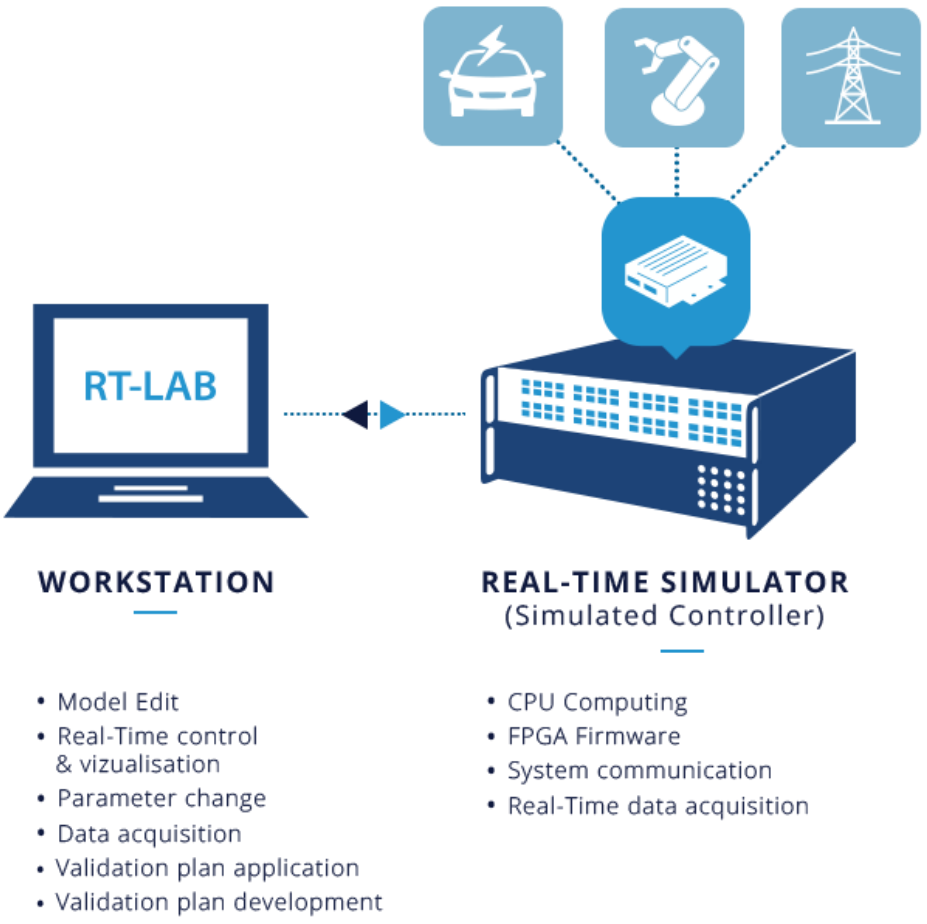


Figura 4.1 – Princípio de funcionamento de uma simulação SIL.
Fonte: https://www.opal-rt.com/software-in-the-loop/.

Em simulações SIL, múltiplos *softwares* são integrados no mesmo ambiente de simulação. Nesse sentido, podem ser utilizadas para testar os algoritmos e procedimentos a fim de encontrar possíveis falhas ou "*bugs*" e evitar problemas em fases futuras e mais críticas de um projeto. As simulações SIL que trabalham com valores de *time-step* diferentes são

conhecidas como simulações híbridas ou multitaxa (*multi-rate simulation*). Neste caso, para garantir a acurácia e a estabilidade da simulação, é importante particionar o sistema em subsistemas e escolher os valores de *time-step* cautelosamente. Vale a pena destacar que nesta situação existe uma preocupação com o sincronismo dos dados, visto que algumas etapas da simulação podem obter resultados mais rápidos que outras.

Por outro lado, a simulação HIL refere-se à condição em que partes da simulação SIL são substituídas por componentes físicos reais chamados de *Hardware-under-Test* (HuT). Estes componentes são conectados por meio de interfaces entrada-saída à plataforma de simulação. Nas simulações HIL a intenção é reproduzir o ambiente e as condições aos quais o HuT estará exposto, visando avaliar a resposta deste a condições reais de operação. A Figura 4.2 ilustra o princípio de funcionamento de uma simulação HIL.

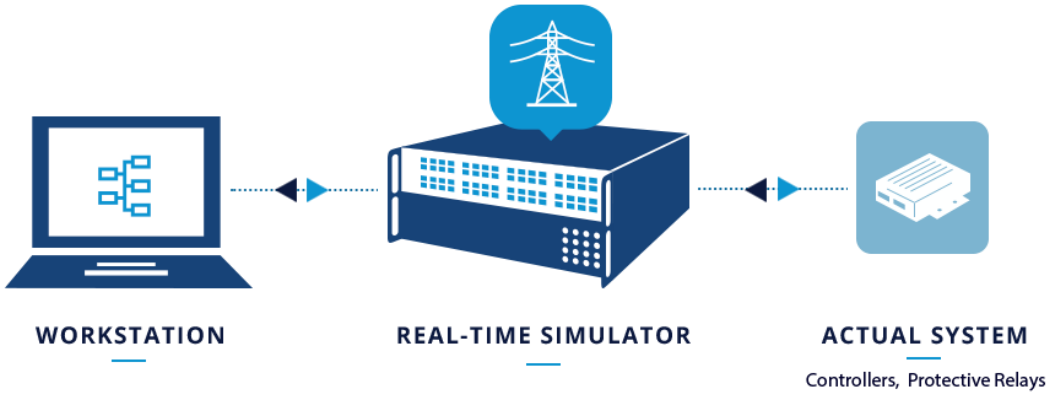


Figura 4.2 –Princípio de funcionamento de uma simulação HIL.
Fonte: https://www.opal-rt.com/hardware-in-the-loop/.

Por sua vez, as simulações HIL são divididas em duas subcategorias. Uma conhecida como *Controller Hardware-in-the-loop* (CHIL), que envolve um controlador externo que interage com o modelo dentro do simulador trocando sinais de controle sem transferência de potência. Por outro lado, qualquer simulação HIL que envolva transferência de potência entre o simulador e o HuT é conhecida como *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL). Nesta configuração, a rede elétrica ou sistema elétrico de potência é modelado no simulador, enquanto que a outra parte consiste em um dispositivo de potência conectado externamente [22]. A Figura 4.3 apresenta o princípio de funcionamento e as características de uma simulação PHIL.

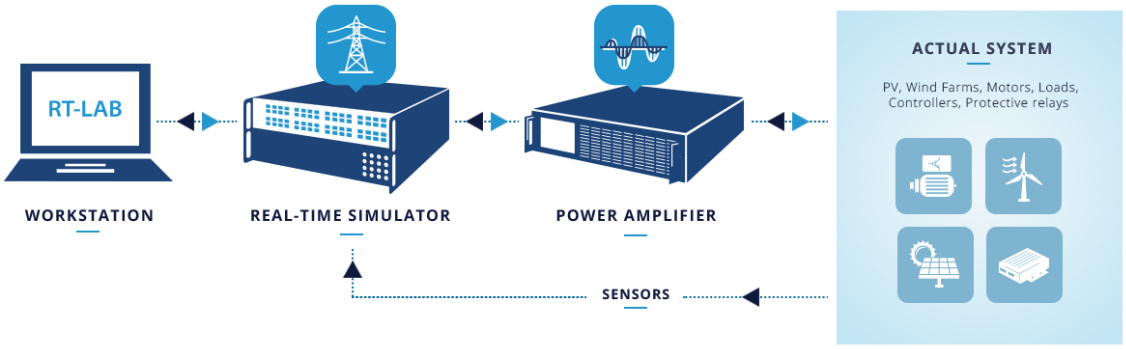


Figura 4.3 – Princípio de funcionamento de uma simulação PHIL.
Fonte: https://www.opal-rt.com/power-hardware-in-the-loop/.

4.2.2 Metodologia para o desenvolvimento de simulações em tempo real

A seguir são descritas as etapas que compõem a metodologia desenvolvida para execução de simulações em tempo real. Esta metodologia objetiva a avaliação dos impactos da inserção de geração distribuída fotovoltaica em alimentadores de distribuição, porém pode ser aplicada para a avaliação dos impactos da integração de outras tecnologias.

- **Etapa 1 – Modelagem da rede elétrica**

Nesta etapa, os dados dos alimentadores são oriundos do programa ProgGeoPerdas, o qual é utilizado pela Aneel para o cálculo das perdas de distribuição. O programa ProgGeoPerdas executa o cálculo das perdas técnicas segundo o Módulo 7 do PRODIST, que estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para cálculo das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em outras palavras, as informações referentes aos dados físicos e de energia nas unidades consumidoras fornecidas pela distribuidora para a Aneel, visando-se viabilizar os cálculos das perdas técnicas, são aqui empregadas para o cálculo dos impactos que a integração de geração fotovoltaica causa na rede elétrica. De posse desses dados, são criados os arquivos no formato do *software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), necessários para a modelagem da baixa e média tensão de cada alimentador que constitui o sistema da distribuidora.

O OpenDSS é um programa de código aberto destinado às análises no domínio da frequência (estado estacionário senoidal) de sistemas de distribuição de energia elétrica, desenvolvido pela Electric Power Research Institute (EPRI). O programa foi concebido principalmente para executar estudos de fluxo de potência desequilibrado e harmônico voltados para a integração de recursos distribuídos na rede, usuais no atual contexto das redes elétricas modernas. O programa possui os modelos dos componentes empregados nas redes de distribuição (tais como condutores, transformadores, reguladores de tensão, bancos de capacitores etc) que,

por sua vez, são parametrizados com os valores coletados diretamente da infraestrutura física das concessionárias. Destaca-se que, pelo fato de ser programa de código aberto, a utilização do OpenDSS não imputa custos adicionais ao órgão e às empresas que optam pelo uso do programa.

- **Etapa 2 – Redução de circuitos**

A quantidade de barramentos ou nós que compõem o modelo da rede elétrica pode comprometer a execução da simulação no intervalo de tempo de referência (*time step*) definido como tempo real, porque as ferramentas computacionais (*software* e *hardware*) empregadas possuem limitações no que diz respeito à quantidade de cálculos a serem realizados no intervalo de tempo predefinido. Em geral, os alimentadores de distribuição possuem uma quantidade de barramentos muito superiores ao limite da capacidade de processamento do sistema para a simulação em tempo real. Em vista disto, se faz necessária a simplificação dos modelos utilizados, de forma a atender aos requerimentos da simulação.

Os métodos usados para a simplificação dos modelos devem preservar as características dos modelos. Para tanto, deve existir a equivalência entre os resultados provenientes do modelo simplificado e do modelo original. O método utilizado fundamenta-se na definição e conservação de barramentos denominados como de "críticos" [23]. Um barramento é identificado como crítico quando, caso seja removido, este pode alterar a topologia do sistema ou quando nele estão conectados equipamentos essenciais para o funcionamento do circuito (transformadores, reguladores de tensão, capacitores etc). O método permite que o usuário selecione os barramentos críticos de acordo com os requerimentos das análises. Por exemplo, o usuário pode optar por definir como críticos os barramentos utilizados para avaliar os impactos da integração da geração distribuída fotovoltaica.

Este método de redução de circuitos envolve a eliminação das barras não críticas intermediárias e finais. Ao ser eliminada uma barra não crítica final, a carga que estava conectada a ela passa a estar conectada na imediatamente anterior. Quando se trata da eliminação de uma barra não crítica intermediária, a carga que estava conectada a ela passa a ser distribuída entre os barramentos adjacentes. Este processo de eliminação de barras é repetido até que não existam mais barras não críticas intermediárias e finais no circuito. Vale a pena destacar que este método é aplicável apenas aos circuitos equilibrados e com valores de cargas fixos. Em [24], uma versão do método [23] foi proposta para circuitos desequilibrados. Esta nova versão do método possibilitou a simulação para vários cenários de cargas e de geração sem o retrabalho de reduzir o circuito original novamente para as novas condições de operação/carga.

- **Etapa 3 – Conversão de modelos para o formato de simulação em tempo real**

Visto que as redes das distribuidoras estão modeladas no OpenDSS, se faz necessário realizar a conversão direta destes modelos para o formato dos simuladores de tempo real RT-LAB® e ePHASORSIM® ou eMEGASIM®. Em [25], os autores trataram exatamente desta conversão. Não obstante, o método faz uso de restrições, tais como uma estrutura de dados fixa e somente considera elementos com conexões trifásicas. Ditas restrições tornam-se uma dificuldade que inviabiliza a aplicação do método, em razão de que a modelagem de um circuito no OpenDSS não é dada em um padrão único.

De forma a generalizar o processo de conversão de formato, foi implementada uma estratégia alternativa que recebe como entradas os dados dos circuitos após a execução do algoritmo de redução descrito na etapa anterior. Esta estratégia desenvolvida permite a conversão de circuitos sem restrições relacionadas com o padrão de declaração dos elementos nem com seu tipo de conexão.

- **Etapa 4 - Simulação do tipo SIL**

A necessidade de aproximar o resultado da simulação da realidade do circuito sugere que dados externos na forma de séries temporais, tais como o perfil de variação diária das cargas, irradiância e temperatura, sejam incorporados à lógica de simulação do fluxo de potência. Ditas séries temporais correspondem às sequências de valores de potências ativa e reativa, por fase, para cada uma das cargas conectadas ao circuito, bem como às sequências de valores de irradiância e temperatura do local onde se encontra localizado circuito.

A geração fotovoltaica é representada por um modelo que associa os modelos dos módulos fotovoltaicos e do inversor. O ponto de conexão à rede elétrica fornece uma de tensão de referência como entrada para o modelo do inversor, enquanto que a corrente de saída do inversor é retornada para barramento. Observa-se que vários tipos de dados são processados simultaneamente a cada time-step da simulação, como, por exemplo, valores eficazes de magnitude, valores de ângulo de fase e formas de onda. Para contornar esta condição da simulação, se faz necessária a implementação de um método que permita a transição entre os domínios da frequência e do tempo, como, por exemplo, a implementação de um algoritmo de estimação fasorial.

O software de simulação de tempo real é responsável por sincronizar as informações de entrada e saída a cada iteração da simulação. Ditas informações correspondem aos valores das séries temporais importados, aos sinais de referência gerados e aos sinais de medição

coleta- dos. Finalmente, é gerado um relatório da simulação contendo as grandezas de saída (tensão, corrente e potências em todos os barramentos do circuito) para cada condição do circuito. A partir deste ponto o laço de simulação considera-se fechado, caracterizando uma simulação do tipo SIL.

- **Etapa 5 – Simulação do tipo HIL**

Nesta etapa, considera-se que um ou vários dos modelos usados na simulação SIL sejam substituídos por dispositivos reais. Para isso, deve ser adicionada uma interface para a adequação da potência que permita a interação entre os dispositivos reais e os modelos de simulação. Esta interface possibilita que o sinal de referência, originado no barramento da rede simulada, seja transmitido até o dispositivo real com o nível de potência requisitado, da mesma forma que os sinais de medição coletados no ponto de conexão sejam retornados até a plataforma de simulação, segundo as características de potência do padrão de comunicação da plataforma.

4.3 Descrição dos equipamentos desenvolvidos

Esta seção aborda a descrição das infraestruturas do atual do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília e do ambiente para simulação de tempo real selecionado para uso neste projeto.

4.3.1 Infraestrutura do laboratório de redes elétricas inteligentes

O Laboratório de Qualidade da Energia (LQEE) foi criado em 2001 por um conjunto de professores e pesquisadores da Universidade de Brasília interessados em investigar os fenômenos de desequilíbrios de tensão, harmônicas, inter-harmônicas, cortes de tensão e variações momentâneas de tensão, no que diz respeito aos seus efeitos sobre equipamentos do sistema elétrico, seus protocolos de medição/monitoração, e outros aspectos técnicos e econômicos decorrentes das suas presenças no sistema elétrico. Inicialmente, este laboratório dispunha de uma fonte controlada de tensão de 30 kVA, instrumentos de medição e motores e transformadores dedicados às citadas avaliações de efeitos. A partir de 2012, este espaço recebeu novos investimentos oriundos de projetos em parceria com o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTI), empresas do setor elétrico (P&D Aneel) e órgãos como o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e a Fundação de Apoio à Pesquisa do Distrito Federal(FAP-DF).

Estes investimentos viabilizaram a especificação e montagem de uma bancada eólica e a obtenção de uma nova fonte controlada capaz de gerar diversos fenômenos de qualidade

da energia, inclusive inter-harmônicas. Após a expansão e atualização tecnológica da infraestrutura laboratorial, foi possibilitada a execução de pesquisas cujas abordagens eram complementares ao escopo da qualidade da energia elétrica. Por este motivo, o Laboratório de Qualidade da Energia foi renomeado para Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes.

Em virtude de sua natureza multidisciplinar, o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília consiste em um ambiente integrativo com infraestrutura compartilhada entre áreas de processamento de sinais, sistemas de potência, controle e automação, telecomunicações e redes de comunicação. O principal elemento do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes para o desenvolvimento de estudos relacionados com as redes inteligentes baseia-se em uma rede de baixa tensão ou uma microrrede de pequena escala, para a integração de dispositivos de monitoramento, automação e controle, geração com fontes alternativas de energia, diferentes cargas controláveis, sistemas de armazenamento de energia, entre outros.

Um ponto importante no que diz respeito à microrrede consiste na capacidade de interagir com uma plataforma para simulação em tempo real que, por meio de modelos computacionais, executa a simulação de uma rede elétrica convencional em larga escala. Esta característica torna possível a execução de investigações em temas estratégicos para o setor elétrico, tais como procedimentos de interligação de fontes descentralizadas, gerenciamento pelo lado da demanda, caracterização do estado do sistema de distribuição, análise de perfis de geração de diferentes fontes distribuídas, interoperabilidade entre tecnologias, controle distribuído, ilhamento intencional e autorrecuperação, comportamento do sistema com a presença de fluxo bidirecional de energia, entre outros.

Uma visão geral da arquitetura laboratorial concebida para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes está ilustrada na Figura 4.4, onde é possível perceber a presença de três barramentos trifásicos. Um barramento dedicado à conexão de uma microrrede, outro dedicado para a conexão da rede convencional e um último dedicado à conexão de diferentes fontes alternativas e fontes de distúrbios de tensão.

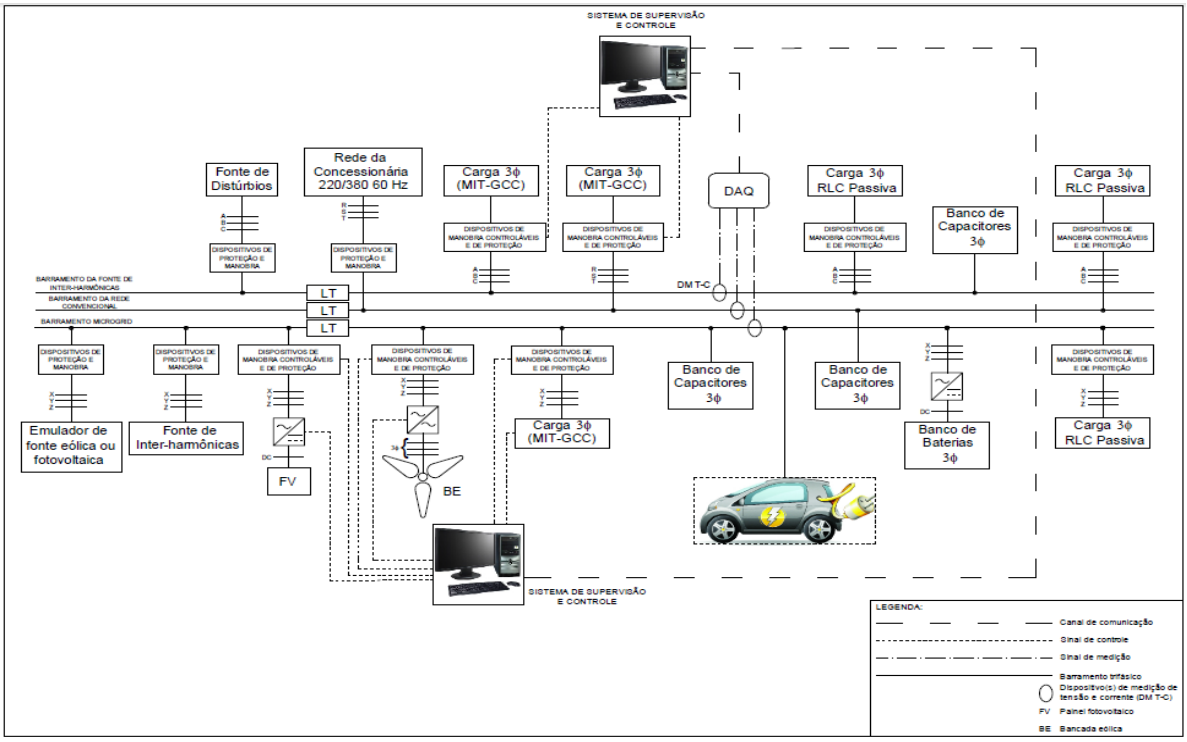


Figura 4.4 – Diagrama unifilar da arquitetura laboratorial concebida para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes.
Fonte: [26].

Da Figura 4.4, pode-se perceber a presença de uma série de componentes vistos como importantes para estudos, em escala laboratorial, das redes elétricas inteligentes. Dentre os primeiros que podemos citar estão as diversas cargas controladas e não controladas conectadas a cada um dos barramentos, além do banco de capacitores. Componentes comuns aos três barramentos também podem ser citados, como, por exemplo, o gerador fotovoltaico e a bancada eólica. Com esses equipamentos, é possível verificar diretamente o funcionamento de fontes renováveis dentro de um contexto mais amplo e dinâmico, bem como avaliar seus perfis de geração e como eles podem atuar na rede para responder regímenes de demanda variável.

Ao lado dessa estrutura de fontes renováveis, é importante também a presença de um banco de baterias, que deve simular os sistemas de armazenamento de energia vislumbrados como importantes aliados no fortalecimento de fontes variáveis. Nesse contexto, sugere-se a ligação de um veículo elétrico por meio de seu sistema de recarga. O veículo por si só já seria de grande valia para uma série de estudos, mas se poderiam verificar os impactos de seu carregamento para a rede, bem como a viabilidade de utilizá-lo, em paralelo ao banco de baterias, em um sistema de armazenamento, capaz de injetar energia à rede quando necessário.

O barramento da rede da concessionária conta apenas com as cargas e os sistemas de supervisão (aquisição de dados e controle), porém o que se espera é que ele possa funcionar não apenas em regime de comparação com a microrrede, mas que possa interagir com ela no sentido de possibilitar testes, como no caso deilhamento intencional seguido de resincronização com a rede, entre outros.

No caso das fontes de distúrbios, estas serão usadas para provocar diversas condições de operação, para a avaliação do comportamento das cargas e dispositivos frente a essa alimentação deficiente. Ainda, seria possível verificar a efetividade dos algoritmos de processamento de sinais no caso da quantificação e da mitigação dos efeitos, bem como na identificação de condições que levam o sistema a ficar fora dos padrões de qualidade estabelecidos.

Os barramentos citados anteriormente conectam todos os componentes da arquitetura da microrrede construída a um simulador de tempo real capaz de executar simulações cujas condições sejam muito próximas da realidade de uma rede elétrica. O simulador de tempo real é um equipamento visto como de grande potencialidade para a integração de todos os componentes de um sistema elétrico de potência.

Por fim, tem-se um *cluster* de computadores dedicados à execução de estudos (simulações computacionais que empregam o *software* OpenDSS) de impactos da inserção de fontes renováveis na rede.

A montagem de uma infraestrutura laboratorial como a descrita anteriormente, demanda da especificação e a aquisição de uma grande quantidade de equipamentos. A seguir, apresenta-se a Tabela 4.2, que exibe os equipamentos associados com a arquitetura laboratorial concebida para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília. Na coluna da esquerda, apresentam-se os equipamentos vistos como importantes para o estabelecimento de uma infraestrutura laboratorial compatível com as demandas da pesquisa do setor elétrico, enquanto, na coluna da direita, apresenta-se a listagem completa dos equipamentos hoje existentes no laboratório. A listagem da Tabela 4.2 é usada como referência para a aquisição e renovação de equipamentos para o laboratório de redes elétricas inteligentes. A Figura 4.5 exibe parte da infraestrutura atual do mencionado laboratório.

Tabela 4.2 – Listagem dos equipamentos associados com a arquitetura laboratorial concebida para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes.

Equipamentos necessários	**Equipamentos existentes**
Carga linear variável	• Bancada trifásica RLC • Bancada trifásica resistiva • Bancada trifásica indutiva
Carga não linear programável	• Carga Eletrônica CA Programável
Medidor eletrônico de energia e Analisadores de redes elétricas	• Medidor de Grandezas de qualidade da energia QEE ION • Dois Analisadores de Energia 4500 Elspec Black Box • Registrador de Qualidade de Energia Fluke 1744
Sensores, sistema de aquisição de dados para diversos padrões de comunicação (PCI NI, USB NI, Ethernet NI etc)	• Unidade de Aquisição de Dados HP34970A • Placa DAQ PCI Adam 4520 • Osciloscópios • Multímetros True RMS Fluke 179 • EncoderVeeder-Root • Sensores de Torque MKDC • Câmera Térmica FLIR SC325
Fonte CC controlável	• Fonte Eletrônica CC 30 V
Fonte CA variável	• Variac Trifásico e Monofásico
Fonte de distúrbios	• Fonte de Distúrbios CaliforniaInstruments 5001ix 30 kVA • Fonte controlada de 12 kVA capaz de gerar inter-harmônicas • Fonte controlada de alta precisão
Máquinas CC e CA	• Motor de indução trifásico de 1 CV • Motor de indução trifásico de 3 CV • Bancada motor CA – gerador CC de 1 CV • Gerador síncrono de 12 kVA
Fontes de geração de energia renovável	• Sistema fotovoltaico 1 kW • Bancada eólica
Plataforma computacional para processamento em paralelo	• *Cluster* para processamento paralelo
Plataforma para simulação em tempo real	• Simulador OP5707-8 da OPAL-RT
Sistema de adequação da potência	• Conversor com arquitetura *back-to-back* de 17 kW
Infraestrutura de instalações elétricas	• BUS WAY 3ph, com um barramento (outros barramentos em fase de aquisição) • Quadros de controle individualizados e geral • Dispositivos de manobra e controle • Sistema de proteção e aterramento
Banco de baterias, veículo elétrico	Em fase de aquisição

Figura 4.5 – Imagem panorâmica do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília.

Da Figura 4.5, verificam-se os sistemas, subsistemas e componentes relacionados com a implementação e operação da microrrede do laboratório. Estes elementos tornam-se importantes para a execução dos mais diversos estudos, especialmente quando se trata de um assunto não apenas amplo, mas extremamente dinâmico e de veloz desenvolvimento.

4.3.2 Arquitetura do ambiente de simulação de tempo real

Após uma abrangente avaliação técnica e econômica, especificou-se um ambiente de simulação de tempo real, de forma a integrar o conjunto de equipamentos que constituem a microrrede do laboratório de redes elétricas inteligentes da Universidade de Brasília. Dito ambiente permite a simulação de diferentes cenários de operação das redes elétricas, do mesmo modo que possibilita a avaliação simultânea e individual de dispositivos. A Figura 4.6 apresenta de forma ilustrativa o ambiente de simulação de tempo real implementado no laboratório de redes elétricas inteligentes.

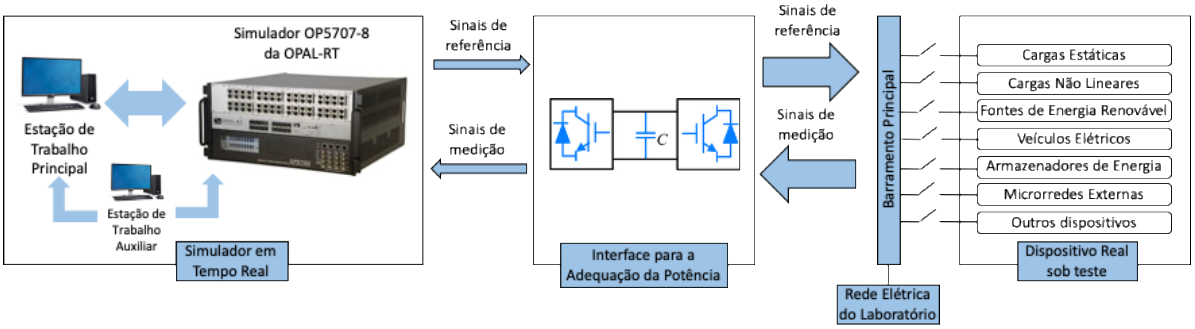


Figura 4.6 – Esquema ilustrativo do ambiente de simulação de tempo real inserido na infraestrutura do laboratório de redes elétricas inteligentes da UnB.

Da Figura 4.6, observa-se que a estrutura do ambiente de simulação de tempo real projetada proporciona meios para a execução de simulações SIL e HIL em quaisquer das suas categorias, sendo o principal objetivo do projeto a execução de simulações PHIL.

Os requisitos necessários para a implementação de simulações PHIL são definidos pelas características operacionais da interface de adequação da potência e pela natureza da plataforma de simulação, onde o método de amplificação de sinais e o tipo de conexão definem a função de transferência do sistema e, consequentemente, a estratégia de controle empregada. A seguir serão descritos os componentes principais do ambiente de simulação de tempo real do laboratório de redes elétricas inteligentes da Universidade de Brasília.

4.3.2.1 Plataforma de simulação em tempo real

A plataforma de simulação de tempo real corresponde ao modelo OP5707-8 pertencente à série OP5700 da OPAL-RT®. A arquitetura deste dispositivo combina as capacidades de um FPGA Xilinx® Virtex®-7 de última geração com oito núcleos de processamento Intel® Xeon® de alto desempenho para atender aos requisitos de cálculo em tempo real de simulações SIL e HIL. Um desenho ilustrativo da arquitetura do modelo OP5707-8 é exibido na Figura 4.7.

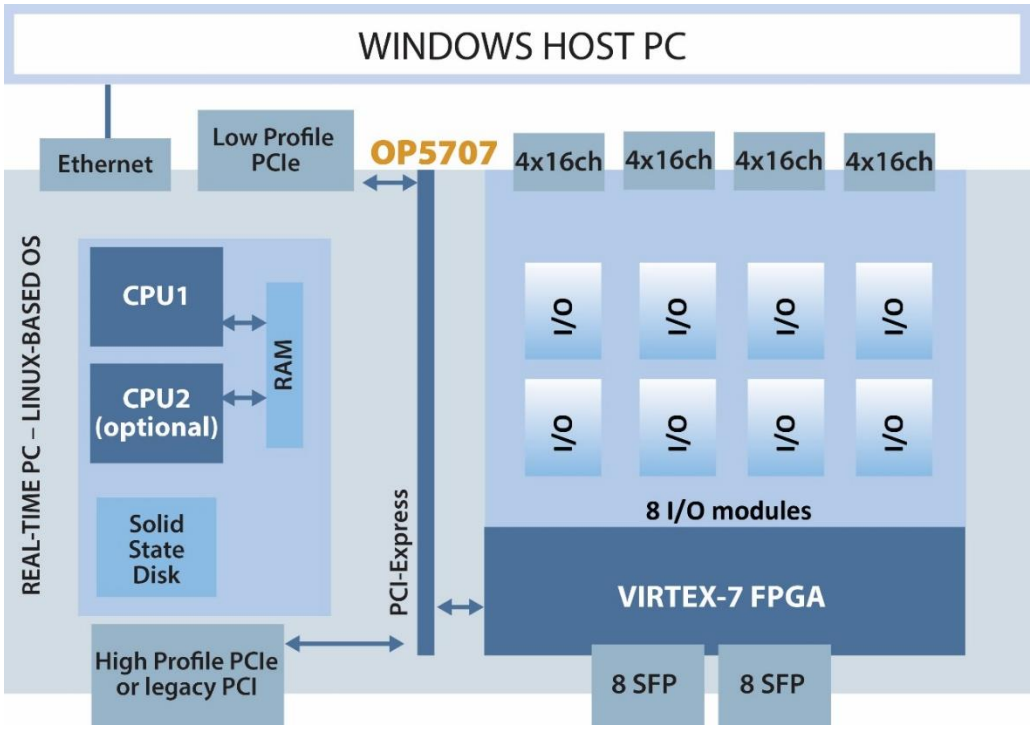


Figura 4.7 – Desenho ilustrativo da arquitetura computacional do simulador OP5707 da OPAL-RT.
Fonte: https://www.opal-rt.com/simulator-platform-op5707/.

Da Figura 4.7 é possível observar que o modelo OP5707-8 conta com *slots* de expansão integrados que acomodam até oito módulos de entrada-saída analógica e digital. Também suporta até 16 módulos de fibra óptica multimodo SFP (*smallform-factorpluggable*) para

comunicação e sincronização em alta velocidade (5 GBps) com outros sistemas baseados em FPGA ou entre dispositivos externos e unidades de expansão.

Dentre as características operacionais mais importantes, observa-se que o dispositivo conta com oito núcleos de processamento, habilitados por meio de licenças. Adicionalmente, destaca-se que a resolução do relógio de 5 ns da FPGA Xilinx® Virtex®-7 suporta intervalos de tempo de simulação de até 145 ns. Da mesma forma, conta com os protocolos de comunicação ABB PS935, IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2, IEEE C37.118, DNP3, Modbus, OPC UnifiedArchitecture, IEC 60870-104, Siemens S7, TCP/IP e o RS-485.

A descrição das principais características da interface entrada-saída da plataforma computacional adquirida para a construção do ambiente de simulação em tempo real é apresentada de forma resumida na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Resumo das principais características das interfaces de entrada-saída para interação com dispositivos externos.
Fonte: https://www.opal-rt.com/.

Tipo de cartão I/O	Quantidade	Descrição
Entradas analógicas	1	16 canais, 16 bits, 500 kS/s/canal para amostragem simultânea, ±20 V, 400 kOhms de impedância de entrada
Saídas analógicas	2	16 canais, 16 bits, 1 MS/s/canal para amostragem simultânea, ±16 V, 15 mA
Entradas digitais	1	32 canais, optoacoplados, 4.5 V a 50 V, 16 frequências PWM ou programáveis no tempo, 16 entradas estáticas
Saídas digitais	1	32 canais, push-pull, FET, 5 V a 30 V, 200 ns a 65 ns, 16 frequências PWM ou programáveis no tempo, 16 entradas estáticas

Para o gerenciamento de dispositivos externos durante a simulação em tempo real, foram adquiridas três interfaces gráficas de programação, a seguir: RT-LAB®, eMEGASIM® e ePHASORSIM®. O *software* RT-LAB® é a plataforma na qual os outros sistemas de simulação da OPAL-RT®, tais como o eMEGASIM® e o ePHASORSIM®, são baseados. Esta plataforma consiste em um ambiente de simulação que possibilita, por meio de bibliotecas otimizadas, explorar o potencial da arquitetura do modelo OP5707-8 durante a interação, em tempo real, entre os modelos computacionais e os dispositivos reais. As principais características das ferramentas computacionais adquiridas para a construção do ambiente de simulação de tempo real são apresentadas de forma resumida na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Resumo das principais características das ferramentas computacionais ePHASORSIM e eMEGASIM. Fonte: adaptação da https://www.opal-rt.com/system-emegasim/.

Características	**ePHASORSIM®**	**eMEGASIM®**
Aplicações relacionadas	Simulações de estabilidade transitória para sistemas elétricos de potência	Simulações da resposta transitória para sistemas de potência e eletrônica de potência
Tipos de simulação	No domínio fasorial	No domínio do tempo
Resolução de tempo típica	1-10 ms	Sistemas elétricos de potência: 10–100 µs Sistemas de eletrônica de potência: 200 ns – 2 µs
Compatibilidades de modelamento	Simulink®, Excel®, PSS/E, CYME, Power Factory, FMU (Open Modelica)	Simulink®, Simscape Power System
Maior tamanho de rede para simulações em tempo real	30.000 nós	900 nós
Maior tamanho de rede para simulações *off-line*	100.000 nós	5.000 nós

Os aspectos ora citados verificam que as aplicações da simulação de tempo real aos sistemas elétricos de potência estão em constante desenvolvimento e que surgem como uma ferramenta de análise, dada a complexidade das redes elétricas modernas.

4.3.2.2 Interface de adequação da potência (amplificador bidirecional trifásico)

O princípio da simulação PHIL exige que os sinais elétricos do sistema físico (corrente e tensão) sejam replicados de forma idêntica pelo simulador em tempo real. O sistema físico é composto pelo amplificador bidirecional trifásico, que recebe sinais de referência (tensão ou corrente), os quais foram calculados a partir da simulação em tempo real, operando como interface de amplificação de potência. Por meio desta interface, os sinais medidos no ponto de conexão do dispositivo externo são enviados de volta ao simulador como um sinal de resposta (corrente ou tensão medidas). A Figura 4.8 mostra uma versão simplificada da interface de amplificação de potência especificada para a simulação PHIL proposta neste projeto.

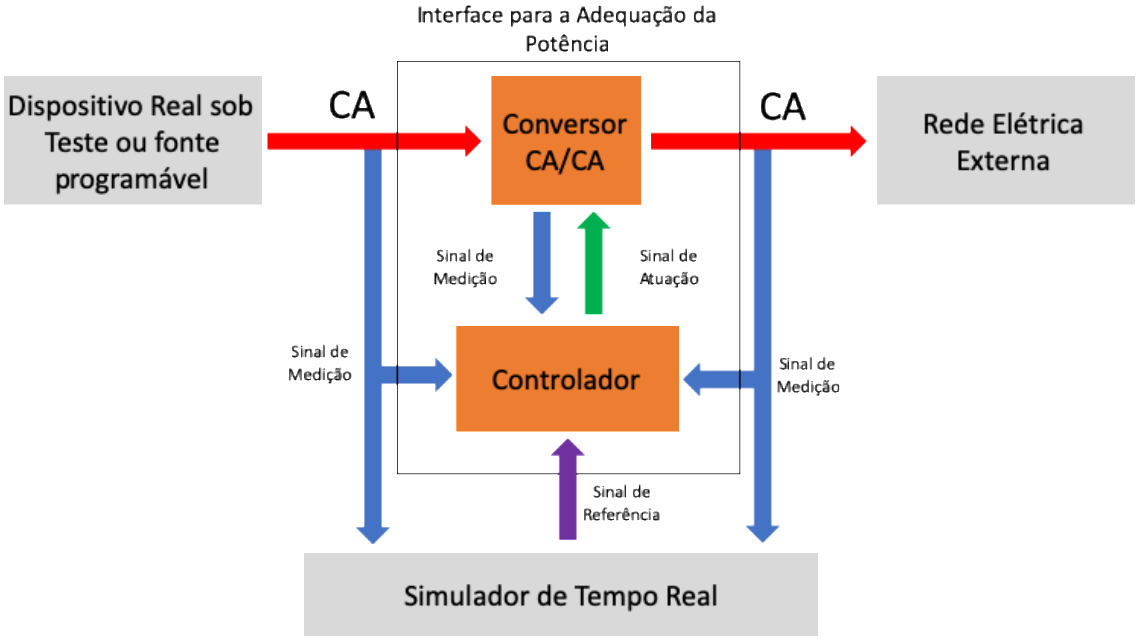


Figura 4.8 – Arquitetura da interface de adequação da potência especificada para a simulação PHIL (versão simplificada), onde são testados diferentes dispositivos conectados ao sistema.

A interface ilustrada na Figura 4.8, é responsável por regular o escoamento da potência gerada pelo equipamento sob teste à rede elétrica trifásica real. No caso da substituição desse equipamento sob teste por uma carga convencional, a energia consumida por ela escoaria no sentido contrário.A interação entre o dispositivo sob teste e a rede elétrica modelada dentro do simulador é dada por meio de uma interface de amplificação de potência, a qual "cria" uma representação física com os mesmos parâmetros elétricos do barramento de conexão da rede simulada, para uma certa inserção de energia fotovoltaica, a qual varia conforme a irradiação e a temperatura. Do ponto de vista de sistemas, a interface de adequação da potência é composta basicamente pelos seguintes subsistemas:

- Conversor eletrônico back-to-back trifásico
- Circuitos de instrumentação (medição e atuação)
- Interface eletrônica para comunicação entre simulador OPAL 5700 e os circuitos de controle do amplificador de potência
- Interface eletrônica para adequação dos níveis de tensão entre o DSP e o driver do conversor back-to-back
- Plataforma digital de controle do conversor
- Filtro trifásico LCL (Saída do Conversor Bidirecional)
- Filtro trifásico L (Entrada do Conversor Bidirecional)

A Figura 4.9 apresenta a estrutura do sistema desenvolvido. O dispositivo sob teste, no caso o kit de geração fotovoltaica será conectado ao amplificador no ponto de conexão 2. Já o amplificador será conectado à rede elétrica trifásica do laboratório no ponto de conexão 1.

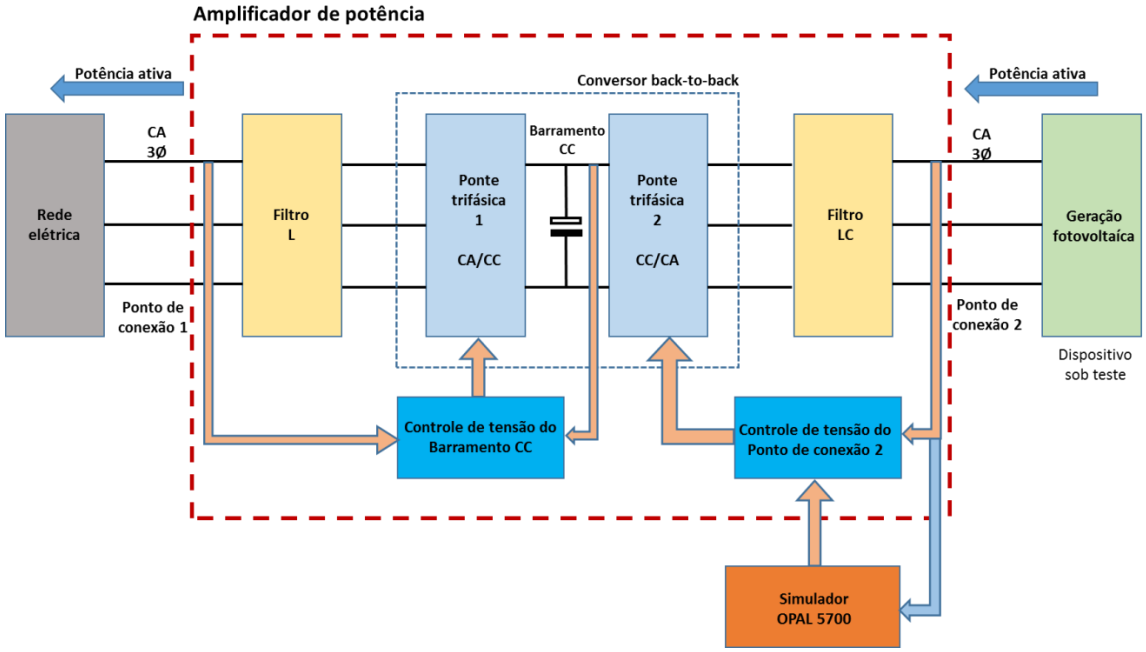


Figura 4.9 – Diagrama de blocos de sistema a ser desenvolvido.

Na Figura 4.9, a função do amplificador consiste em garantir que a tensão no ponto de conexão seja a adequada para operação do dispositivo sob teste. No caso de um dispositivo de geração fotovoltaica o amplificador cumpre duas funções: a primeira, fixar nível da tensão nos terminais do inversor para que o inversor fotovoltaico não desligue por entrar em uma condição de ilhamento. A segunda, absorver a potência ativa gerada pelo dispositivo sob teste e encaminhá-la, com o melhor rendimento possível, para a rede elétrica do laboratório.

Dois controladores com funções específicas fazem parte deste amplificador. Um primeiro controlador responsável por manter constante a tensão no barramento CC e o segundo controlador responsável por manter a tensão (trifásica) vista pelo dispositivo sob teste em uma faixa adequada, para evitar o ilhamento. Ao se manter a tensão CC no barramento constante, garante-se que a corrente proveniente da geração fotovoltaica seja encaminhada para a rede elétrica [27]. O sinal de referência para a tensão no ponto de conexão 2 é definida pelo simulador OPAL 5700, tal que represente a tensão no barramento da rede simulada em que se desejaria conectar o dispositivo sob teste. Logo essa tensão não necessariamente reflete a tensão trifásica na rede do laboratório. O dispositivo sob teste irá operar segundo essa tensão e gerará uma corrente que será encaminhada para a rede elétrica do laboratório. Essa corrente será lida pelo simulador OPAL 5700 e definirá a corrente

a ser injetada na rede simulada. A seguir são apresentados os componentes que compõem o sistema. Será feita uma descrição da operação e também os aspectos de projeto e implementação.

- **Conversor eletrônico back-to-back trifásico**

Um conversor de topologia *back-to-back*, modelo SKS 88F (B6CI) 2P 61V12 e os módulos IGBT modelo SEMIX 202GB12E4s, fabricados pela Semikron foram usados neste projeto. A Tabela 4.5 e a Tabela 4.6, apresentam as especificações do conversor e modulo IGBT, respectivamente.

Tabela 4.5 – Características do conversor back-to-backSemikron SKS 88F B6CI 2P61V12.
Fonte: https://www.semikron.com/#smkq/SKS%2088F

Corrente Nominal Máxima (RMS)	T_{amb} = 40ºC Fsw = 5 kHz Vout = 500 V Vcc = 750 V cosθ = 0.85	Sem sobrecarga	88A
		150% de sobrecarga (60s a cada 10 min)	64A
		200 % de sobrecarga (10s a cada 10 min)	53A
Frequência máxima de chaveamento (Fsw_{max})		20kHz	
Tensão CA máxima de saída ($Vout_{max}$)		500V	
Tensão máxima do barramento CC (Vcc_{max})		900V	
Tensão de isolamento		2500V	
Potência total	T_{amb} = 40ºC	1140W	
Capacitância no Barramento CC (DC)		6mF	

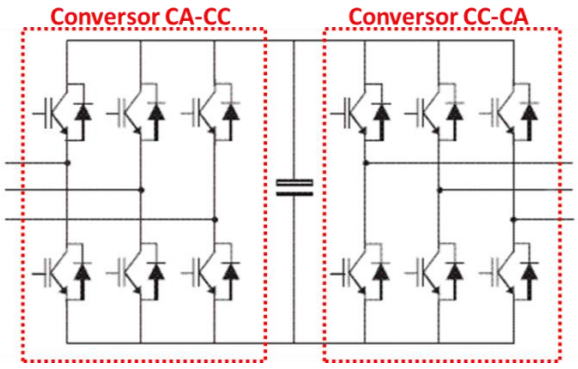
Tabela 4.6 – Especificações do módulo IGBT SEMIX 202GB12E4S da Semikron.
Fonte:https://www.semikron.com/products/product-classes/igbt-modules/detail/semix202gb12e4s-27890110.html.

V_{CE}	1200 V
I_C	200 A
Corrente no diodo em anti-paralelo (I_F)	229 A
Temperatura máxima do encapsulamento (T_C)	125ºC
Temperatura máxima de junção (T_J)	150ºC

Em essência o conversor é composto por duas pontes trifásicas implementadas com chaves semicondutoras IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e com diodos de roda livre em paralelo. Além da etapa de potência, o conversor possui todos os circuitos necessários para

o disparo (ligamento e desligamento) dessas chaves IGBT (*gate-drivers*). Os circuitos de excitação das chaves possuem intrinsecamente desacoplamento elétrico entre as entradas de sinais de baixa potência para comando e os circuitos de potência. As entradas individuais de comando de cada chave (IGBT) aceitam níveis CMOS de tensão de 0V (nível lógico 0 – chave desligada) e 15V (nível lógico 1 – chave ligada). Essas entradas, para um dado par de chaves em um braço, não respondem se ambas as chaves forem comandadas para o nível alto. Se isso ocorresse implicaria em um curto-circuito do barramento CC ao longo do braço. Internamente, os circuitos drivers das chaves implementam zona morta de 2 μs entre o desligamento de um IGBT e o ligamento do outro IGBT no mesmo braço. Além das entradas de comando das chaves, tem-se para cada lado do conversor (cada ponte trifásica) uma saída indicativa de falha (sobrecorrente, sobretensão e temperatura elevada). O sinal dessa saída vem de um transistor em coletor aberto, operado com uma tensão de 5V. Para interfaceamento dos sinais acima descritos é necessário alimentar o circuito driver com uma alimentação de 15V [28].

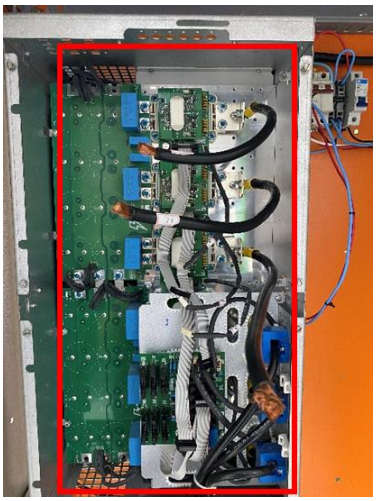
Conforme mostra a Figura 4.10(a), entre as duas pontes tem-se um barramento CC com um conjunto de capacitores eletrolíticos em paralelo. Uma das pontes corresponde ao estágio retificador, responsável por converter a energia disponível (CA), a qual está presente no ponto de conexão da geração fotovoltaica, para corrente contínua (CC), gerando-se uma tensão ($V_{CC}=\sqrt{2}*380=537,4V$) necessária para alimentar o barramento CC (*DC-link*) do conversor, como mostra a Figura 4.10(a). A partir do barramento CC, tem-se a outra ponte correspondente ao conversor CC-CA conectado, o qual é necessário para disponibilizar as tensões trifásicas ao ponto de conexão da rede do laboratório, após a passagem por um filtro passivo eliminando as componentes de alta frequência devido ao chaveamento das chaves semicondutoras. Na Figura 4.10(b), mostra-se o conversor instalado em um gabinete industrial de instalações elétricas. Nas Figuras 4.10(c) e 5.10(d) mostra-se o circuito para verificação dos pulsos gerados pelo DSC e o Gate-drivers dos módulos IGBT do conversor back-to-back. Nas Figuras 4.10(e) e 5.10(f) são mostradas a topologia do módulo IGBT e módulo IGBT SEMIX 202GB12E4s instalado no conversor.



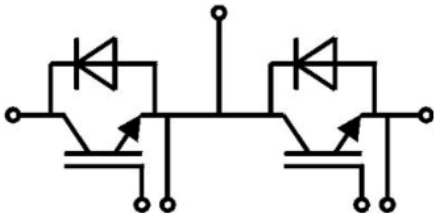
(a)

(b)

(c)



(d)



(e)

(f)

Figura 4.10 – (a) Topologia do conversor *back-to-back*.(b) Conversor Back-to-backSemikron SKS 88F B6CI em um gabinete industrial. (c) Circuito para Verificação dos pulsos gerados pelo DSC. (d) Gate-drivers dos módulos IGBT do conversor back-to-back. (e) Topologia do Módulo IGBT. (f) Módulo IGBT SEMIX 202GB12E4s.

- **Circuitos de instrumentação (medição e atuação)**

De forma geral, várias variáveis de operação do conversor precisam ser monitoradas (medidas). Segundo a configuração utilizada e associada a um amplificador em aplicações PHIL, a ser descrita posteriormente, as variáveis a serem medidas são: três correntes CA do lado da primeira ponte trifásica; três correntes CA do lado da segunda ponte trifásica; três tensões CA nas saídas do filtro associado à primeira ponte trifásica; três tensões CA nas saídas do filtro associado à segunda ponte trifásica; e finalmente a tensão CC no barramento CC. Foram projetados e implementados sistemas de medição para cada uma dessas variáveis.

Os sistemas de medição de tensão e de corrente terão uma estrutura padrão composta por dois elementos: um transdutor de corrente ou de tensão (elemento de sensoriamento de sinais) e um amplificador para adequação da natureza e de níveis de sinais, além de filtragem linear (elemento de condicionamento de sinais). O conversor AD do DSP opera com tensões de entrada na faixa de 0 a 3V. Assim a tensão de saída do circuito de condicionamento também de excursionar nessa faixa.

A plataforma de processamento, para fins de controle do conversor, possui níveis de tensão (associados aos níveis lógicos) diferentes dos níveis de tensão no conversor. Foi projetada e implementada uma interface eletrônica de adequação entre esses níveis de tensão. Além da adequação dos níveis realizou-se também um novo desacoplamento elétrico, para fins de proteção da plataforma de processamento. Na Figura 4.11, mostra-se a estrutura de instrumentação e controle adotada para o conversor.

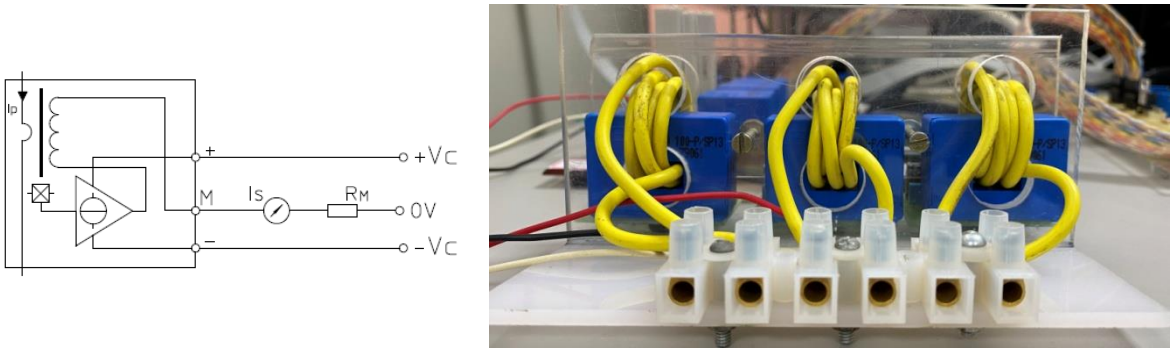
- **Circuito para a medição de correntes**

As correntes a serem medidas são de natureza CA, podendo alcançar algumas dezenas de amperes (RMS) e frequência fundamental de 60 Hz. Deseja-se acompanhar de forma instantânea as correntes trifásicas em ambos os lados do conversor. Espera-se que o sistema de medição de correntes possa monitorar sinais deformados que possam ter componentes harmônicas até 50ª ordem, ou seja, componentes harmônicas até 3 kHz. Como uma forma de se fazer medições de correntes em circuitos de potência de forma segura, será utilizado um transdutor baseado em sensor do tipo Hall. O sensor será acomodado em uma placa que poderá ser instalada (movimentada) em um ponto adequado do sistema, para que se possa alcançar os cabos de potência.

Figura 4.11 – Estrutura de instrumentação e controle.
Fonte: [29].

A placa de medição de sinais de corrente é composta por transdutores de efeito Hall dos modelos LEM LTA50-P/SP1 e LA 100-P/SP13 da LEM. Esses transdutores operam pelo efeito Hall, o que garante a isolação galvânica. Essa placa envia à placa de condicionamento de sinais uma corrente proporcional à corrente medida no primário do sensor.

A Figura 4.12(a) mostra o circuito do transdutor LA100-P, enquanto que a Figura 4.12(b) apresenta o resultado da implementação das placas para a medição de corrente. No total, são medidas seis tensões CA e uma tensão CC.



(a) (b)

Figura 4.12 – (a) Transdutor LEM LA 100-P. (b) Placa para medição de corrente por efeito Hall.
Fonte (a): https://www.lem.com/en/la-100psp13.

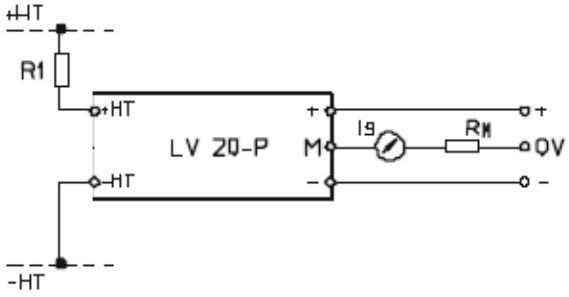
Na Figura 4.12(a), R_M caracteriza a resistência de entrada do circuito de condicionamento. A tensão de alimentação é simétrica com valor de ±15V. Esse sensor suporta uma corrente nominal Ip (RMS) primária de até 100 A. Para essa configuração, a razão de conversão entre primário e secundário do transdutor é de 2000:1. A corrente nominal Is (RMS) de saída de até 50mA é enviada à placa de condicionamento de sinais, onde se encontra o resistor de medição R_M.

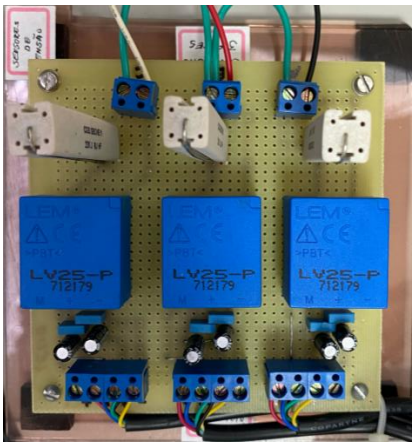
- **Circuito para a medição de tensões**

As tensões a serem medidas são de natureza CA (seis delas) e de natureza CC (uma delas), podendo alcançar algumas centenas de volts e frequência fundamental de 60Hz, no caso CA. Deseja-se acompanhar de forma instantânea as tensões trifásicas AC em ambos os lados do conversor (após os filtros do conversor), bem como a tensão CC do barramento CC. Espera-se que o sistema de medição de tensões possa monitorar sinais deformados que possam ter componentes harmônicas até 50ª ordem, ou seja, componentes harmônicas até 3kHz.

Como uma forma de se fazer medições de tensões em circuitos de potência de forma segura, será utilizado um transdutor baseado em sensor do tipo Hall. O sensor será acomodado em uma placa que poderá ser instalada (movimentada) em um ponto adequado do sistema, para que se possa alcançar os cabos de potência. A placa de medição de tensão é composta por transdutores de efeito Hall dos modelos LEM LV20-P e LV25-P da LEM, cuja saída é um sinal de corrente proporcional à tensão medida. Além de adquirir o sinal de tensão desejado, esse dispositivo também proporciona isolação elétrica entre o circuito de potência e o de instrumentação. A Figura 4.13(a) mostra o circuito do transdutor LV 20-P, enquanto que a Figura 4.13(b) apresenta o resultado da implementação das placas para a medição de tensão. No total, são medidas seis tensões CA e uma tensão CC.

Na Figura 4.13(a). R_M caracteriza a resistência de entrada do circuito de condicionamento. A tensão de alimentação é simétrica com valor de ±15V. Nessa configuração, R_1 é o resistor primário, devendo ser acoplado à entrada +HT para que a tensão medida (entre +HT e –HT) seja convertida em uma corrente equivalente que sensibilize o sensor Hall. R_1 foi calculado de maneira que sob a tensão nominal de entrada (220V) ocorra uma corrente primária máxima de 10mA (rms), com uma tolerância de ± 1% de acurácia a uma temperatura de 25°C. No presente trabalho, tem-se uma resistência de 22kΩ/5W. A corrente máxima de saída do transdutor de 35,4mA (pico) é enviada diretamente para a placa de condicionamento de sinais, onde se encontra o resistor de medição R_M.





(a) (b)

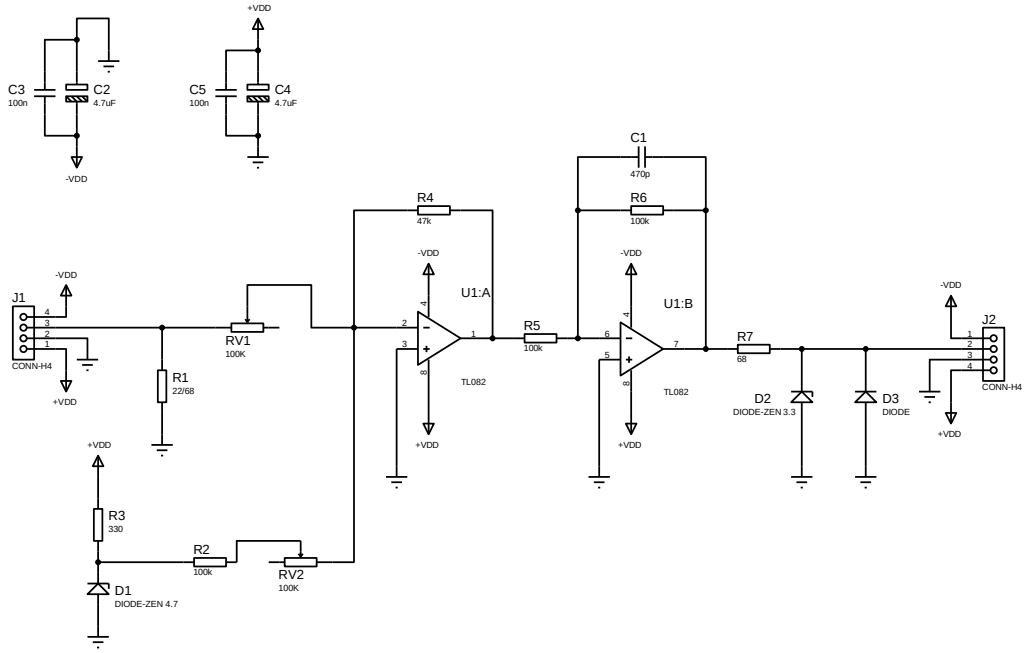
Figura 4.13 – (a) Transdutor LEM LV 20-P. (b) Placa para medição de tensão por efeito Hall.
Fonte (a):https://www.lem.com/en/lv-25p.

- **Circuito para o condicionamento de sinais**

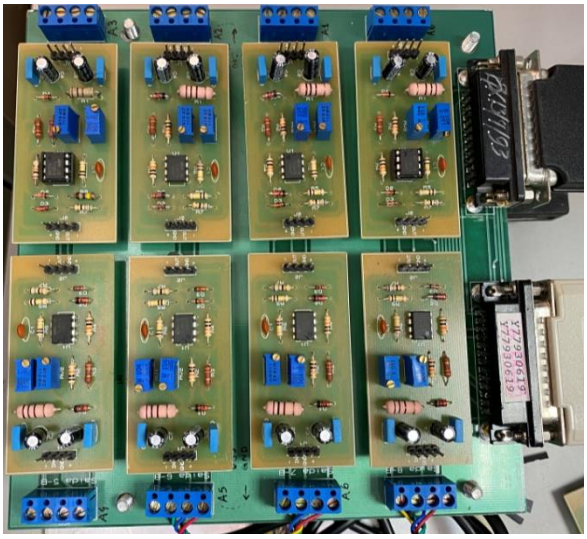
O circuito de condicionamento recebe a correntes advinda da placa de aquisição de sinais (transdutor Hall de corrente ou tensão) e as condiciona para que o sinal de saída esteja adequado às entradas dos canais A/D (analógicos/digitais) do DSP (Digital Signal Processor). A Figura 4.14(a) mostra o circuito de condicionamento de sinais, que pode ser configurado para condicionar um sinal de corrente proveniente de um transdutor de corrente ou o sinal de corrente proveniente de um transdutor de tensão. A Figura 4.14(b) apresenta as placas projetadas e construídas a partir do circuito.

O primeiro estágio por que passa o sinal de corrente proveniente do transdutor com sensor Hall faz a transformação desse sinal em uma correspondente tensão, através de um resistor R_M (R1 na Figura 4.14(a)) de medida. O dimensionamento de R_M (R1) deve ser feito considerando o sensor utilizado para a geração do sinal. Caso seja o transdutor LV 20-P, uma corrente de 25mArms é produzida em seu secundário quando a tensão estiver em seu máximo. Dessa forma, calculando uma tensão máxima de 1,3Vpico, o valor de R_M a ser utilizado é como 33 Ω (1,3 V/35,4 mA).

Observa-se que para uma corrente de saída do transdutor variando entre -35,4mA e +35,4mA será gerada uma tensão na entrada do condicionador variando entre -1.3V e +1,3V. O transdutor LA 100-P, por outro lado, possui relação de transformação entre correntes de 2000:1, como mencionado. Dessa forma, para uma corrente máxima (pico) de 40A no primário desse transdutor, R_M deve possuir valor igual a 68Ω (1,3 V/20 mA) para que a tensão máxima (pico) no secundário seja de 1,3 V.



(a)



(b)

Figura 4.14 – (a) Circuito de condicionamento para sinais de corrente e de tensão. (b) Placas de condicionamento dos níveis de tensão resultantes dos transdutores de tensão e corrente a serem enviados ao DSC.

Observa-se que para uma corrente de saída do transdutor variando entre -20mA e +20mA será gerada uma tensão na entrada do condicionador variando entre -1.3V e +1,3V. Tanto no caso do transdutor de corrente, quanto no do transdutor de tensão, observa-se que a saída se apresenta na forma de corrente. Essa característica permite que a informação

proveniente do transdutor possa ser conduzida por cabos a distâncias maiores e com maior imunidade a interferências eletromagnéticas.

O segundo estágio da placa de condicionamento consiste na adição de um offset de 1,5V ao sinal de tensão obtido sobre R_M. Essa tarefa é realizada por um amplificador operacional operando como somador inversor, um diodo Zener de 4,7V e um divisor resistivo composto por um resistor de 330Ω, um de 100kΩ e um trimpot de 100kΩ, que ajusta um offset de 1,5 V. As relações entre R_{V1}, RV2 e R4 definem os pesos atribuídos às tensões a serem somadas.

O terceiro e último estágio pelo qual passa o sinal antes de ser enviado ao DSP consiste em um segundo amplificador que implementa um filtro passa-baixas de 1ª ordem, com ganho estático unitário e ação inversora, um diodo zener de 4,7V, e um diodo de sinal 1N4148; ambos diodos encontram-se conectados em anti-paralelo na saída da placa para evitar que o sinal a ser enviado ao canal A/D do DSP ultrapasse, em grande medida, a faixa de 0 a 3 V (especificação do DSP). A constante de tempo do filtro é de 46μs, o que causa uma frequência de corte de 3,386kHz.Assim, deixa-se passar componentes harmônicas até a 50ª ordem, conforme desejado. Esse filtro também implementa a filtragem anti-aliasing necessária à conversão AD a ser executada pelo DSP.

- **Interface eletrônica para comunicação entre simulador OPAL 5700 e os circuitos de controle do amplificador de potência**

Como visto, os sinais analógicos de tensão no controlador excursionam na faixa de 0 a 3V. Já o simulador OPAL 5700 possui interfaces analógicas de entrada e de saída que operam com tensões que excursionam em faixas diferentes. As saídas analógicas, que representam variáveis internas da rede elétrica simulada, excursionam em uma faixa de ±16V. Já as entradas analógicas, que recebem sinais que representam variáveis de operação do dispositivo sob teste, operam em uma faixa de ±20V. Assim foi desenvolvida uma interface analógica de condicionamento de sinais que permite que informações sejam trocadas entre o simulador OPAL 5700 e os outros elementos do sistema (DSP e dispositivo sob teste). Na Figura 4.15(a), (b) e (c), são apresentados os projetos e a placa que têm a função de efetuar o condicionamento dos sinais entre o OPAL e o DSC e de condicionar os níveis dos sinais recebidos pelos transdutores, respectivamente.

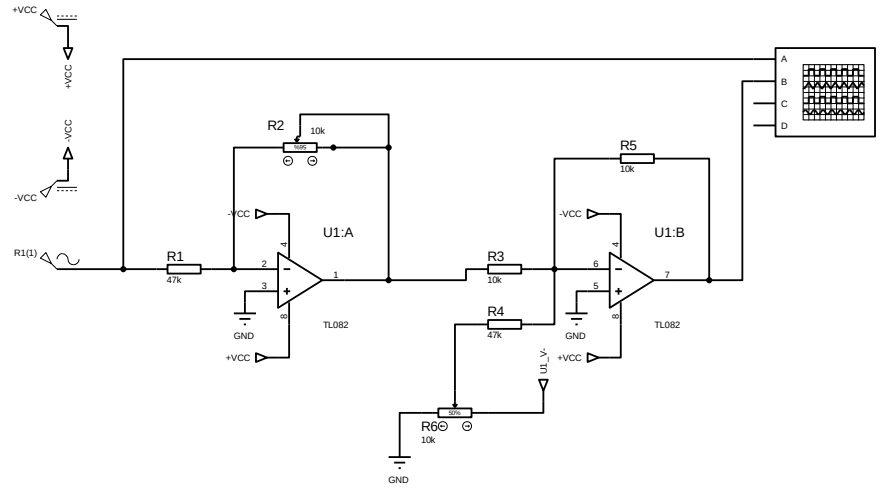
Na Figura 4.15(a) mostra-se o condicionador que leva o sinal de saída do OPAL 5700 ao DSP. Converte-se o sinal de tensão de ±16V para 0 a 3V. O primeiro estágio corresponde a um amplificador para ajuste da faixa de excursão e o segundo estágio corresponde a um somador ponderado que permite um offset de 1,5V na saída. Na Figura 4.15(b) mostra-se o condicionador que leva o sinal de saída do DSP ao OPAL 5700. Converte-se o sinal de tensão

de 0 a 3 V para ±16 V. O primeiro estágio corresponde a um somador ponderado que extrai o valor de 1,5 V na entrada e o segundo estágio corresponde a um amplificador para ajuste da faixa de excursão. Na Figura 4.15(c), mostra-se a placa implementada, utilizando os circuitos das Figuras 4.15(a) e 5.15(b). A placa possui seis canais que levam sinais do OPAL 5700 ao DSP, o que corresponderia à representação de dois juntos trifásicos. A placa também possui três canais que levam sinais do DSP ao OPAL 5700, o que corresponderia à representação de um conjunto trifásico.

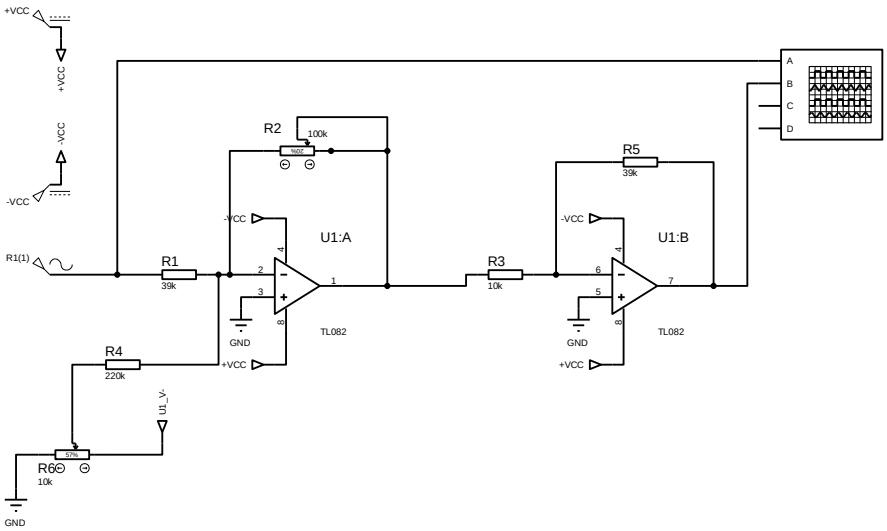
- **Interface eletrônica para adequação dos níveis de tensão entre o DSP e o driver do conversor back-to-back**

Conforme visto anteriormente, o módulo conversor Semikron SKS 88F (B6CI) 2P 61V12 aceita como entradas digitais sinais de nível baixo correspondente a 0V e nível alto correspondente a 15V. Já as saídas digitais do DSP apresentam nível baixo correspondente a 0V e nível alto correspondente a 3,3V. Há a necessidade de se implementar um circuito que permita a conversão entre esses níveis de tensão e permita que informações lógicas fluam nesse sentido. Também, conforme visto, o módulo conversor apresenta saídas de indicação de erros de operação (em coletor aberto) com nível alto de tensão de 5V. Assim, também se necessita de uma interface que converta essa informação para os níveis de entrada do DSP (0 e 3,3V, conforme será descrito adiante).

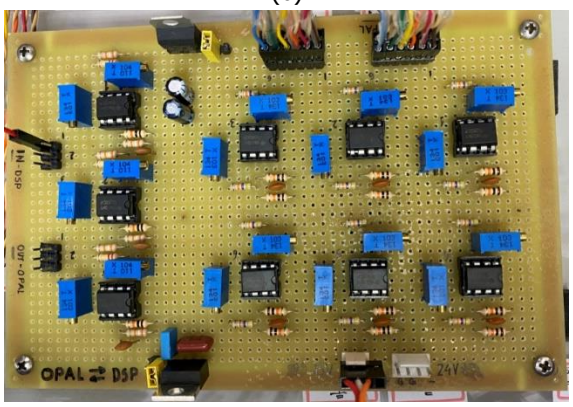
A Figura 4.16 ilustra o circuito implementado para operar como interface entre o modulo conversor e o DSP. As saídas digitais (PWM) do DSP, conforme serão descritas adiante, excitarão os leds dos optoacopladores 6N135. Por sua vez, os fototransitores desses optoacopladores (em coletor aberto) irão excitar os inversores CMOS 4069 e na sequência as entradas digitais de excitação das chaves das pontes trifásicas do módulo conversor Semikron. Os principais componentes envolvidos nessas operações são os designados por U1 a U6 e U8. As saídas de erro do módulo conversor (uma para cada braço da ponte trifásica) excitam um circuito OU lógico discreto de três entradas formado por pelos resistores R8 a R10 e os diodos de sinal 1N4148 (D1 a D3). Esse circuito coleta as informações de erro e as traduz em um único sinal, que será levado ao DSP pelo optoacoplador 2N135 (U7).O circuito acima descrito serve como interface entre o DSP e apenas uma das pontes trifásicas, então são necessários dois circuitos (duas placas) como essa para implementação do sistema.



(a)

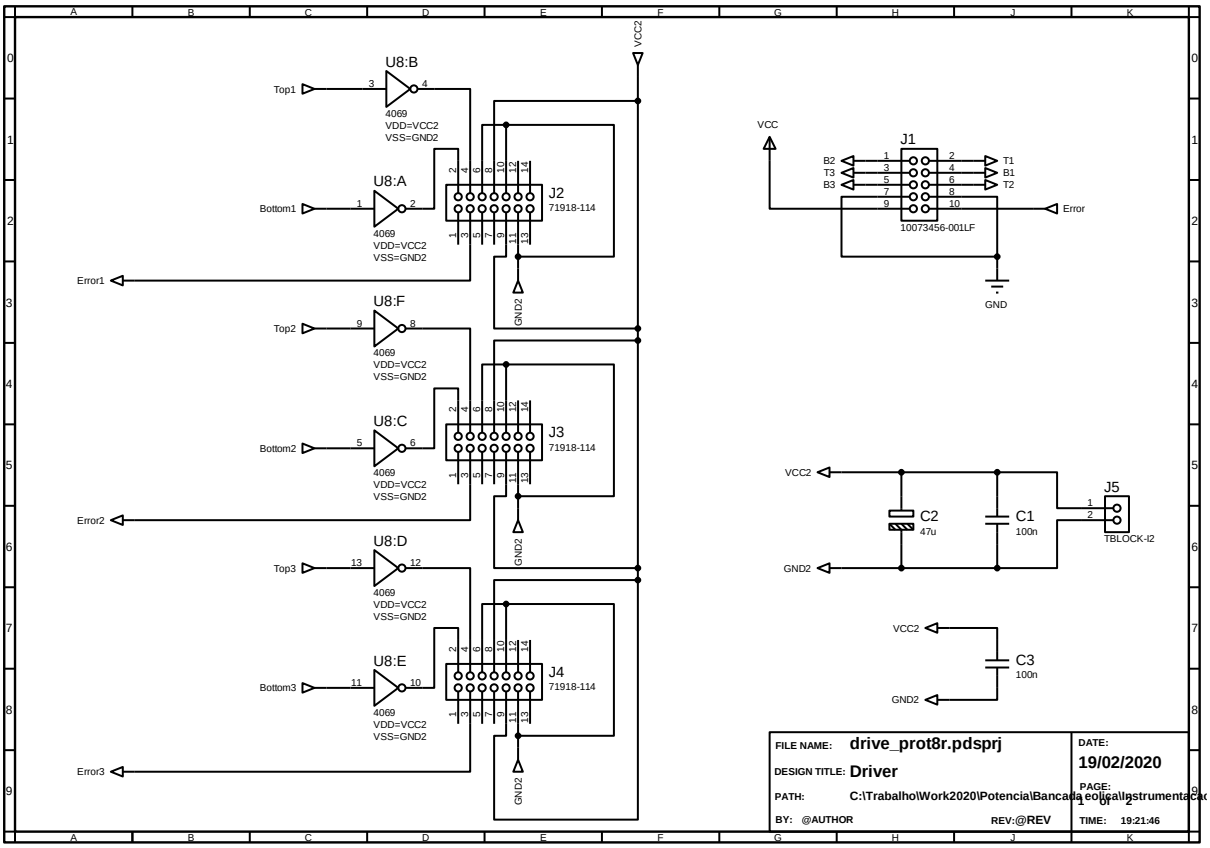


(b)

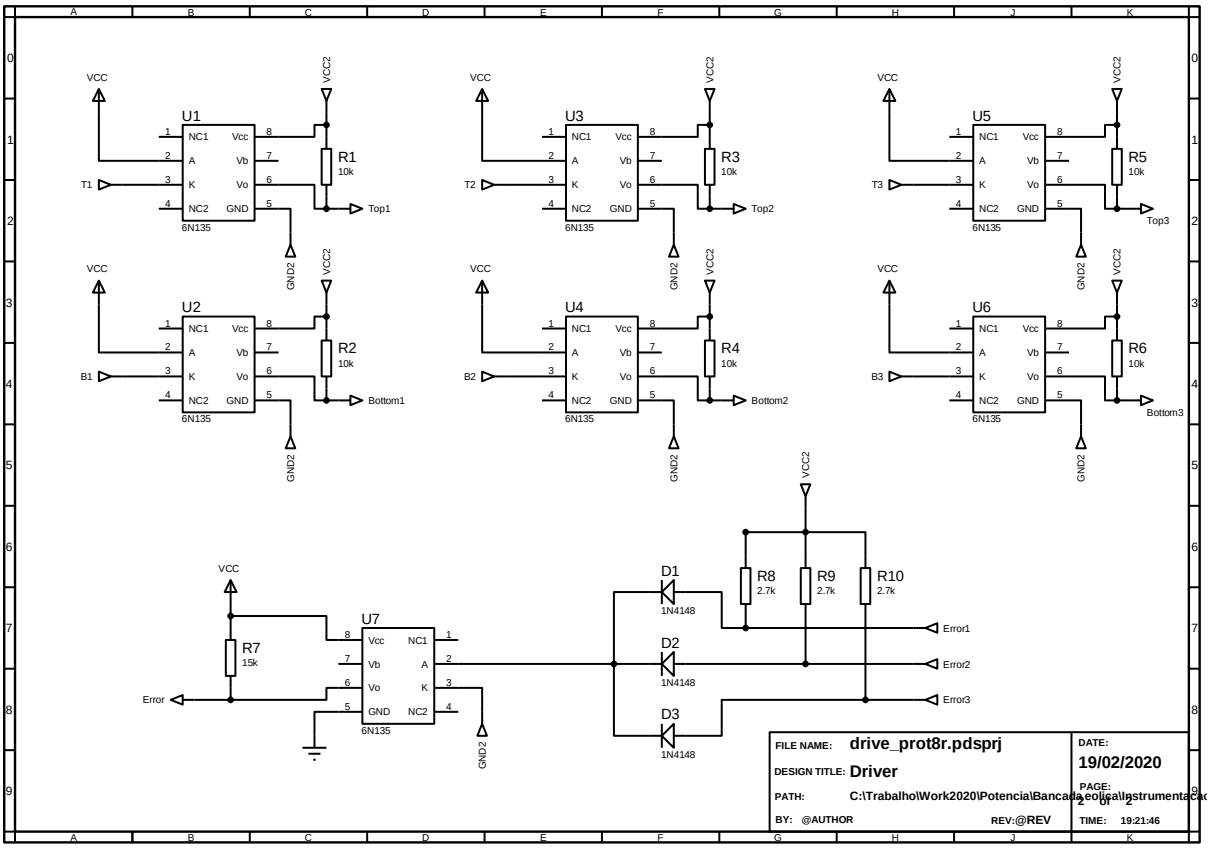


(c)

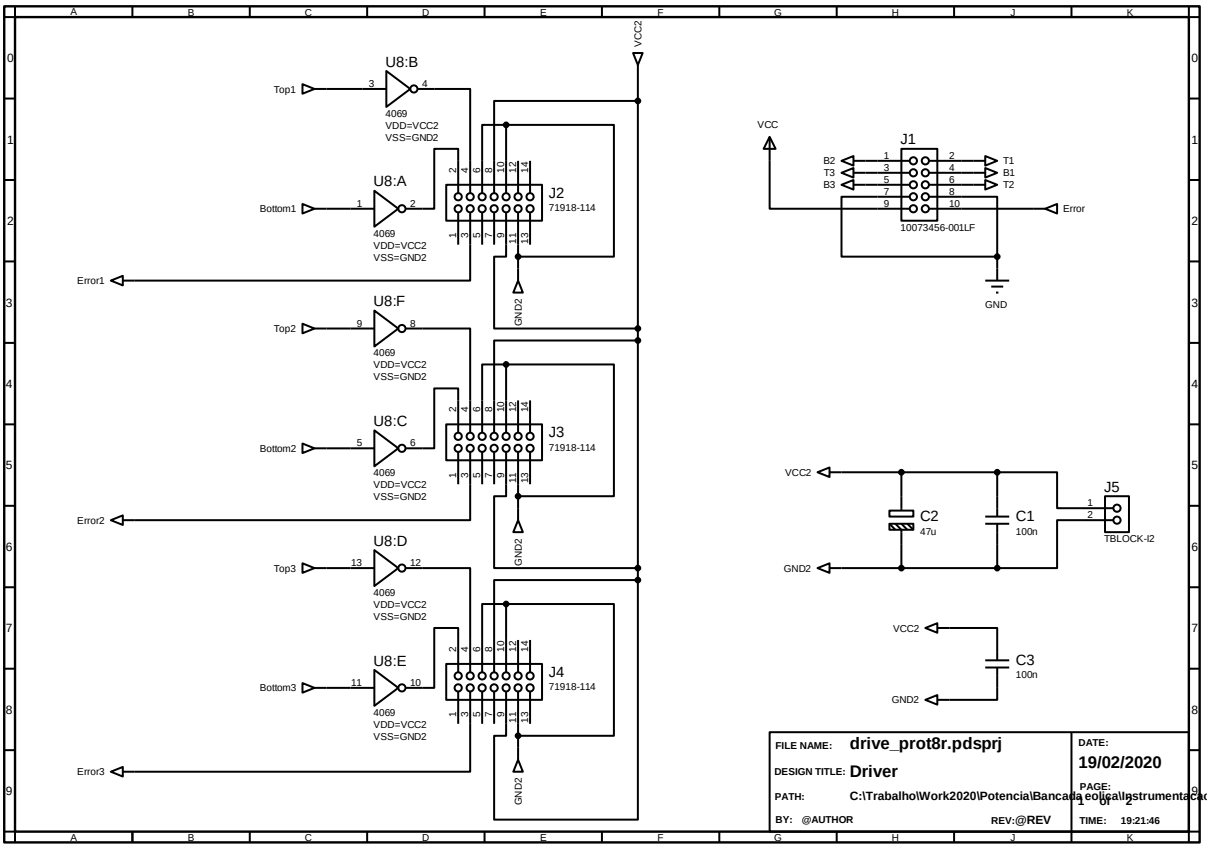
Figura 4.15 – (a)circuito do conversor de sinal do OPAL 5700 para o DSP. (b) Circuito do conversor de sinal do DSP para o OPAL 5700. (c) Placa de condicionamento dos níveis de tensão entre OPAL e DSC.


VCC2
U8:B
Top1
4069
VDD=VCC2
VSS=GND2
U8:A
Bottom1
J2
71918-114
Error1
GND2
U8:F
Top2
U8:C
Bottom2
J3
71918-114
Error2
U8:D
Top3
U8:E
Bottom3
J4
71918-114
Error3
VCC
J1
B2
T3
B3
T1
B1
T2
Error
10073456-001LF
GND
C2
47u
C1
100n
J5
TBLOCK-I2
C3
100n
FILE NAME: drive_prot8r.pdsprj
DESIGN TITLE: Driver
PATH: C:\Trabalho\Work2020\Potencia\Bancada eolica\Instrumentacao
BY: @AUTHOR
REV:@REV
DATE: 19/02/2020
PAGE: 1 of 2
TIME: 19:21:46

(a)


U1
U2
U3
U4
U5
U6
U7
6N135
R1
R2
R3
R4
R5
R6
R7
R8
R9
R10
10k
15k
2.7k
D1
D2
D3
1N4148
VCC
VCC2
GND2
T1
T2
T3
B1
B2
B3
Top1
Top2
Top3
Bottom1
Bottom2
Bottom3
Error
Error1
Error2
Error3
FILE NAME: drive_prot8r.pdsprj
DESIGN TITLE: Driver
PATH: C:\Trabalho\Work2020\Potencia\Bancada_eolica\Instrumentacao
BY: @AUTHOR
REV:@REV
DATE: 19/02/2020
PAGE: 2 of 2
TIME: 19:21:46

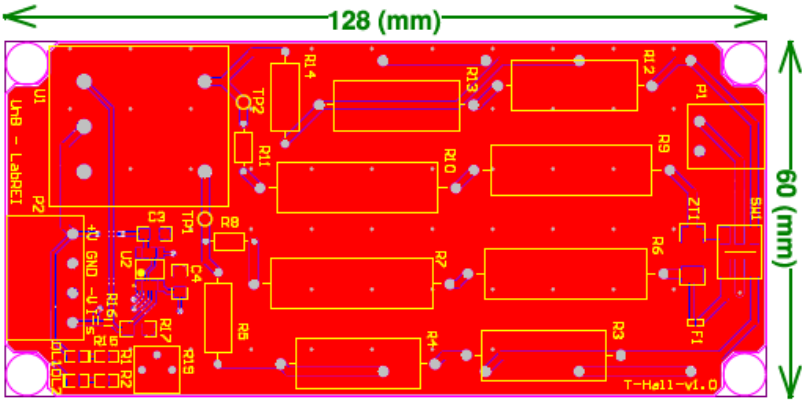
(b)



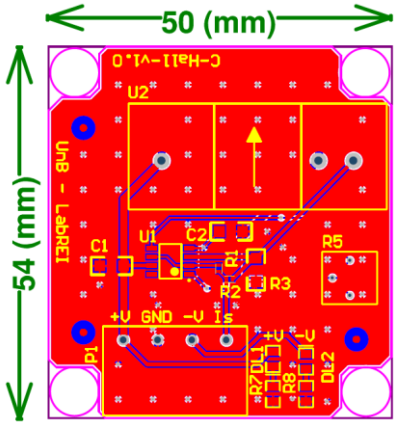
(c)

Figura 4.16 – Interface entre o conversor Semikron e DSP.(a) Parte 1. (b) Parte 2. (c) Parte 3.

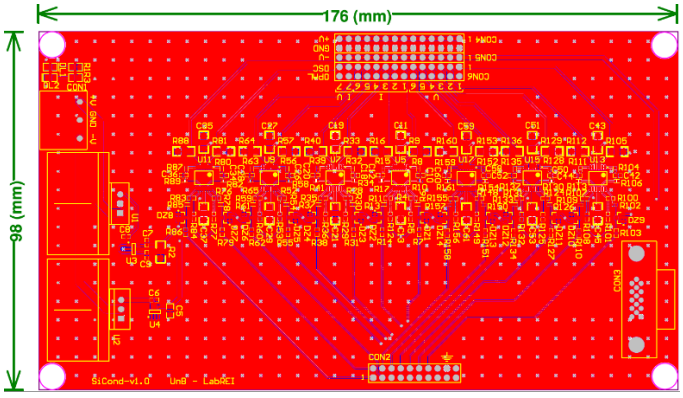
As Figuras 4.17 (a), (b), (c) e (d), mostram os leiautes das novas placas projetadas de modo a otimizar o funcionamento da estrutura concebida, no que diz respeito à redução de tamanho e mitigação de interferências eletromagnéticas. As Figuras 4.17 (a)e (b) apresentam as placas dos transdutores de tensão e de corrente por efeito Hall, respectivamente. A Figura 4.17 (c) ilustra a placa de condicionamento dos níveis de tensão entre OPAL e DSC. Por fim, a Figura 4.17 (d) mostra a placa que recebe os pulsos do DSC e os envio de modo isolado (por optoacopladores) aos *gate-drivers* dos IGBTs dos conversores do *Back-to-back*.


128 (mm)
60 (mm)
T-Hall-v1.0

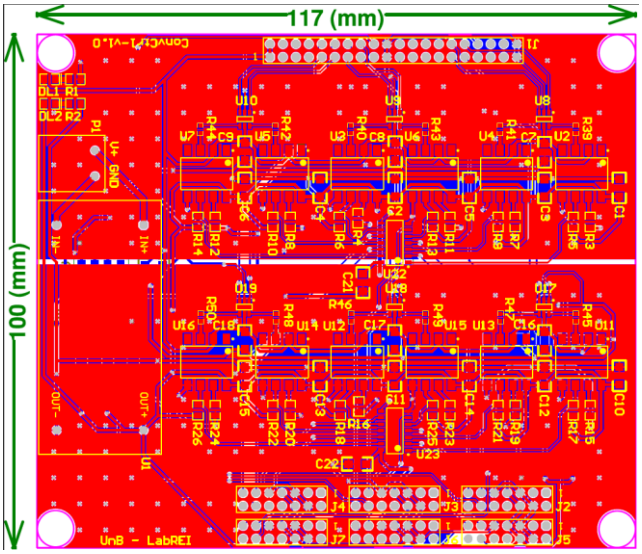
(a)


50 (mm)
54 (mm)
C-Hall-v1.0
U2
U1
C1
C2
R1
R2
R3
R5
+V GND -V Is

(b)


176 (mm)
98 (mm)

(c)



(d)

Figura 4.17 – Leiautes das placas de instrumentação de sinais. (a) Transdutores de tensão por efeito Hall; (b) Transdutores de corrente por efeito Hall; (c) Placa de condicionamento dos níveis de tensão entre OPAL e DSC; (d) Placa que recebe os pulsos do DSC e os envia de modo isolado (por optoacopladores) aos *gate-drivers* dos IGBTs dos conversores do *Back-to-back*.

- **Plataforma digital de controle do conversor**

Desse modo, para que a simulação em tempo real seja executada, é necessário que os sinais de referência com os mesmos parâmetros da barra simulada pelo OPAL 5707 saiam do conversor DA (Digital-Analógico) do simulador em tempo real com os valores de tensões condicionados. Esses sinais, por sua vez, alimentam as entradas AD (Analógico-Digital) da placa de desenvolvimento eZDSP F28335 da Spectrum Digital®, baseada no DSC (*Digital SignalController*) da Texas Instruments. Os algoritmos necessários para controlar a operação do conversor são implementados em um processador digital de sinais (DSP – Digital Signal Processor, ou DSC – Digital SignalController). O controlador recebe as medições provenientes dos sensores de tensão e corrente instalados nos pontos de conexão, os quais são necessários para que o circuito de controle da interface de amplificação opere em malha fechada, em função das referências da simulação em tempo real.

Na estrutura laboratorial desenvolvida, empregou-se o kit de controle ezDSP F28335, fabricado pela Spectrum Digital. O kit oferece 256 kbytes de memória SRAM externa e tesão de alimentação com 5 Vcc. A Figura 4.18 exibe a vista superior do kit ezDSP F28335.

Figura 4.18 – Kit de desenvolvimento eZdsp™ F28335.
Fonte: https://www.element14.com/community/docs/DOC-68189/l/tms320f2812-ezdsp-starter-kit-dsk-socketed-version.

O ezDSP F28335 possui uma série de periféricos que permitem implementar as estratégias de controle. Esse kit possui funções de comunicação, conversão e geração de sinais, memória interna e interface de controle. Os seguintes periféricos estão presentes:

- Interface JTAG (programação e depuração);
- Conector RS-232 (comunicação serial assíncrona);
- Portas GPIO (entradas e saídas digitais);
- Conversores A/D (analógico/digital);
- Canais PWM (modulação por largura de pulso);
- Comunicação CAN (serial);
- Comunicação SCI (comunicação serial síncrona); e
- Temporizadores, entre outros.

Os códigos desenvolvidos para a implementação dos algoritmos de controle são desenvolvidos por meio do programa Code Composer Studio da própria Texas Instruments. Esse ambiente de desenvolvimento possui as bibliotecas que o interagem com os periféricos do DSP. Do ponto de vista do hardware, nesse momento, nos interessa o fato de que as entradas analógicas operam em uma faixa de 0 a 3V e as saídas e entradas digitais operam em nível baixo de tensão com 0V e nível alto de tensão com 3,3V. Na placa de interface entre o modulo conversor Semikron e o DSP os sinais digitais de erro apresentam níveis TTL de tensão (0V e 5V). Assim, para que esses sinais possam excitar a entradas digitais (GPIO) do DSP é necessário o uso de conversores 5V/3,3V. A Tabela 4.7, mostra as principais características do kit.

Tabela 4.7 – Características do ezDSP F28335.
Fonte:http://c2000.spectrumdigital.com/ezf28335/docs/ezdspf28335c_techref.pdf.

Marca	Spectrum Digital
Modelo	F28335
Velocidade de operação	150 MHz
Memória RAM	68 k Bytes
Memória Flash	512 k Bytes
Memória SRAM	256 k Bytes
Conversor A/D	12 bits – 16 canais
Clock	30 MHz
PWM	6 canais
Interface com o harware	JTAG
Tensão de alimentação	5 V

O microcontrolador usado nesse kit é o TMS320F28335, um DSP de 32 bits, unidade lógica aritmética de ponto flutuante, memória flash de 512 kbytes, memória RAM de 68 kbytes e *clock* da CPU de 150 MHz (150 milhões de instruções por segundo), fabricado pela Texas Instruments. Possui diversos dispositivos periféricos, com destaque para os 16 canais de entradas analógicas de 12 bits e as 16 saídas PWM convencionais, como mostra o diagrama de blocos apresentado na Figura 4.19.

Da Figura 4.19, nota-se que, por meio desse microcontrolador, são executadas todas as lógicas de controle do conversor *back-to-back* através do *firmware* implementado em linguagem C. Nesses conjuntos de instruções de controle, foi implementada a técnica de sincronismo do sistema de amplificação com os sinais de referência do OPAL 5707, utilizando o PLL trifásico (DSOGI-PLL, *Double SOGI - PhaseLocked Loop*), de maneira que a tensão de saída do estágio inversor esteja em sincronismo com as formas de onda das tensões da barra selecionada na rede simulada [27],[30]. Além disso, outra técnica imprescindível para a operação do conversor *back-to-back* como um sistema de amplificação para a execução de simulações PHIL é a modulação das chaves semicondutoras IGBT denominada SVPWM (*Space Vector Pulse-WidthModulation*) [31]. Com isso, o conversor *back-to-back* irá operar com baixa distorção harmônica da tensão gerada, a ser disponibilizada ao equipamento sob teste, com os mesmos níveis de tensão RMS e respectivas defasagens angulares da barra simulada.

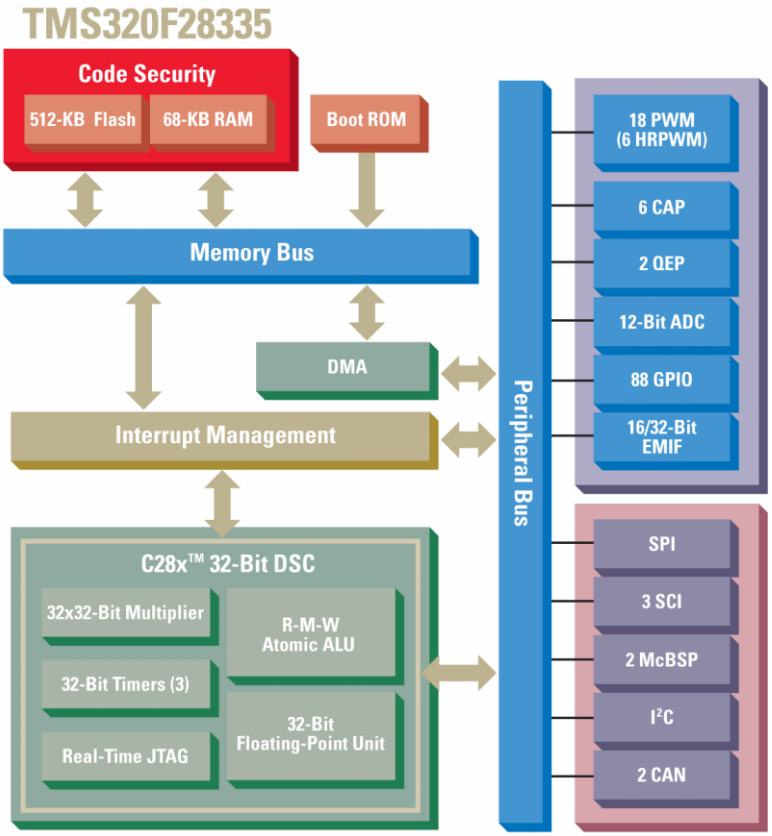


Figura 4.19 – Diagrama de blocos do DSC TMS320F28335 da Texas Instruments®.
Fonte: https://www.bdti.com/InsideDSP/2007/08/22/Ti.

- **Filtro trifásico LCL (Saída do Conversor Bidirecional)**

Para a filtragem é utilizado, na saída do conversor que opera como inversor, um filtro passa-baixa na configuração estrela LCL (filtragem de componentes de alta frequência), sendo as indutâncias de 4mH e as capacitâncias de 11,4 μF. Na frequência de 60Hz, o capacitor se comporta, frente à reatância indutiva, como um circuito aberto. Assim, na modelagem do filtro, tem-se um comportamento LR, em que R é resistência do indutor, em torno de 0,4Ω. Para a composição deste filtro LCL, são necessários três indutores que mitigam as componentes de alta frequência (4 mH e 20 A, 10 kHz), provenientes do chaveamento SVPWM e outros três indutores para realizar o acoplamento do microinversor fotovoltaico. A Tabela 4.8, apresenta as especificações do Filtro Trifásico LCL para o Conversor Bidirecional 2.

Tabela 4.8 – Especificações do filtro trifásico LCL para o conversor bidirecional 2.

L1, L2, L3	4 mH, 20A e fs = 10 kHz
C1, C2, C3	11,4μF (440 V)
L4, L5, L6	4 mH, 20A e fs = 10 kHz

- **Filtro trifásico L (Entrada do Conversor Bidirecional)**

Para que o estágio retificador trifásico (CA-CC) do conversor Back-to-back opere adequadamente, sem que a rede elétrica receba o elevado conteúdo harmônico advindo do processo de retificação e para a realização da elevação de tensão (efeito Boost), são necessários três indutores de 4 mH e 10 A como especificado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Especificações do filtro trifásico L para o conversor bidirecional 1.

Lrede1, Lrede2, Lrede3	4 mH, 20A e fs = 10 kHz

4.3.3 Técnicas de controle para a operação do ambiente de simulação

A técnicas descritas a seguir foram implementadas visando o controle do conversor bidirecional trifásico para simulações PHIL.

4.3.3.1 Estudo das malhas de controle para o escoamento de energia na rede elétrica (estágio CA-CC– conversor bidirecional 1)

Tomando-se como referência a Figura 4.9, espera-se que o controle do lado inversor (ponte trifásica 2) do conversor seja tal que se mantenha, no ponto de conexão 2, as tensões trifásicas controladas, de acordo com referências fornecidas. O mesmo é válido caso nesse mesmo ponto de conexão seja conectada uma carga passiva (resistiva, por exemplo). Para controlar a tensão de saída do conversor, utiliza-se uma estratégia de controle em cascata. Dado o modelo dinâmico do conjunto da ponte trifásica com chaveamento PWM e filtro LC, projeta-se um laço interno de controle de corrente na saída do filtro com dinâmica relativamente rápida e, externamente, fecha-se uma malha para controle da tensão de saída do filtro, com dinâmica mais lenta. Assim, o controlador interno receberá como referência de corrente o sinal de saída do controlador de tensão, determinando a função de transferência da planta da malha de controle G_f.

O sistema de controle do conversor bidirecional 1 é constituído por duas malhas específicas, uma de controle da corrente injetada na rede real da CEB-D e outra de controle de tensão do barramento CC. Na Figura 4.20, mostra-se o laço interno para controle de corrente, em que $G_f(s)$ é dada por (4.1).

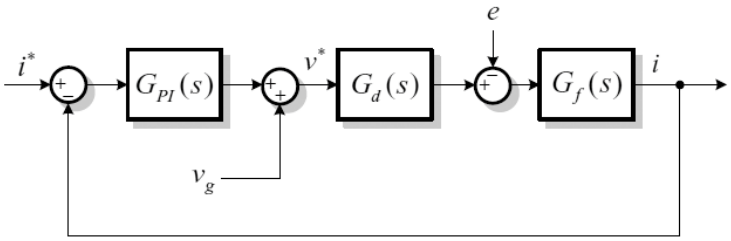


Figura 4.20 – Controle de corrente.
Fonte: [27].

$$G_f(s) = \frac{i(s)}{v(s)} = \frac{1}{R + L.s} \tag{4.1}$$

Em (4.1), indica-se a dinâmica do filtro para excitações em baixa frequência (60Hz), em que L é a indutância do indutor e R corresponde à resistência do indutor. A influência da discretização na implementação do controlador em relação ao atraso de um período de amostragem e de meio período do sinal PWM é estimado por meio de (4.2).

$$G_d(s) = \frac{i(s)}{v(s)} = \frac{1}{1 + 1{,}5T_s} \tag{4.2}$$

Em que T_s corresponde tanto ao período de amostragem para fins de controle quanto ao período do sinal PWM (166,67µs). Utiliza-se uma abordagem por controle vetorial das variáveis de saída do conversor. Com isso, as variáveis trifásicas de corrente e de tensão são convertidas para o referencial girante síncrono (*dq*). Pode-se utilizar controladores de corrente e tensão convencionais do tipo PI ($G_{PI}(s)$), forçando erro nulo para as referências constantes [27].

- Malha de Controle de Tensão do Barramento CC

Basicamente, a malha de controle de tensão é composta por um compensador PI que recebe um valor de tensão de referência do barramento CC em torno de 500 a 700 Vcc. O sistema opera de modo que, à medida que o conversor bidirecional 2 insere corrente/energia no barramento CC, a respectiva tensão tende a se elevar. Para corrigir a elevação da tensão de modo que siga a referência imposta, o sistema define a amplitude da corrente $I_{D\ REF}$ com valor maior, de modo a injetar mais potência ativa na rede elétrica. Caso a tensão do barramento CC atinja valores abaixo da referência, o sistema de controle reduz a amplitude de $I_{D\ REF}$, compensando-se o erro de tensão para que em regime permanente, o mesmo seja nulo. Esse sistema está apresentado na Figura 4.21.

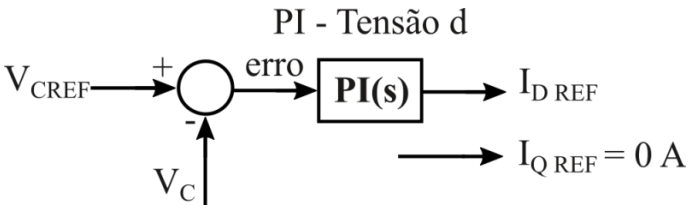


Figura 4.21 – Sistema de controle da tensão do barramento CC.

O compensador PI da malha de controle é dado pela função de transferência mostrada em (4.3):

$$C_{vcc}(s) = -0{,}6 + 200.\frac{1}{s} \tag{4.3}$$

- Malha de Controle da Corrente injetada na rede elétrica

A malha de controle de corrente é composta por dois compensadores PI, cuja função de transferência e respectivos ganhos KI e KP estão representados pela expressão (4.4):

$$C_I(s) = 8 + 400.\frac{1}{s} \tag{4.4}$$

Na Figura 4.22, mostra-se a estrutura de controle de tensão no ponto de conexão 2. As correntes e tensões estão expressas no domínio *dq*.

Na Figura 4.22, v_r corresponde ao vetor com as três tensões trifásicas de referência, sendo que as mesmas são geradas a partir da rede simulada em tempo real, utilizando-se os canais de saída analógica do OP5700. O sinal v_g corresponde às três tensões medidas no ponto de conexão 2 e *i* corresponde às três correntes injetadas a partir da saída do inversor/filtro. Essas variáveis são transformadas para o espaço *dq*, no qual implementa-se o esquema de controle em cascata. Nessa figura, também, são mostrados os procedimentos de ação *feedfoward* para a correção do modelo e de desacoplamento entre as variáveis *d* e *q* do modelo. Para transformação de espaços (*abc* para *dq*), utiliza-se a transformação de Clarke combinada com a transformação de Park.

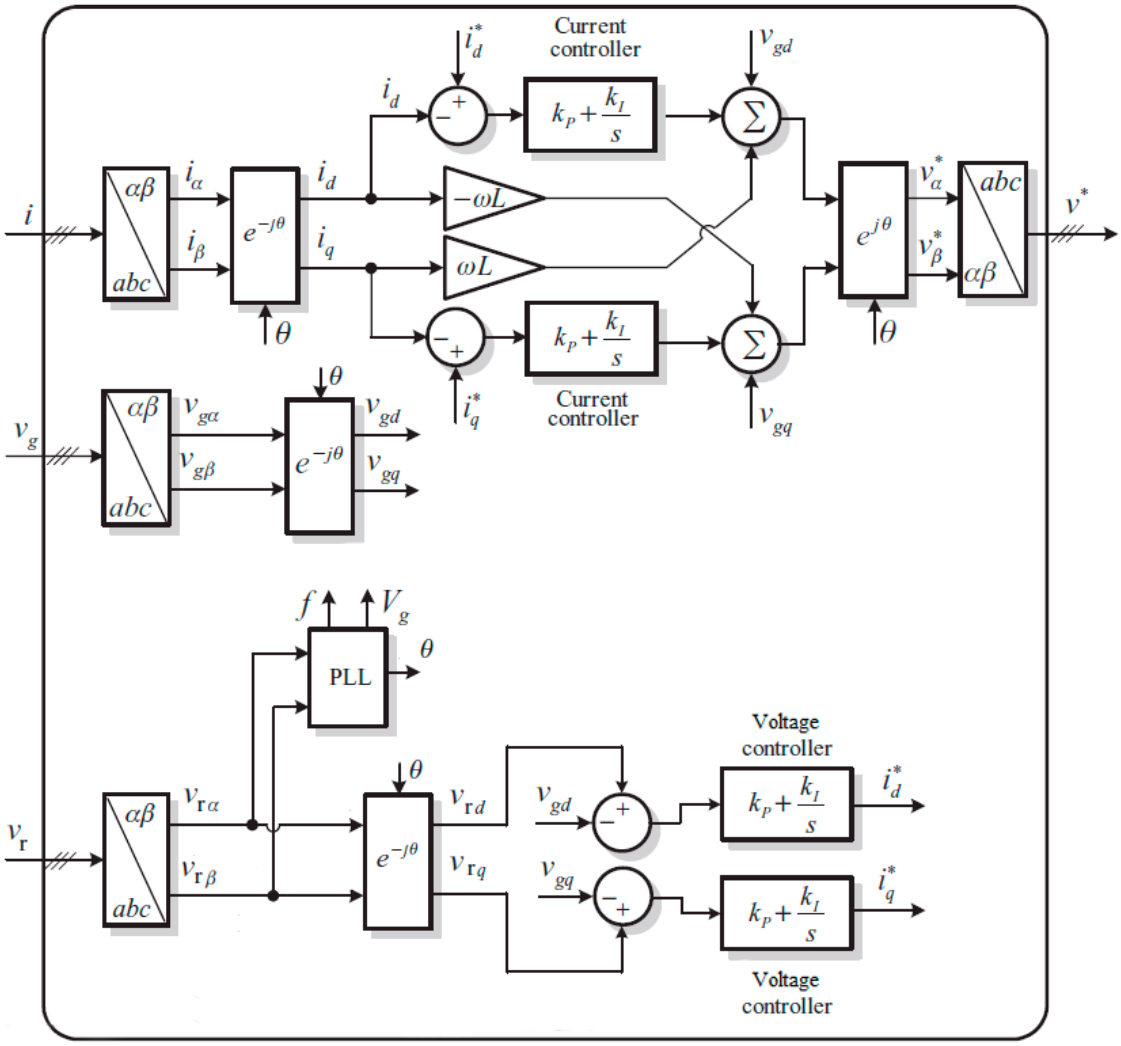


Figura 4.22 – Diagrama de blocos do algoritmo para o controle de tensão.
Fonte: Adaptado de [27].

4.3.3.2 Lógica de controle de sincronismo do inversor trifásico - DSOGI-PLL

Para a transformação de Park é necessário o acompanhamento de ângulo da tensão na fase *a* de v_r. Esse ângulo é obtido utilizando-se um PLL (*Phase-Looked-Loop*). Para a implementação do PLL, utiliza-se uma configuração DSOGI-PLL, conforme a Figura 4.23.

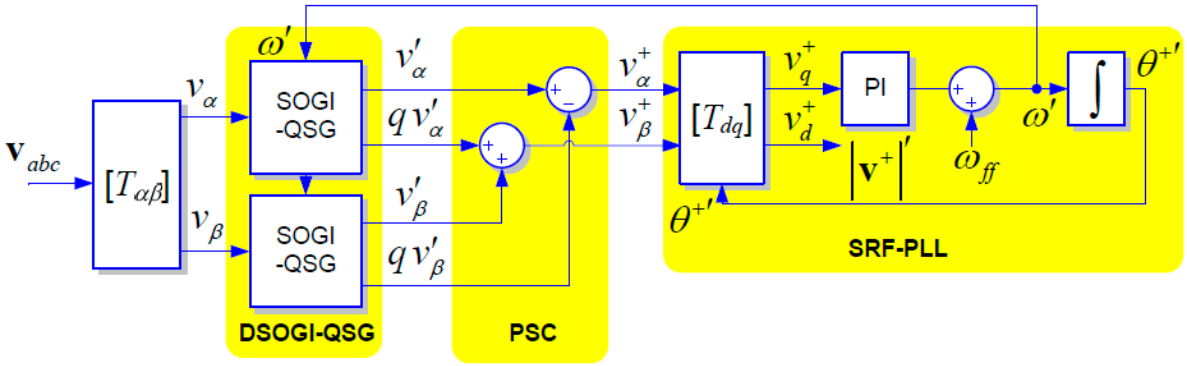


Figura 4.23 – Diagrama de blocos do algoritmo de sincronismo trifásico DSOGI-PLL.
Fonte:[27].

As tensões trifásicas geradas no nó estudado na rede simulada (FT-UnB), disponíveis (com um fator de escala) na saída do OP5700, alimentam o PLL. Nessa configuração, a partir das tensões trifásicas de entrada, utilizando-se um filtro adaptativo DSOGI (*Dual Second Order Generalized Integrator*) e um PSC (*Positive Sequence Calculator*), geram-se sinais em quadratura (αβ) correspondentes à sequência positiva das tensões de entrada (α+ e β+). No estágio de saída, tem-se o núcleo do PLL clássico SRF-PLL (*Synchronous Reference Frame PLL*). Na saída do PLL, tem-se disponível o ângulo θ da tensão da fase a dos sinais de entrada. A frequência ω das tensões de entrada, sendo uma variável interna da estrutura SRF, é utilizada para sintonizar os filtros SOGI presentes na entrada da malha de *controle*.

O DSOGI-PLL foi implementado no ezDSP (DSP). Sua característica básica frente às outras topologias de implementação de PLLs corresponde ao fato de apresentar relativa robustez em relação aos desequilíbrios e distorções presentes nas tensões trifásicas de entrada. O Filtro DSOGI-PSC faz com que o núcleo SRF-PLL seja alimentado apenas a partir da sequência positiva das tensões de entrada. A estrutura SOGI é composta por dois filtros que geram sinais em quadratura (*Quadrature Signal Generator* – QSG), sendo um filtro passa-baixa e outro passa-faixa. Assim, suas frequências de cortes superiores são tais que os filtros rejeitam componentes harmônicas acima da fundamental em 60Hz.Na saída do controlador de tensão da Figura 4.23, o vetor *v** corresponde ao sinal a ser aplicado na entrada de um modulador PWM com injeção de sequência zero [31].

4.3.3.3 Modulação SVPWM (Space Vector Modulation - SVPWM)

Como apontado em [27], dependendo da forma da sequência zero adicionada ao sinal existem técnicas de modulação contínuas ou descontínuas. Nota-se que podem ser utilizadas técnicas de modulação contínuas para conversores trifásicos.

Com relação à técnica de modulação THIPWM, se a amplitude da terceira harmônica for de 25% da fundamental, será alcançado o mínimo conteúdo harmônico do sinal de tensão. A técnica de modulação selecionada é a denominada modulação subótima, cujo sinal modulador corresponde à modulação vetorial espacial (ou Space Vector Modulation PWM – SVPWM), com posicionamento simétrico dos vetores de sequência zero no período de amostragem, como mostra a Figura 4.24.

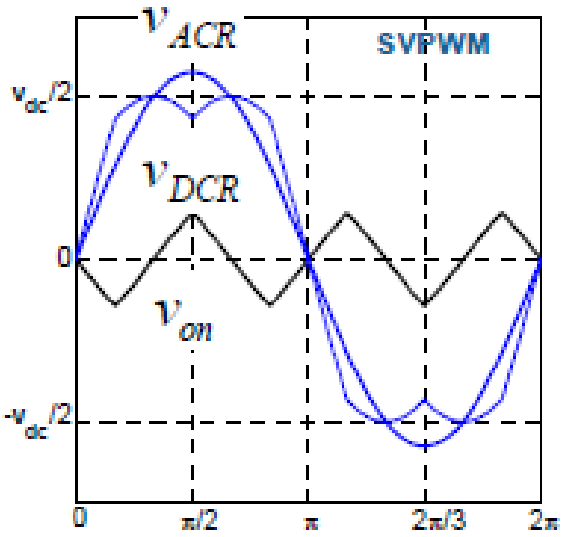


Figura 4.24 – Sinais do modulador subótimo ou SVPWM.
Fonte [27].

Na saída do controlador de tensão dos conversores bidirecionais trifásicos (back-to-back), o vetor v* (ou Vcontrol) corresponde ao sinal a ser aplicado na entrada de um modulador PWM com injeção de sequência zero[31]. Este procedimento é equivalente à modulação do tipo SVPWM (*Space Vector* PWM). Conforme mostra a Figura 4.25, o sinal de sequência zero V_0 injetado nos sinais modulantes, antes das comparações com a onda triangular, é obtido a partir dos próprios sinais modulantes. Em essência, ao longo do tempo, V_0 corresponde a v_a^*, v_b^* ou v_c^* (aquele que possuir menor módulo) multiplicado pelo fator de escala 0,5. Com esse procedimento, obtém-se melhor aproveitamento da tensão do barramento CC do conversor. Pode-se ter no sinal PWM de saída (por fase) uma componente fundamental com amplitude máxima que corresponderia ao aumento de 15% em relação ao que se conseguiria com a modulação senoidal simples, ou seja, com V_0 nulo.

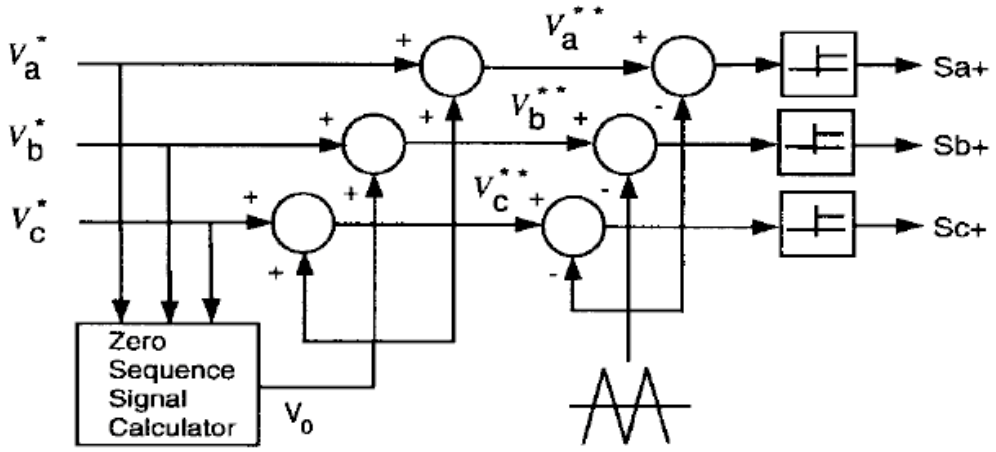


Figura 4.25 – Diagrama de blocos do modulador PWM.
Fonte:[31].

4.3.3.4 Estudo das malhas de controle para a microrrede conectada à geração fotovoltaica (estágio CC-CA)

Nos tópicos a seguir, serão apresentados os estudos acerca das malhas de controle implementadas para a operação adequada e estável do estágio CC-CA. A malha de controle de tensão de saída é utilizada para impor as formas de onda da barra da FT-UnB, cujos valores de amplitudes e respectivos ângulos são definidos pela simulação em tempo real do sistema elétrico. Com isso, a GD poderá se sincronizar à microrrede implementada. Além disso, destaca-se a presença de uma malha de controle interna de corrente, a qual recebe as referências definidas pela malha externa de tensão e tem como saída os sinais moduladores enviados ao SVPWM.

- **Controle de Tensão da Saída Cvo(s)**

Na Figura 4.26(a), VoA, VoB e VoC correspondem às três tensões trifásicas de saída do conversor, as quais devem seguir as referências impostas pela rede simulada em tempo real denominadas VA FT-UnB, VB FT-UnB e VC FT-UnB, mostradas na Figura 4.26(b), utilizando-se os canais de saída analógica do STR OP5700.

O sinal vg corresponde às três tensões medidas no ponto de conexão A e i corresponde às três correntes injetadas a partir da saída do inversor/filtro. Essas variáveis são transformadas para o espaço dq, no qual implementa-se o esquema de controle em cascata. Para transformação de espaços (abc para dq), utiliza-se a transformação de Clarke combinada com a transformação de Park. Para a transformação de Park é necessário o acompanhamento de ângulo da tensão na fase a de vr. Esse ângulo é obtido utilizando-se

uma Malha de Captura de Fase, ou PLL (Phase-Looked-Loop).A função de transferência do compensador de tensão $C_{vo}(s)$ é dada pela seguinte equação:

$$C_{vo}(s) = K_p + \frac{K_I}{s} \quad (5.5)$$

$$C_{vo}(s) = 1 + 204{,}8.\frac{1}{s} \quad (5.6)$$

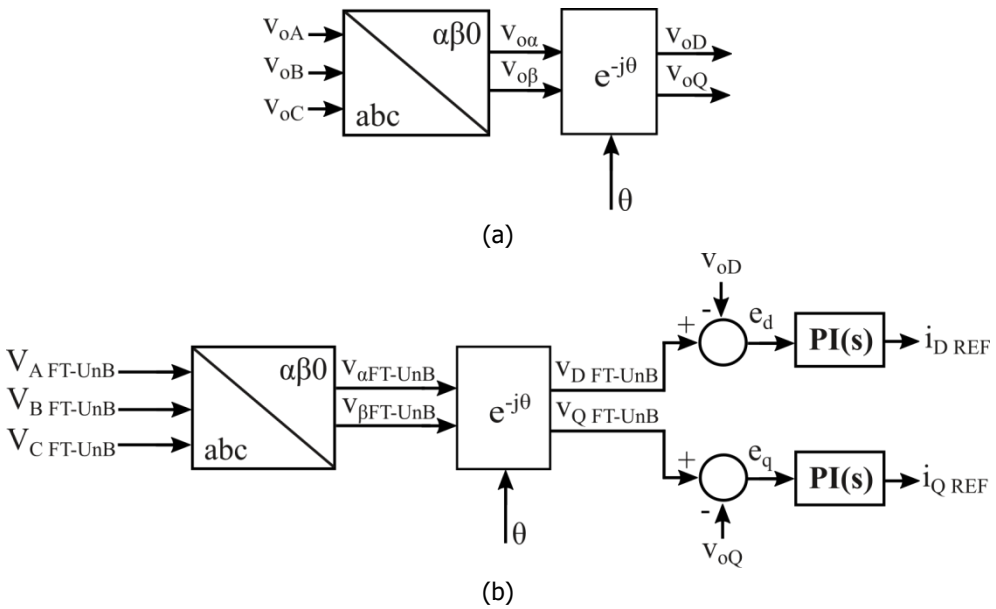


Figura 4.26 – Diagrama do controlador da tensão do barramento CC, o qual define a referência de corrente IREF D para a malha de controle de corrente.(a) Primeira parte. (b) Segunda parte.

- **Controle de Malha de Controle de Corrente**

Na Figura 4.27 são mostrados os procedimentos de ação feedfoward para a correção do modelo e de desacoplamento entre as variáveis d e q do modelo.

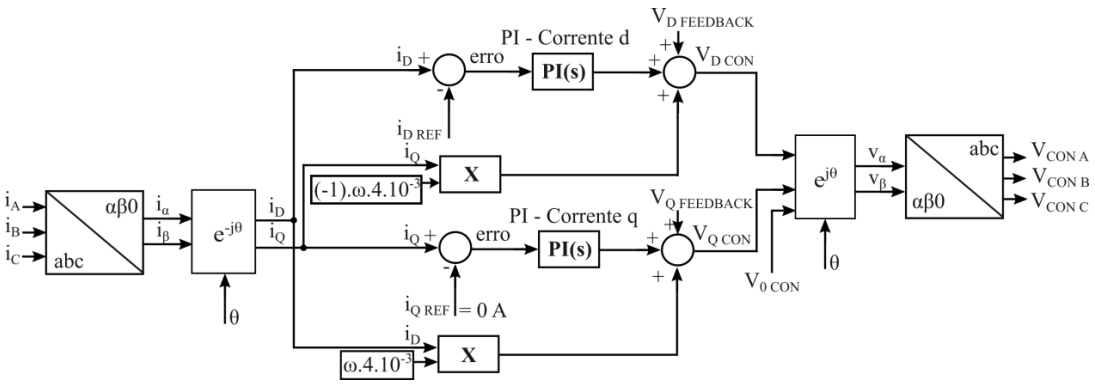


Figura 4.27 – Diagrama de blocos para o controle de corrente do estágio CC-CA do amplificador bidirecional trifásico, que define a tensão de controle de saída (sinal modulante).

A malha de controle de corrente é composta por dois compensadores PI, cuja função de transferência é dada pela expressão (4.7).

$$C_I(s) = 21{,}667 + 7{,}2.10^3.\frac{1}{s} \tag{4.7}$$

O núcleo do controlador dq é dado pela função de transferência expressa em (4.8).

$$G_{PI}(s)dq = \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_I}{s} & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_I}{s} \end{bmatrix} \tag{4.8}$$

4.3.3.5. Biblioteca de funções matemáticas

Foi desenvolvida em linguagem C (Standard) uma biblioteca de funções necessárias para a implementação de diversos algoritmos utilizados no controle dos conversores. As funções realizam: operações com vetores e matrizes, transformadas de Clarke e Park (tanto diretas, quanto inversas), controladores PI (com ou sem ação *anti-windup*), filtros do tipo SOGI (*Second Order Generalized Integrator*) e QSG (*Quadrature Signal Generator*) para implementação do PLL, e outros. Essas funções serão utilizadas nos programas que serão executados no DSP.

4.3.3.6. Considerações finais

Alinhado à experiência dos laboratórios mais modernos do mundo, é possível constatar que a rápida evolução das plataformas de simulação de tempo real tem permitido elevar o nível das pesquisas acadêmicas e industriais em razão da sua capacidade de recriar cenários reais com maior precisão. Com isso, identifica-se um amplo conjunto de oportunidades para o

desenvolvimento de pesquisas em torno de aplicações de simulações de tempo real do tipo SIL e HIL, que objetivam avaliar as particularidades e exigências específicas derivadas da operação dos sistemas de distribuição, quando da integração da geração distribuída fotovoltaica, bem como de outras tecnologias.

4.4 Testes da metodologia, plataforma computacional e/ou protótipos de equipamentos

Esta seção aborda a descrição dos cenários em que foram realizados os testes da metodologia e da infraestrutura laboratorial desenvolvidas no contexto do projeto.

4.4.1 Sistema e cenário para testes

As simulações SIL e HIL foram executadas utilizando o alimentador da CEB-D que fornece energia para o Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília que, por sua vez, possui uma área total de 3.950.579 m^2 e 552.171 m^2 de área construída. A rede do campus apresenta níveis de tensão que estão dentro das margens nacionais. O lado de média tensão do alimentador possui tensão de 13.8 kV; e o lado de baixa tensão, conectado ao secundário dos transformadores, tensão de 380 V. Em [28], o autor apresenta detalhadamente como se dá o processo de modelagem do circuito do alimentador do Campus Universitário Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília no formato do *software* OpenDSS. A rede elétrica modelada é apresentada de forma ilustrativa na Figura 4.28 (a).

Os parâmetros do ponto de conexão onde será inserido o dispositivo sob teste (valores de tensão, corrente e curva de carga) são os correspondentes ao barramento do laboratório de redes elétricas inteligentes localizado, no prédio SG11 da Faculdade de Tecnologia (FT). O dispositivo sob teste para a implementação laboratorial é composto por um sistema de geração fotovoltaica, o qual será utilizado para efetuar avaliação dos impactos da inserção deste tipo de geração na rede elétrica da Universidade de Brasília. Contudo, poderia ser utilizado outro tipo de sistema de geração distribuída, por exemplo a eólica. Além disso, podem ser utilizados outros tipos de equipamentos como o carregador veicular ou sistemas de bancos de baterias para a realização da compensação de tensão, etc. Na Figura 4.28 (b), observa-se o local de instalação do sistema fotovoltaico, o qual se situa na cobertura do bloco SG-11. Essa cobertura apresenta desvio azimutal de -35º em relação ao Norte e acesso solar sem sombras ao longo de todo o ano.

O sistema fotovoltaico a ser conectado à rede simulada FT-UnB (ver Figura 4.29) é constituído por quatro módulos fotovoltaicos da Canadian Solar modelo CS6U-330P de 330 Wp, o que caracteriza uma potência instalada de 1,32 kWp (ver Tabela 4.10). Para

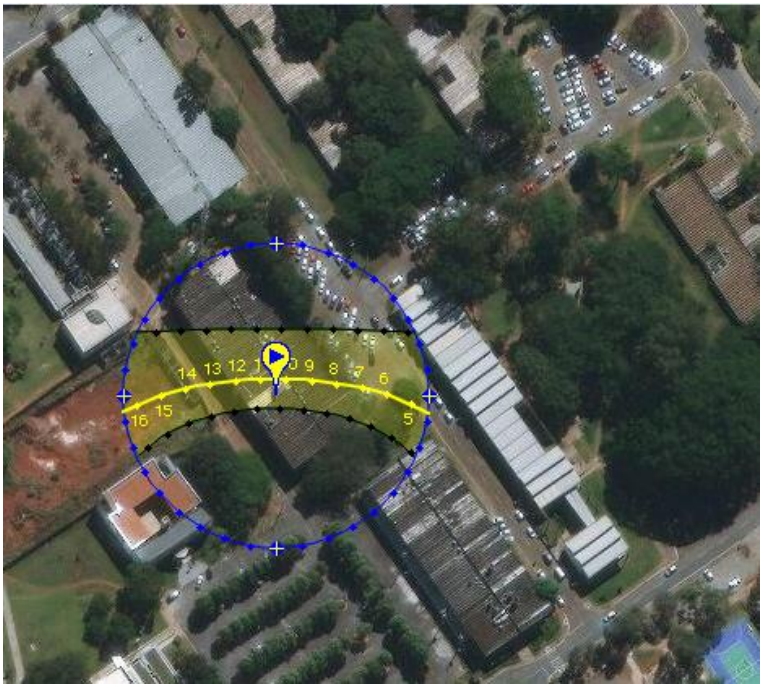
converter a energia proveniente do arranjo fotovoltaico, será utilizado um microinversor trifásico modelo YC1000-3 da APsystems, o qual apresenta 4 algoritmos de MPPT (Maximum Power Point Tracking - Rastreamento do Ponto de Máxima Potência) dedicados para cada módulo fotovoltaico. A faixa de tensão de MPPT é de 16-55 V com tensão máxima de 60 V. A potência de saída do microinversor trifásico é de 1000W, a tensão nominal é de 380 $V_{fase-fase}$, frequência de 60Hz, fator de potência maior que 0,99 e eficiência de pico igual a 95%. Além disso, ele apresenta fator de rastreamento do ponto de máxima potência igual a 99,9%. Apesar desse valor de potência a ser fornecida pelos módulos fotovoltaicos, o microinversor irá injetar no máximo 1000 W à rede elétrica implementada pela microrrede.

4.4.2 Validação do circuito de teste

Baseado no modelo do alimentador da UnB no OpenDSS criado, fora desenvolvido o modelo deste mesmo alimentador no formato aceito pelo ePHASORSIM®. O ePHASORSIM® é o software disponível para a modelagem e simulação de circuitos com mais elementos; ou seja, circuitos de distribuição. Por consequência o time-step de uma simulação neste software tem de ser maior, da ordem de milissegundos.

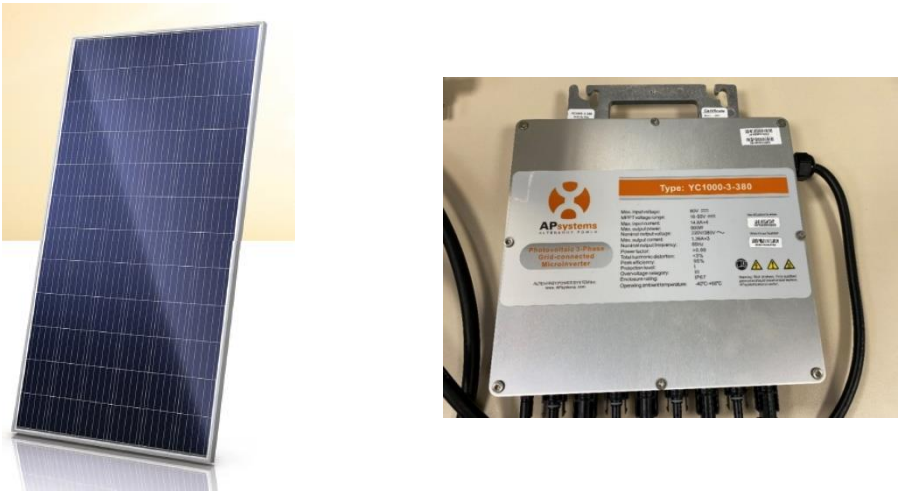
Para comprovar que o novo modelo gerado realmente representa de forma fidedigna o circuito original, fora efetuada uma comparação entre os resultados obtidos através de cálculos de fluxos de potência em ambas as ferramentas de simulação. Os valores de tensão em todos os barramentos foram comparados a fim de avaliar a discrepância entre eles. Neste sentido foram calculados os erros relativos, tomando como base os resultados oriundos do OpenDSS, através da expressão (4.9).

(a)



(b)

Figura 4.28 – (a) Foto panorâmica que ilustra o circuito alimentador do Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília; (b) Localização do sistema fotovoltaico – cobertura do bloco SG-11.
Fonte: (a) Adaptação Google Earth (b) https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt.



(a) (b)

Figura 4.29 – Sistema fotovoltaico para testes (a) Módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-330P de 330 Wp. (b) Microinversor da APsystems YC 1000-3.

Tabela 4.10 – Especificações do sistema fotovoltaico para testes.

Microinversor Trifásico (APsystems YC1000-3)	
Parâmetros de entrada CC	
Faixa de Tensão MPPT	16-55 V
Máxima Tensão de Entrada	60 V
Corrente máxima de entrada	14,8 A x 4 entradas
Tensão para inicialização	22 V
Parâmetros de saída CA	
Tipo de rede trifásica	277Y/480V
Corrente nominal de saída	1,08 A x 3
Frequência nominal de saída	60 Hz (59,3-60,5 Hz)
Fator de potência	>0,99
Distorção Harmônica Total de Corrente (DTI)	<3%
Eficiência de pico	95%
Eficiência Normalizada CEC	94,5%
Eficiência nominal do MPPT	99,9%
Módulos Fotovoltaicos 330 Wp Canadian Solar (CS6U-330P)	
Potência de pico	330 Wp
Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp})	37,2 V
Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp})	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,45 A
Eficiência	16,97%
Tensão máxima	1000 V

$$Erro_{Relativo} = \frac{\left|magV_{ePHASORSIM} - magV_{openDSS}\right|}{magV_{OpenDSS}} \times 100\% \qquad (4.9)$$

4.4.3 Teste de implementação da metodologia para execução de simulações em tempo real envolvendo geração distribuída

De posse do modelo validado, se faz possível apresentar a metodologia utilizada para o desenvolvimento de simulações em tempo real envolvendo geração distribuída. O intuito, ao final, é incluir geração distribuída fotovoltaica no circuito de forma que os impactos oriundos deste tipo de geração possam ser analisados. O diagrama de blocos mostrado na Figura 4.30, ilustra de forma resumida toda a metodologia desenvolvida.

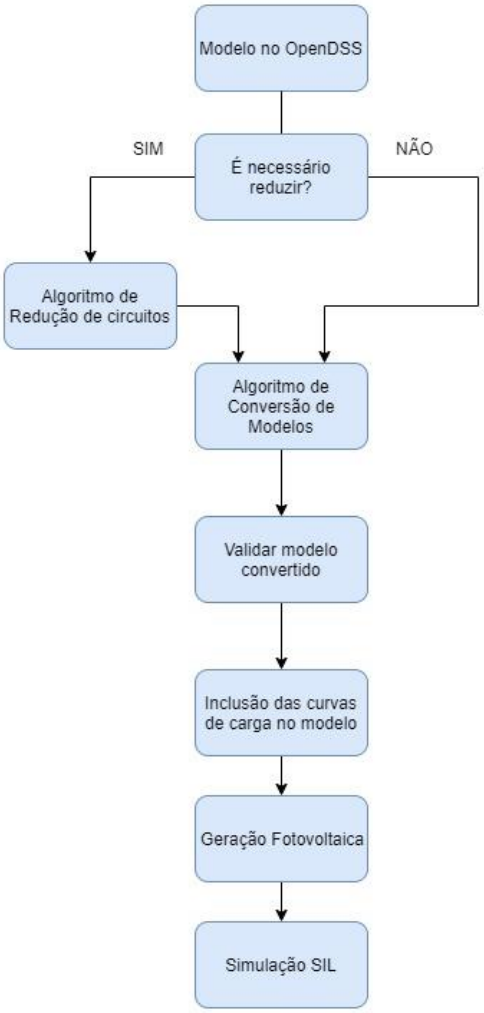


Figura 4.30 – Diagrama de blocos da metodologia para o desenvolvimento de simulações SIL

- **Redução de Circuitos**

De forma a reduzir circuitos modelados no formato do OpenDSS, foi realizada a implementação dos métodos de redução no ambiente MATLAB®. Caso a quantidade de elementos do circuito almejado não atinja o limite de cálculo imposto pelo software (ePHASORSIM®), a etapa de redução de circuitos pode ser desconsiderada. Em razão a que a quantidade de nós do alimentador da UnB não ultrapassa o limite preestabelecido, não se fez necessária a etapa de redução do circuito antes da conversão.

- **Conversão de modelos para o formato de simulação em tempo real**

Visto que o OpenDSS conta com uma base de dados enorme de alimentadores já modelados, foi desenvolvido um método que viabilizasse a conversão direta dos parâmetros dos modelos, para o formato de entrada de dados do software de simulação em tempo real RT-LAB® e mais especificamente no ePHASORSIM®. A compatibilização de formatos entre estas ferramentas computacionais foi realizada segundo o diagrama ilustrativo apresentado na Figura 4.31. Como resultado desta etapa, foram geradasplanilhas em Microsoft Excel®, cada uma contendo os parâmetros de uma classe de elemento do circuito, como linhas, cargas, transformadores, entre outros. A redistribuição dos dados provenientes do OpenDSS foi realizada com ajuda de programas computacionais escritos no ambiente MATLAB®. As planilhas são importadas diretamente pelo software de simulação ePHASORSIM®.

Figura 4.31 – Diagrama de blocos do processo de conversão de formato.

O conversor apresentado na Figura 4.31, permitiu uma automatização na modelagem de sistemas alvos de estudo em simuladores em tempo real, quando os mesmos já estivessem previamente declarados no formato do OpenDSS.

- **Inserção dos perfis de carga**

No ePHASORSIM® o usuário pode optar entre duas formas de simulação, o fluxo de potência e a simulação dinâmica. Na primeira, o software não leva em consideração a variação das cargas. Na simulação dinâmica, o fluxo é solucionado

uma única vez, ao ser inicializada a simulação, considerando os valores de carga declarados no arquivo de modelagem, e posteriormente executa a lógica de variação dos parâmetros.

De forma a aproximar ainda mais a simulação da realidade do circuito, fora criada uma lógica computacional para inserir o perfil de variação de cada uma das cargas do modelo. Com o intuito de simular o comportamento das cargas ao longo de um dia, são inseridos 24 valores de carga para cada fase conectada ao circuito.

A lógica criada é responsável por ler e importar os novos valores de potência ativa e reativa por fase e também de sincronizá-los com o restante da simulação a cada iteração. Primeiramente a planilha com os novos valores de carga é lida e os valores são salvos na memória. Desta forma os valores precisam ser carregados uma única vez melhorando a desempenho da simulação. O arquivo com os valores segue um padrão em que cada coluna representa uma nova condição. Assim, a cada iteração, a lógica desenvolvida busca na memória os valores da próxima coluna e os utiliza como entrada para a simulação.

Com a finalidade de salvar os valores das simulações dinâmicas, foi criada outra lógica responsável por salvar os valores desejados pelo usuário em um relatório de simulação. Este relatório é gerado de forma sincronizada com a mudança de condição dos perfis de carga. Ou seja, caso seja almejado salvar as magnitudes de tensão de todos os barramentos do circuito; ao final da simulação, serão obtidos 24 valores de tensão para cada barramento do sistema. A Figura 4.32 apresenta o diagrama de blocos que ilustra o procedimento executado durante esta etapa.

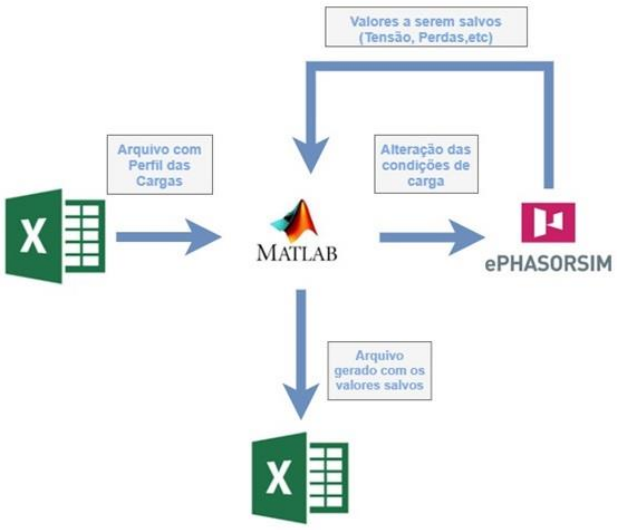


Figura 4.32 – Diagrama de blocos da inserção das curvas de carga.

- **Inserção da geração fotovoltaica**

O intuito desta etapa é avaliar se este tipo de simulação apresenta resultados equivalentes aos esperados e previstos na literatura, quando se é avaliado o impacto da inserção de geração fotovoltaica nas redes de distribuição.

Modelos de sistemas fotovoltaicos (módulos fotovoltaicos e o mecanismo de controle) no ambiente MATLAB® foram utilizados nesta etapa. Estes modelos contam com as informações técnicas dos módulos (possuem entrada para curvas de irradiância e temperatura), um conversor DC-DC e um controlador de tensão, onde o resultado são formas de onda das grandezas elétricas envolvidas. Enquanto que a rede elétrica à qual o sistema fotovoltaico está conectado foi modelada no formato do ePHASORSIM®, o qual oferece resultados na forma de valores eficazes. Para que houvesse a troca de informações entre as duas entidades descritas se fizeram necessárias criar algumas etapas intermediarias que permitissem garantir a coerência entre os dados provenientes de diferentes domínios.

Para resolver este obstáculo foi desenvolvido um bloco que produz formas de onda a partir de f valores eficazes. A cada *time-step* de simulação o bloco recebe o valor eficaz da tensão juntamente com sua fase e transforma essa informação em sinais senoidais de frequência 60 Hz. O modelo do inversor agora possui sua referência de tensão; no entanto, a corrente gerada ainda não está sendo injetada no modelo do alimentador no ePHASORSIM®. Para isso foi necessário declarar uma fonte de corrente no modelo do alimentador conectada à barra utilizada como referência de tensão para o inversor. Além disto, foi implementado um algoritmo de estimação fasorial baseado no filtro cosseno modificado para transformar uma forma de onda em fasores [32].

Esta etapa é necessária para entregar os sinais de corrente oriundos do modelo do inversor ao circuito modelado no ePHASORSIM®. Os três valores de magnitude e fase das correntes calculados pelo algoritmo são inseridos no modelo do alimentador como as correntes oriundas da fonte de corrente. A partir deste ponto o loop de simulação foi fechado caracterizando uma simulação do tipo SIL cujo esquemático está representado na Figura 4.33.

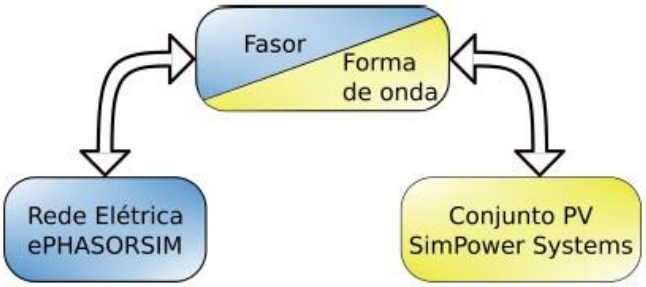


Figura 4.33 – Esquemático da simulação do tipo SIL.

4.4.3.1 Validação do modelo de alimentador

A seguir são apresentados os resultados da validação do processo de conversão do modelo no formato do OpenDSS para o formato do ePHASORSIM®. Após rodar os fluxos de potência em ambas as ferramentas de simulação; os valores de tensão nas barras foram comparados a fim de quantificar a discrepância entre eles, para isto, foi calculado o erro relativo utilizando os valores obtidos no OpenDSS como base. A Tabela 4.11 apresenta o resumo da avaliação estatística de todos os valores de tensão nas barras do alimentador. Os resultados são apresentados por fase conectada a cada barra do alimentador. A partir dos valores de erro obtidos, são calculados o erro médio e o percentil 95 para cada fase do alimentador. O erro médio consiste na média aritmética de todos os valores de erro nas fases A, B, C de cada barra. O percentil é uma medida da posição relativa de uma unidade observacional em relação a todas as outras. O resultado obtido através deste parâmetro representa o valor de erro relativo, que abrange 95% dos resultados em questão.

Tabela 4.11 – Apresentação dos valores de erro resultantes da comparação entre os resultados da simulação do fluxo de potência calculados no OpenDSS e no ePHASORSIM®, para o alimentador da UnB.

	Fase A	**Fase B**	**Fase C**	**Geral**
Erro Médio	0,4265%	0,4166%	0,4082%	0,4171%
Percentil 95	0,6975%	0,6730%	0,6618%	0,6749%
Erro Máximo	1,0627%	1,0617%	1,0422%	1,0627%

Ao analisar os resultados obtidos, pode-se observar que os valores de erro médio estão abaixo de 0,5%. É possível notar também que 95% dos resultados tem erros abaixo de 0,7%. Ou seja, os valores de tensão gerados pelo fluxo de potência no ePHASORSIM® são próximos aos valores obtidos através desta mesma forma de simulação no OpenDSS.

As pequenas discrepâncias podem ser devidas à diferença dos algoritmos utilizados para os cálculos iterativos de fluxo de potência, ou por critérios de parada da simulação distintos. O OpenDSS conta com dois métodos, o "Normal" e o "Newton". O primeiro é um algoritmo

mais rápido e mais simples. O segundo pode ser categorizado como um algoritmo mais robusto e é recomendada a sua escolha para circuitos mais difíceis de serem resolvidos. Nota-se que, no manual do OpenDSS é mencionado que o método "Newton" não deve ser confundido com o "Newton-Raphson". Método este utilizado pelo ePHASORSIM® para os cálculos de fluxo de potência.

4.4.3.2 Inserção das curvas de carga

Ao inserir as curvas de carga no modelo, optou-se por uma duração de 10 ms para cada uma das 24 condições de carga. A Tabela 4.12 apresenta os valores de erro médio, percentil 95 e máximas para cada uma das condições de carga, considerando todos os barramentos do sistema.

Tabela 4.12 – Apresentação dos valores de erro resultantes da comparação entre os resultados da simulação do fluxo de potência calculados no OpenDSS e no ePHASORSIM®, para o alimentador da UnB, considerando a variação das cargas.

Hora	Erro Médio	Percentil 95	Erro Máximo
0h	0,692663%	1,313897%	1,430955%
1h	0,497925%	0,875627%	1,318621%
2h	0,481472%	0,832686%	1,500037%
3h	0,474880%	0,818064%	1,509174%
4h	0,464468%	0,790853%	1,500396%
5h	0,462515%	0,772981%	1,435594%
6h	0,481441%	0,820383%	1,292960%
7h	0,588545%	0,982118%	1,259853%
8h	0,759618%	1,266886%	2,136419%
9h	0,842662%	1,392342%	2,286510%
10h	0,891044%	1,472970%	2,715694%
11h	0,872252%	1,601761%	3,088335%
12h	0,845903%	1,405004%	3,193150%
13h	0,893530%	1,487002%	2,999982%
14h	0,973471%	1,661990%	2,969501%
15h	0,966776%	1,705360%	3,342299%
16h	0,891143%	1,683913%	3,459863%
17h	0,773835%	1,366534%	3,313289%
18h	0,709820%	1,352676%	2,918707%
19h	0,743658%	1,281880%	2,150806%
20h	0,682210%	1,170542%	2,048326%
21h	0,637992%	0,974858%	1,885280%
22h	0,589157%	0,940979%	1,499107%
23h	0,529379%	0,866531%	1,448405%
Geral	0,697765%	1,314376%	3,459863%

A Figura 4.34 apresenta, respectivamente, a curva de carga trifásica e os níveis de tensão para a barra de conexão do sistema fotovoltaico da Faculdade de Tecnologia.

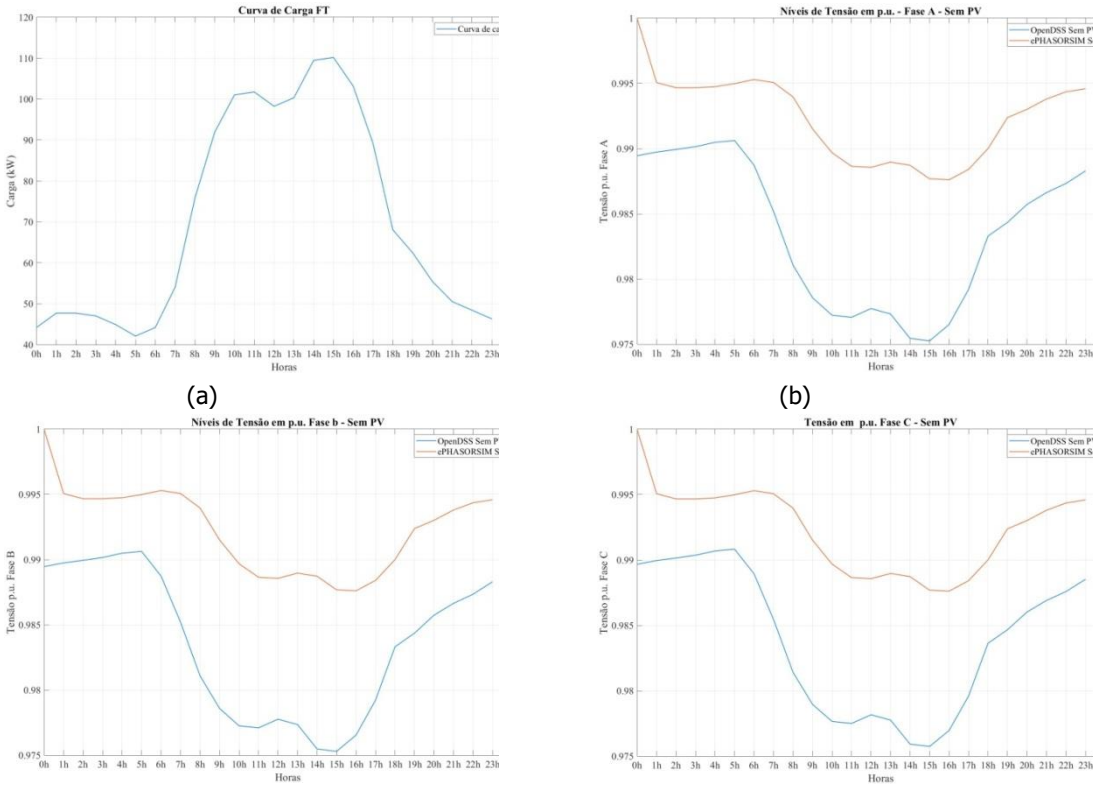


Figura 4.34 – Dados da barra de conexão do sistema fotovoltaico da Faculdade de Tecnologia da UnB. (a) Curva de carga. (b) Nível de tensão da fase A. (c) Nível de tensão da fase B. (d) Nível de tensão da fase C.

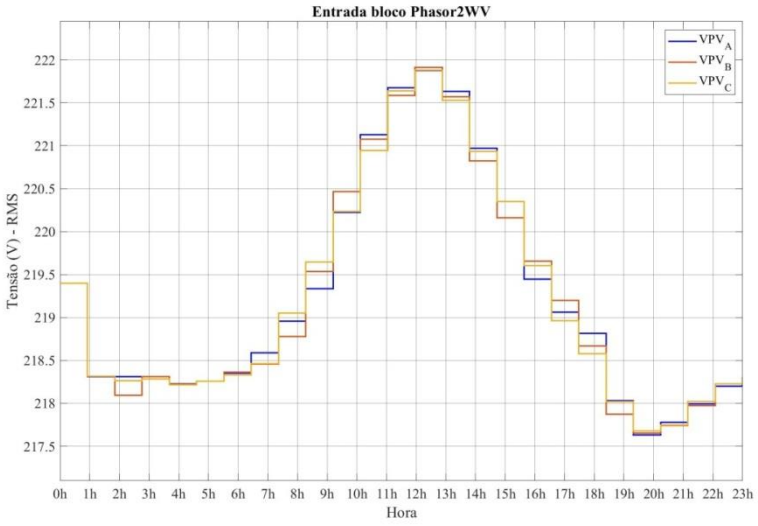
Estes resultados comprovam que os valores obtidos através da simulação dinâmica não divergem drasticamente dos resultados obtidos através do OpenDSS. No entanto, as formas de simulação são diferentes, o OpenDSS muda as condições de carga e realiza um novo fluxo de potência, já no ePHASORSIM® os novos valores de carga são alterados na simulação dinâmica, por isso foram encontradas discrepâncias maiores do que as encontradas na seção anterior.

4.4.3.3 Inserção da geração distribuída fotovoltaica

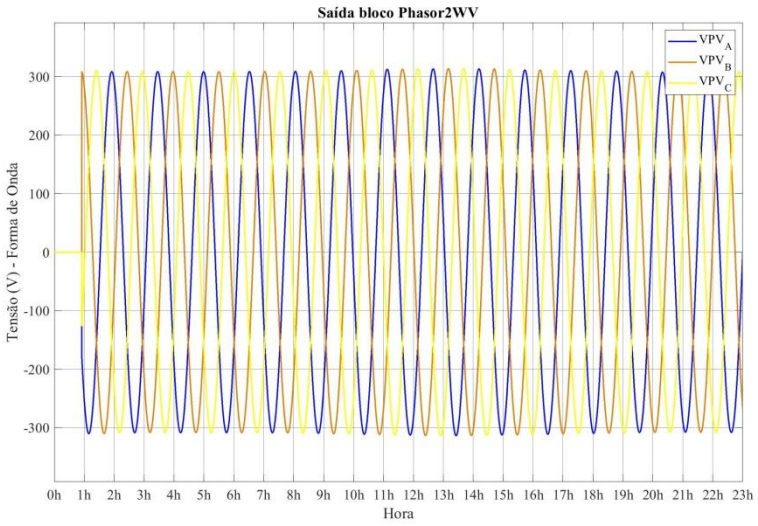
De posse, do modelo do circuito da UnB no ePHASORSIM®, foram efetuadas simulações para os casos sem geração distribuída fotovoltaica e com geração de 150 kWp, que é a potência instalada atualmente na FT. Adicionalmente, foram avaliados os efeitos do aumento da potência instalada considerando 200 kWp, 400 kWp, 800 kWp e 1,2 MWp. A cada

10 ms de simulação é variada tanto a condição de carga como os valores das curvas de irradância e temperatura.

São apresentados, os resultados das entradas e saídas dos algoritmos responsáveis pela conversão de fasores em forma de onda e o PMU utilizado para a conversão por amostragem de formas de onda em fasores. A Figura 4.35 mostra os valores de tensão da barra de conexão do sistema de 150 kWp de potência instalada, oriundos do ePHASORSIM®, que servem como referência de tensão para o modelo do inversor.



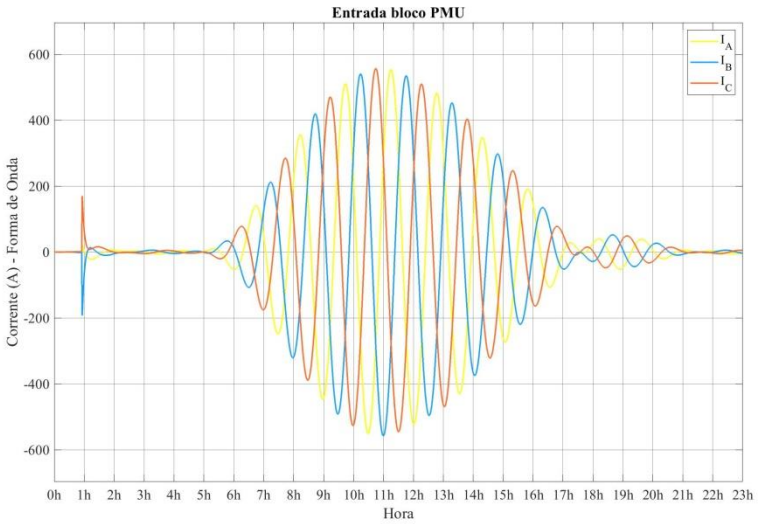
(a)



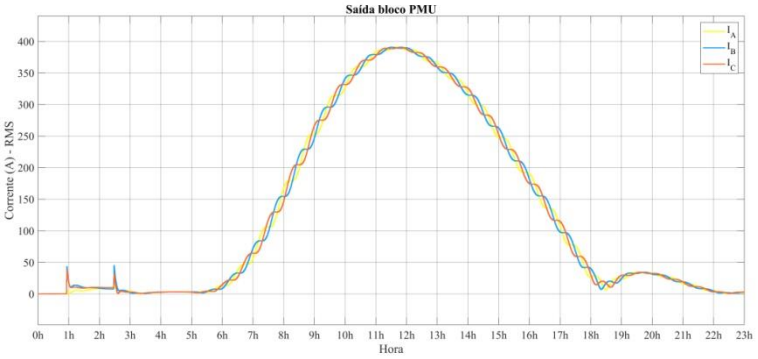
(b)

Figura 4.35 – Resultados da conversão de fasores em forma de onda. (a) Valores eficazes de tensão de entrada. (b) Formas de onda de saída dos sinais tensão.

De posse de uma forma de onda em sua entrada, a PMU entrega em sua saída os valores RMS e fase. A Figura 4.36(a) apresenta as correntes oriundas do modelo de inversor que são as entradas da PMU. Após o processo de amostragem do sinal, o resultado na saída do bloco são os valores RMS apresentados na Figura 4.36(b).



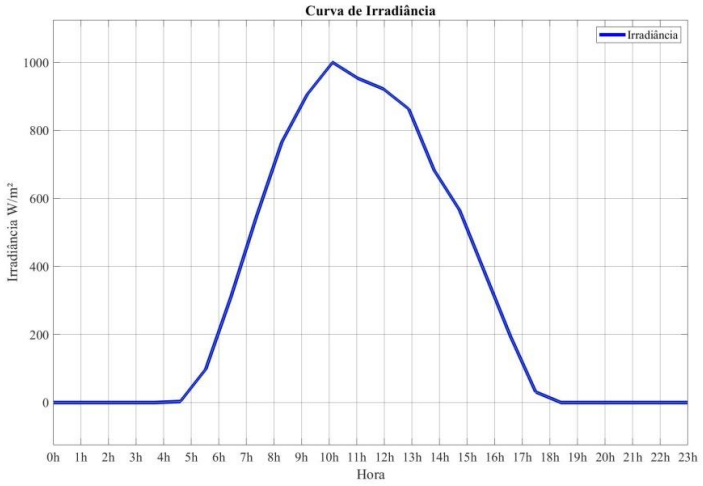
(a)



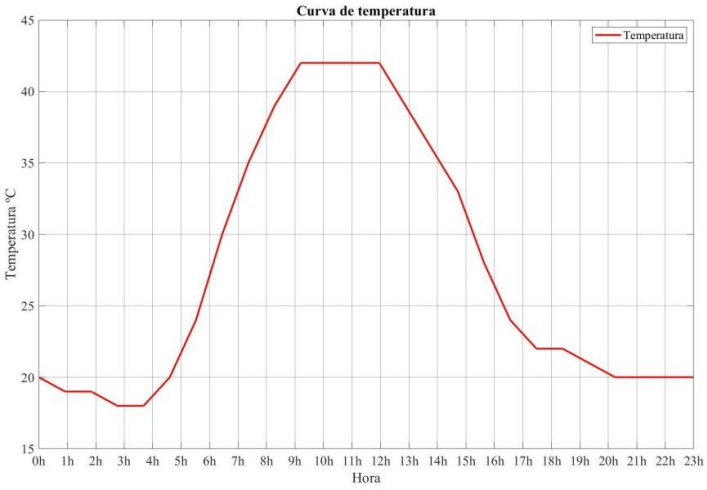
(b)

Figura 4.36 – Resultados da conversão de formas de onda em fasores por meio do algoritmo de PMU. (a) Formas de onda de entrada dos sinais de corrente. (b) Valores eficazes da corrente de saída.

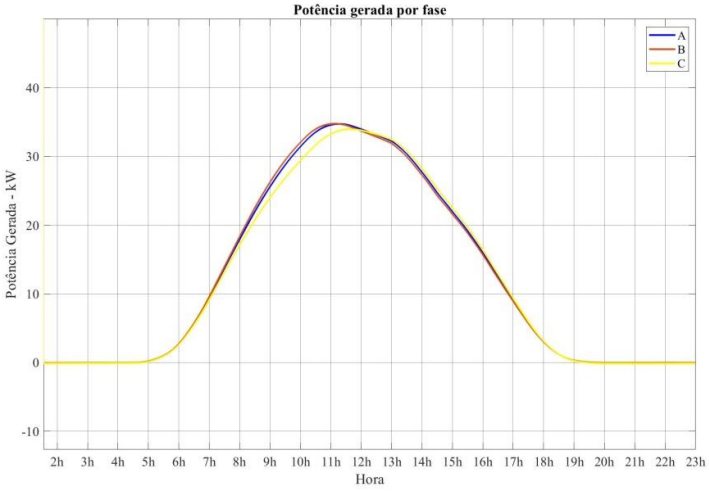
As curvas de irradiância e de temperatura utilizadas como parâmetro de entrada para os modelos dos módulos estão representadas na Figuras 4.36(a) e 5.36(b), respectivamente. A potência gerada pelos módulos a partir destes parâmetros, são apresentadas na Figura 4.37(c).



(a)



(b)



(c)

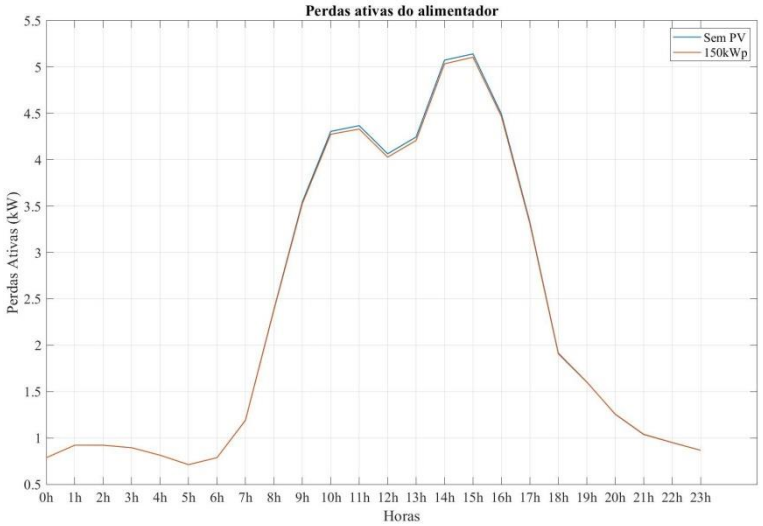
Figura 4.37 – (a) Curva de irradiância diária. (b) Curva de temperatura diária. (c) Curva de potência diária gerada pelo sistema modelado.

A seguir são apresentados os resultados da inserção de geração fotovoltaica na barra de baixa tensão da FT. A Tabela 4.13 exibe os níveis de tensão, por fase, para cada uma das horas do dia tanto para o caso sem geração fotovoltaica (Sem FV) como para o caso de 150 kWp.

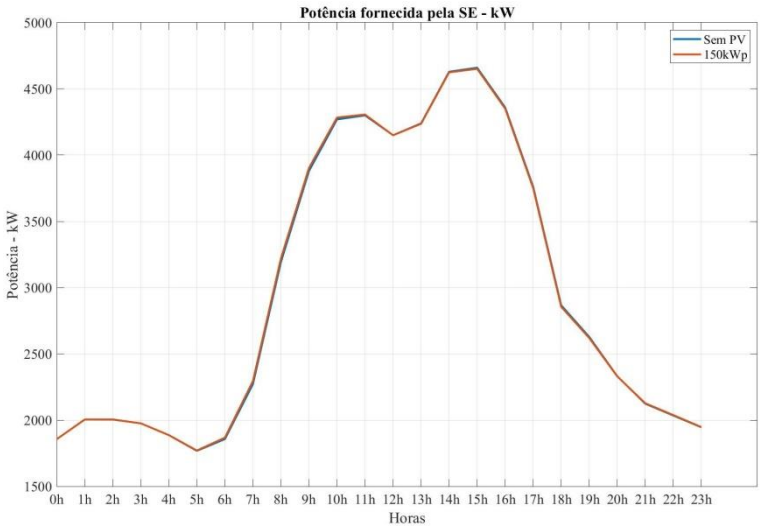
Nota-se que os níveis de tensão são mais altos nos horários com maior irradiância solar, resultado que é de se esperar, porém não ultrapassam o limite superior de tensão, correspondente aos 5% acima da tensão nominal. Outro resultado obtido da simulação foram as perdas ativas nas linhas do alimentador. A Figura 4.38(a) apresenta a variação das perdas ativas do alimentador ao longo do dia. Percebe-se que as perdas diminuem com a inserção de geração fotovoltaica no modelo, principalmente para os horários de maior incidência solar. Na Figura 4.38(b), mostra-se a variação horaria da demanda exigida pelo alimentador quando da inserção de geração fotovoltaica. Na Figura 4.38(c), são exibidos os efeitos na tensão por causa do aumento da potência da geração fotovoltaica instalada na barra de baixa tensão da Faculdade de Tecnologia.

Tabela 4.13 – Níveis de tensão, em p.u., ao longo do dia para a barra de baixa tensão da FT com e sem geração fotovoltaica

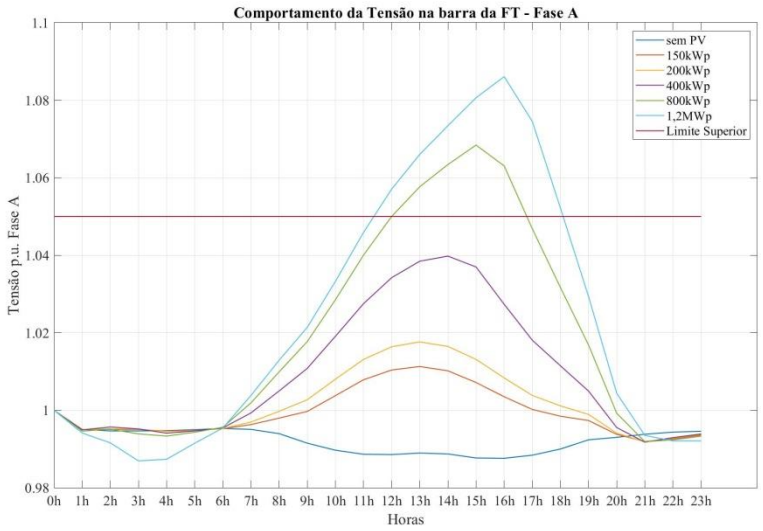
	VmagA (p.u)		VmagB (p.u)		VmagC (p.u)	
Hora	**Sem FV**	**150 kWp**	**Sem FV**	**150 kWp**	**Sem FV**	**150 kWp**
0h	0,999988959	0,999988959	0,999988863	0,999988863	0,999988860	0,999988860
1h	0,995061578	0,995042345	0,995061801	0,995050051	0,995064751	0,995054527
2h	0,994667409	0,995040327	0,994667658	0,994037212	0,994670847	0,994808086
3h	0,994667347	0,995032459	0,994667596	0,995038815	0,994670785	0,994908535
4h	0,994746067	0,994657574	0,994746310	0,994617565	0,994749452	0,994611855
5h	0,994982155	0,994783086	0,994982383	0,994783781	0,994985383	0,994781843
6h	0,995296766	0,995234712	0,995296972	0,995279506	0,995299783	0,995125424
7h	0,995060900	0,996293412	0,995061122	0,995714592	0,995064075	0,995718252
8h	0,993958330	0,997970952	0,993958625	0,997170745	0,993962242	0,998405255
9h	0,991507173	0,999698852	0,991507636	1,000627857	0,991512734	1,001123585
10h	0,989679323	1,003762917	0,989679913	1,004859145	0,989686120	1,003798529
11h	0,988642594	1,007867252	0,988643257	1,007641460	0,988650094	1,007041096
12h	0,988562377	1,010378662	0,988563046	1,009953400	0,988569933	1,010206793
13h	0,988961208	1,011280698	0,988961849	1,011445488	0,988968493	1,011310048
14h	0,988722090	1,010173126	0,988722748	1,009902171	0,988729538	1,009711746
15h	0,987683686	1,007150943	0,987684418	1,006495241	0,987691840	1,006986200
16h	0,987603248	1,003477407	0,987603986	1,003469919	0,987611457	1,004334701
17h	0,988402304	1,000200619	0,988402985	1,001162713	0,988409970	1,000938472
18h	0,989996568	0,998459983	0,989997136	0,999087573	0,990003152	0,998007192
19h	0,992377427	0,997344011	0,992377830	0,996658456	0,992382403	0,996261990
20h	0,993010594	0,993768077	0,993010954	0,993044676	0,993015143	0,993714252
21h	0,993800223	0,991944589	0,993800529	0,992045338	0,993804242	0,992157797
22h	0,994352187	0,992609520	0,994352456	0,992445014	0,994355836	0,992472724
23h	0,994588563	0,993582157	0,994588817	0,993487613	0,994592054	0,993711270



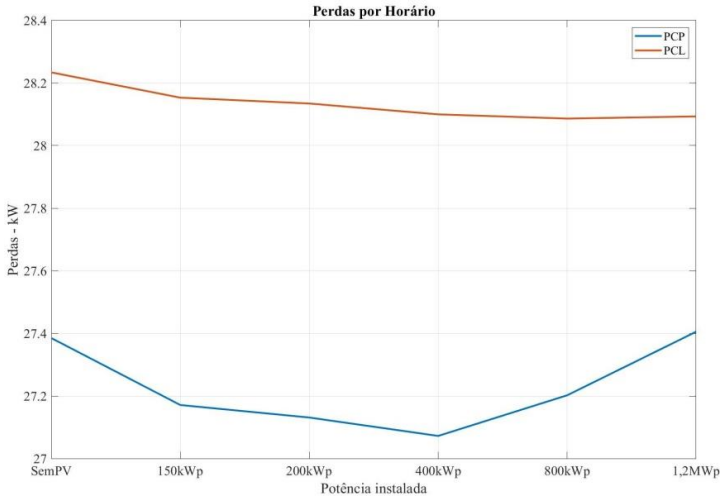
(a)


Potência fornecida pela SE - kW
Sem PV
150kWp
Potência - kW
Horas

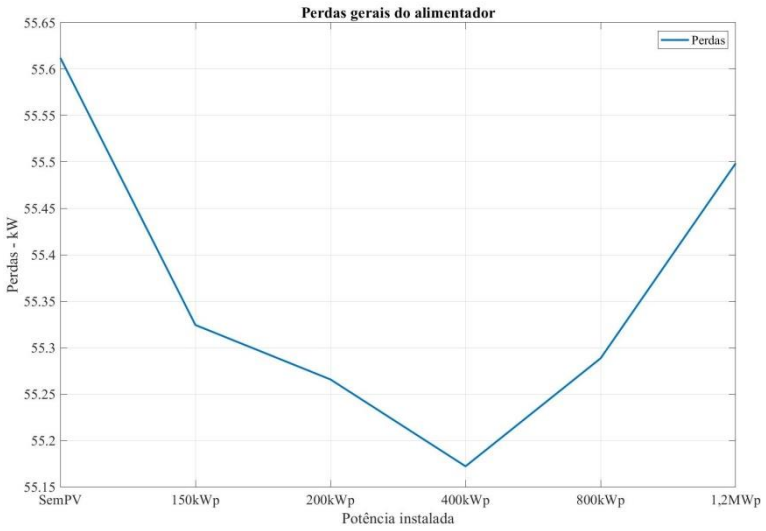
(b)


Comportamento da Tensão na barra da FT - Fase A
sem PV
150kWp
200kWp
400kWp
800kWp
1,2MWp
Limite Superior
Tensão p.u. Fase A
Horas

(c)


Perdas por Horário
PCP
PCL
Perdas - kW
SemPV
150kWp
200kWp
400kWp
800kWp
1,2MWp
Potência instalada

(d)



(e)

Figura 4.38 – Comportamento horário do alimentador da UnB com e sem geração fotovoltaica. (a) Perdas ativas. (b) Demanda. (c) Nível de tensão na fase A do barramento de conexão da FT para vários níveis de geração fotovoltaica. (d) Perdas ativas por nível de carga. (e) Perdas ativas para vários níveis de geração fotovoltaica.

Ao serem analisadas as perdas no alimentador, considerando os horários de carga leve (de 00h00 às 10h00 e das 18h00 às 23h00) e de carga pesada (de 11h00 às 17h00). As Perdas em horários de Carga Leve (PCL) diminuem à medida que a potência instalada aumenta. Já as Perdas em Horários de Carga Pesada (PCP), diminuem até um certo ponto e seguidamente passam a aumentar. Os resultados descritos podem ser visualizados na Figura 4.38(d). Este resultado se dá pois as cargas passam a consumir a corrente fornecida pela geração. Todavia, quanto maior o nível da geração mais corrente é fornecida. Consequentemente, ao aumentar a potência da geração, a corrente gerada vai suprir a necessidade das cargas e a corrente excedente passa a circular no alimentador, aumentando as perdas.

A variação horaria das perdas ativas para vários níveis de geração fotovoltaica apresentadas na Figura 4.38(e). Neste caso, percebe-se um comportamento análogo, à curva das perdas ativas por nível de carga mostradas na Figura 4.38(d). As perdas diminuem até um determinado valor e depois passam a aumentar. Este resultado nos mostra que para 800 kWp de geração, a corrente excedente passa a circular nas linhas do alimentador aumentando as perdas. Nota-se também que os valores das perdas são ainda maiores quando considerados 1,2 MWp de geração.

Quando analisamos o circuito da UnB, percebe-se que o horário de pico das cargas coincide com o horário de maior irradiação solar e por consequência maior geração. Este pode ser considerado o melhor cenário possível para a integração de GDFV a um circuito. A potência

gerada será utilizada para alimentar as cargas em seu horário de maior consumo, reduzindo consideravelmente as perdas para os horários de carga pesada.

Os resultados obtidos estão em conformidade com os resultados oriundos de outros estudos envolvendo os impactos da integração de energia fotovoltaica a uma rede elétrica de distribuição. Desta forma, fora validada a simulação de tempo real do tipo SIL como uma nova forma de simulação a ser utilizada na análise de impactos oriundos da geração fotovoltaica nas redes de distribuição.

4.5 Referências bibliográficas do Capítulo 4

[1] GUILLAUD, X.; FARUQUE, M. O.; TENINGE, A.; HARIRI, A. H.; VANFRETTI, L.; PAOLONE, M.; DINAVAHI, V.; MITRA, P.; LAUSS, G.; DUFOUR, C.; FORSYTH, P.; SRIVASTAVA, A. K.; STRUNZ, K.; STRASSER, T.; DAVOUDI, A. *Applicationsof real-time simulationtechnologies in powerandenergy systems*. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, v. 2, nº 3, pp. 103–115, Sep., 2015.

[2]BELANGER, VENNE e PAQUIN 2010 BELANGER, J.; VENNE, P.; PAQUIN, J.-N. *The what, whereandwhyof real-time simulation. Planet Rt*, v. 1, nº 1, pp. 25–29, 2010.

[3] KOTSAMPOPOULOS, P.; LEHFUSS, F.; LAUSS, G. F.; BLETTERIE, B.; HATZIARGYRIOU, N. *The limitationsof digital simulationandtheadvantagesofphiltesting in studyingdistributedgenerationprovisionofancillaryservices. IEEE Transactionson Industrial Electronics*, p. 1–1, 08 2015.

[4] DYCK, M.; NZIMAKO, O. *Real-time simulationoflargedistribution networks withdistributedenergyresources*. *CIRED - Open Access ProceedingsJournal*, v. 2017, nº 1, pp. 1402–1405, 2017. ISSN 2515-0855.

[5] HERNANDEZ, M. E.; RAMOS, G. A.; LWIN, M.; SIRATARNSOPHON, P.; SANTOSO, S. *Embedded real-time simulationplatform for powerdistribution systems*. *IEEE Access*, v. 6, pp. 6243–6256, 2018. ISSN 2169-3536.

[6] KOTSAMPOPOULOS, P.; LAGOS, D.; HATZIARGYRIOU, N.; FARUQUE, M. O.; LAUSS, G.; NZIMAKO, O.; FORSYTH, P.; STEURER, M.; PONCI, F.; MONTI, A.; DINAVAHI, V.; STRUNZ, K. *A benchmark system for hardware-in-the-loop testingofdistributedenergyresources*. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, v. 5, nº 3, pp. 94–103, Sep., 2018. ISSN 2332-7707.

[7] VENTURI, C.; LIMA, N.; BARROSO, D.; MACHADO, P. A.; OLIVEIRA, J. G. *Hardware inthe loop simulationof dg integrationtothedistribution grid usingrtdsanddspace. In: 2015 IEEE 13th Brazilian Power ElectronicsConferenceand 1st Southern Power ElectronicsConference (COBEP/SPEC)*. [S.l.: s.n.], 2015. pp. 1–6.

[8] REZKALLAH, M.; HAMADI, A.; CHANDRA, A.; SINGH, B. *Real-time hilimplementationofslidingmodecontrol for standalone system basedonpvarraywithoutusingdumpload*. *IEEE TransactionsonSustainable Energy*, v. 6, nº 4, pp. 1389–1398, Oct. 2015. ISSN 1949-3029.

[9] BOUNECHBA, H.; BOUZID, A.; SNANI, H.; LASHAB, A. *Real time simulationofmpptalgorithms for pvenergy system*. *InternationalJournalofElectrical Power Energy Systems*, v. 83, pp. 67–78, 12 2016.

[10] MUSSE, B. F.; SILVA, N. L.; SILVA, D. C.; DE OLIVEIRA, L. W.; DE OLIVEIRA, J. G. *Controller-hardware-in-the-loop simulationof a distribution system withpvpenetrationusingrtdsanddspace*. In: *2017 Brazilian Power ElectronicsConference (COBEP)*. [S.l.: s.n.], 2017, pp. 1–6.

[11] ARCHETTI, J. A. G.; MUSSE, B.; FERNANDES, M. de C.; SILVA, D. C.; OLIVEIRA, L.; DE OLIVEIRA, J. G. *Simulationandanalysisof a distribuition system withpvpenetrationusingrtds*. In: [S.l.: s.n.], 2018, pp. 1–6.

[12]KIM, Y.J.;WANG, J. *Power Hardware-in-the-Loop SimulationStudyonFrequencyRegulationThroughDirectLoadControlofThermalandElectrical Energy StorageResources, IEEE TransactionsonSmart Grid*, v. 9, nº 4, Jul., 2018.

[13] IMAN-EINI, H.; TENNAKOON, S. B. *Investigationof a cascaded h-bridge photovoltaic inverter under non-uniforminsolationconditionsby hardware-in-the-loop test*. *InternationalJournalofElectrical Power Energy Systems*, v. 105, pp. 330–340, 2019. ISSN 0142-0615.

[14] CELEITA, D.; HERNANDEZ, M.; RAMOS, G.; PEÑAFIEL, N.; RANGEL, M.; BERNAL, J. D. *Implementationofaneducational real-time platform for relayingautomationonsmart grids*. *Electric Power Systems Research*, v. 130, p. 156, 01 2016.

[15] BLAAUWBROEK, N.; NGUYEN, P.; SLOOTWEG, H.; NORDSTRÖM, L. *Interfacingsolutions for power hardware-in-the-loop simulationsofdistributionfeeders for*

testingmonitoringandcontrolapplications. *IET Generation, TransmissionDistribution*, v. 11, nº 12, pp. 3080–3087, 2017. ISSN 1751-8687.

[16] NAGARAJAN, A.; NELSON, A.; PRABAKAR, K.; HOKE, A.; ASANO, M.; UEDA, R.; NEPAL, S. *Network reductionalgorithm for developingdistributionfeeders for real-time simulators*. In: *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2017. pp. 1–5. ISSN 1944-9933.

[17]KOTSAMPOPOULOS, P. C.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. *Laboratoryeducationofmodernpower systems usingphilsimulation*. *IEEE Transactionson Power Systems*, v. 32, nº 5, pp. 3992–4001, Sep., 2017. ISSN 0885-8950.

[18] BIAN, D.; KUZLU, M.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S.; WU, Y. *Real-time co-simulationplatformusingopal-rtandopnet for analyzingsmart grid performance*. In: *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2015, pp. 1–5.

[19] LUNDSTROM, B.; CHAKRABORTY, S.; LAUSS, G.; BRÜNDLINGER, R.; CONKLIN, R. *Evaluationof system-integratedsmart grid devicesusing software- and hardware-in-the-loop*. In: *2016 IEEE Power Energy SocietyInnovativeSmart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.: s.n.], 2016, pp. 1–5.

[20]KRATA, J. *A real-time co-simulationplatform for distribution grid voltagecontrol*. In: *2017 AustralasianUniversities Power EngineeringConference (AUPEC)*. [S.l.: s.n.], 2017, pp. 1–6. ISSN 2474-1507.

[21] FARUQUE, M. O.; SLODERBECK, M.; STEURER, M.; DINAVAHI, V. *Thermo-electricco-simulationongeographicallydistributed real-time simulators*. In: *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2009, pp. 1–7.

[22]LAUSS, G. F.; FARUQUE, M. O.; SCHODER, K.; DUFOUR, C.; VIEHWEIDER, A.; LANGSTON, J. *Characteristicsand design ofpower hardware-in-the-loop simulations for electricalpower systems*. *IEEE Transactionson Industrial Electronics*, v. 63, nº 1, pp. 406–417, Jan., 2016. ISSN 0278-0046.

[23]Reno M. J., CooganK., Broderick R., andGrijalvaS..*Reductionofdistributionfeeders for simplified PV impactstudies, Conference Record ofthe IEEE PhotovoltaicSpecialistsConference*, pp. 2337–2342, 2013.

[24]Pecenak Z. K., Disfani V. R., Reno M. J., andKleisslJ. *MultiphaseDistributionFeederReduction, IEEE Transactionson Power Systems*, v. 33, nº 2, pp. 1320–1328, 2018.

[25] CHAMANA, M.; PRABAKAR, K.; PALMINTIER, B.; BAGGU, M. M. *Conversionandvalidationofdistribution system modelfrom a qsts-based tool to a real-time dynamicphasorsimulator*. In: *2017 NinthAnnual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*. [S.l.: s.n.], 2017, pp. 219–225.

[26] CORREIA, P. F. F. A participação da universidade na pesquisa e no ensino profissional acadêmico no desenvolvimento do Smart Grid. In: Universidade de Brasília, Brasília. [S.l.: s.n.], 2014, pp. 1–183.

[27] TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaicand Wind Power Systems*. John Wiley& Sons, 2011.

[28] GREGÓRIO, J. V. *Modelagem do sistema elétrico do Campus Darcy Ribeiro da UnB para a avaliação aa inserçãoee sistemas fotovoltaicos*. In: *Universidade de Brasília, Brasília*. [S.l.: s.n.], 2017, pp. 1–173.

[29] Couto, L. C. e Ferreira Filho, A. L. "Instrumentação eletrônica para integração de uma fonte de energia eólica a uma rede de energia elétrica". Relatório Final PIBIC-UnB. Agosto de 2016.

[30] RODRÍGUEZ, P.; TEODORESCU, R.; CANDELA, I.; TIMBUS, A. V.; LISERRE, M.; BLAABJERG, F. *New positive sequencevoltage detector for grid synchronizationofpowerconvertersunderfaulty grid conditions*, 2006 37th *IEEEPower ElectronicsSpecialistsConference*, pp. 1-7, 2006.

[31] HAVA, A. M.; KERKMAN, R. J.; LIPO, T. A. *SimpleAnalyticalandGraphicalMethods for Carrier-Based PWM-VSI Drives*, in *IEEE Transactionson Power Electronics*, v. 14, nº 1, pp. 49-61, Jan., 1999.

[32] HART, D. N. D. G.; SMITH, R. A. Modified cosine filters. In: . [S.l.: s.n.], 2000.

CAPÍTULO 5

Sistema de Gestão Energética

5.1 Revisão bibliográfica

Nesta seção são apresentados os resultados dos levantamentos bibliográficos relacionados com os sistemas de gestão de energia baseados em premissas da ISO 50001, assim como os resultados relativos às aplicações de técnicas de *Machine Learning* para a estimação de perfis de consumo.

5.1.1 Sistemas de gestão de energia com base em premissas da ISO 50001

A gestão de energia consiste em um processo contínuo e estruturado para acompanhar o consumo de energia de uma instalação, sempre monitorando suas variações e observando oportunidades para aplicação de medidas de eficiência energética. A gestão de energia é essencial para manter os ganhos obtidos ao longo do tempo por uma ação de eficiência energética ou pela implementação de alguma forma de geração de energia distribuída.

Os mecanismos para a gestão de energia começam a ser desenvolvidos em paralelo com a idéia de eficiência energética, que surgiu após a crise do petróleo. Uma das consequências indiretas produzidas pela crise energética mundial, foi o aumento do preço da energia elétrica, fazendo com que se efetuassem maiores controles ao consumo [1]. Assim, a criação de um Sistema de Gestão Energética é o primeiro passo para o estabelecimento de uma política energética durável e efetiva para a organização. Muito mais do que conferir mensalmente a fatura de energia, qualquer sistema de gestão energética serve para traçar o perfil de consumo da edificação em relação ao seu propósito. Destaca-se que a gestão energética não se restringe apenas ao uso de energia elétrica, embora esse seja o mais comum, abrangendo todas as formas de energia, sendo estas térmicas, combustíveis ou potenciais.

A principal norma que orienta o processo de gestão energética é a ISO 50001:2011, que foi posteriormente atualizada em 2018. Esta norma tem como objetivo fornecer as diretrizes para que as organizações estabeleçam sistemas e processos de melhoria do desempenho energético de suas atividades incluindo ações de monitoramento, eficiência energética e geração de energia a partir de fontes sustentáveis. A implantação desta norma se destina à redução nas emissões de gases estufa e os impactos ambientais associados ao uso de energia elétrica.

A norma tem caráter orientativo, não determina qual o tipo de sistema de gestão a organização deve ter ou quais ações devem realizar, e sim especifica os requisitos mínimos que o sistema deve apresentar sobre os quais a organização deve desenvolver seus projetos, estabelecer objetivos e pautar seus planos de ação. Ainda, está norma é baseada no sistema

de melhoria contínua, já testado e aceito, utilizado para embasar as normas ISO 9001 e ISO 14001, facilitando assim sua integração com os demais sistemas de gestão da organização.

Vale ressaltar que um sistema de gestão de energia deve permear todos os níveis da organização, tal como qualquer outro sistema de gestão. Em outras palavras, para que seja efetivo, deve ter o apoio de todas as diretorias da organização. Por fim, se faz necessário que todos os usuários do sistema estejam cientes de sua importância, de modo a garantir seu engajamento. Há diversas outras metodologias de gestão, porém escolheu-se abordar com mais detalhes a apresentada na ISO 50001, pois esta é reconhecida no mundo todo e influenciou a criação das demais.

Os principais objetivos de um sistema de gestão energética são:

- Desenvolver uma política institucional de racionalização do consumo de recursos energéticos;
- Fixar metas e objetivos para essa política;
- Consolidar a obtenção, o tratamento e o armazenamento de dados;
- Usar o histórico de dados obtidos para embasar a tomada de decisões;
- Medir resultados; e
- Rever a política e melhorar continuamente a gestão da energia.

A gestão de energia foi criada com o objetivo de aumentar a informação a respeito do consumo energético do empreendimento e estruturar planos de mudança para otimizar esse gasto, sendo um pré-requisito para toda instituição que deseja reduzir de forma sustentável seu consumo energético ou que pretende obter alguma certificação de eficiência energética.

O primeiro passo para qualquer mecanismo de gestão de energia é avaliar a organização na qual será implementada, para conhecer os processos realizados, sua demanda de energia e os fatores que a influenciam. Estes dados são usados para determinar o estado atual da organização e traçar de onde o programa de gestão de energia irá começar. Após determinar o estado inicial, deve-se criar a política energética da instituição, ou seja, a declaração feita pela organização, determinando suas intenções gerais, ações e compromissos em relação ao desempenho energético. Essa declaração deve ser feita pela direção e estar alinhada com o planejamento estratégico da organização para que tenha reconhecimento e seja cumprida [2].

Assim, o sistema de gestão de energia é o mecanismo empregado para executar a política energética estipulada, determinando as ações que serão realizadas para que as metas propostas sejam cumpridas, assim como, realizando todas as medições necessárias para

acompanhar o consumo de energia. Geralmente é definida uma equipe multidisciplinar que formará uma comissão para compor o sistema de gestão de energia.

A comissão definida para executar o sistema de gestão de energia deve ter o apoio da alta administração, além disso, deve possuir autonomia e poder para implementar as medidas aprovadas no sistema de gestão. Como em todo processo de melhoria, é necessário reestruturar atividades já existentes, o que pode implicar em resistência às mudanças de modo que o apoio da gerência é extremamente importante.

Para ilustrar o processo de contextualização da organização, podem-se seguir os passos a abaixo:

- Identificar os processos realizados na organização;
- Determinar as demandas energéticas;
- Determinar os fatores que influenciam tais processos;
- Determinar as intenções gerais da organização em relação ao seu desempenho energético;
- Determinar as metas da organização;
- Criar a Política Energética;
- Verificar se a Política Energética está alinhada com o planejamento estratégico da empresa;
- Formar a comissão que criará e aplicará o sistema de gestão de energia;
- Criar o sistema de gestão de energia; e
- Utilizar a metodologia PDCA para melhor continuamente o processo.

Por fim, vale pautar que o projeto de criação e aplicação de um sistema de gestão de energia segue os mesmos requisitos da realização de um projeto de medição e verificação, já que esta é uma fase essencial do sistema de gestão. Assim, a transparência, confiabilidade e a reprodutibilidade dos resultados obtidos devem ser levadas em consideração.

5.1.1.1 Processo de melhoria contínua PDCA (*Plan, Do, Check and Act*)

Nesta seção é abordada a metodologia de implementação de um sistema de gestão de energia determinada pela ISO 50001. Esta norma está baseada no processo de melhoria contínua chamado de PDCA (*Plan, Do, Check and Act*) de modo que o processo de implementação da norma também está dividido em quatro etapas [2].

Planejar

O planejamento é a fase na qual são determinados os objetivos e as metas do sistema de gestão. Assim, é necessário detalhar o processo interno da organização e determinar o uso específico de energia realizando um grande diagnóstico energético da instalação. Primeiramente, busca-se conhecer o histórico de consumo da unidade para identificar os tipos de energia utilizados e sua distribuição, permitindo determinar as bases que sustentarão a medição sistemática do desempenho energético e permitirão traçar as linhas de base do sistema.

O processo de planejamento se interliga com a fase inicial de qualquer projeto de eficiência energética, que consiste na realização do diagnóstico energético da instalação levantando os dados de consumo, variáveis relevantes, desempenho dos equipamentos e potenciais para economia de energia. Em seguida, inicia-se um projeto de criação da linha de base tal como é feito no processo de medição e verificação, para que possa-se comparar os resultados que serão obtidos e, assim, mensurar seus ganhos.

A grande entrega desta fase é o planejamento estratégico do sistema de gestão de energia contendo a lista dos sistemas consumidores de energia, o balanço energético e padrão de uso da edificação, assim como, os objetivos, metas e planos de ação. Neste ponto também são determinados os indicadores, porém devido a suas particularidades, foi escolhido abordá-los em um tópico distinto.

Por fim, vale salientar que um sistema de gestão de energia consiste em um projeto de eficiência energética permanente da instalação, ou seja, ele estará sempre realizando a medição e verificação dos sistemas para traçar sua linha de base e estará sempre propondo medidas para reduzir ou manter seu consumo de energia.

Agir

Esta etapa consiste na execução das medidas planejadas na seção anterior, assim como na operação diária do sistema de gestão. De maneira geral, são determinados os recursos humanos necessários para implementar as mudanças, além dos responsáveis por gerir os recursos energéticos. Ainda nessa fase são determinados os recursos financeiros para o sistema de gestão, sua estrutura física, aparelhos de medição, estrutura de comunicação e como será realizada a documentação de suas atividades.

Vale ressaltar que existe flexibilidade durante a execução dos planejamentos, já que as organizações são dinâmicas e pode haver mudanças na produção, aquisição de novos

equipamentos ou alteração de equipes entre a fase anterior e a execução dos projetos. Deste modo, assim como no caso da medição e verificação, é possível realizar ajustes tanto nos projetos quando na linha de base, porém toda mudança deve ser documentada e justificada tecnicamente para manter a confiabilidade e transparência do projeto.

Mais do que executar os planos de ação propostos, esta fase visa consolidar o sistema de gestão e difundir seus conhecimentos para os demais funcionários da empresa de modo que sejam engajados nos projetos e reconheçam a competência, técnica e autoridade da equipe que compõem o sistema de gestão. Ainda, a própria equipe do sistema deve ser capacitada e dominar as bases práticas e teóricas que influenciam em seu trabalho.

Além disso, esta fase pode ser diretamente integrada ao planejamento estratégico da organização de modo a aliar as trocas programas de equipamentos com os objetivos de gestão energética da empresa, sempre visando atingir suas metas.

Checar

A fase de checagem consiste em avaliar a efetividade da execução do sistema de gestão visando avaliar se as metas e objetivos estão sendo cumpridos e verificar se está havendo uma melhoria contínua no desempenho energético da instalação.

Para que essa fase ocorra é necessário realizar medições periódicas do desempenho e do consumo de energia da organização de modo a realizar o processo de medição e verificação dos projetos executados e, assim, quantificar seus ganhos. Ainda, essa fase utiliza intensamente os indicadores desenvolvidos anteriormente como métrica quantitativa de avaliação da efetividade das ações realizadas.

Vale ressaltar que, se não se sabe em qual patamar a organização encontra-se, não há como planejar nenhum tipo de melhoria coerente, já que não será possível analisar se essa meta é adequada. Ainda, não será possível identificar se a meta foi de fato alcançada ou como foi alcançada. Deste modo, se não houver um monitoramento constante da instalação, com medição de suas grandezas relevantes, todo o processo será comprometido.

Avaliar

Esta fase é a chave para o processo de melhoria contínua, pois cria as bases para que o planejamento seja refinado e para que o próprio sistema de gestão de energia seja revisto. Diferente da fase anterior, que tem como objetivo medir se os projetos e ações realizadas

surtiram o efeito planejado, esta fase visa verificar como o sistema de gestão operou e quais os gargalos e dificuldades encontrados.

Assim, é realizada uma autoavaliação do trabalho realizado e são determinados os pontos que devem ser alterados, sejam eles adaptações no planejamento criado, gestão dos recursos humanos ou melhoria nas comunicações internas. Deste modo, serão propostas soluções para os erros ocorridos, que serão implementadas no próximo ciclo de trabalho. Tais mudanças corrigirão alguns erros, tornando o processo melhor.

Além disso, este é o momento de consolidar as informações geradas nas demais fases de modo a apresentar, para as diretivas da organização, o trabalho realizado, levando os ganhos quantitativos e qualitativos alcançados. Como em qualquer processo a comunicação é importante para que a gestão da empresa entenda a importância do trabalho realizado e apóie o sistema, já que este está trazendo benefícios para a instituição, continuando com o projeto e podendo ampliar suas responsabilidades e ações.

Outro ponto importante desta fase é divulgar os dados consolidados para o restante da empresa, visando conscientizar a todos sobre o trabalho realizado e engajá-los no processo, difundindo a importância da gestão de energia.

O processo apresentado consiste, como exposto, no planejamento das ações a serem adotadas e dos objetivos que se deseja alcançar. Na sequência são executadas as ações previstas e medem-se seus resultados, visando verificar se as metas foram cumpridas. Por fim, ocorre a consolidação dos dados gerados, identificando os erros e desafios encontrados para que esses sejam solucionados no próximo planejamento e, assim, torne o processo melhor.

Vale ressaltar que, em nenhum momento, foram estipulados prazos para as etapas apresentadas. Isso decorre do fato de cada projeto apresentar suas particularidades e que o sistema de gestão é específico de cada organização. Deste modo, cabe à equipe técnica responsável determinar seus prazos de acordo com os objetivos da instituição e de modo condizente com as tarefas a serem implementadas.

Como comentário adicional sobre o tema há três fatores que devem impactam diretamente na efetividade que um sistema de gestão de energia terá. O primeiro deles é a importância dada ao sistema pela alta direção da organização, disponibilizando recursos e autoridade para os membros do sistema de gestão. Caso contrário, a equipe não terá condições efetivas de desempenhar seu papel e os resultados obtidos podem ser pequenos.

Outro fator importante é o processo de documentação, visando criar um registro completo dos projetos realizados, estudos desenvolvidos e erros observados. Estas informações serão importantes para impulsionar a melhoria contínua do processo, além de servirem de memorial, já que, com o passar do tempo, os membros da equipe podem ser trocados e o conhecimento obtido precisa ser mantido.

Por último, há o processo de medição e verificação que deve ser implementado em todas as fases do projeto. Como já ressaltado, sem medições não há como propor medidas de melhoria nem como acompanhar o andamento dos projetos de modo que todo o sistema de gestão perde o sentido caso esse processo não seja realizado.

5.1.1.2 Indicadores

Indicadores são métricas utilizadas para se avaliar algum tipo de processo, ou seja, eles condensam as informações obtidas em um número e estabelecem limites para este valor, facilitando assim o monitoramento deste fator. Como exemplo, imagine a quantidade de quilômetros percorridos por litro de combustível de um automóvel,;este valor pode ser usado como medida de eficiência de consumo do veículo, já que apresenta uma informação normalizada que pode ser monitorada e comparada servindo para identificar aumentos ou decréscimos na eficiência do aparelho.

Os indicadores podem ser divididos em duas categorias de acordo com seus objetivos [3]:

- Indicadores descritivos: caracterizam o processo sem justificar causas para seus desvios. Geralmente são macro indicadores, do ponto de vista que analisam o processo como um todo; e
- Indicadores explicativos: explicam os desvios dos indicadores descritivos, ou seja, são indicadores referentes a processos menores e determinam as contribuições para as variações dos demais indicadores.

Para exemplificar os conceitos acima, imagine que uma indústria utiliza um indicador descritivo para medir a sua eficiência energética total e que esse seja calculado a partir da comparação da energia consumida no mês com a média de consumo da empresa. Este indicador não conseguiria identificar as causas que acarretariam seu aumento ou sua redução. Deste modo, seria necessário utilizar indicadores explicativos que auxiliariam na análise, como por exemplo, energia consumida por unidade de produto ou energia mensal por número de funcionários.

Deste modo é possível criar novos indicadores que correlacionem o consumo de energia a uma variável do processo produtivo normatizando essa variável. Por exemplo, se uma

indústria produzir uma quantidade x de peças, ela gastará uma quantidade determinada de energia. Caso a produção dobre, ela inevitavelmente gastará mais energia. Caso fosse utilizado apenas o indicador descritivo poderia se chegar à conclusão de que a eficiência do processo foi reduzida, já que houve um aumento expressivo do consumo, o que não seria correto já que as condições do processo foram alteradas. Assim, utilizando o indicador explicativo, que correlaciona a produção com o consumo de energia, pode se observar se o aumento da produção compensou o aumento do consumo e verificar se a eficiência do processo se manteve, assim, justificando a variação do macro indicador.

Assim, os indicadores devem ser determinados na fase de planejamento do sistema de gestão de energia de modo a refletir as variáveis que influenciaram nas ações a serem adotadas. Além disso, deve determinar limites que eles podem assumir e planos de ação caso atinjam estes limites. Em seguida, na fase de execução, os indicadores devem ser monitorados para determinar como anda o projeto e para servirem de dados para fase de checagem. Na etapa final de análise, os indicadores podem ser revistos e melhorados, além de servirem de uma importante informação para apresentar a alta gerência da empresa e para divulgar os projetos.

5.1.1.3 Benefícios

Um sistema de gestão de energia bem implantado proporciona diversos benefícios para a instalação, sendo estes apresentados a seguir:

i. Redução de custos com energia e combustíveis: ao aplicar um sistema de gestão é possível acompanhar os gastos de energia e combustíveis da instalação, identificando consumos atípicos e possibilidades de melhoria. Além disso, o acompanhamento auxilia na manutenção de custos;
ii. Existência de dados do consumo de energia e demais grandezas: como consequência direta do monitoramento do consumo de energia, haverá um histórico detalhado dos dados de consumo de modo a embasar qualquer análise futura e auxiliar em processos de medição e verificação das ações de eficiência que venham a ser implementadas;
iii. Criação de metas para redução do consumo energético: como a gestão é um processo estruturado e contínuo, ele pode traçar metas de longo prazo para redução do consumo;
iv. Redução da emissão de gases poluentes: todo gasto energético, seja esse de energia elétrica ou através de combustíveis, implica em emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera; assim, se o consumo for reduzido, haverá também uma redução deste tipo de poluição;
v. Integração com outros sistemas de gestão existentes: pode ser integrado ao programa geral de gestão da empresa, otimizando o processo como um todo e auxiliando na redução de custos; e

vi. Vantagens competitivas: a gestão energética traz benefícios econômicos diretos para a instituição, pois o custo dos combustíveis e da energia elétrica apresenta tendência de crescimento ao longo do tempo. Assim, uma empresa que consome menos irá ter menor custo operacional fixo e, assim, apresentará vantagem competitiva sobre suas concorrentes.

Assim, esses projetos alinham vantagens econômicas, ambientais e de melhoria de gestão, integrando diversos setores da organização.

5.1.2 Estimação de perfis de consumo

Para a obtenção de perfis de consumo, diversos métodos foram desenvolvidos ao longo dos anos, sejam eles baseados em estatística descritiva ou em aprendizado de máquina. Nesta última categoria, tem-se os processos supervisionados em que os padrões, ou "rótulos", são previamente definidos e o algoritmo tem a função de determinar a melhor correspondência para os valores de entrada. Ou seja, o algoritmo é treinado para reconhecer os padrões e identificar quando os dados de entrada se assemelham e eles. Por sua vez, os processos não supervisionados são aqueles em que os resultados esperados, ou padrões de saída, não são conhecidos. Nesta categoria, o algoritmo tem como responsabilidade identificar os rótulos mais adequados, de acordo com sua entrada. Em suma, os processos não supervisionados tomam uma das variáveis como dado de entrada e tentam identificar padrões, enquanto os processos supervisionados tomam ambas as variáveis e mapeiam a função que as relacionam.

Nesse contexto, em [4] tem-se uma explicação para as vantagens da adoção dos métodos baseados em aprendizado de máquina, em detrimento dos métodos estatísticos convencionais. Segundo estes autores, a aplicação dos métodos estatísticos para detecção de padrões – sendo o caso abordado no estudo em questão a construção de perfis de carga residenciais – esbarra na perda de informações consideradas importantes, como a relação temporal entre os valores, quando da análise de um conjunto consideravelmente grande de dados. Tal problema pode ser evitado agrupando os dados a partir de algoritmos de inteligência artificial, preservando a integridade dos valores obtidos pelos medidores e facilitando a alternância entre os diversos tipos de padrão a serem estudados.

Em análise semelhante, se realiza um levantamento das metodologias para a construção de curvas de carga em unidades de consumo e em transformadores de distribuição. O referencial bibliográfico levantado pelo autor abrange uma série de estudos, os quais fazem uso de métodos puramente estatísticos ou de redes neurais não supervisionadas e processos

de clusterização [5]. Dentre os principais trabalhos resumidos pelo autor, são relevantes neste contexto as observações realizadas por [6] e [7].

Em [6] apontam para o fato de que a utilização de algoritmos não supervisionados possui a vantagem de facilitar a atualização frequente dos dados conforme novas medições são realizadas. Em comparação, as metodologias estatísticas de cálculo normalmente fazem uso de dados aferidos anteriormente ao cálculo, podendo estes estar defasados ou não representarem a realidade para uma determinada situação específica não abrangida pela base de dados.

Em [7], por sua vez, ressaltam a vantagem da utilização de algoritmos de inteligência artificial, como a clusterização, por meio da ótica da previsibilidade dos dados. A utilização desses algoritmos facilita a criação de modelos preditivos de perfis de carga para o dia seguinte, dadas as condições determinadas.

Ponderadas as observações realizadas no referencial citado, optou-se por focar, na sequência, na apresentação de métodos baseados em aprendizado de máquina.

5.1.2.1 Clusterização

O processo de clusterização consiste da "divisão de um conjunto de dados em grupos de objetos similares" [8]. Assim, pode-se entender a clusterização como um processo de quantização de vetores com objetivo de identificar padrões similares, quando provido de um conjunto de dados, e catalogar esses dados de modo a prover significado aos mesmos, facilitando sua interpretação e utilização para outros fins. Os principais métodos de clusterização tendem a se encaixar dentre os não supervisionados. Na sequência, é apresentada uma breve explanação de quatro métodos: k-médias, clusterização hierárquica espacial, mapas auto-organizáveis de Kohonen (SOM) e maximização de expectativas.

k-médias

O método k-médias é um algoritmo de clusterização baseado no princípio de agrupamento de dados a partir de valores iniciais arbitrários. Foi introduzido inicialmente nos anos 70 e é uma das técnicas de clusterização mais difundidas atualmente, devido à sua simplicidade matemática, fácil implementação e flexibilidade [9].

O algoritmo k-médias consiste na classificação de um conjunto de dados em k grupos (clusters) que dividem o conjunto. A afiliação de cada ponto ao seu respectivo grupo é determinada pela distância entre o centro do cluster e o ponto, a qual deve ser mínima [8].

O processo de determinação dos pontos pertencentes a cada grupo é iterativo, se repetindo até que o critério de parada pré-estabelecido seja alcançado. Usualmente, o critério de parada do algoritmo k-médias é alcançado quando nenhum ponto muda de cluster.

A implementação do algoritmo k-médias parte, inicialmente, da determinação do número de clusters, definido pela variável k. O valor de k é um parâmetro de entrada do algoritmo, sendo definido pelo usuário. A determinação do parâmetro k é uma das maiores dificuldades em algumas aplicações desse algoritmo, uma vez que, em certas ocasiões, não se possui nenhum conhecimento prévio sobre o número de conjuntos de dados que devem ser definidos como similares. Outra dificuldade na aplicação dessa técnica advém da determinação dos centroides iniciais. Um mau posicionamento dos centroides pode acarretar resultados insatisfatórios. A necessidade de conhecimento das tendências decorrentes do conjunto de dados apresentado ao programa, de modo a determinar um conjunto de centroides iniciais não prejudiciais ao tratamento estatístico, torna o algoritmo de difícil execução, quando da análise de um conjunto de dados suficientemente grande [10].

Clusterização hierárquica espacial

O algoritmo k-médias descrito anteriormente se caracteriza por um método de clusterização por particionamento. Tais métodos exigem a determinação de um número de clusters k previamente à segregação dos dados. Em contraste, a clusterização hierárquica não exige a determinação do número de clusters, trabalhando com a agregação ou divisão de grupos conforme a distância entre seus pontos [8].

A clusterização hierárquica parte, inicialmente, da definição de uma "função-custo".Essa função representa a distância entre dois clusters, podendo ser estabelecida de diversas maneiras: pode-se utilizar a distância entre o centro de dois diferentes grupos,a maior ou menor distância entre dois pontos de cada grupo, ou qualquer outra medida representativa de sua separação.

Em um primeiro momento, a clusterização hierárquica trata cada dado de entrada como um cluster. A partir de então, utiliza-se a função-custo para determinar qual agregação entre dois clusters proporciona uma otimização, ou seja, a função-custo proporciona a fusão de dois grupos. O algoritmo segue, então, este procedimento, até que todos os pontos estejam incluídos em um só cluster. Ao final de execução desse procedimento, cada cluster pode ser representado através da medida estatística considerada mais apropriada para a aplicação, seja ela a média dos pontos, mediana ou qualquer outra escolhida previamente.

Mapas auto-organizáveis de Kohonen

O mapa auto-organizável de Kohonen, conhecido por seu acrônimo SOM (Self-Organizing Maps), é um algoritmo baseado em redes neurais que faz uso do aprendizado de máquina não supervisionado. Os algoritmos SOM fazem uso do princípio de competição entre neurônios em seu treinamento, de modo a encontrar o padrão mais próximo dos dados de entrada e atualizar os valores de suas componentes [11].

Maximização de expectativas

Em [8], se define o processo do algoritmo de maximização de expectativas em duas etapas: na etapa inicial, conhecida como expectativa, o programa assume que o dataset pode ser modelado por meio de uma combinação linear de múltiplas distribuições normais, e define uma variável que indica a qualidade dessas distribuições em classificar dados semelhantes no mesmo grupo, conhecida como verossimilhança logarítmica (*log-likelihood*). Na segunda etapa, intitulada maximização, o algoritmo ajusta os parâmetros da distribuição de modo a maximizar o valor da função de verossimilhança logarítmica.

Nesse sentido, o algoritmo de maximização de expectativas infere valores iniciais para a distribuição de probabilidades de um determinado ponto estar classificado em cada cluster, e atribui tal ponto ao cluster cuja probabilidade seja maior. Feito isso, a qualidade da distribuição aplicada é avaliada através das distâncias, considerando alguma medida estatística como referência (como o desvio padrão ou a variância dos pontos de cada cluster), e os parâmetros da distribuição de probabilidade são rearranjados de modo a minimizar essa medidaou maximizar a verossimilhança logarítmica.

Aplicabilidade dos algoritmos de clusterização

Em [8], se apresenta uma comparação dos quatro algoritmos de clusterização aqui explicados, avaliando sua performance quando da alteração de diferentes fatores e subsidiando a determinação das vantagens da aplicação de cada tipo de algoritmo.Os critérios avaliados nesta referência são:

- Tamanho do dataset;
- Número de clusters;
- Tipo de dataset; e
- Tipo de software utilizado para implementação dos algoritmos.

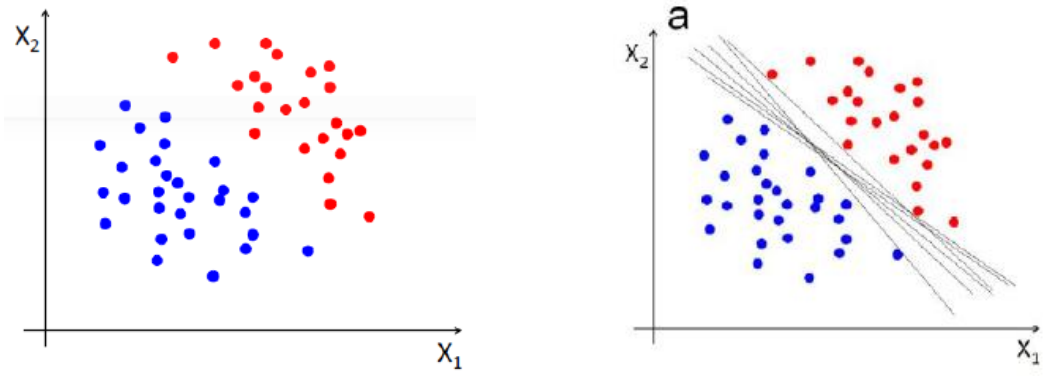
Variando esses parâmetros, em [8] atingiu uma série de conclusões sobre o comportamento dos quatro métodos de clusterização analisados, dentre as quais pode-se destacar:

- Os métodos k-médias e maximização de expectativas possuem melhores desempenhos ao se tratar datasets grandes, enquanto os algoritmos de clusterização hierárquica e SOM são usualmente melhores para datasets pequenos;
- Os algoritmos de clusterização hierárquica e SOM apresentam melhores resultados quando trabalhando com dados aleatórios, enquanto k-médias e maximização de expectativas funcionam melhor com dados ideais;
- Os algoritmos k-médias e maximização de expectativas são sensíveis a ruídos e anomalias no conjunto de dados, tendo sua performance comprometida pela ausência de um tratamento de dados qualificado na fase prévia à implementação. Já o método SOM é o mais resiliente a anomalias e ruídos.

5.1.2.2 Support Vector Machine

O modelo de aprendizado conhecido como *Support Vector Machine* (SVM) se caracteriza como um algoritmo que usa de vetores de suporte para a classificação ou regressão de dados. A primeira versão do algoritmo SVM foi elaborada por [12]. A publicação mais completa do seu modelo de funcionamento, incluindo o uso de kernels, se encontra em [13].

Quando da aplicação do algoritmo para problemas de classificação, este busca, inicialmente, rotula os dados de entrada em duas classes, conforme exemplificado na Figura 5.1a. Na sequência, procede-se à criação de um plano que separe os dados da melhor maneira possível, de modo que, quando da apresentação de novos dados não rotulados ao algoritmo, esse seja capaz de indicar a qual classe tal dado deve pertencer, apenas observando em que lado do plano se encontra. Como pode-se observar na Figura 5.1b, podem existir diversos planos capazes de separar os dados de maneira adequada conforme o padrão de entrada. A problemática está em como otimizar esse plano de separação.



(a) (b)

Figura 5.1 – Algoritmo SVM – (a) Dados de entrada; (b)Plano de separação de dados [14].

O plano de separação entre as classes pode ser escrito através da equação

$$f(x) = w \cdot x + b$$

em que w é um vetor de pesos.

O próximo passo da solução do problema via o algoritmo de classificação SVM implica na definição de duas novas variáveis, conforme evidenciado na Figura 5.2. A "margem" representa a distância entre o plano de separação e os pontos da amostra que se encontram mais próxima. Os "vetores de suporte" os pontos que estão sobre a margem.

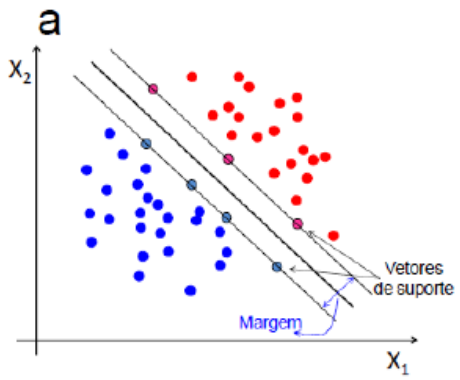


Figura 5.2 – Algoritmo SVM – Otimização do plano de separação dos dados [14].

Nesse contexto, o objetivo da SVM é definir o plano que garanta a maior separação entre as amostras limitantes, ou vetores de suportes; ou seja, a maior margem. A solução da SVM, então, pode ser apresentada com base nas seguintes equações:

$$Minimizar: \frac{1}{2}\|w\|^2$$

$$sujeito\ a: \begin{cases} w \cdot x + b \geq +1\ \forall\ y \in \{+1\} \\ w \cdot x + b \geq -1\ \forall\ y \in \{-1\} \end{cases}$$

A SVM leva em consideração somente a separação correta dos vetores de suporte, partindo da inferência de que, uma vez separados os vetores mais próximos, os demais estarão também separados corretamente. Entretanto, ao trabalhar com *datasets* reais, esse nem sempre é o caso. Nesse sentido, para contornar a situação em que não é possível separar linearmente todos os dados de maneira correta usando um plano, em [13] introduziram o conceito de margem suave. Nessa consideração, é inserido nas equações um fator ξ a fim de computar o erro resultante da classificação incorreta de alguns pontos. Esse erroé diretamente proporcional à distância da amostra para a margem referente à sua classe correta, conforme indicado na Figura 5.3 [14]. Além disso, uma constante C é inserida para ponderar o erro, de modo a garantir que a presença de anomalias na amostra não distorça

os resultados do algoritmo. A solução para o problema de classificação com margem suave, então, é apresentada nas equações a seguir:

$$Minimizar: \frac{1}{2}\|w\|^2 + C\sum_{i=1}^{N}\xi_i$$
$$sujeito\ a: \begin{cases} w \cdot x + b \geq +1 - \xi_i \\ w \cdot x + b \geq -1 + \xi_i \\ \xi_i \geq 0 \end{cases}$$

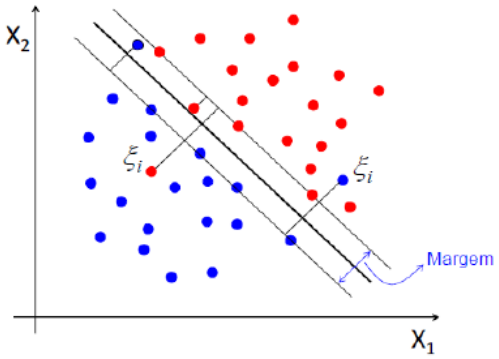
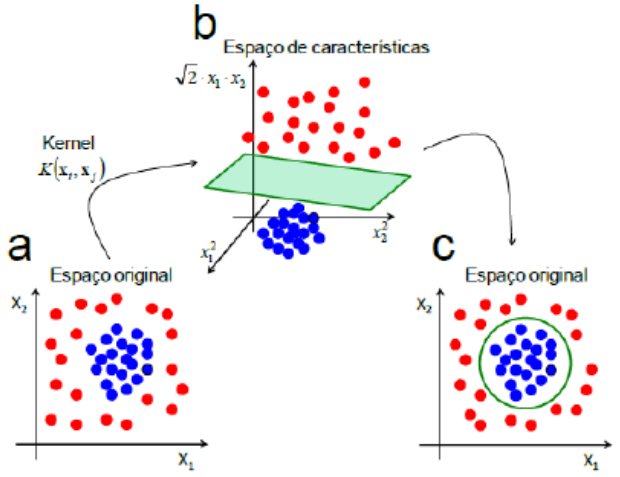


Figura 5.3 – Algoritmo SVM – Aplicação da margem suave [14].

Alguns *datasets*, entretanto, não são linearmente separáveis. O uso de um plano linear, mesmo com a consideração das margens suaves, não permite que o comportamento da amostra de dados seja devidamente representado. Para resolver esse problema, são introduzidas funções "kernel". A aplicação de uma função kernel não linear $\varphi(x1, x2)$ resulta no mapeamento dosdados em uma dimensão superior à original, conhecida como espaço de características, emque a separação por um plano é possível. Feita essa separação, o plano é transportado de volta ao espaço original de dimensão inferior. A Figura 5.4 –demonstra a utilização de um kernel RBF (*Radial Basis Function*) na separação de um conjunto de dados e a Figura 5.5 – apresenta os tipos de kernel mais utilizados em SVM, e suas descrições matemáticas.



Fonte: Filgueiras (2014)

Figura 5.4 – Algoritmo SVM – Aplicação da função Kernel RBF para separação de dados [14].

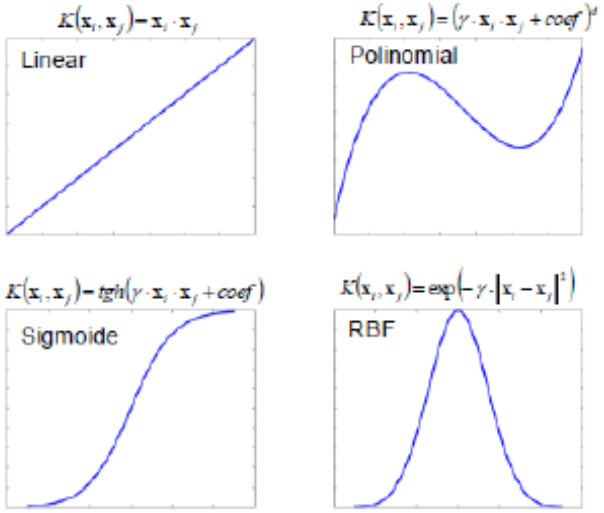


Figura 5.5 –Algoritmo SVM – Funções Kernel [14].

Em [15], o modelo SVM foi adaptado para resolver problemas de regressão, o qual ficou conhecido como *Support Vector Regression* (SVR). Na aplicação deste algoritmo, um número d é adicionado e subtraído, simultaneamente, ao valor de interesse valor de y_i, formando-se duas classes distintas, conforme apresenta a Figura 5.6 –. Assim, o problema de regressão se torna, essencialmente, um problema de classificação binária, permitindo a aplicação do SVM.

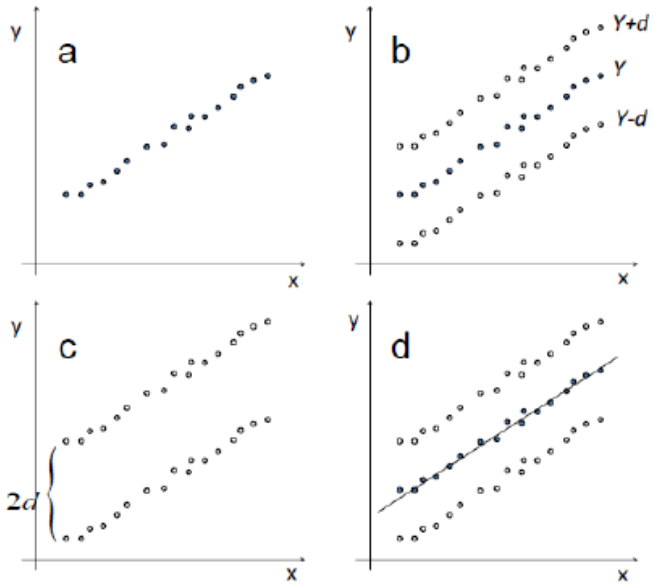


Figura 5.6 – Algoritmo SVR – Etapas da classificação binária [14].

Os erros associados são denotados por ξ_i e ξ_i^*, simbolizando os erros das classescom a adição e subtração de d, respectivamente. Além disso, é definida uma tolerância ε, que delimita a região em volta do hiperplano de separação onde os erros de classificaçãosão considerados aceitáveis. A Figura 5.7 –apresenta a configuração do problema.

Matematicamente a solução do algoritmo SVR pode ser escrita como:

$$Minimizar: \frac{1}{2}\|w\|^2 + C\sum_{i=1}^{N}(\xi_i + \xi_i^*)$$

$$sujeito\ a: \begin{cases} y_i - w \cdot \varphi(x_i) - b \leq \varepsilon - \xi_i \\ w \cdot \varphi(x_i) + b - y_i \leq \varepsilon - \xi_i^* \\ \xi_i, \xi_i^* \geq 0 \end{cases}$$

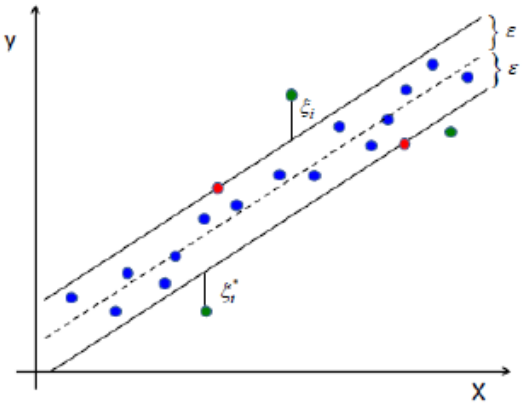


Figura 5.7 –Representação da solução SVR [14].

Treinamento das SVMs baseado em PSO

O treinamento da SVM/SVR exige a pré-definição de alguns parâmetros como C e ε. Isso pode ser feito de modo empírico, o que leva tempo e experiência de quem irá realizar os treinamentos, ou pode ser automatizado através de algoritmos de busca. Neste caso, foi utilizado o algoritmo *ParticleSwarmOptimization*(PSO) para a realização da busca de parâmetros ótimos com a finalidade de minimizar o erro médio quadrático da SVR.

O algoritmo PSO foi desenvolvido por [16] e aprimorado por diversos pesquisadores ao longo dos anos [17]. O PSO é inspirado em sistemas biológicos sociais como um bando de pássaros ou um cardume de peixes onde, durante a procura por comida, os indivíduos do grupo se espalham e realizam, cada um ao seu modo, uma busca independente. Ao encontrar a comida, o indivíduo informa os demais membros do grupo, que aos poucos se direcionam à fonte de comida e, se encontrarem algo ainda melhor, vão convergindo o grupo para a melhor fonte. De modo semelhante, o algoritmo replica este comportamento utilizando uma função objetivo e partículas independentes que se movimentam em um espaço de busca e vão influenciando as demais partículas, quanto melhor seja sua posição em relação à função objetivo até que o grupo possa convergir para um ponto.

Em termos mais técnicos, conforme descrito por [17], o PSO realiza uma busca utilizando um grupo de S partículas em um espaço N-dimensional G para encontrar o melhor valor possível, seja ele o valor máximo ou mínimo da função. Cada partícula p possui uma posição$x \in \mathbb{G} \subseteq \mathbb{R}^n$ e uma velocidade $v \in \mathbb{R}^n$. A posiçãox representa uma solução candidata ao problema. A velocidade v da partícula determina tanto em que direção ela irá se mover para continuar sua busca quanto se ela efetua uma exploração em uma área maior (alta velocidade) ou em área menor (baixa velocidade).

A inicialização do algoritmo consiste em determinar posições e velocidades aleatórias para cada partícula. A cada passo do algoritmo são atualizadas a velocidade e em seguida a posição das partículas. Cada partícula possui uma memória, guardando sua melhor posição. A interação social entre as partículas se dá pelo fato de que cada uma pode conhecer a posição das partículas vizinhas N(p), ou seja, que estejam em um raio de atuação pré-definido à sua volta. Cada partícula pode se comunicar com as vizinhas e conhecer a melhor posição da vizinhança ou a melhor posição global entre todas as partículas. Se o algoritmo utiliza a melhor posição global para atualizar a posição e velocidade das partículas, tenderá a convergir mais rapidamente, porém com menos chance de encontrar a solução ótima global. Utilizar a melhor posição da vizinhança torna a convergência mais lenta, porém com maior probabilidade de encontrar a solução ótima global.

As equações para o cálculo da velocidade e posição das partículas são:

$$v_{ij}^{t+1} = v_{ij}^{t} + c_1 U_{1j}[0,1]\left(u_{ij}^{t} - x_{ij}^{t}\right) + c_2 U_2[0,1]\left(y_{sj}^{t} - x_{ij}^{t}\right)$$

$$x_{ij}^{t+1} = x_{ij}^{t} + v_{ij}^{t+1}$$

onde,

- v: velocidade da uma partícula
- As velocidades v_{ij}estão limitadas na faixa [v_{min}, v_{max}] evitando que as partículas saiam do espaço de busca.
- x:posição de uma partícula no espaço N-dimensional limitado na faixa [x_{min}, x_{max}]
- y_i: melhor posição individual de uma partícula
- y_s: melhor posição global entre todas as partículas (S partículas)
- c_1: coeficiente cognitivo (grau de autoconfiança)
- c_2: coeficiente social (grau de confiança no enxame)
- U_1 e U_2: números aleatórios uniformemente distribuídos na faixa [0,1].

Observa-se ainda que os coeficientes cognitivo e social tem alto grau de impacto no desempenho do algoritmo. Um valor grande para o coeficiente cognitivo (c_1) significa um alto valor de autoconfiança da partícula, enquanto um grande coeficiente social (c_2) faz com que as partículas confiem mais no enxame. É conhecido que, para funções objetivo unimodais, resultados melhores são obtidos com pequenos valores de c_1 e valores maiores de c_2. Para funções multimodais o melhor desempenho é alcançado balanceando c_1 e c_2.

5.1.3 Análise do estado da arte

A Universidade de Brasília, objeto de estudo deste trabalho, possui características específicas que a diferenciam dos perfis clássicos de consumo. A presença de laboratórios, com equipamentos de alto consumo e intervalos específicos de funcionamento, a realização de

aulas nos períodos matutino, vespertino e noturno, o número elevado de computadores e equipamentos de ar condicionado e a diferenciação entre períodos letivos e férias são apenas alguns dos fatores que segregam o comportamento da UnB como unidade consumidora, em relação aos demais integrantes do sistema. Tendo em vista esse comportamento, é de importância que o gerenciamento energético da UnB tenha como subsídio os perfis típicos de consumo das edificações que compõem os campi da UnB.

5.2 Descrição da metodologia

5.2.1 Conceitos e definições

Como exposto anteriormente, a medição de energia é um fator determinante para o sistema de gestão, fornecendo os dados que embasam todas as análises do projeto. Deste modo, esta seção tem o objetivo de discutir os aspectos das variáveis a serem medidas e dos equipamentos de medição propriamente dito. Além disso, será abordado o uso de controladores de consumo para gerenciamento ativo da demanda e consumo de uma instalação.

Variáveis de interesse

As variáveis de interesse são aquelas que influenciam diretamente o consumo de energia. Estas serão utilizadas para caracterizar o estado atual da instalação e como métrica para criação de indicadores explicativos para os processos, de modo a permitirem uma análise mais precisa dos ganhos obtidos pela gestão de energia.

Cada organização apresenta peculiaridades e processos distintos, de modo que não é possível discriminar um conjunto de variáveis que se aplique a todas as situações, sendo responsabilidade da equipe técnica determinar quais são as variáveis para o seu projeto.

O passo a passo a seguir apresenta os itens a serem considerados para a medição das variáveis de interesse:

- Determinação dos processos da organização;
- Quais variáveis influenciam no consumo de energia desses processos;
- Quais variáveis já são medidas;
- Quais as variáveis menos onerosas de serem medidas; e
- Quais as variáveis mais fáceis tecnicamente de medir.

Assim, deve-se sempre verificar quais parâmetros do processo já estão sendo medidos, pois estes dados já estarão disponíveis sem custos adicionais ou necessidade de novos

medidores. Caso os dados disponíveis não sejam suficientes, deve-se avaliar quais os parâmetros que podem ser obtidos ao menor custo e com menor impacto no processo produtivo.

Medidores de Energia

Os medidores são aparelhos que possuem a função de medir grandezas do processo produtivo. Em geral, é medido o consumo de energia de equipamentos e sistemas para utilizar suas informações no sistema de gestão de energia, porém há casos nos quais é necessário medir outras variáveis, tais como demanda, fator de potência, geração de harmônicos e outras grandezas elétricas.

Atualmente há uma gama de aparelhos de medição que podem ser utilizados e podem ser escolhidos dependendo da precisão desejada ao projeto. Pode-se utilizar os conceitos de fronteira de medição para determinar a posição dos medidores tal qual no processo de medição e verificação.

Controladores de consumo

Estes equipamentos são utilizados para realizar a gestão da energia na instalação, integrando o sistema de medição com o sistema de acionamento das cargas. Um controlador de consumo ou gerenciador de energia, como também é chamado, consiste em um microcomputador com software embarcado capaz de centralizar as informações dos medidores de energia e tomar decisões de acordo com sua programação. Além disso, ele pode ser integrado com dispositivos de memória de massa para armazenar dados e criar um histórico ou pode ser integrado a um dispositivo de comunicação para exportar seus dados para uma plataforma de gestão online.

Inicialmente os medidores de energia são conectados ao controlador de consumo de modo que ele receba os dados medidos. Podem ser utilizados equipamentos específicos de medição ou até os próprios medidores da concessionária para fornecer esses dados.

Em seguida o controlador avalia se os valores de consumo, demanda e fator de potência estão de acordo com sua programação. Caso haja uma tendência abrupta de aumento destas variáveis, o sistema ativa alarmes para sinalizar a situação atípica para seus operadores e pode, por meio de seus dispositivos de acionamento, manobrar as cargas em funcionamento.

Esse sistema pode ser utilizado para evitar picos de demanda, manobrar bancos de capacitores para corrigir o fator de potência e acionar geradores para substituir o consumo

no horário de ponta. Além disso, ele pode ser usado para centralizar as informações emitidas por diversos medidores e enviá-las à rede.

Softwares de gestão de energia

Seguindo a tendência de interligação de processos e de modernização das indústrias, os quais caracterizam a chamada "Indústria 4.0", vem se tornando mais comum a utilização de recursos computacionais para monitorar e analisar os parâmetros de produção. Tais softwares recebem os dados diretamente dos medidores ou de centrais de dados e são capazes de tratá-los, gerando relatórios de consumo e criando indicadores que podem ser acompanhados. Assim, podem ser utilizados para automatizar o monitoramento do sistema e otimizar o trabalho da equipe de gestão de energia.

Além disso, essas ferramentas apresentam a vantagem de possibilitar o monitoramento remoto dos sistemas e de gerarem alertas de irregularidades em tempo real, reduzindo o tempo de resposta da equipe a qualquer desvio observado.

Para o desenvolvimento do Sistema de Gestão Energética da Universidade de Brasília, foram adotadas as técnicas de Engenharia de Software baseadas nas metodologias ágeis. Os métodos ágeis exaltam a simplicidade, o feedback contínuo e a adaptação às mudanças que podem ser obtidos a partir de comunicação direta entre a equipe de desenvolvimento e os usuários finais, gerando maior qualidade de código e entrega contínua de software. Dentre as metodologias ágeis adotadas neste sistema, destacam-se o *Scrum* [18] e o *Extreme Programming* (XP) [19]. O *Scrum* auxilia na organização da equipe e das tarefas, priorização e organização do desenvolvimento ao longo do tempo, dividindo ações em *sprints* com reuniões periódicas de avaliação, planejamento e correção de rotas. A metodologia *Extreme Programming*auxilia na tomada de decisões rápidas e tem como principais características o *feedback* constante, o desenvolvimento incremental e o incentivo à comunicação constante entre as pessoas envolvidas. Além disso, adotou-se a técnica do *Kanban* para classificar e organizar a execução das tarefas [20].

O desenvolvimento do código foi todo realizado utilizando a ferramenta *Git* (git-scm.com) para o controle de versão e a plataforma *Gitlab* (gitlab.com) para a hospedagem dos repositórios de código na nuvem, bem como a gerência das tarefas (*issues*) do projeto e *boards* para o controle das *sprints* e aplicação das metodologias ágeis adotadas. Todos os repositórios podem ser acessados em (https://gitlab.com/lappis-unb/projects/SMI). A página inicial de hospedagem dos repositórios na plataforma Gitlab pode ser visualizada na Figura 5.8.

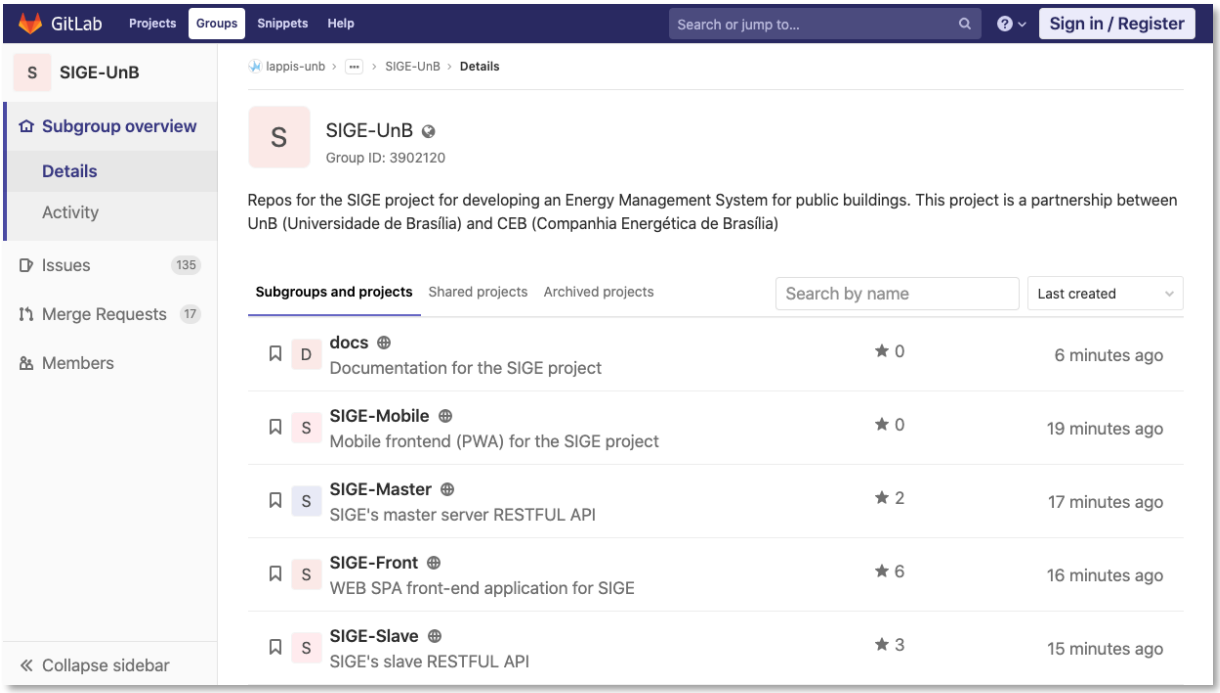


Figura 5.8 – Repositórios do Projeto SIGE.

5.2.2 Metodologia de desenvolvimento

Além destes recursos fundamentais ao desenvolvimento e providos pelos ambientes de controle de versão e repositório, foram adotadas ainda diversas outras técnicas complementares que visam aumentar a qualidade do código, a integração entre os desenvolvedores e a facilidades dos mesmos em trabalhar de maneira colaborativa. Dentre estas técnicas estão a criação de testes automatizados, a configuração de um ambiente de Integração Contínua e *Deploy* Contínuo, a Automação de Configuração de Ambiente e o Isolamento do Ambiente. Mais detalhes sobre estas técnicas estão descritas nas seções subsequentes.

5.2.3 Licenciamento e uso do sistema (Software Livre)

Conforme descrito anteriormente, o sistema foi todo concebido dentro dos paradigmas de Software Livre e está sob a licença GNU *General PublicLicense* Versão 3 (GPL v3). Isso garante não só o acesso ao código fonte como as quatro liberdades básicas do software livre [21].

Esta abordagem facilita a adoção do sistema por outros órgãos governamentais e possibilita a criação de uma comunidade de desenvolvimento de novas funcionalidades, mesmo após o término do acordo de cooperação UnB-CEB-Finatec. Ou seja, esta forma de licenciamento

garante que toda a evolução possa ser feita tanto no âmbito da UnB quanto de outras instituições que venham a adotar o sistema sejam disponibilizadas livremente. Como exemplo de resultado desta ação, ainda no período de desenvolvimento da ferramenta, diversos alunos do curso de Engenharia de Software da Universidade de Brasília já se envolveram de maneira voluntária com o projeto, submetendo melhorias e novas funcionalidades ao código fonte do sistema.

5.2.4 Levantamento de requisitos

A etapa inicial do desenvolvimento consistiu no levantamento preliminar e a sistematização dos requisitos do projeto, os quais foram definidos a partir de diversas rodadas de entrevistas com pesquisadores, gestores da Prefeitura da Universidade e futuros usuários do sistema.

Em primeiro lugar, foram levantados os ***perfis de usuários*** que teriam acesso ao sistema, fato este que implicou na definição das seguintes categorias:

- ***Gestores:*** esta categoria engloba funcionários da universidade (prefeitura do campus, diretores de faculdade, chefes de departamento, membros da CICE, etc.) que trabalham diretamente na operação e manutenção das instalações elétricas e necessitam saber, em tempo real, o estado de funcionamento do sistema, ter acesso à histórico de dados de perfil de consumo, variações de tensão de fornecimento, carregamentos de cabos e transformadores, dentre outros que possam indicar a necessidade de manutenção e o planejamento de expansão dos sistema;
- ***Pesquisadores:*** pesquisadores em geral que desejam ter acesso a todos os tipos de dados elétricos para a realização de pesquisas;
- ***Público em geral:*** *professores e alunos em geral sob* os quais poderão ter acesso às informações gerais do perfil de consumo, para serem utilizadas em aulas demonstrativas e em campanhas educativas voltadas para eficiência energética na instituição.

Em seguida, foram listados os requisitos gerais do sistema e as funcionalidades para cada perfil de usuário, apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Requisitos gerais (REQ-G) para o Sistema de Gestão Energética.

REQ-G	Requisitos Gerais	Descrição
1	Monitoramento e coleta de grandezas elétricas instantâneas e agregadas a partir das instalações elétricas de todos os campi da Universidade de Brasília.	Coleta periódica de grandezas elétricas instantâneas como tensão, corrente, consumo, geração, fator de potência, potência ativa/reativa/aparente, e grandezas agregadas como consumo e geração de energia por períodos.
2	Armazenamento permanente das grandezas elétricas coletadas para consulta posterior.	Armazenar todas as grandezas coletadas em um banco de dados permanente para consulta posterior.
3	Manter o cadastro de medidores, campi e agrupamentos (prédios, faculdades, etc), usuários e seus respectivos perfis;	Realizar o cadastramento das entidades
4	Geração de gráficos para grandezas instantâneas.	Visualização dos dados elétricos instantâneos coletados em forma de gráficos por tipo de grandeza e por medidor.
5	Geração de gráficos para grandezas agregadas.	Visualização dos dados elétricos agregados em forma de gráficos acumulados por medidor, prédio, campus.
6	Exportação de dados brutos coletados.	Possibilitar a exportação de dados coletados em formato CSV para pesquisa.
7	Geração de relatórios.	Gerar relatórios dos dados coletados por período e acumulados por medidor, prédio, campus, etc.
8	Gerar notificações sobre o mal funcionamento do sistema.	Identificar e classificar situações de anormalidade da rede elétrica (sobretensão, subtensão, queda de fase, etc) e gerar alertas notificando os gestores.

5.2.5 Indicadores de desempenho das edificações

Além de monitoramento das instalações, se faz necessário o uso de indicadores de eficiência energética para que possa ter o conhecimento da real eficiência da instalação. Os indicadores energéticos podem ser definidos como macroindicadores (quando caracterizam a eficiência de um país ou região) ou micro indicadores (quando caracterizam a eficiência de uma empresa, edifício ou habitação).

Para a instrumentação do Sistema de Gestão energética, foram definidas primeiramente as edificações em que são consideradas atividades diversas da Universidade, podendo assim estabelecer perfil de consumo de diferentes instalações. À luz dos fatos, serão utilizados indicadores considerando os critérios técnico-econômicos. Sendo assim, os indicadores selecionados e aplicados considerando as atividades desenvolvidas, tais como: ensino, pesquisa, extensão e administrativo, assim como a diversidade de cursos e perfil de usuário existentes, são apresentados na sequência.

Os indicadores de desempenho aplicado às edificações, são:

- Consumo médio mensal por m^2

Indicador expresso pela razão entre o consumo médio mensal pela área construída em m^2 e é dado por:

$$CMM = \frac{Energia\ Medida\ Mensal\ (kWh)}{Aréa\ Construída\ (m^2)}$$

Com este indicador, podem-se efetuar comparações entre as diversas unidades de utilização semelhante e verificar o valor de consumo por m^2.

- Consumo médio mensal por funcionários

Indicador expresso pela razão entre o consumo médio mensal pelo número de funcionários e é dado por:

$$CMF = \frac{Energia\ Medida\ Mensal\ (kWh)}{Número\ de\ Funcionários}$$

Este indicador é importante para estabelecer relações entre as unidades, a fim de efetuar a caracterização peculiar dos perfis de consumo das mesmas.

- Consumo médio mensal por alunos

Indicador expresso pela razão entre o consumo médio mensal pelo número de alunos e é dado por:

$$CMA = \frac{Energia\ Medida\ Mensal\ (kWh)}{Número\ de\ alunos}$$

Do mesmo modo que o CMF, este indicador pretende estabelecer relações entre as unidades, a fim de efetuar a caracterização dos perfis de consumo das mesmas.

As mesmas considerações realizadas para definir os indicadores de consumo são aplicadas para os indicadores de demanda, sendo assim consideradas as demandas máximas mensais por m^2, por número de funcionários e por número de alunos. É importante ressaltar que esses indicadores foram adotados para que pudesse conhecer o perfil de consumo das instalações levando em consideração as atividades desenvolvidas e as particularidades de cada instalação.

Esses indicadores posteriormente serão confrontados, levando-se em consideração as atividades desenvolvidas, assim como as áreas de conhecimento.

- Demanda Máxima Mensal por m^2
-

$$DMM = \frac{Demanda\ Máxima\ Mensal\ (kW)}{Aréa\ Construída\ (m^2)}$$

- Demanda Máxima Mensal por Funcionários
-

$$DMF = \frac{Demanda\ Máxima\ Mensal\ (kW)}{Número\ de\ Funcionário}$$

- Demanda Máxima Mensal por Alunos
-

$$DMF = \frac{Demanda\ Máxima\ Mensal\ (kW)}{Número\ de\ Alunos}$$

5.3 Descrição da plataforma computacional implementada

5.3.1 Arquitetura do sistema

Sendo o propósito geral do sistema, estabelecer um ponto de convergência entre o projeto prioritário de Eficiência Energética (PEE) e projeto estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), de forma que os resultados obtidos no âmbito dos dois projetos possam subsidiar ações relacionadas com o monitoramento dos impactos da geração distribuída e a gestão energética dos centros de consumo, sua arquitetura deve contemplar desde os dispositivos de medição em contato direto com a instalação elétrica dos prédios, passando pela agregação e transformação dos dados básicos em informações relevantes que serão disponibilizadas aos gestores e usuários do sistema.

Uma das características observadas nos campi da Universidade de Brasília é que os mesmos são distribuídos, geograficamente, em cidades distintas no Distrito Federal, com distâncias de até 40 km a partir do campus central. Somente o campus central (Darcy Ribeiro) possui uma área total de 400 hectares, nos quais se distribuem cerca de 500 mil metros quadrados de área construída, sendo composto por mais de 80 edificações, algumas delas com instalações elétricas de alta complexidade, como é o caso do prédio do ICC (Instituto Central de Ciências) com aproximadamente 800 metros de extensão. Além da complexidade da rede elétrica, há uma grande diversidade na infraestrutura da rede de dados, incluindo redes cabeadas, Wi-Fi e transmissões via rádio, as quais precisam ser consideradas no processo

de coleta das medidas. Estas são características que tornam desafiador um sistema de monitoramento geral que possa garantir consistência na coleta de dados.

A Figura 5.9 –apresenta uma visão geral do Sistema de Gestão Energética implantado na Universidade de Brasília.

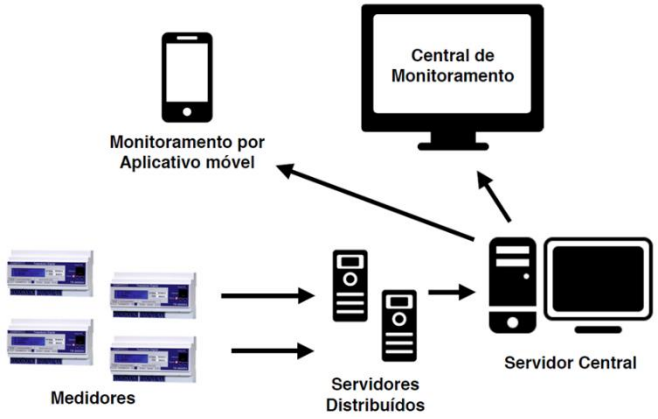


Figura 5.9 – Arquitetura geral do Sistema de Gestão Energética.

Dispositivos de medição: estes elementos se caracterizam por medidores de grandezas elétricas, os quais foram instalados nos quadros gerais de baixa tensão de edificações da Universidade de Brasília;

Servidores de Coleta de Dados: responsáveis por coletar periodicamente as medidas de tensão, corrente, consumo e geração de energia, potência ativa/reativa/total, dentre outros, de múltiplos dispositivos de medição de energia instalados no campus da universidade. Além disso, monitoraram o estado (ligado, desligado, sem conexão, etc.) de cada medidor.

Servidor Central: responsável por centralizar, armazenar e gerenciar todas as medidas coletadas pelos Servidores de Coletas de Dados e tornar as informações disponíveis para serem apresentados pelas camadas de interface gráfica.

Interface Gráfica Web: responsável por apresentar aos usuários os dados das medições coletadas em formatos de gráficos, relatórios e painéis informativos para auxiliar a gestão do sistema de distribuição de energia da universidade.

Interface Gráfica Mobile: responsável por apresentar aos usuários gestores uma interface simplificada de gestão com informações resumidas e alertas para auxiliar na gestão do sistema.

5.3.2 Integração entre subsistemas, tecnologias e protocolos de comunicação

A Figura 5.10 –apresenta o diagrama de integração entre os diversos módulos que compõem o sistema, as respectivas tecnologias e protocolos que viabilizam a intercomunicação.

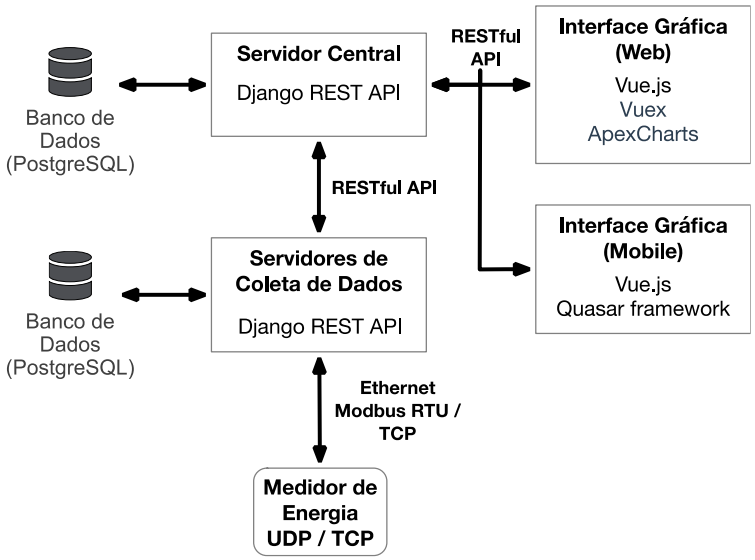


Figura 5.10 – Diagrama de Integração.

Nesse contexto, vale destacar que as tecnologias empregadas para o desenvolvimento do sistema são:

Servidor Central e Servidor de dados: desenvolvimentos realizados em linguagem Python, por meio do framework Django REST.

Banco de dados: a modelagem de banco de dados é realizada por meio da plataforma PostgreSQL.

Interface gráfica: estas camadas usam HTML/CSS como linguagens de layout e JavaScript como linguagem dinâmica associada aos frameworks Vue.js e Quasar.

Considerando a topologia das instalações elétricas, o Sistema de Gestão Energética da Universidade de Brasília foi concebido incluindo cinco subsistemas ou camadas. As próximas seções apresentam detalhes dos subsistemas e as características de integração entre eles.

5.3.3 Subsistema de Medição

A primeira camada do Sistema de Gestão Energética se compõe de medidores de grandezas elétricas, os quais foram instalados nos quadros gerais de baixa tensão de edificações sob monitoramento. Para a definição do susbsistema de medição, procede-se à realização de estudos para a determinação e avaliação do tipo de medidor que poderia ser empregado em sistemas de monitoramento energético. De fato, tendo em vista as tecnologias disponíveis no mercado e levando-se em consideração a minimização de custos para a implantação e distribuição destes dispositivos na Universidade de Brasília ou em outra instituição, os trabalhos de pesquisa e desenvolvimento resultaram no estabelecimento de um conjunto de requisitos mínimos que estes dispositivos devem atender. Tais requisitos têm por objetivo nortear a escolha dentre uma vasta gama de equipamentos e fabricantes existentes no mercado e estão detalhadas na Tabela 5.2.

Com base nas informações anteriores, os medidores de grandezas elétricas utilizados para este projeto estão apresentados na Figura 5.11 –, consistindo nos modelos TR4020 e MD30 fabricados pela empresa Embrasul. Ambos atendem aos requisitos listados na Tabela 5.2, sendo capazes de medir as grandezas desejadas, ter capacidade de armazenar dados em sua memória e possuem protocolo aberto com suporte à comunicação via Ethernet. No caso do modelo TR4020, somente o protocolo Modbus RTU [22] via UDP é suportado, enquanto o modelo MD30 também suporta o protocolo Modbus TCP/IP [23].

A Tabela 5.3 lista os prédios de cada campus onde foram instalados os medidores, enquanto a Figura 5.12 apresenta o mapa com a alocação dos mesmos nos campi da UnB. No total, o projeto contemplou a instalação de 29 unidades.

Tabela 5.2 – Requisitos para medidores (REQ-M) de grandezas elétricas.

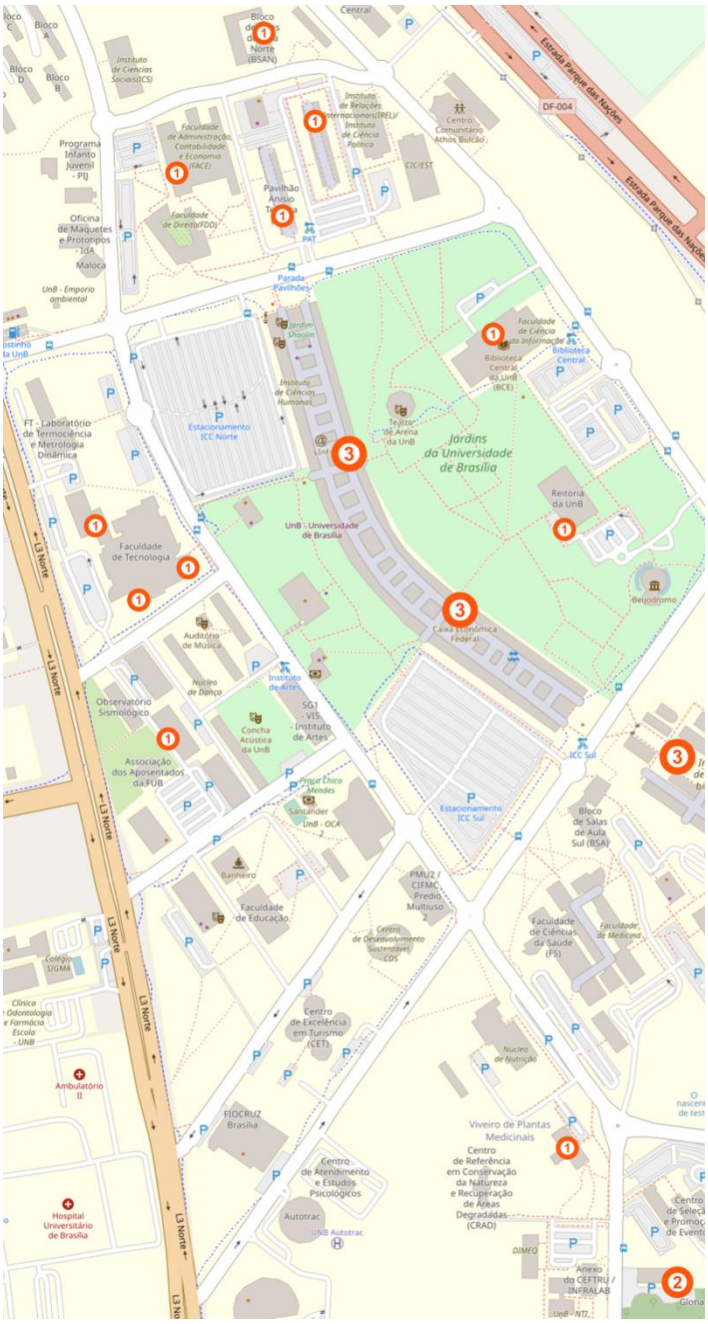
REQ-M	Requisito
1	Grandezas medidas: tensão; corrente; potência ativa, reativa e aparente; fator de potência; Demanda Ativa Total, Demanda Reativa Total
2	Esquemas de medição monofásico, bifásico e trifásico
3	Compatibilidade com sensores de tensão e corrente externos, de forma a permitir alteração na faixa de medição
4	Compatibilidade para fixação em painel elétrico, por meio de trilho padrão DIN.
5	Involucro com grau de proteção IP 20 ou superior
6	Disponibilidade de recursos de hardware para monitoramento de outras grandezas físicas, tais como temperatura, vazão de água, dentre outros.
7	Comunicação – Camada física: Ethernet e disponibilidade de recursos de hardware para conectividade com redes WiFi (IEEE 802.11 b/g/n), 3G e 4G.
8	Comunicação – Camada de transporte: suporte ao protocolo TCP/IP e/ou UDP
9	Comunicação – Camada de aplicação: suporte ao protocolo MODBUS
10	Disponibilidade de relógio de tempo real interno ao medidor
11	Protocolo aberto: disponibilização de mapa de memória ou sistema padronizado para troca de mensagens, para integração com software de Gestão de Energia
12	Disponibilidade de memória de massa, de forma a armazenar informações no próprio medidor para resgate posterior por sistema de gestão, no caso de falha da rede de comunicação.
13	Certificado de calibração emitido por órgão acreditado pelo INMETRO

(a) **(b)**

Figura 5.11 – Medidores da Embrasul. (a) TR4020; (b) MD30.

Tabela 5.3 – Lista de prédios com medidores.

Campus	Prédio	Quantidade de Medidores
Darcy Ribeiro	Biblioteca Central (BCE)	1
	Bloco de Salas de Aulas Norte (BSAN)	1
	Casa do Estudante (CEU)	2
	Centro de Processamento de Dados (CPD)	2
	Faculdade de Administração, Contabilidade e Economia (FACE)	1
	Faculdade de Tecnologia (FT)	3
	Laboratório de Estudos Geodinâmicos e Ambientais	1
	Hospital Veterinário (HVET)	1
	Instituto de Biologia (IB)	3
	Instituto Central de Ciências (ICC)	6
	Pavilhão Anísio Teixeira (PAT)	1
	Pavilhão João Calmon (PJC)	1
	Reitoria	1
	SG-11	1
Faculdade do Gama	Unidade de Ensino e Docência (UED)	2
	Unidade Acadêmica (UAC)	1
	Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas (LDTEA)	1
Total		**29**



(a) (b) (c) (d)

Figura 1.12: Distribuição de medidores nos campi da UnB. (a) Campus Darcy Ribeiro. (b) Casa do estudante. (c) Hospital Veterinário. (d) Faculdade UnB Gama

A Figura 5.13 apresenta o registro fotográfico da montagem dos medidores em quadros de baixa tensão da UnB.

Figura 5.13 – Exemplo de instalação dos medidores no campus Darcy Ribeiro.

5.3.4 Servidor de coleta de dados

Conforme apontado anteriormente, a complexidade da topologia das edificações a serem monitoradas levou à decisão de dividir o sistema de coleta e armazenamento de medidas em duas camadas: o Servidor de Coleta de Dados e o Servidor Central. A primeira delas é tratada nesta seção e tem o papel de realizar a comunicação direta com os medidores, realizando seu armazenamento em memória local para posteriormente enviar os dados ao servidor central.

A necessidade desta camada seu deu pelo fato de serem observados constantes problemas de comunicação de rede de dados entre os medidores dos campi. Mesmo selecionando no mercado medidores com capacidade de armazenamento de dados em sua memória local, os mesmos são capazes de registrar somente uma parcela dos dados medidos. Neste caso, foi definido que,em cada campus,fosse instalado um servidor de coleta local evitando assim a perda de dados por falhas de comunicação entre os campi.Deve-se ressaltar que a inserção desta camada de coleta de dados implica em um aumento da redundância do sistema e tende a reduzir a probabilidade de falhas de comunicação entre medidores e servidor central.

Os requisitos de software para esta camada do sistema estão definidos na Tabela 5.4 e detalhados na sequência.

Tabela 5.4 – Requisitos de software para Servidor de Coleta (REQ-S-SCD) de Dados.

REQ-S-SCD	Requisitos Gerais	Descrição
1	**Comunicação com os medidores**	Implementar comunicação Ethernet via protocolos Modbus RTU e Modbus TCP com os medidores.
2	**Listagem de medidores**	Manter lista de medidores aos quais se conecta.
3	**Coleta de dados**	Realizar a coleta de dados periódica dos medidores, incluindo um procedimento de resgate de dados armazenados na memória do medidor após quedas de energia e/ou interrupção na comunicação).
4	**Armazenamento**	Manter medidas em Banco de Dados interno para armazenamento local das medidas.
5	**Sincronia de relógios**	Manter seu relógio e os relógio dos medidores de energia sincronizados com o servidor central.
6	**Gerenciamento de eventos**	Avaliar as grandezas medidas para detecção e criação de eventos em situações de anormalidade.
7	**Disponibilização de dados**	Fornecer os dados de medições e evento para o Servidor Central.

A ***Comunicação com os medidores*** foi implementada utilizando os protocolos Modbus RTU [22] e Modbus TCP/IP [23]. Para agilizar a coleta de dados, o processo de leitura é realizado utilizando múltiplas *threads*, uma para cada medidor e de forma simultânea. Para evitar uma grande quantidade de acessos simultâneos a um único medidor vindos de diferentes serviços, foi criada uma camada independente no Servidor de Coleta de dados que é um *broker* que gerencia as requisições. O papel do *broker* é o de criar uma fila de requisições independente para cada medidor e gerenciar a realização destas mesmas requisições em sequência.

A ***Listagem de medidores*** é criada e gerenciada a partir do Servidor Central. Cada medidor é individualmente cadastrado com seu respectivo *endereço IP* e *modelo* que indica o protocolo a ser utilizado. Além disso, mantém-se o registro se o medidor está em modo ativo ou não, indicando a necessidade ou não de coletar dados do mesmo.

O processo de ***Coleta de dados*** é realizado periodicamente, de acordo com cada tipo de grandeza a ser lida. A cada coleta, há um processo de persistência que tenta realizar a coleta até três vezes antes de considerar o medidor fora de alcance. Neste caso, no próximo momento de coleta, o mecanismo de *resgate de dados históricos* é acionado para acessar a memória interna de histórico de medidas do medidor. Um dado só é considerado "perdido" quando o próprio medidor não mais o possui em sua memória histórica, provavelmente decorrente de uma falta de energia.

As grandezas lidas estão divididas em quatro grupos, os quais estão apresentados na Tabela 5.5 e se enquadram nos seguintes grupos:

Grupo 01: composto por medidas integralizadas em uma janela de 1 minuto de medição. Ressalta-se que o medidor permite a configuração deste intervalo de integralização, conforme definições do usuário.

Grupo 02: grandezas resultantes da agregação de medições durante um período de *15 minutos*. Tais dados estão em consonância com as informações verificadas em "memórias de massa" de sistemas de faturamento de energia elétrica de consumidores do grupo A.

Grupo 03: representa a agregação das medições realizadas durante um mês em um único valor.

Grupo 04: grandezas que contemplam os maiores valores observados ao longo de um mês de monitoramento.

Tabela 5.5 – Grandezas elétricas monitoradas pelo sistema de gestão energética.

Grupo 01 Integralização de medições de 1 minuto	**Grupo 02 Integralização de medições de 15 minutos**	**Grupo 03 Integralização de medições de 30 dias**	**Grupo 04 Maiores valores observados ao longo de 30 dias de medição**
Corrente	Energia Ativa Consumida	Energia Ativa Consumida	Quatro maiores potências acumuladas ativas.
Tensão	Energia Ativa Gerada	Energia Ativa Gerada	
Potência Ativa	Energia Reativa Indutiva	Energia Reativa Indutiva	
Potência Reativa	Energia Reativa Capacitiva	Energia Reativa Capacitiva	Quatro maiores potências acumuladas reativas.
Potência Aparente	Máxima Potência Ativa acumulada (15 min)	Máxima Potência Ativa acumulada (15 min)	
Fator de Potência	Máxima Potência Reativa acumulada (15 min)	Máxima Potência Reativa acumulada (15 min)	
DHT Tensão	-	-	-
DHT Corrente	-	-	-

O ***Armazenamento*** dos dados é feito em um banco de dados PostgreSQL localmente no Servidor de Coleta. São armazenados todos os dados coletados conforme a Tabela 5.5 para cada um dos medidores cadastrados. Estes dados são guardados localmente por um período máximo de 30 dias para oferecer a oportunidade de resgate de histórico de dados pelo Servidor Central no caso de perda de comunicação com o mesmo.

A ***Sincronia de relógios*** é realizada durante o processo de coleta de dados, em que data e hora de cada medidor são comparadas com o relógio local. A data e hora dos medidores precisam estar sempre em sincronia para garantir a consistência nas coletas, principalmente quando há perda na comunicação com os medidores e se deve confiar na data e hora armazenadas no medidor para os dados históricos. Além disso, neste processo se identifica a necessidade de troca das baterias internas dos medidores.

O ***Gerenciamento de eventos*** é avaliado a cada momento de coleta de dados com o intuito de gerar alertas aos gestores sobre a necessidade de intervenção no sistema, uma vez que um dado indicador apresentou uma situação de anormalidade. Cada evento é avaliado individualmente, por fase do sistema, e um filtro de média móvel com histerese é implementado com o intuito de somente gerar notificações após a situação de anormalidade estar confirmada. Atualmente estão implementados a identificação de quatro tipos de eventos:

Tensão Precária: quando a tensão lida (TL) estiver nas seguintes faixas 191 V ≤ TL < 202 V ou 231 V < TL ≤ 233 V.

Tensão Crítica: quando a tensão lida (TL) estiver nas seguintes faixas TL < 191 V ou TL > 233 V.

Falta de Fase: quando uma ou mais fases se encontra desligada.

Falha de comunicação: quando não é possível estabelecer comunicação com um medidor.

Por fim, a ***Disponibilização de dados*** é realizada a partir de uma API REST para a conexão do Servidor Central com os *end-points* que podem ser vistos na Figura 5.14.

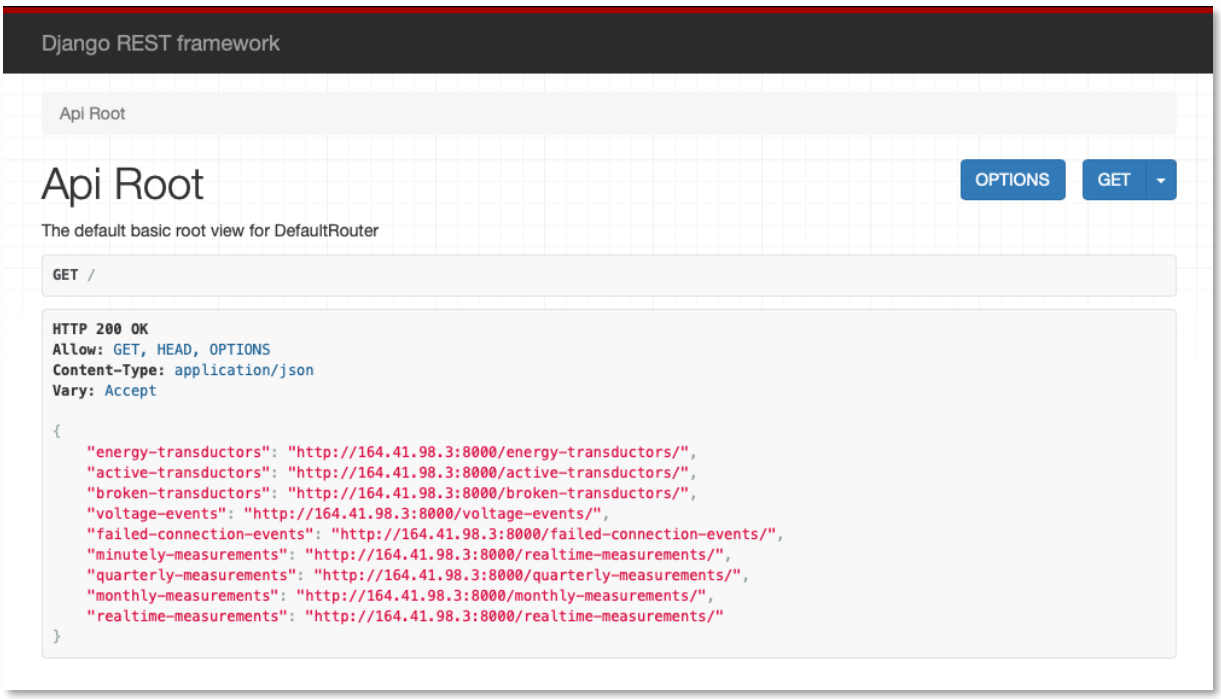


Figura 5.14 – *End-points* API REST – Servidor de Coleta de Dados.

A escolha do hardware para a implementação do servidor de coleta de dados implicou no estudo e definição de uma série de requisitos, os quais estão especificados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Requisitos de Hardware do Servidor de Coleta (REQ-H-SCD) de Dados.

REQ-H-SCD	Requisitos Gerais	Descrição
1	**Comunicação**	Implementar comunicação Ethernet via protocolos Modbus RTU e Modbus TCP com os medidores.
2	**Armazenamento**	Disponibilidade de recursos de hardware para armazenamento de dados de pelo menos 16GB para guardar até 1 mês de medidas instantâneas para até 30 medidores.
3	**Processamento**	Pelo menos 1GHz de processamento com suporte a *multithreading* para coletas em paralelo.
4	**Memória**	Pelo menos 1 GB de memória RAM
5	**Periféricos**	Ethernet, SDCard

Neste projeto, o hardware escolhido para a implementação dos servidores de coleta de dados se baseia nos microcomputadores conhecidos como RaspberryPi na versão 4b. A Figura 5.15 – apresenta o modelo utilizado no SIGE. Esta placa possui um processador ARM de 4 núcleos rodando a 1.5 GHZ e 2 GB de memória RAM atendendo a todos os requisitos e sendo ainda uma plataforma de baixo custo.

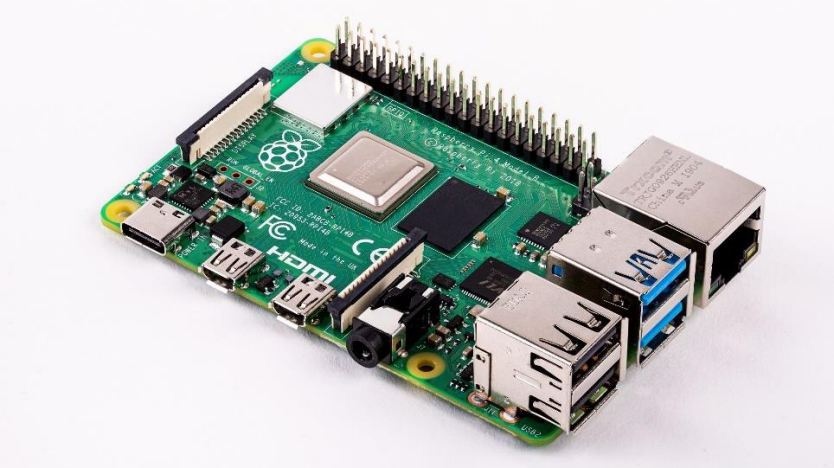


Figura 5.15 – RaspberryPi 4, Modelo B.

5.3.5 Servidor central

O Servidor Central tem o objetivo de agregar os dados de todos os medidores em um único local e servir de base para os diversos meios de apresentação das informações pelas camadas de interfaces gráficas, bem como viabilizar a execução de algoritmos de tratamento de dados. Os requisitos para esta camada do SIGE estão apresentados na Tabela 5.7 e detalhados na sequência.Para atender as estas características, o Servidor Central foi desenvolvido utilizando o framework Django REST (django-rest-framework.org) em conjunto com um banco de dados PostgreSQL (postgresql.org).

Tabela 5.7 – Requisitos de Software do Servidor de Central (REQ-S-SC).

REQ-S-SC	Requisitos Gerais	Descrição
1	**Cadastro**	Manter cadastro dos Servidores de Coleta de Dados, medidores, campi e agrupamentos, usuários e seus respectivos perfis
2	**Comunicação e coleta de dados**	Implementar comunicação TCP/IP via API REST com os Servidores de Coleta de Dados e a respectiva rotina periódica de coleta de dados e eventos dos Servidores de Coleta de Dados
3	**Eventos**	Monitorar o estado dos Servidores de Coleta de Dados,gerando eventos de falha de comunicação com os mesmos
4	**Sincronia de relógios**	Manter sincronia com os relógios dos Servidores de Coleta de Dados
5	**Armazenamento**	Armazenar todas as informações em um banco de dados central
6	**Disponibilização de API para o *front-end***	Fornecer todos os dados através de API REST para as camadas de interface gráfica

O sistema de ***Cadastro*** é estruturado por meio dos seguintes itens:

Campus: nome e localização de cada campus da universidade;

Servidores de Coleta de Dados: registrando sua localização, o campus associado, seu endereço IP e porta de acesso;

Medidores: medidores associados aos Servidores de Coleta de Dados,

Agrupamentos: entidade genérica para criação de grupos de medidores e combinação de suas medições. Ex: Prédios, Faculdades, etc.

Usuários: usuários de cada um dos perfis que terão acesso ao sistema.

A ***Comunicação e coleta de dados*** é realizada com os Servidores de Coleta de Dados e ocorre em dois momentos distintos. O primeiro a cada 1 minuto para verificar a ocorrência de novos eventos e registrar dados resumidos (tensão, corrente e potência) de cada medidor para apresentar em tempo real nas visualizações do *front-end*. A segunda etapa de coleta ocorre a cada 1 hora e copia todos os dados armazenados nos Servidores de Coleta para o Servidor Central. Cada coleta é repetida até 3 vezes em caso de falha de comunicação.Em caso de falhas após estas tentativas de conexão com os Servidores de Coleta,a data do último dado coletada de cada medidor é utilizada como referência para poder acionar o processo de resgate de coleta histórico no próximo ciclo de coletas.

Os ***Eventos*** são coletados a cada 1 minuto a partir dos Servidores de Coleta de Dados e em seguida enviados para as camadas de interface gráfica para notificações. Além dos eventos já descritos na seção anterior, há ainda nesta camada o registro do evento de falha de comunicação com os próprios Servidores de Coleta de Dados.

Conforme realizado na camada anterior, a ***Sincronia de relógios*** entre o Servidor Central e os Servidores de Coleta de Dados é realizada aqui a cada comunicação. A necessidade de implementar esta sincronia se deu pelo fato de os Servidores de Coleta de Dados poderem ser implementados em dispositivos embarcados RaspberryPi que não possuem relógios RTC internos que podem fazer com o que os mesmos coletem dados com horário errado caso não sejam ligados e não tenham comunicação com a internet.

O ***Armazenamento*** dos dados é feito de maneira similar à camada anterior em um banco de dados PostgreSQL. Este é o repositório central de todos os dados coletados e os cadastros mantidos nesta camada.

A ***Disponibilização deAPI para o front-end*** é realizada no padrão REST para dar acessos às camadas de visualização Web e Mobile. São disponibilizados *end-points* conforme a Tabela 5.8.

Mais detalhes sobre os *end-points* podem ser encontradas na documentação em: https://gitlab.com/lappis-unb/projects/SMI/SMI-UnB/-/wikis/master/endpoints.

Por fim, a Figura 5.16 –e a Figura 5.17 –mostram a interface gráfica básica de administração para a configuração inicial da topologia do sistema, em que são configurados os Campi, Servidores de Coleta e Medidores.

Tabela 5.8 – Lista de *Endpoints* da API.

Item	**Detalhes**	**Modos de Acesso**
Objetos do sistema	Campi (campi)	Criar, Ler, Editar e Deletar
	Servidores de Coleta de Dados (slave)	Criar, Ler (individual e lista), Editar e Deletar
	Medidores (energytransductors)	Criar, Ler (individual e lista), Editar e Deletar
	Agrupamentos	Criar, Ler (individual e lista), Editar e Deletar
	Usuários (users)	Criar, Ler, Editar e Deletar
Medidas	Medidas instantâneas (a cada 1 minuto)	
	Medidas agregadas (a cada 15 minutos)	
	Medidas agregadas (a cada mês)	
	Medidas resumidas em tempo real	

Tabela 5.8 – Lista de *Endpoints* da API (continuação).

Item	Detalhes	Modos de Acesso
Gráficos	Tensão trifásica instantânea	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Corrente trifásica instantânea	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Frequência	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Potência Ativa	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Potência Reativa	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Potência Aparente	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Fator de Potência	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	DHT de tensão	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	DHT de corrente	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Potência Ativa Total	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Potência Reativa Total	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Potência Aparente Total	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Fator de Potência Total	Lista de medidas por período a cada 1 minuto
	Energia Consumo Fora de Ponta	Lista de medidas agregadas a cada 15 minutos
	Energia Consumo em horário de Ponta	Lista de medidas agregadas a cada 15 minutos
	Energia Gerada Fora de Ponta	Lista de medidas agregadas a cada 15 minutos
	Energia Gerada em horário de Ponta	Lista de medidas agregadas a cada 15 minutos
Eventos	Eventos de tensão (tensão precária, tensão crítica, queda de fase)	Lista de eventos de tensão por medidor
	Falta de comunicação com medidores	Lista geral de ocorrências
	Falta de comunicação com Servidores de Coleta	Lista geral de ocorrências

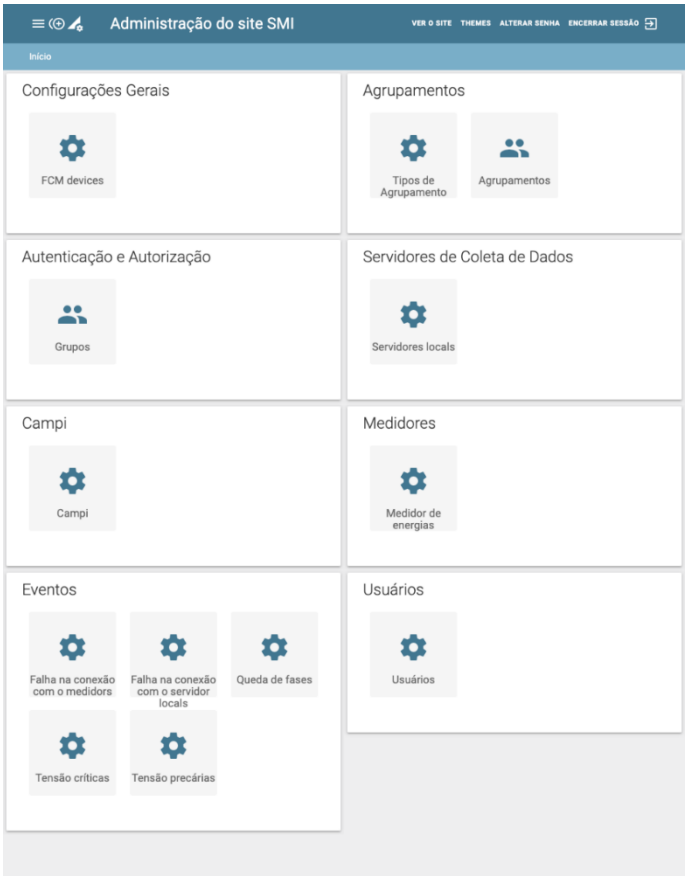


Figura 5.16 – Interface de Administração do Servidor Central.

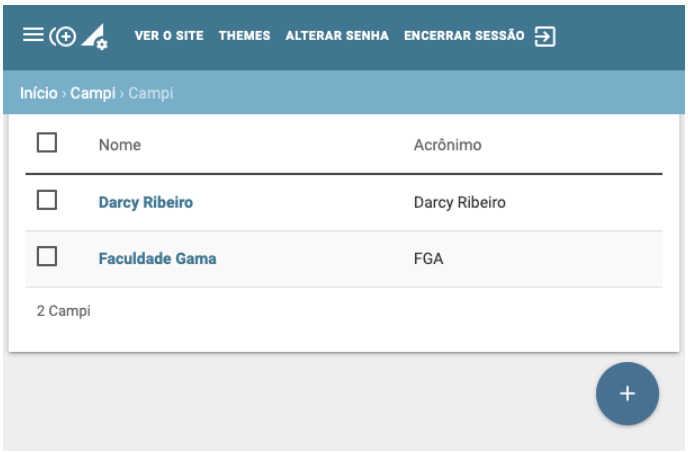


Figura 5.17 – Exemplo de interface de Administração para edição dos Campi.

5.3.6 Camada de visualização (front-end)

A última camada do Sistema de Gestão de Energia é composta pelo *front-end* ou interface gráfica. Esta camada permite que os usuários visualizem as informações de medição, bem como os resultados de execução de algoritmos para tratamentos e análises de dados. Nesse contexto, vale destacar que a área de "Visualização da Informação" tem apresentado grande crescimento nos últimos anos, tendo em vista a necessidade de se transformar uma crescente e complexa massa de dados em representações visuais que facilitem a compreensão e inferência das informações. Exemplos de visualizações de informações são muito comuns principalmente na forma de gráficos de linhas, de barras ou pizza. Outras técnicas de visualizações de informações mais complexas foram desenvolvidas e têm sido empregadas em uma gama de aplicações práticas, tais como: no monitoramento de bolsas de valores, na consulta às bases de dados, e no desenho de diagramas como organogramas e árvores genealógicas.

Nesse projeto, o *front-end* tem o objetivo de viabilizar o acesso às informações coletadas bem como prover o acompanhamento em tempo real das edificações da UnB e subsidiar a tomada de decisão por gestores da instituição. Os trabalhos de pesquisa e desenvolvimento conduziram ao desenvolvimento de dois subsistemas, os quais estão descritos a seguir:

Interface Gráfica Web: responsável por apresentar aos usuários os dados das medições coletadas em formatos de gráficos, relatórios e painéis informativos para auxiliar a gestão do sistema de distribuição de energia da universidade.

Interface Gráfica Mobile:destinado aos usuários enquadrados na categoria "gestores", estase configura como uma interface simplificada de gestão customizada para telefones celulares com informações resumidas e alertas para auxiliar na gestão do sistema.

5.3.6.1 Interface gráfica web

A camada de interface gráfica Web é ainda subdividida em duas versões. A primeira é um *Dashboard* específico para ser usado como painel de monitoramento do sistema em tempo real. A segunda versão é de propósito mais geral e provê acesso aos gestores e pesquisadores para realização de análises de ocorrências ou avaliações de médio ou longo prazo, a partir dos diversos modos de visualização dos dados em gráficos e relatórios.

Dashboard

Iniciando pelo *Dashboard*, o mesmo foi concebido em conjunto com os gestores do sistema de instalações elétricas e tem como objetivo oferecer uma visualização rápida e ampla de todos os campi. O Dashboard aponta, em um só painel, as ocorrências mais importantes em ordem de prioridade e data, bem como um resumo das principais grandezas instantâneas que estão sendo medidas de modo dinâmico.

Uma versão estática da tela do *Dashboard* pode ser visualizada na Figura 5.18. Porém é importante ressaltar que o grande valor da mesma está em sua dinamicidade e suas regras de apresentação que procuram priorizar a cada instante as informações mais relevantes para os gestores.

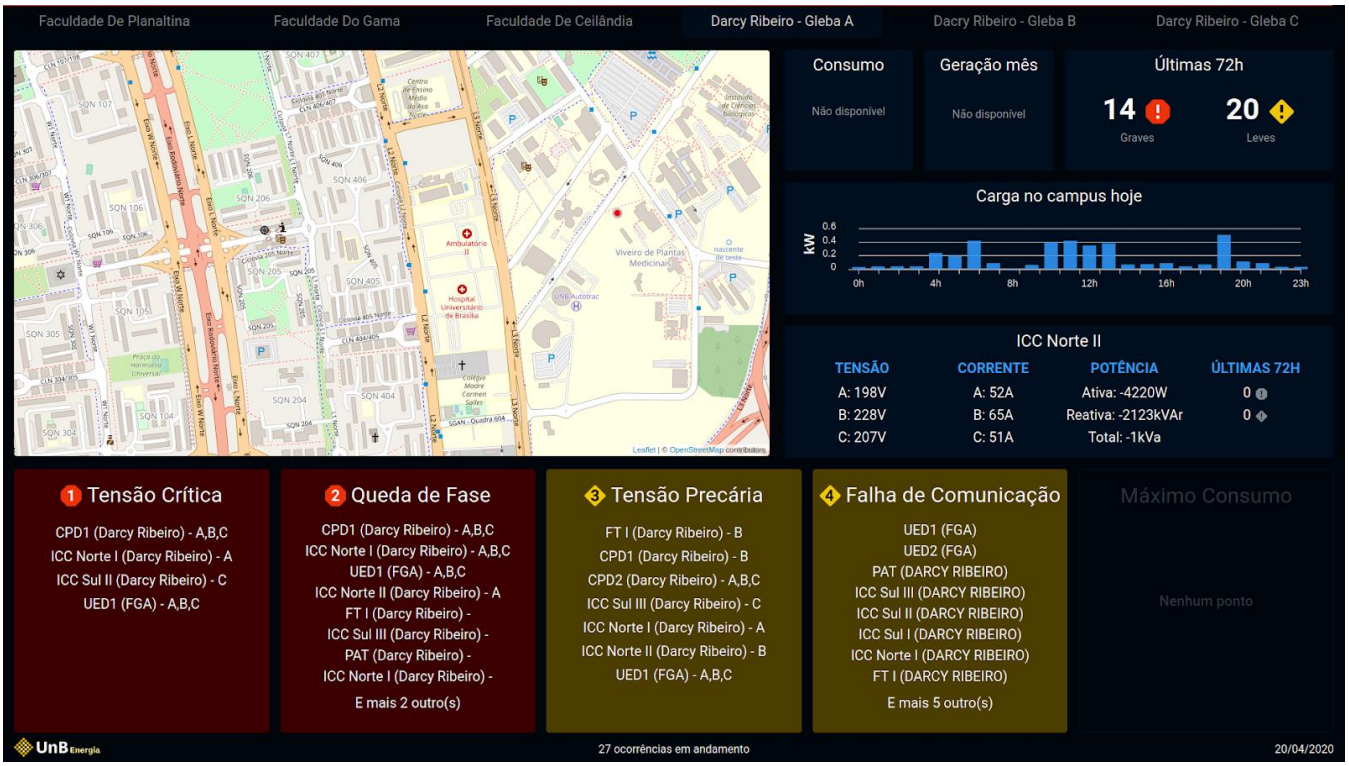


Figura 5.18 –*Dashboard* de monitoramento.

A organização das informações se baseia nas seguintes premissas:

- **Tela inicial:** a tela inicial apresenta um conjunto de informações que permitem visualizar o status momentâneo:

a. Mapa do campus em destaque;
b. Consumo agregado de todos os medidores do Campus em destaque;

c. Geração agregada de energia no último mês. Esta informação viabiliza a integração de dados de gerações fotovoltaicas existentes na UnB;
d. Resumo numérico da quantidade de ocorrências "Graves" e "Leves" nas últimas 72 horas (este período foi definido como importante em conversa com os gestores por possibilitar o histórico de ocorrências principalmente no início da semana após um final de semana sem monitoramento direto);
e. Demanda da instalação, por hora, para o dia corrente. Esta informação é apresentada no formato de gráficos de barras;
f. Dados de tensão, corrente e potência advindos da última leitura instantânea do servidor de coleta de dados. No exemplo anterior, esta informação é apresentada para o medidor localizado na edificação "ICC Norte 2". Todavia, deve-se destacar que este *card* é dinâmico se atualiza dinamicamente para mostrar todos os medidores do Campus em destaque apresentado as medidas instantâneas resumidas coletadas no último minuto;
g. Painel inferior: mostra 5 *cards* com os grupos a lista das ocorrências mais recentes por categoria de gravidade. No exemplo da Figura 5.18 –, apresentam-se as ocorrências relacionados a níveis de tensão críticos, falta de fase, níveis de tensão precários e falha de comunicação do medidor;

- **Segmentação de setores (abas):** de forma a facilitar o monitoramento e o acesso a medidores específicos, as instalações foram segmentadas em 06 áreas, a saber: Faculdade Planaltina, Faculdade Ceilândia, Faculdade Gama, Darcy Ribeiro – Gleba A, Darcy Ribeiro – Gleba B e Darcy Ribeiro – Gleba C.

Interface Web de Propósito Geral

Em seguida, apresenta-se a interface gráfica de propósito geral. Inicia-se pela tela de *login,* sendo possível ver uma página com a breve apresentação do sistema juntamente com os campos para acesso dos usuários e a opção de cadastro.

Logo após o *login*, o usuário é encaminhado para a tela inicial (Figura 5.19 –) onde encontra as quatro categorias principais de acesso às informações do sistema, sendo elas o Custo Total, os Medidores, a Curva de Carga e os Relatórios. Além disso, pode ser observada a barra de menu rápido na lateral esquerda, que provê acesso a estas quatro categorias, dentre outros menus em todos os locais do sistema para agilizar a navegação.

Figura 5.19 – Tela inicial.

A tela de Custo total, representada na Figura 5.20 –, apresenta as opções para visualizar a representação do custo do consumo de energia agregado por campus ou agrupamento específico. A partir do menu de seleção no topo da área do gráfico é possível selecionar:

- **Campus:** o campus a ser analisado;
- **Filtro:** definição do agrupamento de interesse. Ex: consumo geral do campus, um prédio específico, uma faculdade ou outro grupo que seja criado no sistema. Neste caso um grupo/agrupamento representa a combinação de um ou mais medidores cujos dados são agregados;
- **Visão:** nível de agregação dos dados que podem ser acumulados e apresentados por dia, mês ou por ano; e
- **Período:** data de início e fim do período a ser visualizado.

No centro da tela é apresentado o gráfico de barras com os custos de acordo com as opções selecionadas no menu de seleção.

É importante ressaltar a base de cálculo usada para chegar aos valores agregados:

$$Custo\ por\ medidor\ = \sum_{t=data_{inicio}}^{data_{final}} \left(EC_{ponta}\ x\ Tarifa_{ponta}\right) + \left(EC_{fora_{de_{ponta}}}\ x\ Tarifa_{fora_{de_{ponta}}}\right),$$

em que EC_{ponta} e $EC_{fora_{de_{ponta}}}$ são, respectivamente, a Energia Consumida em Horário de Ponta e Fora de Ponta em kWh agregadas pelo medidor a cada 15 min, $Tarifa_{ponta}$ e $Tarifa_{fora_{de_{ponta}}}$ são as tarifas aplicada em Horário de Ponta e Fora de Ponta em unidades de R$ / kWh relativas ao período em questão.

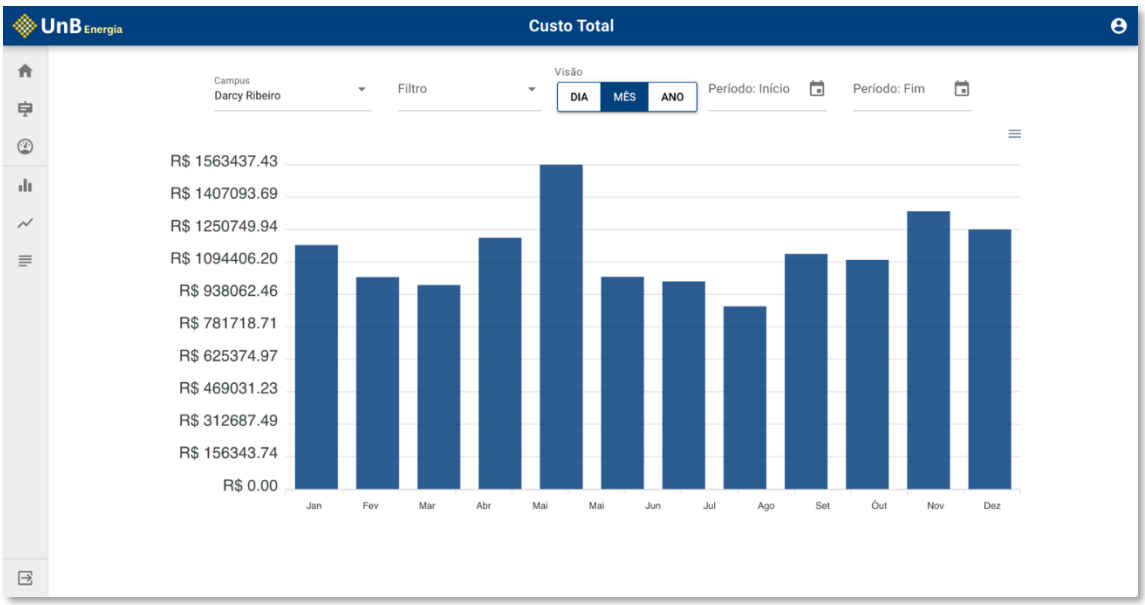


Figura 5.20 – Tela de acesso ao Custo Total.

A tela seguinte, apresentada na Figura 5.22, lista os medidores cadastrados organizados por campus. Todas as colunas apresentadas podem ser ordenadas, bem como filtradas, para facilitar o acesso rápido ao medidor a ser consultado. Neste nível de acesso é possível clicar em qualquer um dos medidores para ter acesso à sua tela mais detalhada, como mostrado a partir da Figura 5.22.

Nesta visão geral da tabela são mostradas as colunas de ocorrências graves e leves com suas respectivas quantidades, um contador com o número total de ocorrências nas últimas 72 horas, o grupo ao qual o medidor pertence, bem como seu estado de funcionamento (ativo ou não) e seu modelo.

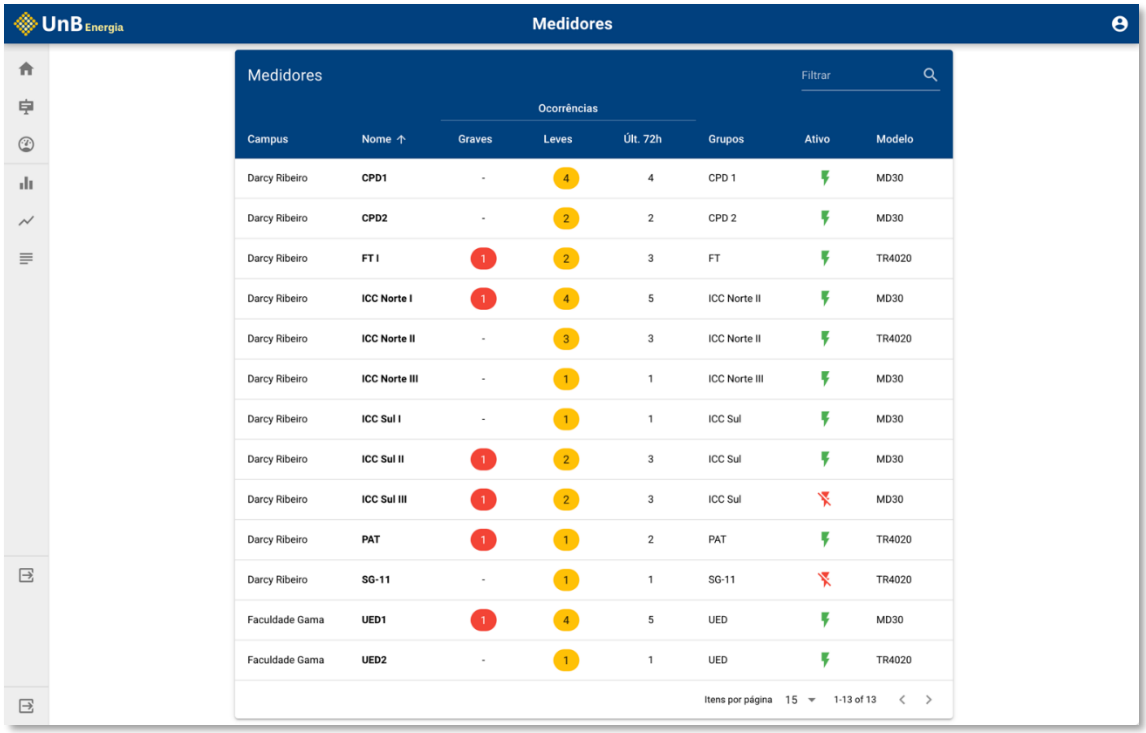


Figura 5.21 – Tela com a lista de Medidores ordenados por Campus.

Ao clicar em qualquer um dos medidores na lista da tela apresentada na Figura 5.21 –, o usuário é redirecionado para a tela de detalhes do medidor apresentada na Figura 5.22. Nesta tela é possível observar no topo esquerdo o valor das últimas medidas instantâneas coletadas a cada 1 minuto. Logo em seguida, é apresentado o estado atual da conexão com o medidor (no caso da figura se encontra "Ativo") com um link para o mapa que mostra sua localização geográfica. A lateral direita da tela apresenta uma lista com todas as ocorrências mais recentes e que ainda estão em andamento (no caso da Figura 5.22 estão sendo listadas as últimas ocorrências de cada tipo a título de exemplo). Na parte inferior da tela são mostrados os dados de cadastro do medidor com o número de série, modelo, os grupos ao qual pertence e o histórico de registros (manutenção).

A parte central da tela mostra o navegador de gráficos de todas as grandezas associadas ao medidor. Neste caso, é possível observar o menu seletor onde é possível selecionar a "Dimensão" desejada, ou seja, a grandeza elétrica a ser visualizada, o modo de "Visão" para o caso de dados agregados e o período de interesse para a apresentação do gráfico. O exemplo mostrado na Figura 5.22 mostra os dados de tensão das três fases associadas ao medidor do "CPD1" localizado no campus Darcy Ribeiro, no período de 05 a 06/05/2020.

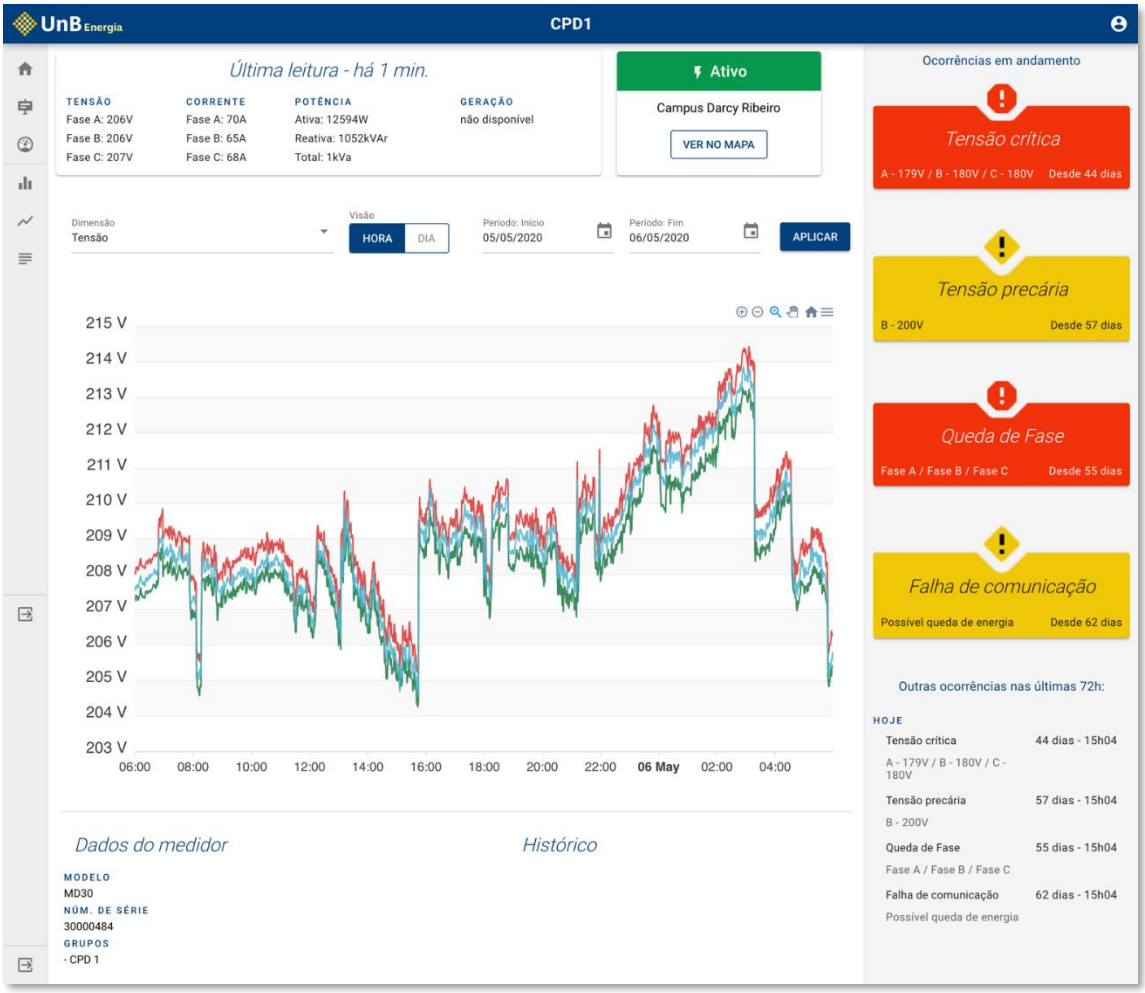


Figura 5.22 – Tela de um medidor específico apresentado os detalhes com o gráfico de tensão.

A seguir, são mostrados os detalhes da área de apresentação dos gráficos. A Figura 5.23 – mostra o detalhe da área central da mesma tela anterior com foco na apresentação do gráfico da corrente trifásica do mesmo medidor. Neste caso, se destacou ainda o período de 9h00 às 17h00.Adicionalmente, a Figura 5.24 – mostra três detalhes do gráfico: o seletor da grandeza elétrica a ser mostrada, identificado pelo campo "Dimensão", no canto esquerdo superior; os valores pontuais no local onde o mouse se encontra acima da curva dos dados; e no canto direito superior, a funcionalidade de exportação, em que é possível salvar a imagem atual do gráfico bem como exportar um arquivo CSV com os dados brutos dos gráficos para estudo posterior.

Figura 5.23 – Tela de um medidor específico apresentado os detalhes com o gráfico de corrente.

Figura 5.24 – Gráfico de tensão mostrando o menu seletor das grandezas, os detalhes das grandezas com a posição do mouse e as opções de exportação de dados do gráfico.

Um aspecto importante na apresentação dos gráficos foi a utilização de técnicas de filtragem. Isto foi necessário, principalmente, para a apresentação dos dados instantâneos, para aumentar consideravelmente a performance do sistema e manter o perfil das curvas semelhantes ao original. Como exemplo, os dados de tensão amostrados a cada 1 minuto geram ao total de 1.440 amostras por fase, por dia. Para plotar o gráfico de tensão de um dia inteiro seriam necessários plotar 4.320 pontos, se expandirmos o período para uma semana seriam 30.240 pontos, o que tornaria o sistema bastante lento nas requisições ao servidor e na renderização das curvas.

Para resolver isto, algoritmos de *downsampling*foram pesquisados e o que mais preservou os perfis das curvas foi o algoritmo *Largest-Triangle-Three-Buckets*(LTTB) [24]. Neste caso, estudos práticos foram conduzidos visando um melhor tempo de resposta e o número de pontos a serem plotados por fase para cada gráfico ficou limitado em 600 no gráfico. É importante ressaltar que os dados exportados em formato CSV não são filtrados para que os pesquisadores possam trabalhar com a fonte original coletada.

A seguir, apresenta-se na Figura 5.25 – a tela onde é possível obter as curvas de carga. De modo semelhante à tela de Custo Total, o filtro no topo da página permite selecionar o Campus para o qual se deseja visualizar os dados. Além disso, dentro de cada campus ainda é possível filtrar a seleção pelos grupos (prédio, faculdade, etc). É possível ainda selecionar a granularidade de agregação (dia, mês, ano) e as datas de início e fim do período a ser visualizado.

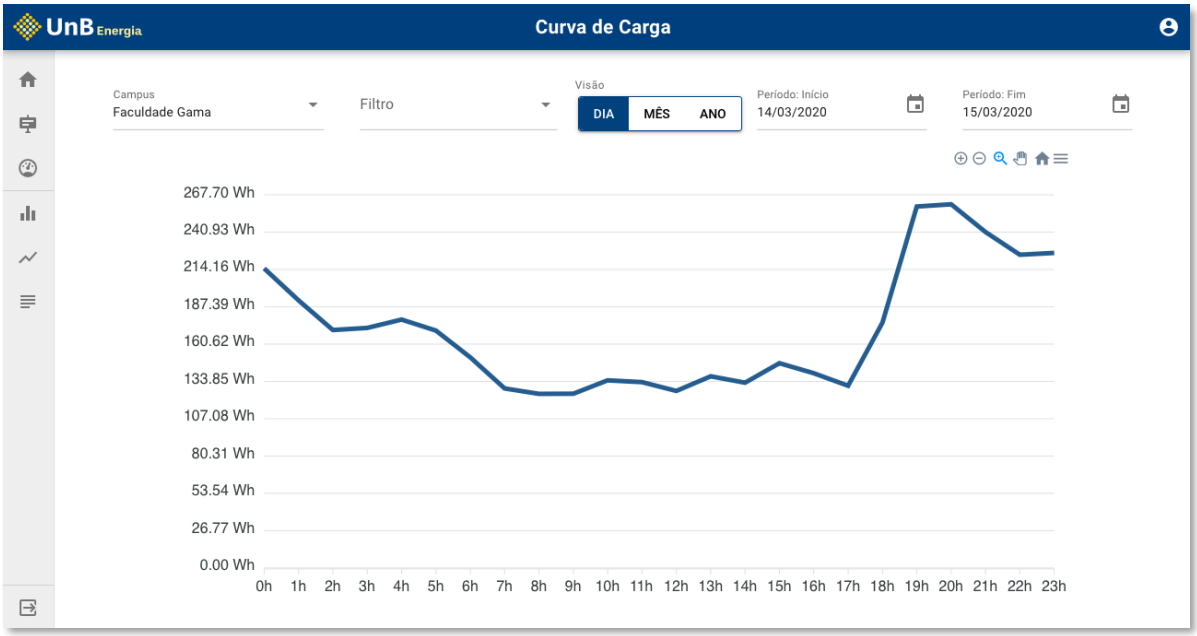


Figura 5.25 – Tela da Curva de Carga.

A última tela a ser explorada é a visualização de relatórios de consumo, apresentada na Figura 5.26. O mesmo filtro da tela de Curva de Carga se aplica aqui, permitindo selecionar o campus, grupos e o período em questão (mês ou ano). O relatório gera um resumo com os dados de Consumo, Demanda, Geração, dentre outras variáveis e utiliza as taxas definidas no contrato com a companhia de energia para calcular os custos associados a cada grandeza.

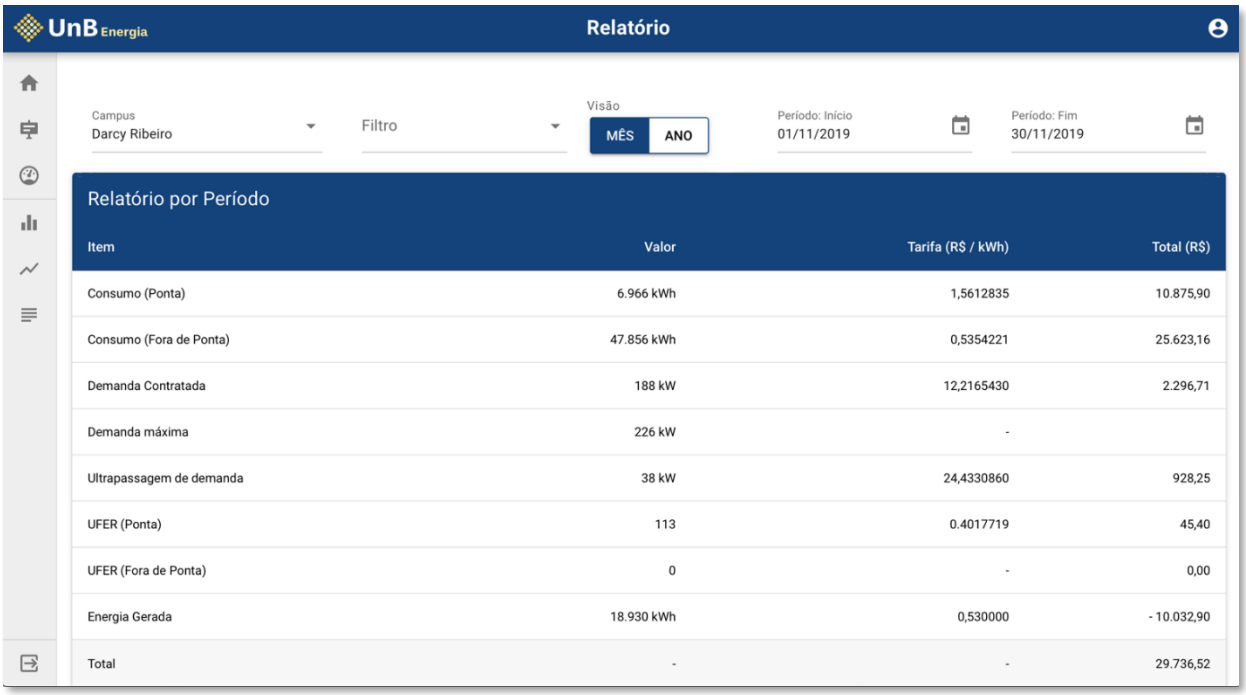


Figura 5.26 – Tela dos Relatórios.

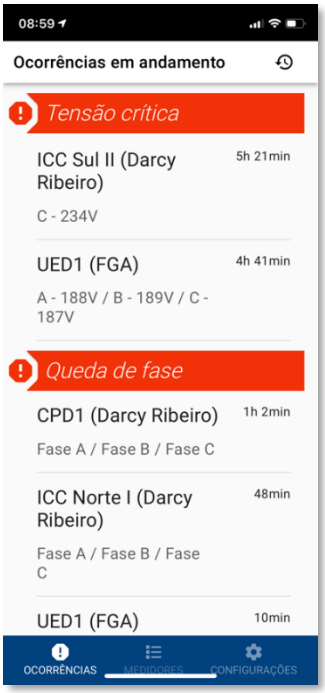
5.3.6.2 Interface gráfica mobile

A interface gráfica mobile foi concebida e direcionada aos usuários gestores do sistema de monitoramento energético. Este sistema apresenta um resumo das informações encontradas no *Dashboard* Web de forma a facilitar o acompanhamento de ocorrências e a verificação das medições em uma determinada edificação. Ressalta-se que esta aplicação incluiu o desenvolvimento de um sistema de notificação e alarmes, de forma que os gestores de equipes de operação e manutenção de instalações da instituição possam receber informações das ocorrências em tempo real. Conforme informado anteriormente, esta ação implica em um grande avanço na gestão energética da instituição, uma vez que permite a observabilidade da rede interna de instituições públicas de ensino do Brasil e uma maior agilidade na realização de ações corretivas para reduzir a frequência e duração de interrupções de energia.

A estrutura do aplicativo é organizada em 3 abas principais: Ocorrências, Medidores e Configurações. A primeira aba é detalhada na Figura 5.27 – (a) e (b), em que se observam exemplos de ocorrências graves (tensão crítica e queda de fase) e ocorrências leves (falha de comunicação e tensão precária). Além destas ocorrências em andamento, no topo direito da mesma tela é possível acessar o histórico das ocorrências das últimas 72h, de acordo com a Figura 5.27 – (c).

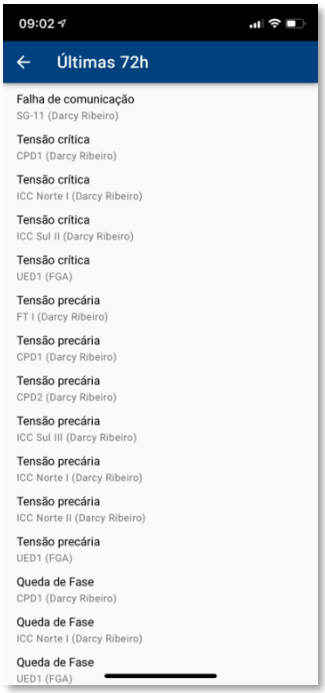
A aba Medidores (Figura 5.27 – (d)) mostra a lista geral de todos os medidores cadastrados no sistema e pode ser filtrada por Campus. Além da descrição do medidor, à direita do nome são apresentados os símbolos de ocorrências graves e leves para cada medidor que tenha alguma ocorrência em andamento. Ao clicar em um medidor da lista, o usuário é encaminhando para a página de detalhes do medidor apresentada na Figura 5.27 – (e), na qual são apresentadas as medidas instantâneas resumidas, um mapa com a localização do medidor e a lista de últimas ocorrências. Finalmente, a Figura 5.27 – (f) apresenta a tela de configurações onde é possível habilitar ou desabilitar as notificações que são enviadas para o celular a cada nova ocorrência.

Conforme descrito anteriormente, o aplicativo mobile foi desenvolvido utilizando os *framewoks* Vue.js (vuejs.org) e Quasar (quasar.dev). Além disso, o aplicativo foi concebido em formato Progressive Web App (PWA), o que permite o mesmo funcionar simultaneamente nas plataformas Android e iOS, podendo ainda ser instalado diretamente pelo link.

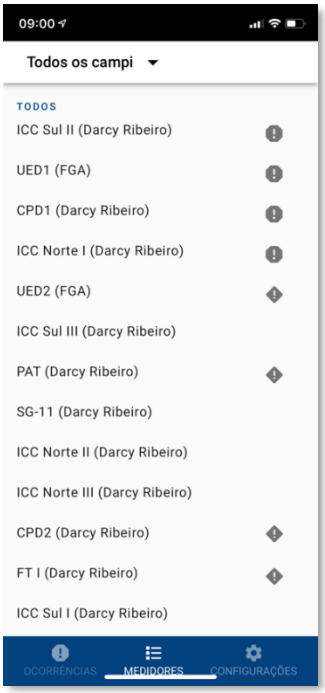


a) Lista de Eventos Críticos

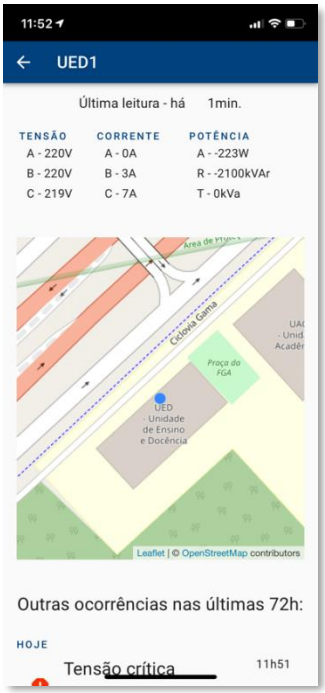
b) Lista de eventos de Alerta



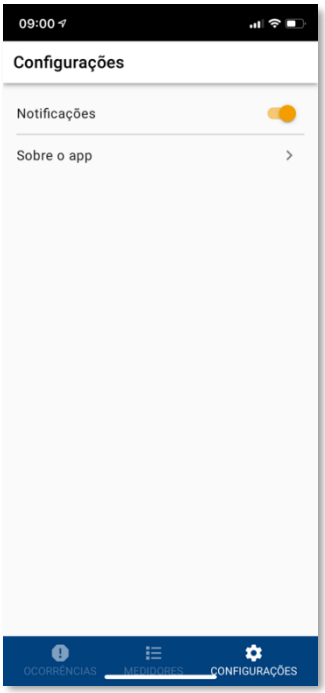
c) Ocorrências (últimas 72h)



d) Lista de Medidores



e) Detalhes do Medidor



f) Tela de Configurações

Figura 5.27 – Telas do aplicativo mobile.

5.3.7 Tecnologias utilizadas no desenvolvimento

Conforme descrito no início do capítulo, no desenvolvimento do sistema foram adotadas várias técnicas avançadas de Engenharia de Software como testes automatizados, Integração Contínua e Deploy Contínuo (CI/CD), Automação de Configuração de Ambiente e Isolamento de Ambiente.

Os ***Testes Automatizados*** seguiram os padrões dos frameworks usados (Django e Vue.js/Quasar) e foram integrados com o *pipeline* de ***CI/CD*** em cada um dos respectivos repositórios. Cada um destes *pipelines* foi configurado para fazer a *build* do software, executar os testes e ferramentas que verificam a qualidade do código. Além disso, os pipelines foram configurados para serem executados automaticamente à cada envio de novas submissões de versões atualizadas de código (*commits*) para o repositório remoto no Gitlab. Um exemplo da lista de *commits* com os respectivos resultados de cada *pipeline* pode ser vista na Figura 5.28 –.

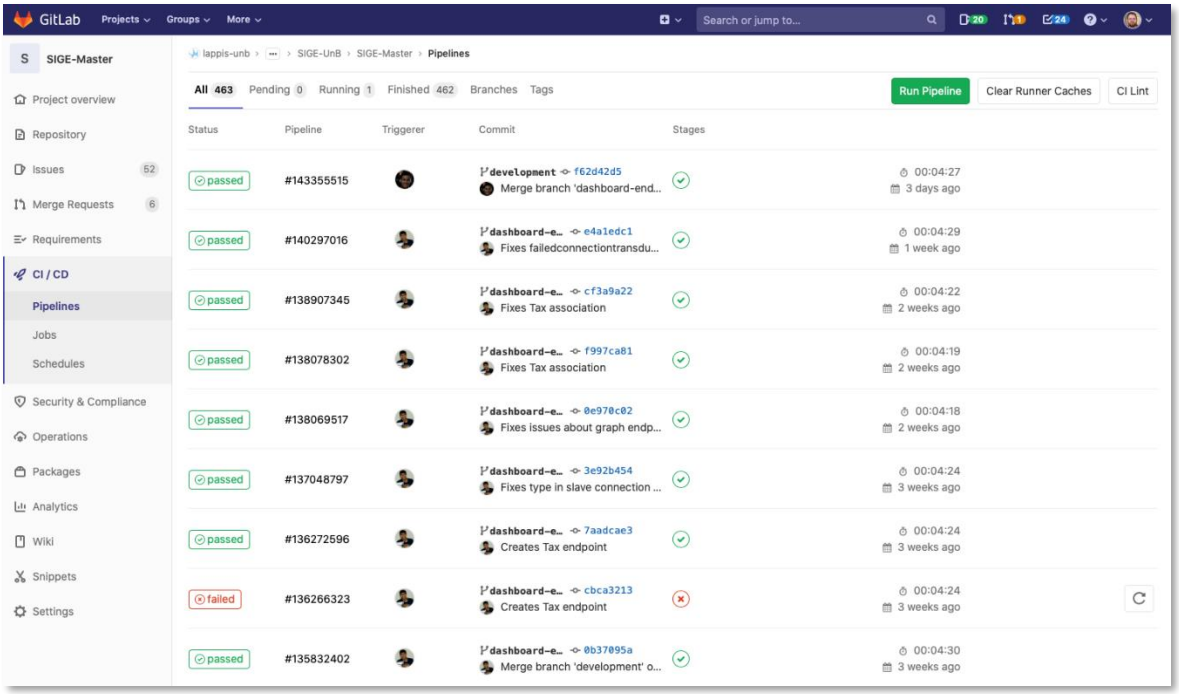


Figura 5.28 – Pipeline de CI/CD do Servidor Central.

Para a ***Automação de Configuração*** e ***Isolamento de Ambiente*** utilizou-se a ferramenta Docker (docker.com) onde foram criados *containers* para cada um dos serviços individualmente. Para cada uma das camadas do sistema, utilizou-se ainda a ferramenta *docker-compose* para a integração de cada um dos containers pertencentes ao mesmo contexto.

A adoção de todas estas práticas facilitou o trabalho em equipe e favoreceu a inclusão de novos colaboradores ao projeto ao longo de seu desenvolvimento.

5.4 Testes da metodologia, plataforma computacional e/ou protótipos de equipamentos

O dataset em utilização para a confecção do algoritmo de construção das curvas de carga foi originado a partir de medições do equipamento instalado no prédio UED da Faculdade do Gama (FGA). Os dados foram coletados pela equipe do projeto e disponibilizados em uma planilha Excel.

O banco de dados disponibilizado para o exercício era composto por 62137 medições, encompassando o período de 12/03/2019 a 03/04/2019. As medições foram realizadas por dois transdutores diferentes, de minuto em minuto. A Tabela 5.9 apresenta um trecho de alguns dos dados aferidos pelo medidor analisado para a fase A, no transdutor 2, onde são apresentados os valores de tensão na fase (U), corrente (I) e as potências ativa (P), reativa (Q) e aparente (S).

Tabela 5.9 – Fragmento ilustrativo do conjunto de dados coletados dos medidores.

U (V)	I (A)	P (W)	Q (VAr)	S (VA)	Data
218,35	5,38	-1175,49	17,09	1175,62	2019-03-12 13:59:03
218,01	6,36	-1385,66	-30,43	1385,99	2019-03-12 14:00:02
218,15	5,99	-1306,56	-26,24	1306,83	2019-03-12 14:01:02
217,93	6,96	-1516,43	-23,26	1516,61	2019-03-12 14:02:03
217,92	6,01	-1310,49	-20,83	1310,65	2019-03-12 14:03:03

O teste consiste em coletar e tratar os dados de forma a estimar uma curva que represente o comportamento da carga do prédio sendo analisado em determinado período de tempo. Para isto, são levadas em consideração as questões a seguir:

- É um problema de regressão: o que se procura analisar é um comportamento das variáveis ao longo do tempo, e não sua classificação; e
- Permite a utilização de modelos de aprendizado supervisionados, uma vez que ambas as variáveis independentes e dependentes são conhecidas, restando, então, definir a função que descreva o comportamento y = f(x).

O algoritmo que melhor responde às necessidades citadas, dentre aqueles estudados, é o SVR, o qual foi definido como aquele a ser implementado e testado, na busca pela construção de um modelo preditivo do perfil de consumo. A linguagem de programação escolhida para

elaboração do algoritmo foi o Python, e a plataforma para implementação, o JupyterLab. Os dados foram importados de uma tabela Excel contendo as medições citadas anteriormente, e para teste e determinação dos parâmetros da SVR, foi definido, de maneira arbitrária, que o dia da semana delimitado para a construção do algoritmo e seus conjuntos de treinamento, validação e teste seria a quinta-feira. Assim, o conjunto de dados utilizado para essa função possuiu 4279 medições, referentes às três quintas-feiras englobadas pelo período de aferição. Um trecho desse conjunto para a fase A e o transdutor 2 pode ser observado na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Fragmento ilustrativo do conjunto de dados para quinta-feira após tratamento.

P (W)	Q (VAr)	Hora	Mês	Ano	Dia	Dia da semana	Hora fracionada
0,30	-36,71	00:00:03	3	2019	14	quinta	0,0000
0,33	-135,28	00:01:03	3	2019	14	quinta	0,0167
0,35	-117,28	00:02:02	3	2019	14	quinta	0,0333
0,34	-126,22	00:03:02	3	2019	14	quinta	0,0500
0,35	-111,43	00:04:02	3	2019	14	quinta	0,0667

No exemplo extraído para a construção da Tabela 5.10, a potência ativa da fase A se encontra normalizada. Essa etapa foi feita pela simples divisão de cada valor da potência ativa da fase A pelo valor máximo encontrado para essa variável ao longo do dataframe. A criação de colunas referentes ao mês, ano, dia do mês e dia da semana foi realizada a fim de permitir a filtragem dos dados pelo usuário conforme desejado. Assim, caso se deseje analisar apenas os dados de um ano específico, por exemplo, é mais simples fazer tal separação.

Para determinação dos parâmetros do SVR e validação do algoritmo, foi necessário dividir os dados em conjuntos de treino, teste e validação. Essa divisão foi feita através da função train_test_split da biblioteca scikitlearn, aplicada duas vezes. Foi determinada uma proporção de 70%, 15% e 15% para cada um desses conjuntos, respectivamente, totalizando em um conjunto de treino com 2995 medições, e teste e validação com 642 medições cada. Os conjuntos de treino, teste e validação podem ser vistos na Figura 5.29.

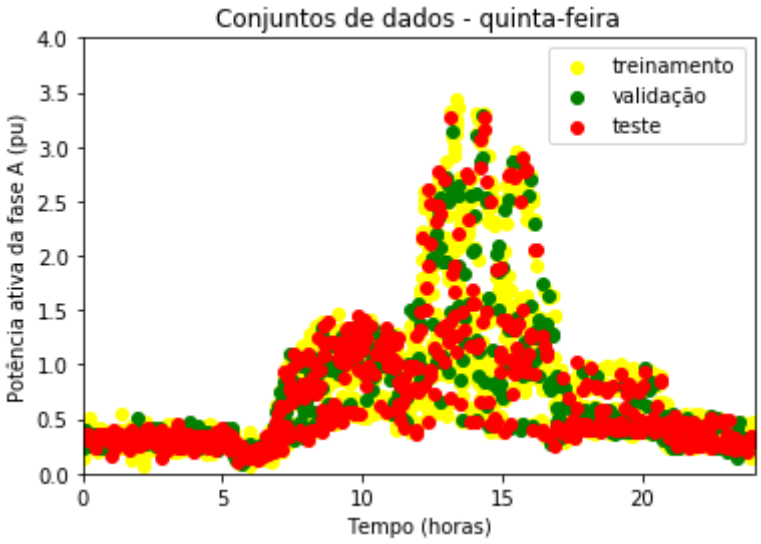


Figura 5.29 – Conjuntos de treino, teste e verificação da SVR.

O conjunto de treinamento é utilizado para calibração dos dados, gerando diferentes valores para os parâmetros do SVR. O conjunto de validação, então, serve para determinar quais valores desses parâmetros são os mais adequados, enquanto o conjunto de teste serve para obter os resultados finais do algoritmo.

Realizada a divisão dos conjuntos, foi implementada no algoritmo a função SVR, da biblioteca scikitlearn. Tal função toma os parâmetros de entrada do SVR e resolve as equações supracitadas. Em primeiro momento, foi observado que a uma função kernel RBF era mais condizente com o comportamento dos dados, vistos graficamente, e, portanto, era a mais aconselhada a ser usada para testes. Além disso, foi delimitada a potência ativa da fase A como variável de interesse, e uma base de 1 MVA para normalização dos dados.

A função SVR aplicada avalia o grau de influência dos pontos alimentando o algoritmo: quanto maior o valor do parâmetro gama, mais relevantes os pontos mais distantes serão para o algoritmo, enquanto valores menores do parâmetro gama resultarão em uma menor importância aos pontos distantes da curva de separação. A otimização dos parâmetros do SVR foi feita utilizando a ferramenta BIOTS – Bio-InspiredOptimization Tool for SVM. A ferramenta NIOTS, atualização mais recente da ferramenta utilizada nesse trabalho, realiza, basicamente, a sugestão de valores para os parâmetros da SVR a partir de conjuntos de treinamento e validação como dados de entrada. Em sua execução, foram realizadas 150 iterações, resultando em diferentes valores para os parâmetros. Destes 150, 10 foram separados para a análise, sendo destacados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Iterações realizadas para calibragem dos parâmetros do SVR.

Iteração	Parâmetros			Métricas	
	C	γ	ε	MSE	SV
1	9,225478	3,811758	0,122693	0,127912	1154
2	5,481887	1,369536	1,478192	0,217827	3
3	3,107481	2,173555	0,370127	0,135927	534
4	7,356346	3,055351	0,286302	0,133997	677
5	0,147883	1,369209	0,884919	0,173143	197
6	0,742931	1,000000	1,107234	0,191065	86
7	8,846984	3,737792	0,662520	0,169999	303
8	9,216248	3,052636	0,209304	0,130087	856
9	1,927158	2,104547	0,294549	0,132280	711
10	2,871742	1,296545	1,369537	0,196991	16

Onde MSE é o erro quadrático médio e SV é o número de vetores de suporte de cada iteração.

É válido notar que, quanto menor o erro quadrático médio, melhor a função descreve, matematicamente, o comportamento dos pontos. Ao mesmo tempo, quanto mais o número de vetores de suporte, maior a complexidade da rede e a possibilidade de overfit, quando a função se torna demasiado voltada para a descrição daquele conjunto específico de pontos, e não de um comportamento generalizado. Os erros quadráticos médios apresentados se referem ao conjunto de validação, ou seja, os valores dos parâmetros são calculados pela ferramenta a partir do conjunto de treinamento, e então aplicados ao conjunto de validação, resultando nos erros indicados.

Tendo em vista que a primeira iteração foi a que resultou em um menor erro quadrático médio (MSE), e, portanto, melhor aproximou a curva dos dados sendo apresentados ao programa, ficou definido que essa seria a utilizada para a determinação dos parâmetros da função SVR.

Entretanto, é válido observar que a primeira iteração também foi a que resultou no maior número de vetores de suporte quando da implementação no conjunto de treinamento, aumentando, assim, a possibilidade de overfit do modelo. Para contornar tal problema, define-se um coeficiente de correlação, que avalia a solução de acordo com o erro quadrático médio e o número de vetores de suporte. A dificuldade de implementação dessa função, e a correlação, via de regra, proporcional entre erro quadrático médio e coeficiente de

correlação, levou à opção por considerar somente o erro quando da escolha da solução para o algoritmo.

Definidos os coeficientes, a função SVR foi aplicada no conjunto de teste dos diferentes dias da semana, resultando na Figura 5.30.

A Tabela 5.12 apresenta os erros quadráticos médios observados para cada um dos dias em uma das iterações do programa.

Tabela 5.12 – Erros quadráticos médios do conjunto de testes.

Dia da semana	MSE
Segunda-feira	0,07
Terça-feira	0,13
Quarta-feira	0,19
Quinta-feira	0,15
Sexta-feira	0,08
Sábado	0,01
Domingo	0,01

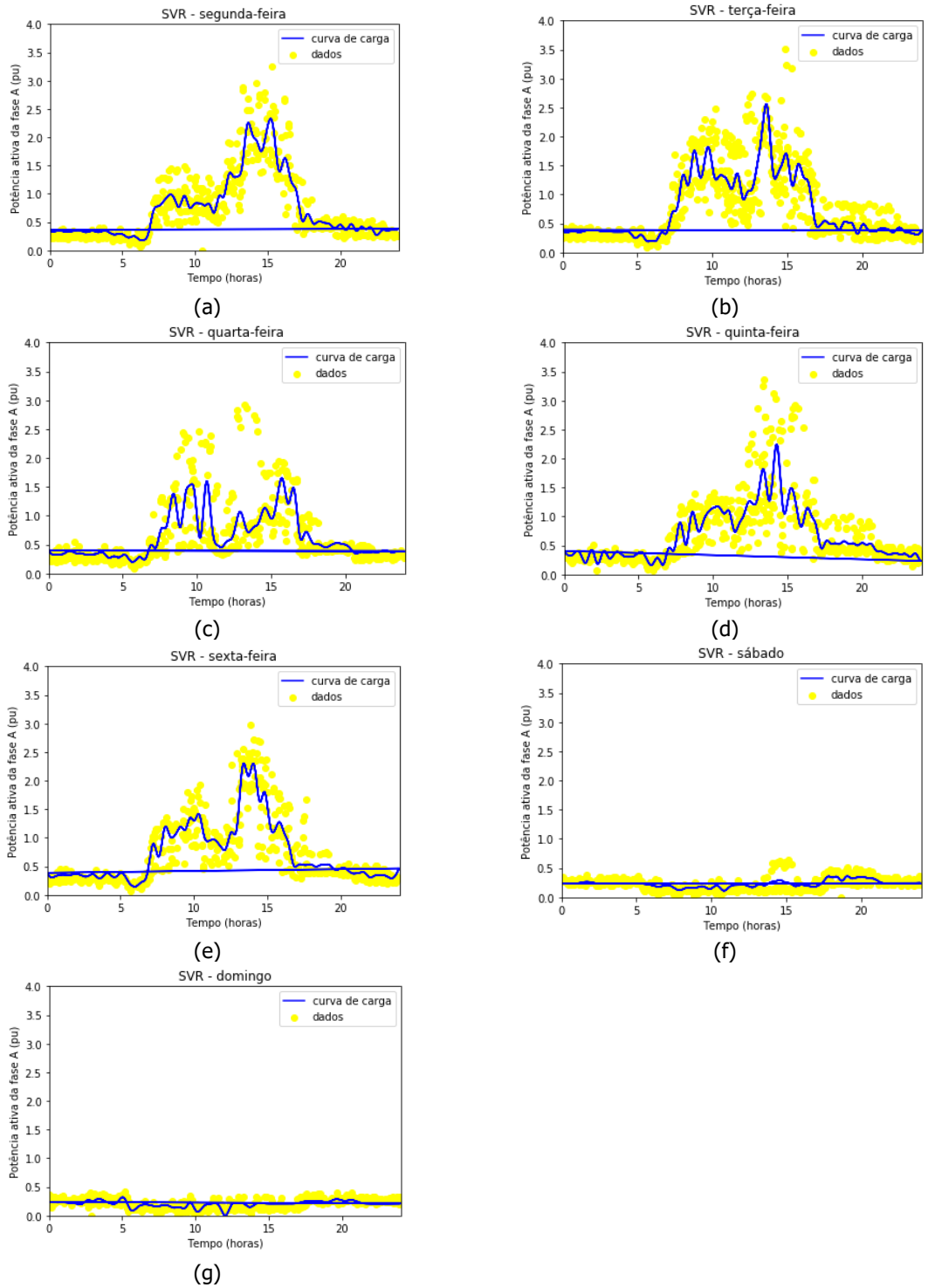


Figura 5.30 – Curva de carga do prédio UED – Campus Gma da UnB. (a) Segunda-Feira. (b) Terça-Feira. (c) Quarta-Feira. (d) Quinta-Feira. (e) Sexta-Feira. (f) Sábado. (g) Domingo.

5.5 Referências bibliográficas do Capítulo 5

[1] TONIM, G. "A gestão de Energia Elétrica na Indústria – Seu Suprimento e Uso Eficiente". 2009. Universidade de São Paulo – USP, Departamento de Engenharia Elétrica. São Paulo.

[2] FOSSA, A. J. E SGARBI, F. A. "Guia para aplicação da norma ABNT NBR ISO 50001: Gestão de Energia". 2015. InternationalCopperAssociationBrazil, CopperAllience. Disponível em: http://www.abrinstal.org.br/docs/guia_gestao_de_energia.pdf. Acessado em: março de 2020.

[3] SAIDEL, M.A. FAVATO, L.B. e MORALES, C. "Indicadores Energéticos e Ambientais: Ferramenta Importante na Gestão da Energia Elétrica". 2005. Departamento de engenharia de energia e automação elétrica da escola politécnica da universidade de São Paulo. São Paulo.

[4] MCLOUGHLIN, F.; DUFFY, A.; COLON, M. A clustering approach to domestic electricity load profile characterisation using smart metering data. Dublin Instituteof Technology, Dublin, Irlanda, p. 12, 2015.

[5] FRANCISQUINI, A. A. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, Brasil, 2006.

[6] SRINIVASAN, D.; LIEW, A. C.; CHANG, C. S. Forecasting daily load curves using a hybrid fuzzy-neural approach. In: Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings. [S.l.: s.n.], 1994. v. 141, Issue 6.

[7] SENJYU, T.; HIGA, S.; UEZATO, K. Future load curve shaping based on similarity using fuzzy logic approach. In: Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings. [S.l.: s.n.], 1998.

[8] ABBAS, O. A. Comparisons between data clustering algorithms. Computer Science Department, Yarmouk University, Irbid, Jordânia, p. 6, 2008.

[9] SANGALLI, L. M. et al. Functional clustering and alignment methods with applications. Dipartamento di Matematica, Politecnico di Milano, Milão, Itália, p. 20, 2010.

[10] SHAMEEM, M. U. S.; FERDOUS, R. An efficient k-means algorith integrated with jaccard distance mesure for document clustering. Dept. of Computer Science and Engineering, University of Development Alternative, Dhaka, Bangladesh and University of Trento, Trento, Itália, p. 6, 2009.

[11] ALVES, E. R. "Mineração de Dados Baseada em Inteligência Computacional: uma Aplicação à Determinação da Tipologia de Curvas de Carga", Dissertação de Mestrado, UFPA, Belém/ PA, 2011.

[12] VAPNIK, V. N.; LERNER, A. Y. Pattern recognition using generalised portraits. Automation and Remote Control, p. 24, 1963.

[13] CORTES, C.; VAPNIK, V. N. Support-vector networks. ATT Bell Labs, p. 25, 1995.

[14] FILGUEIRAS, P. H. Regressão por vetores de suporte aplicado na determinação de propriedades fisico-químicas de petróleo e biocombustíveis. Doutorado em Ciências — Instituto de Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, 2014.
[15] DRUCKER, H. et al. Support vector regression machines. Bell Labs and Monmouth University, Department of Electronic Engineering, p. 7, 1997.

[16] KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: Proc. IEEE International Conference on Neural Networks. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942–1948.

[17] WEISE, T. Global Optimization Algorithms – Theory and Application. [S.l.]: Germany: it-weise.de (self-published), 2009.

[18] SCHWABER, Ken e SUTHERLAND Jeff. "The Scrum Guide TM: The Definitive Guide to Scrum: The Rules of the Game", Scrum.org, 2017.

[19] BECK, Kent. "eXtreme Programming explained: Embrace change", Addison-Wesley, 2000.

[20] VACANTI, Daniel. "The Kanban Guide for Scrum Teams", Scrum.org, 2019.

[21] GNU. "O que é o software livre?", 2020. A Definição de Software Livre. Disponível em: https://www.gnu.org/philosophy/free-sw.pt-br.html. Acesso em: março de 2020.

[22] MODBUS. "Modbus Application Protocol Specification", V1.1b3,www.modbus.org, 2012.

[23] MODBUS. "Modbus Messaging on TCP/IP Implementation Guide", V1.0b, www.modbus.org, 2006.

[24] STEINARSSON, Sveinn. "Downsampling Time Series for Visual Representation". 2013. 65 p. Dissertação (MestradoemCiência da Computação) - Faculdade de Ciência da Computação, UniversityofIceland, Reykjavík, 2013.

CAPÍTULO 6

Resultados finais do projeto

O presente capítulo trata dos resultados finais do projeto, relacionados com o monitoramento, quantificação e simulação dos impactos da geração distribuída na rede da distribuidora. Os resultados finais do projeto são apresentados em concordância com a organização proposta no Capítulo 1, onde foram descritas as abordagens e os objetivos definidos para direcionar a execução das atividades de pesquisa e desenvolvimento, ilustrados na Figura 6.1.

Ressalta-se que os resultados do projeto, além de contribuir para a capacitação técnica e acadêmica das áreas em pauta, contribuirão igualmente para vencer os desafios técnicos, financeiros, administrativos e tecnológicos relacionados com a implantação de minigeração distribuída na rede elétrica de instituições públicas de Educação Superior e demais instituições públicas.

Os arquivos anexos deste Relatório Final estão disponíveis no link a seguir, protegidos com a senha "CEB-UnB".

https://unbbr-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/shayani_unb_br/EnyjM--S_uFNmW1ItxZwi8cB8PVFaszfK7-yd4Q3nsckGQ?e=1e5ejj

6.1 Especificação técnica do produto principal

6.1.1 Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem

As principais características técnicas e funcionais da metodologia elaborada para quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem são listadas a seguir.

A) Metodologia para análise do impacto do crescimento da GDFV no planejamento e na operação de redes elétricas, utilizando abordagem probabilística para a distribuição da GDFV ao longo do alimentador

Para realizar a análise do impacto, é necessário prever onde ocorrerá o crescimento da GDFV. Porém essa informação não é conhecida à priori, pois depende do proprietário de cada unidade consumidora (UC) investir em um sistema fotovoltaico, além de definir a potência que será instalada. Em um alimentador urbano típico, com 2000 UCs, por exemplo, a distribuidora depara-se com milhares de possibilidades. Se a maior parte da GDFV for instalada no início do alimentador, o resultado será de um tipo. Se for instalado mais no final do alimentador, os impactos poderão ser diferentes.

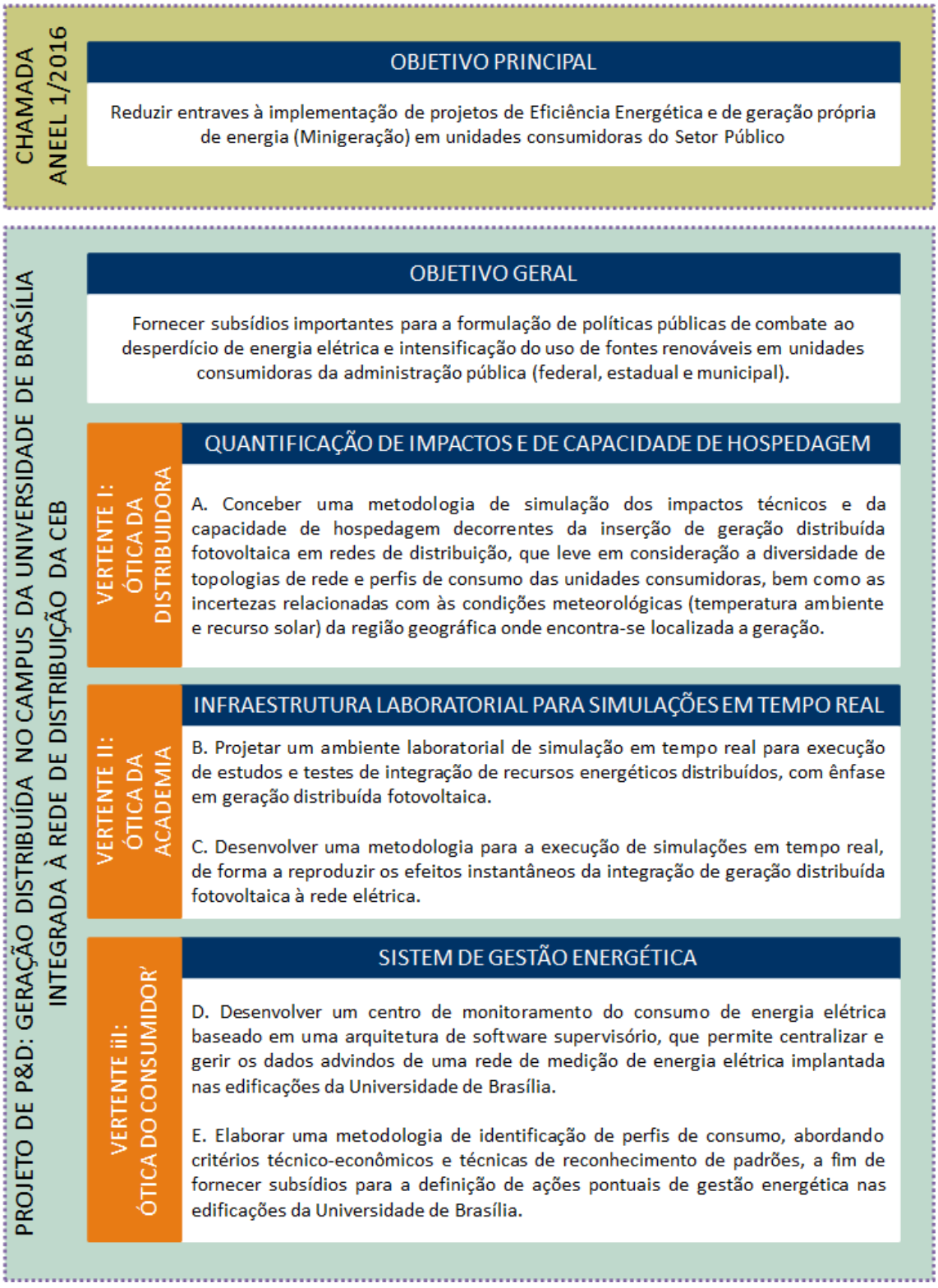


Figura 6.1 – Estrutura que descreve as abordagens e os objetivos definidos para direcionar a execução das atividades de pesquisa e desenvolvimento.

A metodologia desenvolvida para a quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição é baseado na realidade brasileira de compensação de energia (NetMetering), pois considera que as UCs instalariam GDFV que seja capaz de suprir 100% de sua energia no decorrer de um ano. Com a definição da potência que cada UC poderá instalar, são realizados sorteios, utilizando recursos probabilísticos, de onde a GDFV será instalada. Os impactos são calculados e, então, um novo sorteio é realizado, para o mesmo nível de penetração, mas agora considerando a instalação em outras UCs. Os sorteios ocorrem dezenas de vezes até que os impactos convirjam para um valor médio do alimentador, o qual é calculado quando o coeficiente de variância é menor que 5%. Dessa forma, um resultado representativo para o alimentador é gerado.

B) Indicadores para quantificação dos impactos em tensões, perdas técnicas e demanda

Indicadores especialmente criados são utilizados para apresentar uma informação gerencial para as distribuidoras, não apenas indicando que algum limite foi violado, mas ponderando-o com a duração da transgressão e com a quantidade de fases por barra envolvidas, passando de uma informação pontual (a GDFV impacta a rede acima de algum limite) para uma informação relativa (percentual de tempo e de fases afetadas), o que permite à distribuidora melhor dimensionar a necessidade de uma adequação da rede.

C) Integração de dados reais de séries temporais de irradiância e temperatura

As incertezas relacionadas com as condições meteorológicas (temperatura ambiente e recurso solar) da região geográfica onde encontra-se a localizada a geração são consideradas na metodologia, visto que afetam a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos. Uma série temporal de 1 ano de valores de temperatura e irradiância solar são introduzidos no banco de dados da ferramenta, a qual sorteia diferentes dias para cálculo dos impactos, de forma a obter resultados médios representativos. Esses dados de temperatura e irradiância podem ser alterados para se adequar à realidade das diversas distribuidoras brasileiras, localizadas em regiões diferentes.

D) Padronização de dados conforme o PRODIST Módulo 10 – BDGD.

Foi identificada, na revisão bibliográfica, a necessidade de levar em consideração de dados reais que representem a diversidade de topologias de rede e a variedade de perfis de consumo das unidades consumidoras. Tal desafio foi superado com a padronização dos dados de entrada da ferramenta computacional conforme o PRODIST Módulo 10 – BDGD. Dessa forma, ao importar o banco de dados existente das redes, já modelado em detalhes

pelas distribuidoras, a ferramenta apresenta o potencial de realizar estudos de quantificação de impactos para qualquer alimentador brasileiro, podendo ser utilizado por todas as distribuidoras.

Tal metodologia, encapsulada no formato de ferramenta computacional, é uma contribuição direta para a redução de barreiras técnicas, administrativas e tecnológicaspara implantação de minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior edemais instituições públicas.

Ao considerar todas essas funcionalidades, a metodologia desenvolvida surge como uma proposta de padronização de procedimentos, essencial para que possa ser adotado pelo Órgão Regulador, ou que possa ser utilizado para comparar resultados obtidos por diferentes distribuidoras

6.1.2 Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real

De forma a atender um dos objetivos do deste projeto, foi prevista a expansão do Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica (hoje chamado de Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes) da Universidade de Brasília. Esta ação permitiu a incorporação, à infraestrutura laboratorial já existente, de um ambiente de simulação em tempo real de redes de distribuição de baixa tensão ou microrredes para a avaliação os impactos da integração de tecnologias à rede elétrica.

O levantamento do estado da arte efetuado para a identificação de estudos nesta linha evidenciou que se caracteriza como uma tendência mundial para análise de sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, o uso de conceitos e tecnologias de simulação em tempo real. Tais recursos são empregados com a finalidade de reproduzir, em tempo real, as condições experimentadas durante a operação do sistema de distribuição, por meio da interação de dispositivos reais com modelos de redes de distribuição dentro de um laço de simulação. A execução de simulações em tempo real permite observar, do ponto de vista das tensões, correntes e potências, os efeitos instantâneos na rede elétrica quando novas tecnologias relacionadas, principalmente, com os recursos energéticos distribuídos são integradas a ela. Como se trata de uma tecnologia de simulação ainda recente, esta tem o intuito de potencializar a realização de novas pesquisas de relevância para o setor elétrico brasileiro, em áreas como: a operação e o controle de microrredes.

A concepção e desenvolvimento do ambiente de simulação proposto pela equipe da UnB possibilitam a montagem de uma infraestrutura flexível e com o poder computacional suficiente para a simulação de todos os alimentadores da distribuidora, a integração de diversos tipos de dispositivo e a implementação de novas técnicas de controle para

conversores de potência. Dentre as suas diversas aplicações, encontra-se a avaliação dos impactos da integração de recursos distribuídos à rede elétrica e, mais especificamente, da integração de geração distribuída fotovoltaica à rede elétrica do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da UnB.

O ambiente de simulação em tempo real desenvolvido permite a execução de simulações dos tipos *Software-in-the-Loop* (SIL) e *Hardware-in-the-Loop* (HIL).O digrama mostrado na Figura 6.2 representa a infraestrutura que viabiliza a execução de simulações *Controller Hardware-in-the-Loop* (CHIL) e *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL), tipos de simulações pertencentes à categoria das simulações HIL, as quais visam a validação de técnicas de controle inovadoras para os sistemas de conversão eletrônica de energia, e o teste de integração de dispositivos de potência físicos a uma rede elétrica simulada em tempo real, respectivamente.

Observa-se na Figura 6.2 que a interface de adequação da potência entre o simulador e dispositivo sob teste foi implementada por meio de um amplificador bidirecional trifásico, cuja arquitetura, instrumentação, filtros e lógica de controle do sistema (*firmware*) foram projetados pela equipe da UnB. Os principais componentes do amplificador bidirecional trifásico são: um conversor *back-to-back*, com estágio CA-CC e CC-CA, dois conjuntos de filtros passivos posicionados nas saídas dos dois estágios para atenuar os efeitos da frequência de chaveamento, um conversor digital-analógico, um conversor analógico-digital do simulador e o controlador DSC TMS320F28335 da Texas Instruments®.

O controlador apresenta os próprios conversores analógico-digital e portas de entradas e saídas digitais, oferecendo uma plataforma flexível para a implementação e validação de algoritmos de controle do sistema. Os conversores CC-CA e CA-CC do Amplificador Bidirecional Trifásico são responsáveis pela reprodução dos parâmetros elétricos da barra da rede simulada e pela gestão do escoamento da potência entre o dispositivo sob teste e a rede elétrica real, respectivamente.

É importante salientar que a interface de adequação da potência é a peça chave para a concepção de simulações PHIL e CHIL. Dita interface, permite regular o fluxo de potência circulante entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição por meio da arquitetura de Amplificador Bidirecional Trifásico. O que faz desta interface de potência uma ferramenta interessante para a realização de estudos relacionados com a simulação dos impactos da inserção de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão sem a necessidade de intervenções que afetem o fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias.

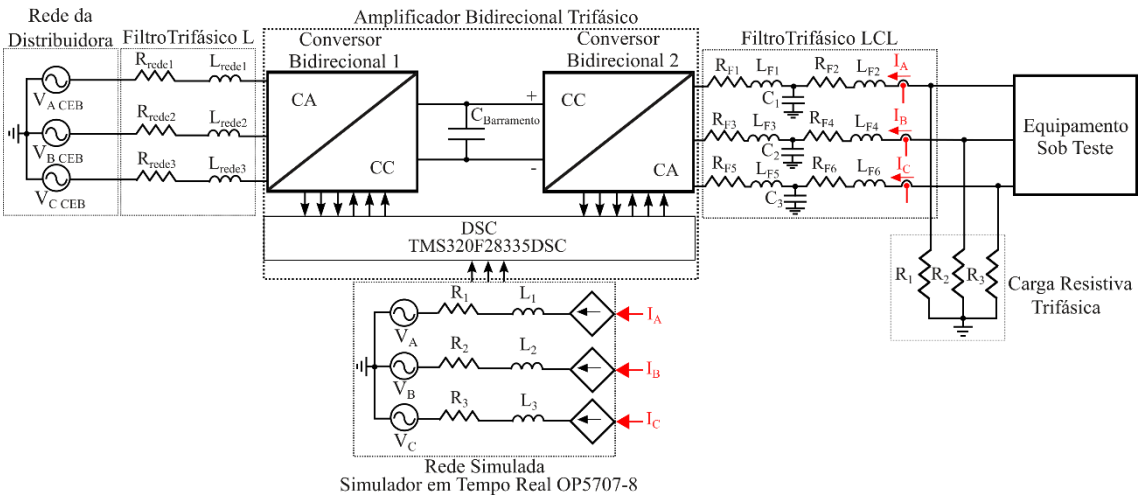


Figura 6.2 – Diagrama esquemático detalhado do ambiente para simulação em tempo real desenvolvido no laboratório de Redes Inteligentes da Universidade de Brasília.

No caso da plataforma computacional para a simulação de tempo real, observa-se que a mesma foi implementada com recurso do projeto, por meio da compra do simulador de tempo real da serie OP5707 desenvolvida pela empresa Opal-RT Technologies (https://www.opal-rt.com). O simulador de tempo real calcula os valores das correntes, tensões e potências em todos os barramentos definidos nos modelos das redes elétricas analisadas em um intervalo de tempo menor ou igual àquele definido como tempo real.

Os modelos utilizados são programados no software do simulador, a partir da compatibilização das informações referentes aos dados físicos e de energia do alimentador e das unidades consumidoras conectadas. Estas informações são fornecidas pela distribuidora para a ANEEL no formato de banco de dados e a ANEEL as converte para o formato do OpenDSS, com o intuito de executar os cálculos das perdas técnicas dos circuitos das distribuidoras. Contudo, são aqui empregados para o cálculo dos impactos que a integração de geração fotovoltaica causa na rede elétrica. Com isso é possível criar uma microrrede em ambiente laboratorial que possibilita a simulação de diferentes cenários de operação das redes elétricas, do mesmo modo que possibilita a avaliação individual e conjunta de dispositivos. Como dispositivo sob teste foi utilizado um sistema de geração fotovoltaico que consta de um microinversor trifásico e os respectivos módulos fotovoltaicos.

A interação entre a geração fotovoltaica e a rede elétrica simulada constitui-se um dos resultados mais importantes da infraestrutura laboratorial desenvolvida. Durante a execução de simulações PHIL e CHIL, os valores das tensões eficazes e os ângulos do barramento de conexão do laboratório são atualizados instantaneamente. Tais fasores (domínio da frequência) são convertidos em formas de onda (domínio do tempo) e enviados às portas digitais-analógicas do simulador. Uma vez gerados os sinais analógicos, esses são

encaminhados ao controlador DSC TMS320F28335, o qual efetua toda a lógica de controle do Amplificador Bidirecional Trifásico, (por meio de técnicas de sincronismo, transformadas de Park e Clarke, malhas de controle de tensão e de corrente e modulação de largura de pulso) de forma a garantir que as formas de onda de tensão geradas pelo simulador sejam reproduzidas fielmente na saída do Amplificador Bidirecional Trifásico, fazendo com que o dispositivo sob teste opere nas condições iguais às simuladas.

No caso dos sinais de corrente provenientes da geração fotovoltaica, estes são injetados no barramento de conexão selecionado, por meio de placas de condicionamento de sinal para ajustar as amplitudes dos sinais às faixas de operação das portas de entradas analógicas do simulador. Desse modo, a simulação em tempo real identifica a geração fotovoltaica como uma fonte de corrente variável, cuja variabilidade representa a intermitência causada pelas condições meteorológicas de irradiância e temperatura as quais são submetidos os módulos fotovoltaicos. Tal intermitência leva à variação da amplitude da corrente gerada e consequentemente da quantidade de potência ativa injetada na barra sob estudo.

6.1.3 Sistema de Gestão Energética

Com o propósito de fornecer subsídios para tornar o consumo de energia mais eficiente e, simultaneamente, monitorar os impactos da geração distribuída na rede elétrica da distribuidora, foi concebido e executado um Sistema de Gestão Energética na Universidade de Brasília. Este sistema se caracteriza pela implementação de uma infraestrutura de medição de grandezas elétricas e desenvolvimento de software supervisório que, em conjunto, viabilizam o monitoramento em tempo real das edificações e dos impactos da geração distribuída na rede elétrica dos campi da universidade.

A instalação deste sistema é particularmente importante tendo em vista que os campi da UnB possuíam, antes do projeto, um único medidor de consumo de energia, localizado na entrada geral de energia de cada campus. Esta restrição impedia qualquer avaliação e/ou ação local de eficientização energética relativa aos diversos perfis de consumo de energia dos centros de carga localizados dentro da universidade, assim como o conhecimento dos impactos que a geração distribuída causa na rede elétrica, em especial na tensão dos barramentos de cada prédio. Atualmente, encontram-se disponível no mercado algumas soluções de monitoramento energético voltadas para ambientes industriais, os quais, todavia, possuem características bem diferentes daquelas encontradas em prédios públicos.

O Sistema de Gestão de Energia, dentre outras características, pode ser utilizado pela equipe de gestão para consolidar e tratar os dados obtidos em suas medições. O software supervisório recebe os dados diretamente dos medidores e executa o tratamento, gerando

relatórios de consumo e criando indicadores que podem ser acompanhados de forma automática para otimizar o trabalho da equipe de gestão de energia. Além disso, essa ferramenta computacional apresenta a vantagem de possibilitar o monitoramento remoto dos sistemas e de gerar alertas em tempo real, reduzindo o tempo de resposta da equipe a qualquer desvio observado.

As principais características técnicas e funções do Sistema de Gestão Energética implantado na Universidade de Brasília são apresentadas a seguir.

- Monitoramento e coleta de grandezas elétricas instantâneas e agregadas a partir das instalações elétricas de todos os campi da Universidade de Brasília.

Coleta periódica (1 minuto) de grandezas elétricas instantâneas como tensão, corrente, potência ativa/reativa/aparente e fator de potência, e grandezas agregadas (15 minutos) como energia ativa consumida, energia ativa gerada, energia reativa indutiva, energia reativa capacitiva, máxima potência ativa acumulada e máxima potência reativa acumulada por períodos de 15 minutos.

- Armazenamento permanente das grandezas elétricas coletadas para consulta posterior.

Armazena todas as grandezas coletadas em um banco de dados permanente para consulta posterior. De forma a garantir a consistência das informações, os dados coletados são armazenados localmente por um período máximo de 30 dias para oferecer a oportunidade de resgate de histórico de dados pelo servidor central no caso de perda de comunicação com o mesmo. Um dado só é considerado "perdido" quando o próprio medidor não mais o possui em sua memória histórica, provavelmente decorrente de uma falta de energia.

- Cadastro de medidores, campi e agrupamentos (prédios, faculdades, etc), usuários e seus respectivos perfis;

Realiza o cadastramento das entidades, permitindo personalizar as instalações de acordo com a realidade de cada prédio público. Possibilidade de cadastro de mais medidores conforme forem instalados.

- Geração de gráficos para grandezas instantâneas.

Visualização dos dados elétricos instantâneos coletados em forma de gráficos por tipo de grandeza e por medidor.

- Geração de Gráficos para grandezas agregadas.

Visualização dos dados elétricos agregados em forma de gráficos acumulados por medidor, prédio, campus e agrupamento.

- Exportação de dados brutos coletados.

Possibilita a exportação de dados coletados em formato CSV para pesquisa. Os dados coletados pelos medidores são armazenados em um servidor central localizado no Laboratório Avançado de Produção, Pesquisa e Inovação em Software - LAPPIS no campus Gama de forma a garantir a manutenção e suporte do sistema. Os dados podem ser utilizados para verificar, por exemplo, como as tensões nos barramentos variam quando ocorre elevada penetração do sistema fotovoltaico.

- Geração de relatórios.

Gera relatórios dos dados coletados por período e acumulados por medidor, prédio, campus, etc.

- Notificações sobre o mau funcionamento do sistema.

Identifica e classificar situações de anormalidade da rede elétrica (sobretensão, subtensão, queda de fase, etc.) e gera alertas notificando os gestores.

- Abrangência do sistema

A infraestrutura de medição de grandezas elétricas foi projetada de forma a abranger os 4 campi da UnB, Darcy Ribeiro, Gama, Planaltina e Ceilândia. Contudo, neste piloto, foram implementados 29 unidades de monitoramento, sendo alocadas 25 unidades nos prédios do campus Darcy Ribeiro e 4 unidades nos prédios do campus Gama. Pode-se aumentar futuramente a escalabilidade do sistema.

- Metodologia de gestão de consumo

A metodologia implementada para gestão de consumo encontra-se alinhada com as premissas estabelecidas nas normas ISO 50001, as quais são essenciais para o estabelecimento de políticas duradouras de gestão energética, uma vez que é viabilizado o conhecimento individualizado das características de consumo da instalação e o desenvolvimento de ações pontuais para cada prédio do campus.

Além dos aspectos ora mencionados, o Sistema de Gestão Energética da UnB contempla a implementação de metodologias para definição de indicadores de consumo e estimação de perfis de consumo, as quais fornecerão subsídios para a definição de metas de redução de consumo e demanda, bem como para a definição de estratégias de planejamento, respectivamente.

- Interfaces gráficas de usuário

Interfaces gráficas que viabilizam o acesso dos usuários às informações de medição, bem como os resultados de execução de algoritmos para análises de dados foram desenvolvidos. As funcionalidades destas interfaces nas versões Web e Mobile consideram a visualização de dados de medição, geração de relatórios, painéis informativos, sistemas de notificação de ocorrência, dentre outros. As interfaces possibilitam o acompanhamento em tempo real das edificações da UnB, auxiliando a tomada de decisão por parte dos gestores da instituição.

A interface gráfica Web é responsável por apresentar aos usuários os dados das medições coletadas em formatos de gráficos, relatórios e painéis informativos, visando auxiliar a operação da rede elétrica da universidade, bem como na gestão de energia dos campi. Esta interface é ainda subdividida em duas versões.

A primeira, que consiste em um painel de monitoramento do sistema em tempo real, oferece visualização instantânea das principais grandezas que definem o estado da rede de todos os campi, assim como aponta as ocorrências mais importantes em ordem de prioridade e data.

A segunda versão, de propósito mais geral, provê informações do sistema agrupadas nas categorias a seguir: Custo Total, Medidores, Curva de Carga e Relatórios. As informações são fornecidas aos gestores e pesquisadores para a realização de análises de ocorrências ou avaliações de médio ou longo prazo, a partir dos diversos modos de visualização dos dados em gráficos e relatórios.

Por fim, a interface gráfica Mobile é destinada aos usuários enquadrados como "gestores" e apresenta informações resumidas e alertas para auxiliar na gestão do sistema.

- Monitoramento da rede elétrica

De forma a facilitar o acompanhamento de ocorrências e a verificação das medições em uma determinada edificação, o Sistema de Gestão Energética incluiu o desenvolvimento de um sistema de notificação e alarmes, de forma que os gestores da Prefeitura do Campus da instituição possam receber informações das ocorrências em tempo real. Acessos para os gestores das unidades acadêmicas (Faculdades, Departamentos, Centros e Núcleos) e administrativas (decanatos, secretarias e membros da CICE), professores e comunidade acadêmica também foram gerados. Esta funcionalidade contribui para a observabilidade da rede elétrica interna da instituição.

Observa-se que o sistema de gerenciamento de eventos é avaliado a cada momento de coleta de dados, com o intuito de gerar alertas aos gestores sobre a necessidade de intervenção no sistema, uma vez que as medições da rede elétrica apresentam valores fora

do padrão de referência. Cada evento é avaliado individualmente, por fase do sistema, e um filtro de média móvel com histerese é implementado com o intuito de somente gerar notificações após a situação de anormalidade estar confirmada. Atualmente estão implementados a identificação de quatro tipos de eventos:

- Tensão Precária: quando a tensão lida (TL) estiver nas seguintes faixas 191 V ≤ TL < 202 V ou 231 V < TL ≤ 233 V.
- Tensão Crítica: quando a tensão lida (TL) estiver nas seguintes faixas TL < 191 V ou TL > 233 V.
- Falta de Fase: quando uma ou mais fases se encontra desligada.
- Falha de comunicação: quando não é possível estabelecer comunicação com um medidor.

- Acesso à informação

O ambiente digital do sistema de gestão energética, além de ser um ambiente de pesquisa, será utilizado para auxiliar nas disciplinas voltadas à Eficiência Energética, Sistemas de Energia Solar e Eólica e Planejamento Energético, oferecidas na faculdade de Tecnologia (Campus Darcy Ribeiro) e na Faculdade UnB Gama (Campus Gama) podendo levar os alunos para ambientes com tecnologias voltado para essa área, ainda pouco exploradas nas universidades. Além disso, o acesso às tensões dos barramentos e à produção do sistema fotovoltaico pode ser utilizado para a análise dos impactos da geração distribuída na rede do Campus.

O ambiente digital para a gestão de energia assim constituído, além de contribuir para a capacitação técnica acadêmica das áreas em pauta, contribuirá igualmente para vencer os desafios relacionados com a implantação de ações de eficiência energética e minigeração distribuída em prédios destinados aos órgãos públicos.

6.2 Critérios de originalidade

6.2.1 Originalidade do Produto Principal

6.2.1.1 Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem

Não se aplica para esta vertente.

6.2.1.2 Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real

Os aspectos relativos à originalidade da vertente de infraestrutura laboratorial estão relacionados com a arquitetura do amplificador bidirecional trifásico que faz parte do

ambiente de simulação em tempo real de redes de distribuição ou microrredes. Da forma como foi concebida, esta arquitetura permite a interação simultânea e coordenada entre a rede elétrica simulada no simulador de tempo real, o dispositivo físico real sob teste e a rede elétrica real, garantido desta forma a flexibilidade na configuração e operação do sistema.

Pela infraestrutura desenvolvida, é possível verificar que as topologias de potência e de controle permitem a execução de testes com diversos tipos de equipamentos monofásicos ou trifásicos, tais como: sistemas de geração distribuída (sistemas fotovoltaicos e/ou eólicos, sendo que existe no REILab uma bancada eólica disponível para testes), sistemas de carregamento de veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia com baterias de diferentes tecnologias, atuando como fontes despacháveis de energia elétrica, dispositivos de controle ou compensação de redes, relés de proteção, transformadores, reguladores de tensão e quaisquer outros dispositivos que façam parte do conjunto de tecnologias associadas aos recursos energéticos distribuídos, desde que operem em baixa tensão.

O amplificador bidirecional trifásico viabiliza a interação de diversos tipos de dispositivos ou tecnologias com qualquer dos alimentadores da distribuidora, possibilitando isto, recriar cenários de operação e situações de contingência com maior precisão para a execução de simulações PHIL. No que diz respeito à execução de simulações CHIL, o amplificador permite testar técnicas de controle avançadas usadas para ajustar o modo de operação dos conversores em virtude da natureza do dispositivo sob avaliação. O amplificador, "mascara" a rede elétrica real e possibilita que o dispositivo físico perceba estar interagindo com a rede elétrica simulada.

A implementação da arquitetura do amplificador bidirecional trifásico, foi realizada a partir de um conversor chaveado do tipo back-to-back genérico, com modos de operação flexíveis que se ajustam à natureza (CA ou CC) do dispositivo sob teste, mas ainda sob comando da rede simulada. Dependendo da natureza do dispositivo sob teste, são realizados ajustes na arquitetura do amplificador em termos de hardware (filtros), software (controlador digital) e instrumentação (sinais de referência). O amplificador é um equipamento chaveado, o que leva a menores perdas de energia na conversão, além de possuir controladores digitais para os diversos estágios com parâmetros ajustáveis.

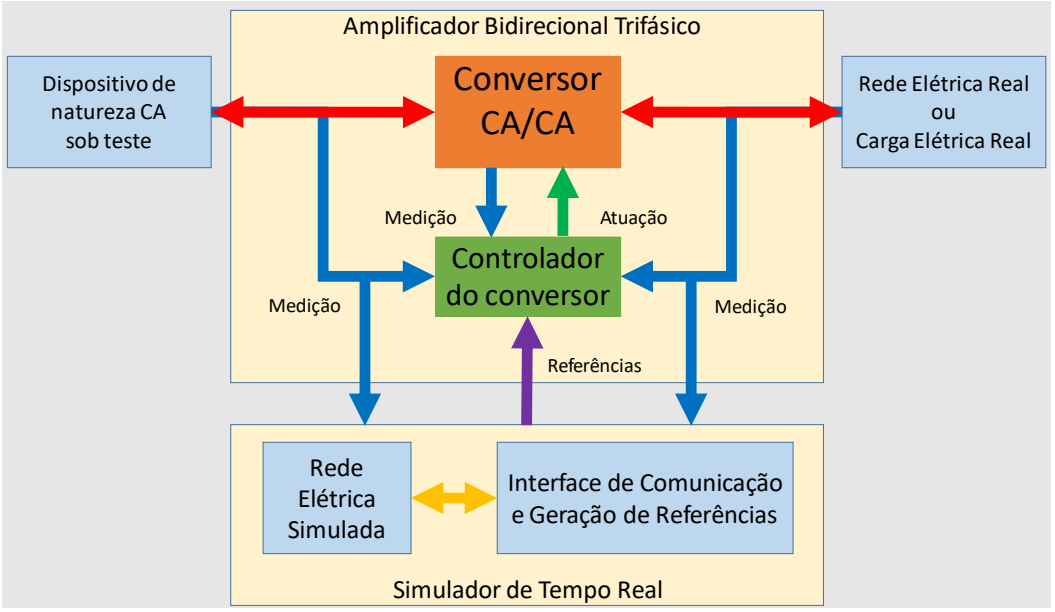
Em relação com a operação do amplificador, observa-se que esta se dá em quaisquer dos quatro quadrantes, de forma a regular a circulação da energia entre os componentes. As Figuras 6.3(a) e 6.3(b) mostram os diagramas esquemáticos dos modos de operação flexíveis do amplificador bidirecional trifásico como interface entre a rede elétrica simulada, a rede elétrica real e os dispositivos sob teste.

Em ambos os modos de operação, os dispositivos físicos reais de natureza CA e CC (fonte programável, banco de baterias, etc.) são testados sob as condições da rede elétrica simulada. Destaca-se também que nos dois modos de operação, os conversores fornecem energia para o dispositivo sob teste quando ele se comporta como consumidor ou direciona a energia para a rede elétrica real quando se comporta gerador, conforme referências enviadas pelo simulador. Tanto do lado do retificador, quanto do lado do inversor, o amplificador deve ter suas tensões e correntes devidamente controladas. Para isto, a operação do amplificador está vinculada ao conjunto de controladores programados e aos sinais de referência que recebe.

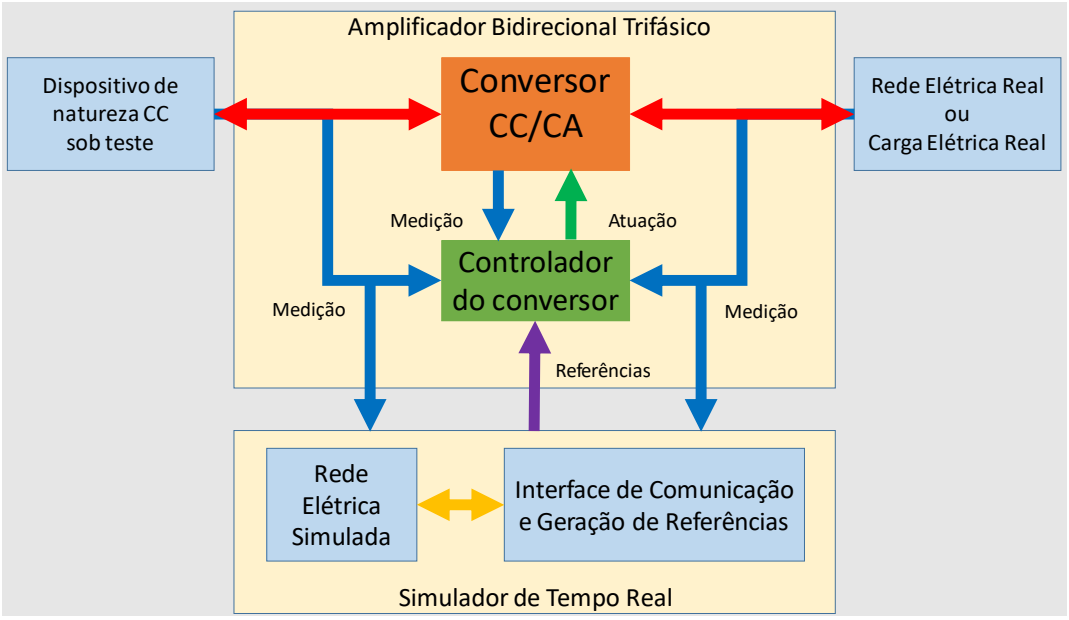
Os controladores dos conversores são os responsáveis por permitir que os conversores CA/CA e CC/CA operem como amplificadores para o simulador, e que o dispositivo sob teste enxergue o barramento de conexão da rede simulada e não a rede elétrica real. Esta característica operacional do controlador permite replicar o comportamento ou desempenho do dispositivo sob teste em diferentes barramentos ao longo do alimentador simulado.

A estratégia de controle do amplificador baseia-se em uma abordagem de tipo cascata, onde múltiplas malhas de controle são empregadas. Os controladores dos conversores do amplificador são locais, não estando sob responsabilidade do simulador. A abordagem empregada encontra-se em consonância com o observado na literatura relativo à implementação e testes de arquiteturas hierárquicas de controle em múltiplas escalas de tempo para microrredes. Onde, por meio desse tipo de controle, mantém-se a frequência e tensão da microrrede dentro dos valores estabelecidos pelo simulador de tempo real.

Por fim, os aspectos explicitados reforçam a característica flexível do amplificador, de forma a operar com qualquer outro equipamento, além do simulador de tempo real, que demande amplificação de sinais.



(a)



(b)

Figura 6.3 – Diagrama esquemático do diagrama esquemático do funcionamento do amplificador bidirecional trifásico. (a)Natureza CA do dispositivo sob teste. (b) Natureza CC do dispositivo sob teste.

6.2.1.3 Sistema de Gestão Energética

O Sistema de Gestão Energética na Universidade de Brasília é caracterizado pela implantação de uma infraestrutura de medição de grandezas elétricas e desenvolvimento de software supervisório que, em conjunto, viabilizam o monitoramento em tempo real das edificações e dos impactos da geração distribuída na rede elétrica dos campi da universidade.

Os aspectos relativos à originalidade e inovação da ação de implantar o Sistema de Gestão Energética estão relacionados com o desenvolvimento de uma arquitetura de software baseada em premissas de Software Livre, o que garante: a reprodutibilidade e distribuição deste sistema para outras instituições; a abertura para adaptações na arquitetura deste sistema para atender condições particulares de outros locais e a possibilidade de manutenção, aperfeiçoamento e evolução do sistema ao longo dos anos, por meio de cooperação ativa e contribuições de outros desenvolvedores.

Além de metodologias ágeis para o desenvolvimento do software, foram aplicadas técnicas complementares, tais como: testes automatizados, Integração Contínua e Deploy Contínuo, Automação de Configuração de Ambiente e Isolamento de Ambiente, proporcionando uma maior robustez e qualidade de código. A interoperabilidade de todos os serviços do Sistema de Gestão Energética é garantida a partir incorporação de múltiplos protocolos de integração entre os serviços.

Observa-se que, para este projeto, o aplicativo desenvolvido está voltado para atender as demandas de uma rede elétrica com as particularidades existentes nos campi da Universidade de Brasília. Contudo, esta abordagem potencializa a adoção do Sistema de Gestão Energética por outras instituições de ensino superior e órgãos governamentais e possibilita a criação de uma comunidade em torno de seu desenvolvimento que ajude a criar novas funcionalidades e aprimorar cada vez mais as funcionalidades desenvolvidas, mesmo após o encerramento do projeto. Ou seja, esta forma de licenciamento garante que toda a evolução possa ser feita tanto no âmbito da UnB quanto de outras instituições que venham a adotar o sistema sejam disponibilizadas livremente. Como exemplo de resultado desta ação, ainda no período de desenvolvimento da ferramenta, diversos alunos do curso de Engenharia de Software da Universidade de Brasília já se envolveram de maneira voluntária com o projeto, submetendo melhorias e novas funcionalidades ao código fonte do sistema.

Outros desdobramentos advindos da implantação do sistema de gestão energética que reforçam originalidade e/ou inovação tecnológica do produto do projeto são descritos a seguir.

A Universidade de Brasília, objeto de estudo deste trabalho, possui características particulares que a diferenciam dos perfis clássicos de consumo (residencial, comercial, industrial, rural etc.). A presença de laboratórios especializados com equipamentos de alto consumo e intervalos específicos de funcionamento, a realização de aulas nos períodos matutino, vespertino e noturno, o número elevado de computadores e equipamentos de ar condicionado e a diferenciação entre períodos letivos e férias são apenas alguns dos fatores que segregam o comportamento da universidade, como unidade consumidora, em relação aos demais integrantes do sistema.

Tendo em vista as particularidades inerentes ao consumo dentro da universidade, observou-se a necessidade de identificar e prever os padrões de consumo das edificações que a compõem, visando o gerenciamento energético da universidade a partir de ações individualizadas de eficientização energética. Para tanto, duas metodologias foram desenvolvidas.

A primeira metodologia aborda a identificação do perfil de consumo das instalações da universidade, que leva em consideração as atividades desenvolvidas e as particularidades de cada instalação. A metodologia baseia-se no cálculo de indicadores de desempenho das edificações considerando os critérios técnico-econômicos relacionados com o consumo e a demanda de energia das edificações monitoradas. Os indicadores propostos consideram a natureza das atividades desenvolvidas (ensino, pesquisa, extensão e administração), assim como as áreas do conhecimento existentes na universidade (Ciências Agrárias, Ciências Biológicas, Ciências da Saúde, Ciências Exatas e da Terra, Engenharias, Multidisciplinar, Ciências Humanas, Ciências Sociais Aplicadas, Linguística, Letras e Artes).

A segunda metodologia trata da estimação de curvas de perfil de consumo baseadas na aplicação de técnicas de máquinas de aprendizado supervisionadas (*machine learning*) a partir de dados históricos de medição. Nesse contexto, a metodologia explora a correlação temporal dos fatores que influenciam de forma atípica o perfil de consumo de uma edificação. A baixa ocorrência destes fatores não permite que os padrões de consumo sejam identificados por meio de indicadores e sim por meio de séries temporais oriundas de medição. Dentre os principais fatores atípicos, pode-se citar: a ocorrência ou não de feriados, comemorações esporádicas, eventos esportivos, acontecimentos políticos, acidentes etc. Para isto, técnicas de regressão de dados denominadas *Support Vector Regressor (SVR), Multi-Layer Perceptron Regression* (MLPR) e *Gaussian Process Regressor* (GPR) são aplicadas para a construção de modelos de perfis de consumo. A metodologia proposta utiliza a técnica de otimização denominada *Parameters Adaptive Particule Swarm Optimization* (PA-PSO) de forma a minimizar o erro médio quadrático da regressão.

Por fim, uma infraestrutura de medição de grandezas elétricas, específica para redes elétricas e prédios da universidade de Brasília, foi desenvolvida. A arquitetura desta rede de medição foi concebida em diversas camadas, de forma a proporcionar uma maior redundância na segurança da coleta de dados e durante a disponibilização de informações para o usuário final. Esta obra de infraestrutura tornou-se um grande avanço na gestão energética da instituição, uma vez que permite aumentar a observabilidade da rede elétrica e a agilidade na execução de ações corretivas para reduzir a frequência e duração de interrupções de energia. Os dados resultantes do monitoramento têm como finalidade produzir informações úteis para auxiliar na gestão energética, bem como na operação da rede elétrica dos campi da universidade. Além do mais, surge a oportunidade para a execução de pesquisas relacionadas a partir da disponibilização de um grande repositório de dados reais.

A abrangência da rede de medição possibilita o monitoramento dos impactos, notadamente os relacionados ao comportamento da tensão (perfil de tensão, carregamento dos transformadores, perdas, ilhamento, correção do fator de potência), dos sistemas de minigeração distribuída implantados na rede da universidade nos âmbitos deste e de outros projetos. A coleta de dados nos prédios da universidade que possuem sistemas de minigeração distribuída será utilizada com o intuito de quantificar as discrepâncias entre os resultados oriundos de medição e simulação da rede elétrica interna realizada no OpenDSS. Dita ação permitirá propor estratégias de aferição dos modelos computacionais para análise integrada da geração distribuída, disponíveis no OpenDSS, a partir da inserção de dados reais.

Por fim, além dos aspectos anteriores, esta ação estabelece um ponto de convergência entre o projeto prioritário de Eficiência Energética (PEE) e projeto estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), de forma que os resultados obtidos no âmbito do PEE pudessem subsidiar ações de P&D e vice-versa.

6.2.2 Originalidade das Técnicas Empregadas

6.2.2.1 Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem

Pode-se agrupar as originalidades das técnicas utilizadas na quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem em três grupos: a importância de uso de dados reais, a definição da quantidade de simulações, e a forma de apresentar os resultados.

Sobre a importância de uso de dados reais dos alimentadores e das cargas, pode-se agora obter resultados práticos para as distribuidoras, ao invés de resultados pontuais ou não

representativos , visto que, na literatura, os estudos realizados com poucos alimentadores de características diversas não permitem generalizar os resultados , visto que os resultados divergem quando alimentadores diferentes são comparados, Surge a necessidade de simular uma quantidade significante de alimentadores Essa é uma demanda real das distribuidoras, visto que precisam se planejar para o crescimento da GDFV dentro de sua própria área de concessão, mas não estavam encontrando na literatura resultados aplicáveis para sua realidade , visto que a dimensão continental do Brasil apresenta diversas condições climáticas e variedades de alimentadores (rurais, urbanos, carga mais concentrada ou mais distribuída, etc). Ao utilizar as informações já existentes na BDGD, é simplificada de forma drástica a alimentação dos dados que a ferramenta computacional necessita para operar, pois possibilita aproveitar o grande esforço das distribuidoras, que já realizaram a modelagem dos alimentadores e das cargas, permitindo que todos os alimentadores existentes no país possam ter sua quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem, calculados de forma padronizada. Ao utilizar uma base de dados meteorológicos local (por exemplo, do INMET, que possui estações distribuídas pelo país), permitirá resultados personalizados para cada distribuidora.

A definição da quantidade de simulações é um aspecto crucial da metodologia. O estado da arte apresentou diversos estudos em que o planejador (no caso, a distribuidora) define o melhor local e a potência ótima para a instalação da GDFV, mas esse não é o caso real , em que o consumidor é quem escolherá se instalará o sistema em sua residência, independente dos estudos realizados pelo planejador do sistema elétrico. Tal situação gera elevada complexidade pois um alimentador com, por exemplo, 2000 unidades consumidoras, poderá ter GDFV instalada em qualquer uma delas, visto ser uma decisão exclusiva do consumidor, o que gera uma quantidade elevada de combinações a serem simuladas, em especial ao considerar as diversas curvas de carga e a variação de curvas de irradiância solar durante o ano. É importante evitar simular apenas o caso mais severo, que não necessariamente representa o caso real, ou simular todos os 365 dias do ano, o que resultaria em uma quantidade elevada de simulações, consumindo tempo excessivo para gerar resultados.

A metodologia aborda tal situação ao considerar uma distribuição probabilística de onde a GDFV poderá ser instalada, gerando diversas combinações possíveis para uma mesma curva de irradiância solar, e adota um recurso estatístico para identificar a convergência dos dados, para encerrar cada estudo com a quantidade necessária de simulações. Novas simulações são feitas para outras curvas de irradiância, também utilizando o coeficiente de variação para indicar a convergência dos resultados. Dessa forma, a rede é simulada com todos os seus detalhes de dados dos alimentadores, curvas de carga, dados meteorológicos e probabilidade de unidades consumidoras instalarem GDFV, mas com uma quantidade mais limitada, mas ainda representativa, de simulações.

A forma de apresentar os resultados também foi especialmente criada para a presente pesquisa. Ao gerar indicadores de tensão fora dos limites de forma agregada, considerando a quantidade de barras do alimentador e a duração da transgressão, é fornecida uma nova informação. O estado da arte indicou que muitos estudos consideram apenas o caso mais crítico, informando se o limite foi ultrapassado ou não. Ao considerar a duração da transgressão, ao realizar o estudo de fluxo de potência para as 24 horas do dia, permite gerar uma informação que pondere duração da transgressão com quantidade de barras afetadas, possibilitando assim melhor quantificar o problema, para decidir o tipo de ação corretiva que deve ser adotada. Um indicador de que 1% das barras apresentará problema durante o dia terá um tratamento diferente de um resultado em que 50% das barras apresentarão problema.

6.2.2.2 Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real

A adoção de técnicas de simplificação de modelos como etapa inicial da metodologia desenvolvida para a execução de simulações de tempo real de sistemas de distribuição de baixa tensão e microrredes, potencializa a arquitetura de processamento em paralelo do simulador de tempo real. Esta abordagem conjunta de técnicas de redução de circuitos e poder computacional constituem-se, em um aspecto relativo à originalidade das técnicas empregadas na vertente de infraestrutura laboratorial.

A abordagem adotada como base da metodologia desenvolvida emprega-se, para simular alimentadores de distribuição que possuem uma quantidade de barramentos muito superiores ao limite da capacidade de processamento do simulador de tempo real. Adicionalmente, observa-se que técnica de redução de circuitos permite que sejam definidos os barramentos a serem eliminados e preservados de acordo com os requerimentos das análises, como por exemplo, definir como críticos os barramentos utilizados para avaliar os impactos da integração da geração distribuída fotovoltaica.

Estes fatos fazem com que seja viável a execução de simulações SIL, PHIL e CHIL em todos os alimentadores da concessionária, ou até mesmo de todos os alimentadores de cada distribuidora que estejam modelados no banco de dados BDGD.

6.2.2.3 Sistema de Gestão Energética

Não se aplica para esta vertente.

6.3 Critério de aplicabilidade

6.3.1. Âmbito da Aplicação

Os produtos do projeto possuem potencial de aplicação para áreas de operação e planejamento, não apenas da CEB, mas de qualquer distribuidora do setor elétrico do país, visto que os dados técnicos do sistema de distribuição empregados como entradas das soluções resultantes do projeto de pesquisa seguem o padrão e a estrutura das informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, prevista pela ANEEL no modulo 10 do PRODIST. Dessa forma, a pesquisa possui âmbito de aplicação nacional, podendo ser utilizado por todo o setor elétrico brasileiro.

A seguir são descritas possíveis aplicações dos produtos do projeto em relação com os impactos da Geração Distribuída na rede da distribuidora, não se limitando aos mesmos. Com isso, destaca-se a variedade de cenários para quantificação, simulação e monitoramento dos impactos que podem ser avaliados, e cujos resultados são de interesse da distribuidora e dos consumidores, visto figurarem como objetivos do presente Edital de P&D Prioritário Aneel e, por sua vez, mostram o potencial na pesquisa acadêmica.

- **Perfil de tensão nos alimentadores;**

Execução de simulações PHIL para determinação do perfil dos alimentadores da concessionária, onde são simulados alimentadores, como por exemplo, considerados fracos (elevadas impedâncias e baixo nível de curto-circuito) e fortes (baixas impedâncias e nível de curto-circuito elevado) conectados a sistemas de geração distribuída reais.

Execução de simulações PHIL para testar equipamentos que efetuem a compensação de tensão, podendo até mesmo avaliar o desempenho de inversores para sistemas fotovoltaicos que possuam essa função LVRT (Low Voltage Ride-through) .

- **Injeção de harmônicos;**

Execução de simulações CHIL e PHIL da injeção de harmônicos na rede elétrica causada pela conexão, por meio de conversores eletrônicos, de fontes de energia renováveis. No caso da geração distribuída fotovoltaica, esta ocasiona elevados valores de distorção harmônica no ponto de conexão durante intervalos de tempo de baixa irradiância, geralmente no início e no final do percurso solar e na presença de sombreamento nos módulos fotovoltaicos. Este fato, pode se tornar um problema importante pela natureza aditiva das harmônicas, caso

vários sistemas fotovoltaicos estejam conectados ao mesmo alimentador. A distorção diminui nos intervalos de alta irradiância tendo seu menor valor acontecendo durante o meio dia.

Execução de simulações CHIL e PHIL para teste de tecnologias de mitigação de componentes harmônicas. Para tanto, podem ser implementadas técnicas de controle que permitam operar o amplificador bidirecional trifásico como compensador ativo de harmônicas, dentre outros métodos.

- **Perdas (aumento ou redução)**

Utilização de métodos de redução de circuitos em simulações SIL para a quantificação de perdas técnicas em alimentadores de grande porte com e sem geração distribuída.

- **Ilhamento**

Avaliar a eficácia dos algoritmos de anti-ilhamento dos conversores usados para a conexão de fontes de energia renováveis à rede elétrica. Para tanto, são simulados eventos na rede elétrica que conduzam a uma interrupção ou queda de tensão no barramento de conexão da fonte de energia renovável, levando ao conversor eletrônico a operar em condições de ilhamento não intencional.

- **Correção de fator de potência e serviços ancilares, incluído modelos de remuneração para o consumidor**

Execução de simulações CHIL e PHIL para compensação local de reativos para a correção do fator de potência por meio de fontes renováveis de energia em microrredes.

Desenvolvimento de modelo de despacho de potência ativa e reativa promovida por fontes renováveis de energia elétrica e/ou grandes centros de baterias. Esse despacho pode ser controlado de modo a atender a execução de serviços ancilares, para manter as tensões dentro das faixas adequadas. Dito modelo de despacho, possibilitará a avaliação do método de remuneração aos consumidores pela concessionária por meio da verificação do valor de potência reativa injetada no barramento, necessária para regular os níveis de tensão e adequá-los aos limiares estabelecidos nas normas, pode ser medido de modo a contabilizar o quanto o consumidor/gerador contribuiu para solucionar esse problema (o qual pode ser contabilizado como um serviço ancilar).

- **Limite e sustentabilidade da inserção de GD na rede local**

Quantificação dos impactos e de capacidade de hospedagem da geração distribuía em microrredes, com a possibilidade de integrar sistemas de carregamento de bateria como sendo fontes despacháveis.

- **Eficiência técnica e econômica da(s) tecnologia(s) escolhida(s)**

Monitoramento contínuo de microrredes de energia elétrica. Neste contexto, salienta-se que as concessionárias de energia devem ter informações atualizadas sobre os impactos dos recursos energéticos distribuídos durante a operação e controle das microrredes. Para tanto, sistemas de supervisão e aquisição de dados baseadas em arquiteturas de software e hardware que contemplem as especificidades das microrredes são necessárias. Observa-se também, que este tipo de sistemas de informação agrega valor à gestão energética do consumidor.

6.3.2. Abrangência da Aplicação

Dentre os produtos do projeto que possuem potencial de aplicação para áreas não pertencentes ao setor elétrico, encontra-se o Sistema de Gestão Energética. A flexibilidade da arquitetura de tecnologia da informação implementada contempla as especificidades das microrredes e dos centros de consumo da universidade de Brasília. Adicionalmente, permite a adição de novos elementos de software e hardware para aumentar a escalabilidade e cobertura do sistema de monitoramento.

Dito sistema de informação poderá ser replicado por qualquer universidade do país, e até por qualquer prédio público, fornecendo de subsídios para a viabilização de ações locais e globais de eficiência energética, que culminem em políticas de gestão energética mais efetivas e com maior abrangência para o setor público brasileiro.

Existem também, possibilidades para o desenvolvimento de inovações tecnológicas, produtos ou serviços advindos da estrutura laboratorial desenvolvida que podem se tornar de interesse à distribuidora e aos consumidores.

A infraestrutura desenvolvida poderá fornecer subsídios para a realização de estudos acerca do ressarcimento de danos a equipamentos. Desse modo, utilizando o ambiente para simulação em tempo real de microrredes, podem ser inseridos possíveis distúrbios na rede elétrica simulada, possibilitando o desenvolvimento de testes com equipamentos físicos sob

tais circunstâncias. Esse estudo, então, pode simular as condições em que os danos aos equipamentos sob teste podem ocorrer

É possível fazer a avaliação dos algoritmos para o cálculo de parâmetros de diferentes medidores inteligentes de energia (*smart meters*). Tais medidores podem ser testados em diferentes cenários de operação da rede elétrica através da infraestrutura laboratorial desenvolvida e porventura, homologados pela concessionária para que sejam instalados em unidades consumidoras em baixa tensão.

Existe também a possibilidade de integração e de teste de um sistema de carregamento veicular elétrico e de sistemas de armazenamento de energia, por meio de baterias de diferentes tecnologias.

6.3.3. Restrições de Aplicação

O produto do projeto em questão comprova sua grande flexibilidade e contribuições à CEB-D, aos consumidores e à academia. Ressalta-se que mesmo permite o desenvolvimento de atividades de pesquisas acadêmicas, como trabalhos de iniciação científica, de mestrado e doutorado nessa importante área da eletrônica de potência, de redes elétricas inteligentes, qualidade da energia e microrredes.

As restrições da aplicação da infraestrutura laboratorial implementada se devem, em grande parte, às especificações do próprio Amplificador Bidirecional Trifásico (ABT), o qual é constituído pelo conversor *Back-to-back*, com os dados máximos nominais estabelecidos na Tabela 6.1. Como forma de destacar as principais faixas de operação, tem-se a corrente I_{rms} que o conversor suporta é de 88 A, tensão CA de 500 V, o que indica que o *hardware* utilizado suporta os equipamentos sob testes em baixa tensão, tal que a potência máxima dissipada no conversor seja de 1140 W, no máximo a 40° C.

Tabela 6.1 – Valores máximos dos parâmetros do Conversor Back-to-backSemikron SKS 88F B6CI 2P61V12.

Parâmetros	**Valor máximo**
I_{rms} (T_{amb} = 40ºC, f_{sw} = 5 kHz, V_{ac} = 500 V, V_{dc} = 750 V, cosΦ = 0,85)	88 A
V_{CES}	1200 V
f_{sw}	20 kHz
V_{AC}	500 Vrms
V_{DC}	900 V
$V_{isolação}$	2500 V
P_{total} (T_{amb} = 40ºC)	1140 W
T_j	150 ºC
C_{DC}	6 mF

Conforme especificações do fabricante, a uma tensão de 500 Vrms e a um fator de potência de 0,85, a corrente máxima é de 88 Arms, assim a potência associada transmitida à carga é da ordem de 37 kW. Além disso, verifica-se que a tensão do barramento CC não pode ultrapassar 900 V. Para os testes, destaca-se que a frequência de chaveamento está dentro dos limiares estabelecidos pelo fabricante, igual a 6 kHz, sendo que o limite é de 20 kHz.

Em uma situação prática, a potência vai depender das limitações do filtro. Por exemplo, se o filtro suporta a tensão de 500 Vrms e uma corrente de 88 A, então a potência da carga poderia ser da ordem de 37 kW. Se o filtro suporta apenas 44 A, por exemplo, essa potência cai aproximadamente à metade. No nosso caso, o indutor do filtro suporta até 10 A, então a potência seria da ordem de 4 kW. Assim, se trabalhamos com cargas de potência maior precisamos utilizar filtros (capacitores e indutores) que suportam tensões e correntes mais altas. Agora, levando em consideração somente o conversor terá como limite esta potência da ordem de 37 kW.

Além disso, a infraestrutura implementada permite a realização de análise de transitórios, por meio da utilização do simulador de tempo real, desde que sejam respeitados os limiares de tensões estabelecidos na Tabela X. Desse modo, garante-se a possibilidade de realização de testes de afundamentos de tensões ou sobretensões, não ultrapassando os 500 V de tensão CA.

Os equipamentos sob teste poderão ser de diferentes tipos, desde que respeitem os limiares de tensões estabelecidos. Alguns exemplos desses equipamentos são a geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos e eólicos, sistemas de carregamento veicular ou de bancos de baterias, necessários para efetuar o controle e regulação de tensão e corrente, por exemplo.

Um aspecto importante, que diz respeito à natureza do amplificador, é sua característica de poder introduzir distorções associadas a componentes harmônicas em alta frequência. Como verificado anteriormente, sua natureza é chaveada, utilizando modulação PWM. A modulação é bem delineada, assim mesmo que ruídos sejam gerados, esses são bem conhecidos e a interpretação da influência dos mesmos no experimento sendo realizado é de fácil interpretação. A vantagem da utilização de amplificadores dessa natureza está relacionada com a maior capacidade de regualação de potência elétrica, quando comparada com os amplificadores analógicos.

Outro ponto importante está relacionado ao simulador de tempo real, no qual é possível simular muitas barras utilizando redução de circuitos.

Em relação à ferramenta computacional para quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem, ela foi elaborada utilizando um programa de banco de dados gratuito, que comporta a modelagem da rede elétrica da CEB. Para distribuidoras maiores, é necessário adquirir um programa de banco de dados de maior capacidade, que pode ser pago.

6.3.4. Testes de Funcionalidades

6.3.4.1 Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem

As funcionalidades da ferramenta computacional para quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição foram testadas por meio da aplicação dos algoritmos implementados em um alimentador da CEB-DIS disponíveis na BDGD: TG01.

A ferramenta computacional gerou os resultados apresentados na Tabela 6.2 e ilustrados nas figuras 6.4 a 6.9. A Tabela 6.3 apresenta os valores de potência de GDFV instalada por nível de penetração para o alimentador TG01.

Tabela 6.2 – Resultados da quantificação de impactos para o alimentador TG01.

Nível de penetração (%)	Tensão (%)	DeltaTensão (p.p.)	Perdas (kWh)	DeltaPerdas (%)	DemandaPico (kW)	DeltaDemandaPico (%)
0	20,782	0,000	334,065	0,000	7384,700	0,000
2	20,827	0,045	333,992	-0,022	7384,700	0,000
6	19,532	-1,250	324,727	-2,795	7384,700	0,000
10	17,907	-2,875	312,855	-6,349	7384,700	0,000
30	15,167	-5,615	294,885	-11,728	7384,700	0,000
50	15,615	-5,167	310,252	-7,128	7426,980	0,573
100	18,793	-1,989	348,921	4,447	7485,425	1,364

Tabela 6.3 – Potência instalada de GDFV por nível de penetração do alimentador TG01.

Nível de penetração (%)	Potência instalada (kW)
0	0
2	371,42793
6	1114,41113
10	1871,43819
30	5571,56651
50	9284,58304
100	18753,35908

A Figura 6.4 apresenta o percentual de tensões fora dos limites estabelecidos pelo PRODIST (V) por nível de penetração. Observa-se que os dados modelados para este alimentador

apresentam, para o caso sem GDFV conectada à rede (nível de penetração igual a zero), um percentual de 20% de tensões fora dos limites. Isso indica que os níveis de tensão aos quais as unidades consumidoras estão submetidas são baixos e foram melhorados à medida que se insere GDFV, mesmo para o nível de penetração 100%.

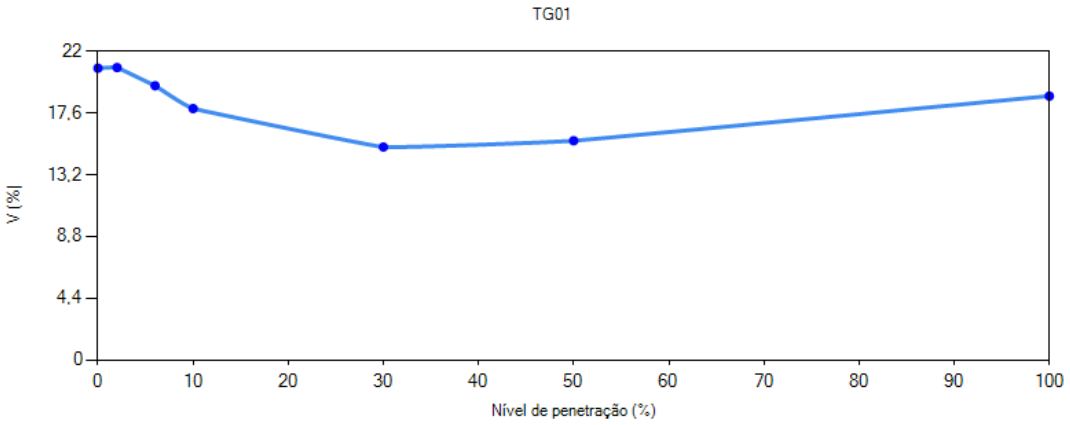


Figura 6.4 – Percentual de tensões fora dos limites, em base horária, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01.

A Figura 6.5 apresenta a variação nos níveis de tensão do alimentador devido à integração de GDFV (ΔV) para cada nível de penetração. É possível perceber que há redução nos níveis de tensão fora dos limites em todos os níveis de penetração. A maior redução ocorre para o nível de penetração 30%, chegando a diminuir em 5,6 p.p. Acima da penetração 30%, a inserção de GDFV eleva as tensões na rede, de modo que a quantidade de tensões fora dos limites volta a subir. Provavelmente isso ocorre porque alguns barramentos ficaram com a tensão acima de 1,05 p.u. Porém, para este alimentador, o benefício da integração da GDFV foi maior para os barramentos de tensão abaixo de 0,92 p.u. do que para os barramentos com tensões acima de 1,05 p.u.

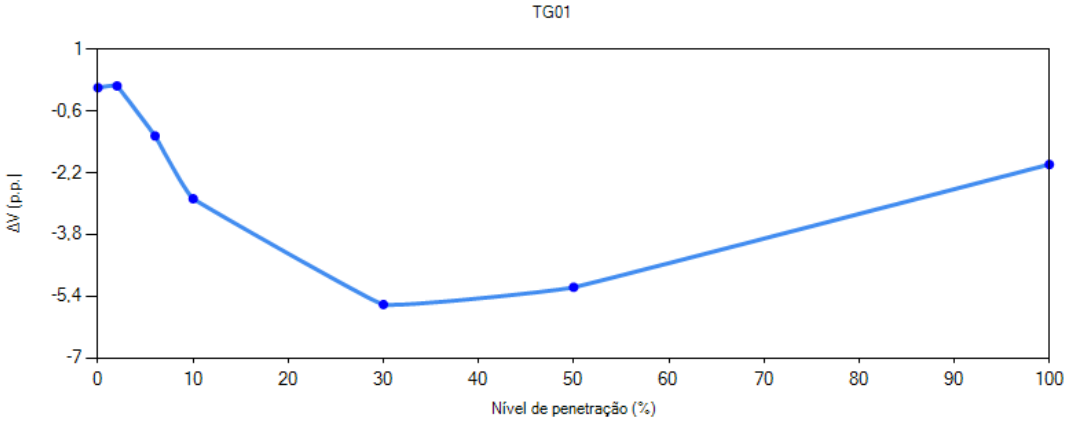


Figura 6.5 –Variação de tensões fora dos limites, em base horária, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01.

A Figura 6.6 exibe as perdas técnicas horárias (em kWh) por nível de penetração. É possível observar que a inserção de 2% de penetração fotovoltaica (371,42793 kW) reduz, por hora, as perdas técnicas em 0,073 kWh.

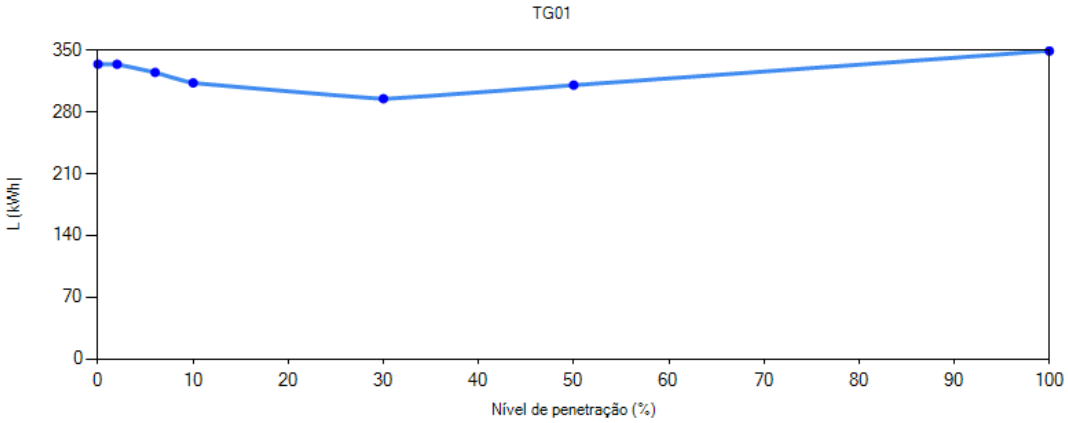


Figura 6.6 – Perdas, em kWh, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01.

A Figura 6.7 exibe a variação nas perdas do alimentador devido à integração de GDFV (ΔL) para cada nível de penetração. É possível perceber que, para níveis de penetração inferiores a 70%, a inserção de GDFV reduz as perdas técnicas. A maior redução ocorre para o nível de penetração 30%. Contudo, para níveis de penetração acima de 80%, ocorre aumento nas perdas técnicas.

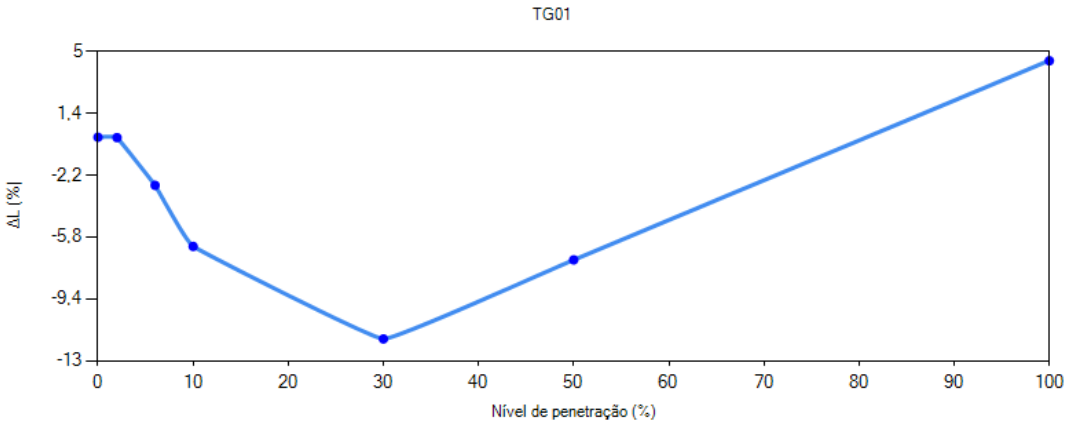


Figura 6.7 –Variação das perdas, em percentual, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01.

A Figura 6.8 apresenta a potência máxima (demanda de pico em kW) que o alimentador deve estar preparado para atender em 95% do tempo (percentil de 95%) cada nível de penetração de GDFV. Essa figura permite concluir que a potência de pico a ser atendida pelo alimentador é de 7384,7kW na condição sem GDFV. À medida que se insere geração FV distribuída até cerca de 30%de penetração, o sistema praticamente não é alterado. Em

outras palavras, não é necessário alterar a rede desse alimentador para que se instale GDFV até o nível de penetração 30%. Porém, acima dessa penetração, provavelmente seja necessário fazer reforços na rede para um aumento da capacidade. Porém, por ser um aumento muito pequeno, na prática não são necessárias ações.

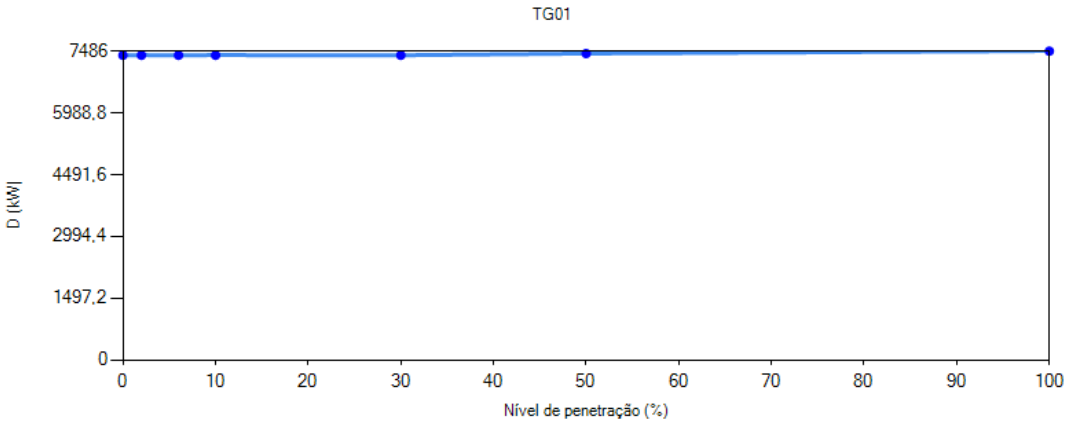


Figura 6.8 – Demanda de pico do alimentador, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01.

A Figura 6.9 apresenta a variação na demanda de pico do alimentador devido à integração GDFV (ΔD). Ela reforça o observado na Figura 6.8, que para níveis de penetração acima de 30% há um aumento de demanda, mas não significativo.

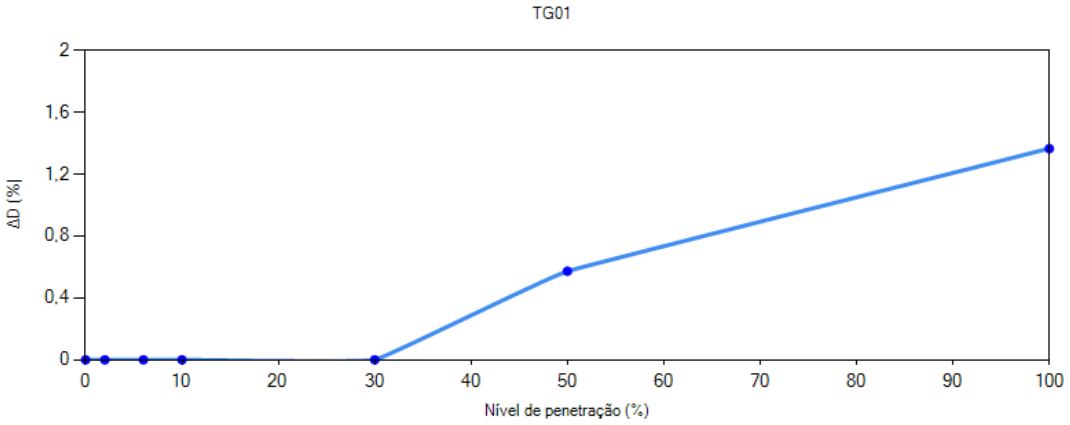


Figura 6.9 – Variação da demanda de pico do alimentador, em função do nível de penetração, para o alimentador TG01.

A análise dos resultados permite concluir que a inserção da GDFV até 70% eleva as tensões baixas, além de reduzir as perdas. É possível inserir 100% de penetração sem necessidade de reforço da rede.

6.3.4.2 Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real

As simulações PHIL e CHIL exigem que os sinais elétricos do sistema físico (corrente e tensão) sejam replicados de forma idêntica pelo simulador em tempo real. O sistema físico é composto pelo amplificador, o qual recebe sinais de referência (tensão ou corrente), os quais foram calculados a partir da simulação em tempo real, operando como interface de amplificação de potência. Por meio desta interface, os sinais medidos no ponto de conexão do dispositivo externo são enviados de volta ao simulador como um sinal de resposta (corrente ou tensão medidas). A seguir são apresentados os testes para validação da infraestrutura laboratorial para execução de simulações em tempo real.

A Figura 6.10 mostra o digrama esquemático da infraestrutura laboratorial construída para a execução de simulações HIL do tipo PHIL. Na Figura 6.10 destaca-se o sentido do fluxo de potência, quando um sistema fotovoltaico é conectado como dispositivo sob teste para simular, em tempo real, os impactos da sua inserção à rede.

Para a validação da infraestrutura laboratorial apresentada na Figura 6.10 foram adotados os testes de operacionais descritos a seguir.

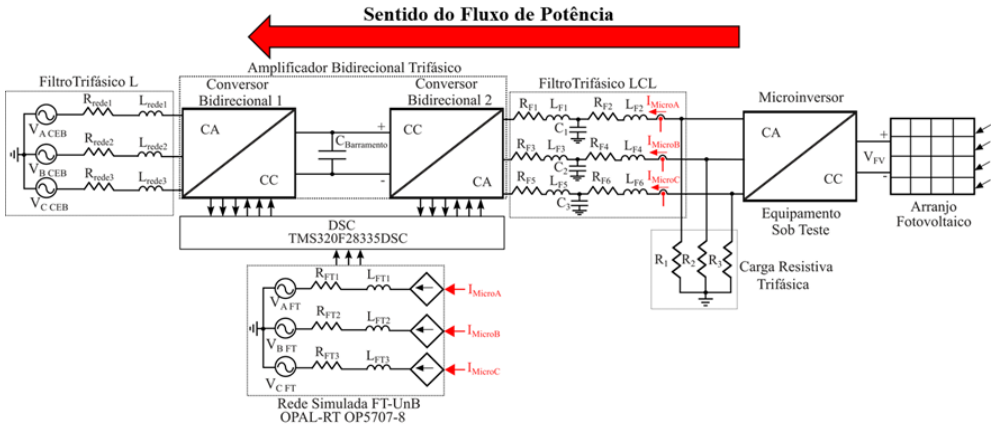


Figura 6.10 – Diagrama esquemático detalhado da arquitetura de infraestrutura laboratorial para execução de simulações HIL tipo PHIL.

6.3.4.2.1 Implementação de firmware do controlador.

O ambiente de desenvolvimento para a programação dos drivers do controlador é o Code Composer Studio da Texas Instruments® (ver Figura 6.11), o qual se comunica diretamente com o DSC TMS320F28335. Desse modo, foram habilitadas 16 portas de leituras de sinais analógicos, os quais são discretizados na frequência de amostragem de 6 kHz. Essa

quantidade de sinais, se destina ao controle de tais variáveis e o gerenciamento adequado e inteligente de energia da microrrede CA.

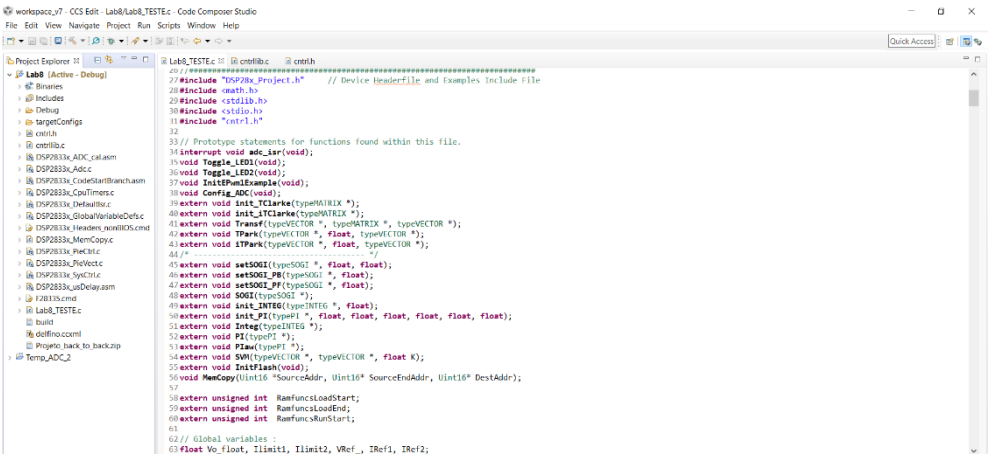


Figura 6.11 – Ambiente de desenvolvimento do sistema de controle discreto do Amplificador Bidirecional Trifásico (*Code Composer Studio* – Texas Instruments®).

6.3.4.2.2 Geração das formas de onda utilizando o OPAL-RT 5700-8

Para a rede elétrica de distribuição da UnB, definiu-se a barra da Faculdade de Tecnologia (FT) como a de interesse. Com base no sistema simulado via OpenDSS, converte-se para o RT-Lab o sistema elétrico de distribuição da UnB, através do MATLAB®, que se comunica diretamente com o OPAL OP5700-8. A rede simulada apresenta os parâmetros do sistema real e nela será conectada a geração FV.

Observa-se que a rede simulada apresenta as especificações de um barramento em termos do ângulo de fase e dos valores eficazes das tensões das três fases (domínio da frequência). Desse modo, para que o amplificador bidirecional receba as formas de onda de referência, são traduzidos o conjunto de sinais de interesse (tensões da barra da FT-UnB), que estão no domínio da frequência, para o domínio do tempo. As tensões observadas no barramento seguem as expressões (6.1), (6.2) e (6.3).

$$V_A = \sqrt{2} \times 218{,}01 \sin\left(2 \cdot \pi \cdot 60 + 0^{\circ}\right) \quad (6.1)$$

$$V_B = \sqrt{2} \times 217{,}65 \sin\left(2 \cdot \pi \cdot 60 - 118{,}39^{\circ}\right) \quad (6.2)$$

$$V_C = \sqrt{2} \times 217{,}65 \sin\left(2 \cdot \pi \cdot 60 - 117{,}69^{\circ}\right) \quad (6.3)$$

Em que, V_A, V_B e V_C são as tensões fase-neutro da barra da FT-UnB na qual será inserida a geração distribuída via simulações PHIL. As formas de onda geradas pelas saídas DA do OPAL-RT, estão apresentadas na Figura 6.12. Foram realizados testes com o OPAL para a

frequência igual à da barra da FT e amplitude normalizada para operar na faixa de tensão da saída analógica do OPAL. Os valores das tensões da barra da FT-UnB foram normalizados para que saiam nas faixas máximas de ±16 V (por uma divisão de 480/√3).

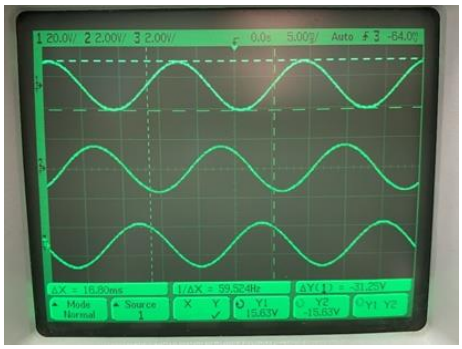


Figura 6.12 – Formas de onda da barra na qual será conectada uma unidade de Geração Fotovoltaica (FT-UnB).

6.3.4.2.3 Teste experimental do algoritmo DSOGI-PLL no DSC

Implementou-se o DSOGI-PLL no DSC e realizou-se, inicialmente, o sincronismo com a rede elétrica trifásica do laboratório para testes. Como o DSC não possui saída analógica para apresentar o acompanhamento do ângulo da fase θ, fez-se a verificação do resultado a partir da geração de uma onda quadrada gerada em uma saída digital. Caso o acompanhamento do ângulo esteja correto, a onda quadrada deve estar em fase com o sinal da fase escolhido da rede.

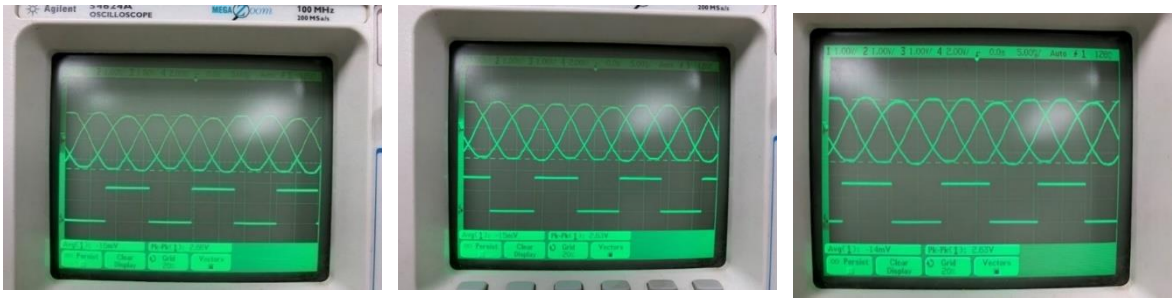
Através da Figura 6.13 verifica-se que foram testados dois algoritmos DSOGI-PLL, um necessário para sincronizar o conversor bidirecional 1 (CA-CC) à rede elétrica da CEB-D e outro para sincronizar o conversor bidirecional 2 (CC-CA) às referências impostas pela rede elétrica simulada pelo STR. As respectivas saídas estão representadas pelas variáveis "freq" e "omegaI" para o conversor bidirecional 2 e "freq2" e "omegaI2" para o conversor bidirecional 1.

Verifica-se que os dois algoritmos operam adequadamente, podendo-se identificar a frequência angular dos sinais de entrada em 376,99 rad/s e frequência igual 59,99 Hz. Além disso, verifica-se os níveis de tensões RMS obtidas do teste inicial, além do desempenho em anular o erro de regime permanente por parte do controlador Proporcional-Integral (PI).

	5.40354013	0x0000C060@D...
	376.998505	0x0000C06E@D...
	219.910217	0x0000C030@D...
	219.910202	0x0000C032@D...
	219.910202	0x0000C02C@D...
	59.9998856	0x0000C06C@D...
eV3x1	{a1=-212.89415,a2=286.699432,a3=217.595306}	0x0000C0EC@D...
	67	0x0000C00D@D...
	-301.22937	0x0000C044@D...
eINT...	{x=376.99115,y=3.64424872,m=32232.7461,m_1=2073.40527,a...	0x0000C12E@D...
eINT...	{x=376.991333,y=4.02123976,m=33740.7148,m_1=3958.38672,...	0x0000C124@D...
ePI	{r=-0.000244140625,c=0.0,u=-0.00110098859,e=0.0003662109...	0x0000C31C@D...
ePI	{r=-0.000564575195,c=0.0,u=-0.000907702837,e=7.62939453e-...	0x0000C2DC@D...
	4048	0x0000C016@D...
	1.34065795	0x0000C088@D...
	2.89816546	0x0000C082@D...
	1.72307515	0x0000C0C2@D...
	2.38827586	0x0000C0AE@D...
	1.65347815	0x0000C0AC@D...
	1.82344139	0x0000C094@D...

Figura 6.13 – Teste satisfatório dos dois algoritmos DSOGI-PLL implementados utilizado para os dois estágios (CA-CC e CC-CA).

Na Figura 6.14 verificam-se que as ondas quadradas geradas estão adequadamente em sincronismo com as respectivas entradas senoidais (tensões de fase-neutro da barra FT-UnB, V_a, V_b e V_c), apesar do pequeno desequilíbrio existente.



(a) (b) (c)

Figura 6.14 – Tensões de fase em relação ao neutro, além dos pulsos que sinalizam que a referência está sincronizada com a correspondente fase da barra da FT-UnB. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C.

6.3.4.2.4 Teste experimental da Modulação SVPWM

A Figura 6.15 apresenta o detalhe da comparação entre o sinal da moduladora e da portadora. Nota-se que a frequência dos pulsos tem o mesmo valor da portadora, igual a 6 kHz. Para a modulação em SPWM ou SVPWM, a frequência da comparação permanece igual ao da portadora.

(a) (b)

Figura 6.15 – Resultado da comparação entre o sinal da moduladora e da portadora para a saída do EPWM1A. (a) Pulsos referentes aos testes da comparação entre o sinal da moduladora (onda senoidal) e a portadora, a qual é uma onda triangular de 6 kHz. (b) Comparação entre o sinal da moduladora e da portadora para a saída do EPWM1A.

A Figura 6.16 apresenta os sinais de saída dos filtros RCs, os quais apresentam frequência de corte igual a 600 Hz. As fases A, B e C são geradas pelos sinais EPWM1A, EPWM2A e EPWM3A. Foi realizada a modulação PWM senoidal (SPWM).

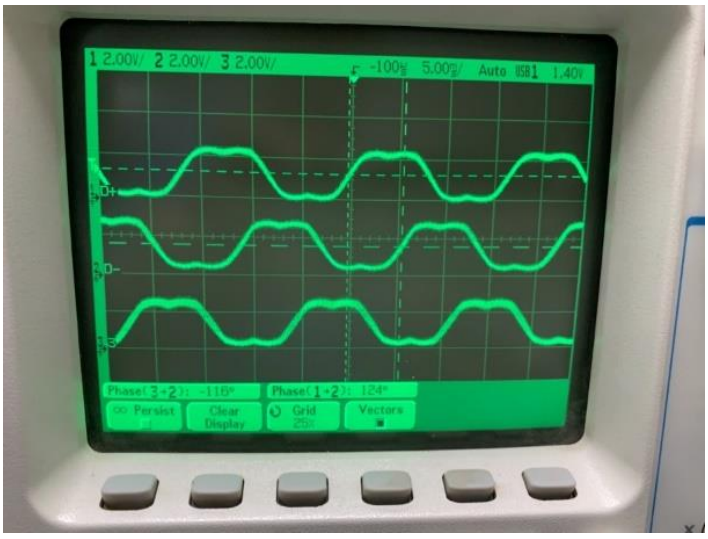


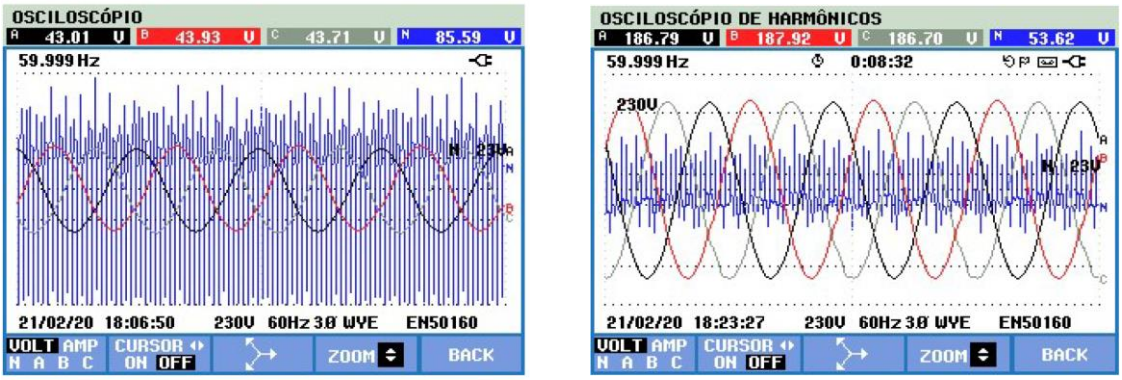
Figura 6.16 – Formas de onda resultantes da modulação SPWM com injeção de terceira harmônica, ao passar por um filtro passa-baixa de frequência de corte de 600 Hz.

6.3.4.2.5 Teste experimental em Malha Aberta do Estágio CC-CA do *Back-to-back*

O presente tópico ilustra os resultados experimentais alcançados durante a execução dos primeiros testes do lado inversor (conversor bidirecional 2) do conversor *Back-to-back* operando com o controle em malha aberta. A Figura 6.17 mostra as formas de onda das tensões Fase-Neutro na Carga Resistiva, obtidas com Analisador de Qualidade Fluke 430-II. Pode-se observar que as formas de onda das tensões de neutro nas duas primeiras figuras possuem valores elevados devido às interferências eletromagnéticas durante as medições.

6.3.4.2.6 Testes experimentais e de simulação do Amplificador Bidirecional Trifásico do lado do conversor CC-CA (Conversor Bidirecional 2 – GD converter)

Simulações para avaliação do funcionamento do amplificador bidirecional trifásico para o lado CC-CA de modo a verificar as funcionalidades do mesmo, monitorando se as malhas de controle de tensão e corrente operam de acordo com o que foi especificado em seções anteriores.



(a) (b)

Figura 6.17 – Teste em malha aberta para verificação das referências. (a) tensões eficazes iguais a, aproximadamente, 43,01 V e pico igual a 60,82 V. (b) tensões eficazes iguais a, aproximadamente, 187 V e pico igual a 264,46 V.

Para a execução desse teste, foram recebidos os sinais de tensões de referências do OPAL de acordo com os parâmetros do sistema elétrico da UnB, mais especificamente da barra da FT. Para a verificação do sistema, serão avaliadas a tensão de saída do conversor (V_{oA}, V_{oB}, V_{oC}), além das correntes injetadas (I_{microA}, I_{microB}, I_{microC}) nesse barramento da microrrede pelo microinversor (Equipamento sob Teste). Nota-se, que parte da corrente gerada pelo microinversor será drenada pelas cargas, o que também uma grandeza a ser

mensurada. O fluxo de potência será do sentido do microinversor solar para o conversor bidirecional 2, alimentando o barramento CC do conversor *back-to-back*. Os subsistemas usados para executar os testes propostos, são mostrados na Figura 6.18.

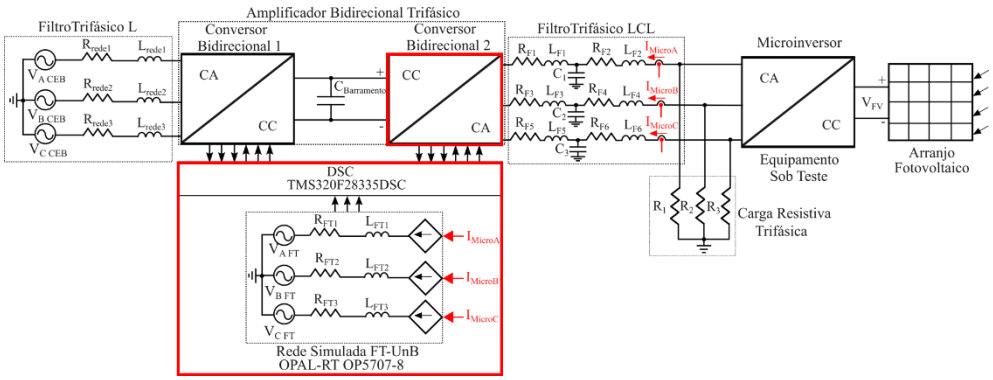


Figura 6.18 – Diagrama Esquemático do Amplificador Bidirecional Trifásico. Subsistemas envolvidos no teste (Conversor Bidirecional 2 CC-CA).

A Figura 6.19 apresenta a modelagem da rede elétrica da UnB, na linguagem do RT-LAB, embarcada no simulador de tempo real OPAL OP5700. Nota-se que é feita a simulação SIL, de forma a preparar as portas de entrada (sinais de corrente de medição) e saída (sinais de tensão de referência) analógicas, para incorporação dos elementos físicos ao sistema (Simulação HIL tipo PHIL). Para as simulações em questão, foram utilizados como sinais de entrada, as correntes geradas pelo microinversor, através das portas A/D do OPAL OP5700. Observa-se que, como sinais de saída, são geradas as tensões de referência por meio das portas DA do OPAL OP5700, com os sinais trifásicos correspondentes à barra de conexão do sistema fotovoltaico na rede da UnB. Tais sinais são condicionados e enviados às portas de entradas AD do DSC, os quais são lidos, amostrados na frequência de 6 kHz e sincronizados por meio do PLL DSOGI. Com isso, é criada uma malha de controle de tensão que irá impor na saída do lado inversor do amplificador bidirecional trifásico, as tensões correspondentes a essa barra.

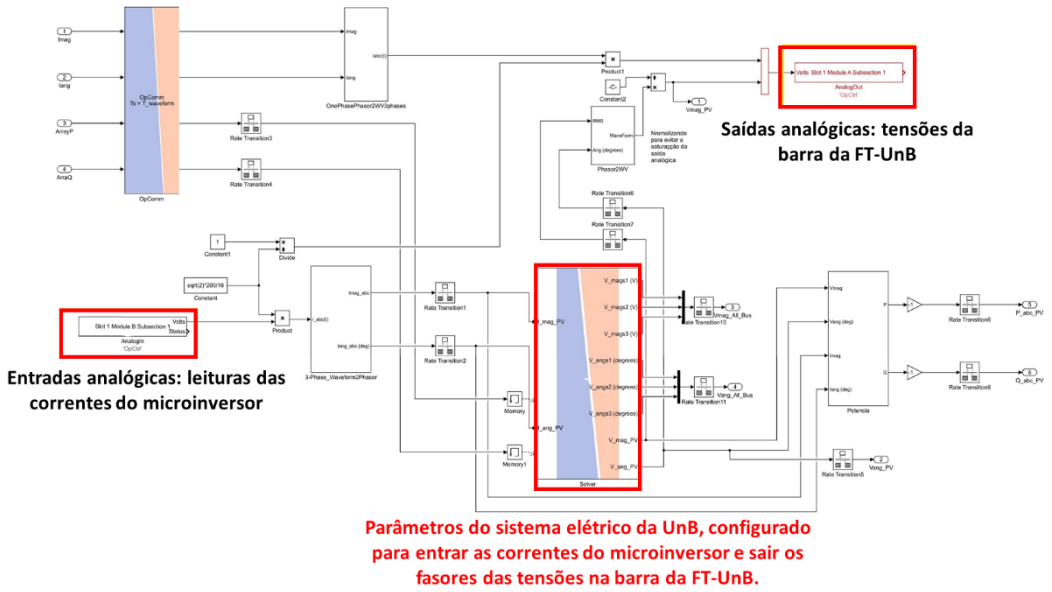


Figura 6.19 – Sistema de controle e de potência englobando a operação do conversor bidirecional

2. Preparação da simulação SIL para uma simulação HIL/PHIL, habilitando-se as portas de entrada e as de saída.

- **Simulação do controle de tensão de excitação do dispositivo sob teste**

Utilizando-se o ambiente de programação e simulação MATLAB®, simulou-se o lado inversor do conversor *back-to-back* para a definição da tensão trifásica de excitação do dispositivo sob teste. Assumiu-se que a tensão no barramento CC é garantida por uma fonte de tensão CC de 538,89 V. Como o dispositivo sob teste utiliza uma combinação de fontes de corrente trifásica, ele alimenta uma carga resistiva trifásica. A carga resistiva trifásica em configuração estrela é de 10 Ω por fase, como mostra a Figura 6.20.

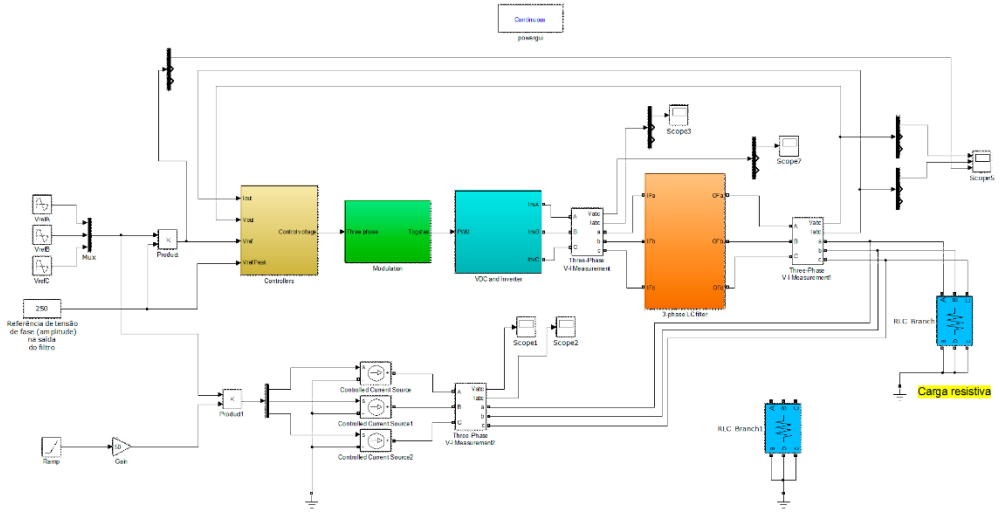


Figura 6.20 – Implementação das lógicas de controle e do circuito de potência para o Conversor Bidirecional 2.

A tensão de referência desejada no dispositivo sob teste é de 250 V_{pico}. Faz-se a corrente da fonte crescer linearmente em parte do intervalo de simulação (de 33,3 ms a 140 ms) de 0 a 40 A, conforme mostra a Figura 6.21.

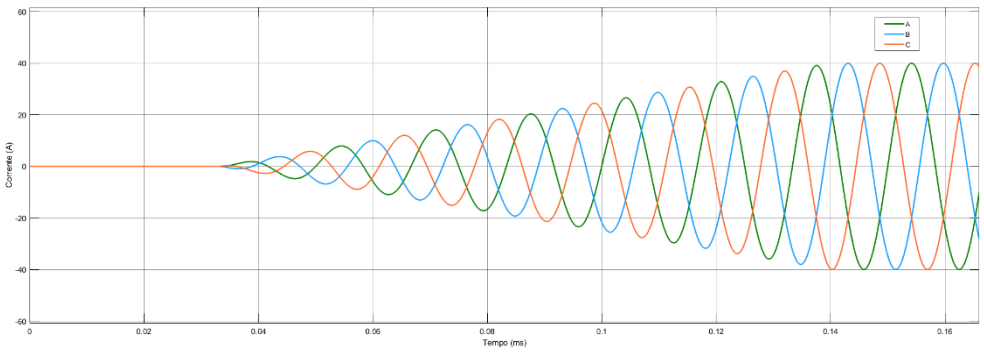


Figura 6.21 – Formas de onda das correntes provenientes das fontes controladas injetadas nas fases A, B e C da microrredes implementada.

Dada a tensão de referência, a corrente na carga deve ter amplitude de pico de 25 A. O primeiro ciclo de acompanhamento da tensão de saída em relação à referência e à corrente de saída é visto na Figura 6.22. Se a fonte injetar uma corrente nula, então a corrente fornecida pelo inversor deve ser de 25 Apico. Quando a fonte injeta uma corrente de 40 Apico, então a corrente absorvida pelo inversor é de 15 Apico. Portanto, quando a corrente injetada pela fonte for maior que a corrente demandada pela carga, o inversor inverte o sentido do fluxo de potência.

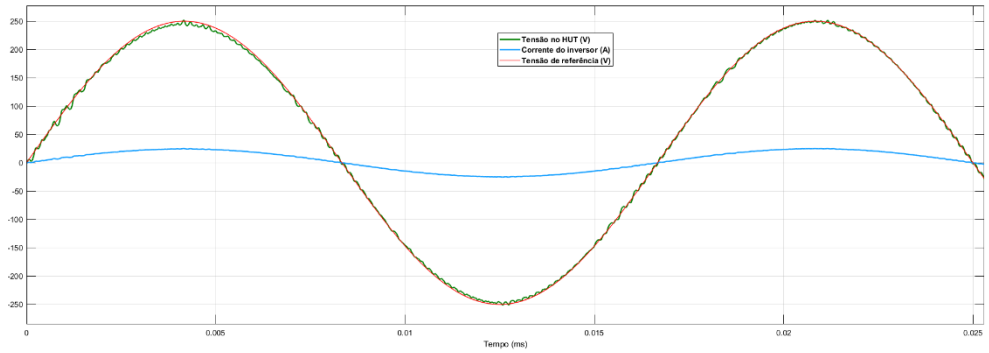


Figura 6.22 – Formas de onda do transitório da tensão no dispositivo sob teste e da corrente na saída do inversor.

Observa-se na Figura 6.23 o modo como a corrente de saída do inversor se comporta frente à corrente injetada pela fonte e a plena regulação da tensão na carga.

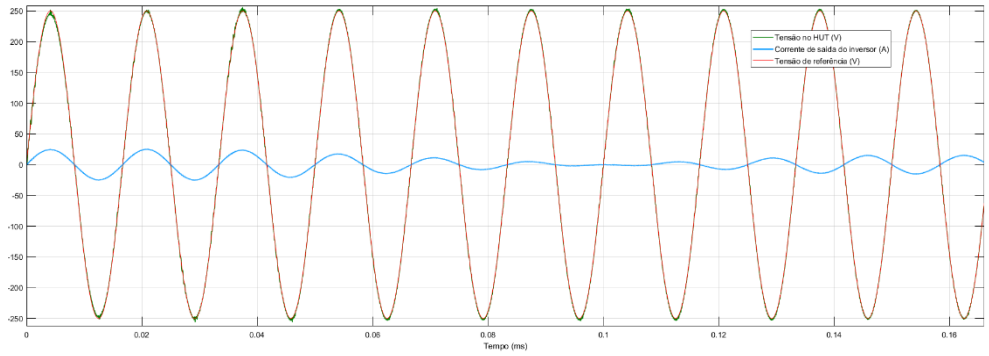


Figura 6.23 – Comportamento da tensão e da corrente de saída do inversor durante dez ciclos.

- **Simulação do controle de tensão do barramento CC**

Utilizando-se o ambiente de programação e simulação MATLAB®, simulou-se o lado retificador do conversor *back-to-back* para a definição da tensão constante do barramento CC.

A Figura 6.24 mostra o diagrama de simulação. A rede ao qual o filtro (L) do retificador está conectado corresponde a uma rede trifásica com tensão de fase de 220 Vrms. A indutância do filtro vale 4 mH e a resistência ôhmica do enrolamento é de 0,4 Ω. Como no caso do lado do inversor, a modulação PWM incorpora uma injeção de terceira harmônica para aumentar a faixa de excursão da tensão de saída da ponte trifásica. Para injeção de corrente do barramento CC, simulando, por exemplo, a injeção de corrente a partir de uma fonte de geração fotovoltaica, utiliza-se um módulo fonte de corrente, conforme apresentado na

Figura 6.25. A corrente injetada no barramento CC é de 5 A. A tensão de referência para o controlador de tensão é de 700 V, conforme visto na Figura 6.24. Assume-se na simulação que a tensão inicial no barramento CC é de 538,9 V, como resultado de uma pré-carga do capacitor realizada a partir dos diodos da ponte trifásica, que opera como um retificador quando da conexão do sistema à rede, estando os transistores IGBTs no modo corte.

A Figura 6.26 mostra a ação do controlador levando a tensão do barramento CC de seu valor inicial ao valor de referência de 700 V, com um transitório oscilante, onde ocorre um sobrepasso de aproximadamente 19%. Esse sobrepasso pode ser melhorado a partir de um uma sintonia progressiva dos parâmetros do controlador PI de tensão (malha externa). O tempo de acomodação da resposta transitória é de aproximadamente 200 ms, ou seja, 12 ciclos de 60 Hz. Observa-se que na simulação foram levadas em consideração as influências dinâmicas dos filtros utilizados nos circuitos de instrumentação de medição de tensões e correntes.

Na prática, deve-se ligar sequencialmente o amplificador. Em um primeiro momento permite-se que os diodos da ponte trifásica do lado retificador façam uma pré-carga do capacitor, a partir de corrente injetada pela rede e de um circuito de proteção de pré-carga que limita a corrente máxima nessa etapa. Em um segundo momento, a partir da carga inicial, associada a certa tensão inicial, aciona-se o controlador do retificador para levar a tensão no barramento CC ao valor de referência (700 V). Nessas duas etapas o lado inversor fica desligado. Após o barramento CC atingir a tensão desejada, liga-se o lado do inversor de tal forma que ocorram os comportamentos desejados.

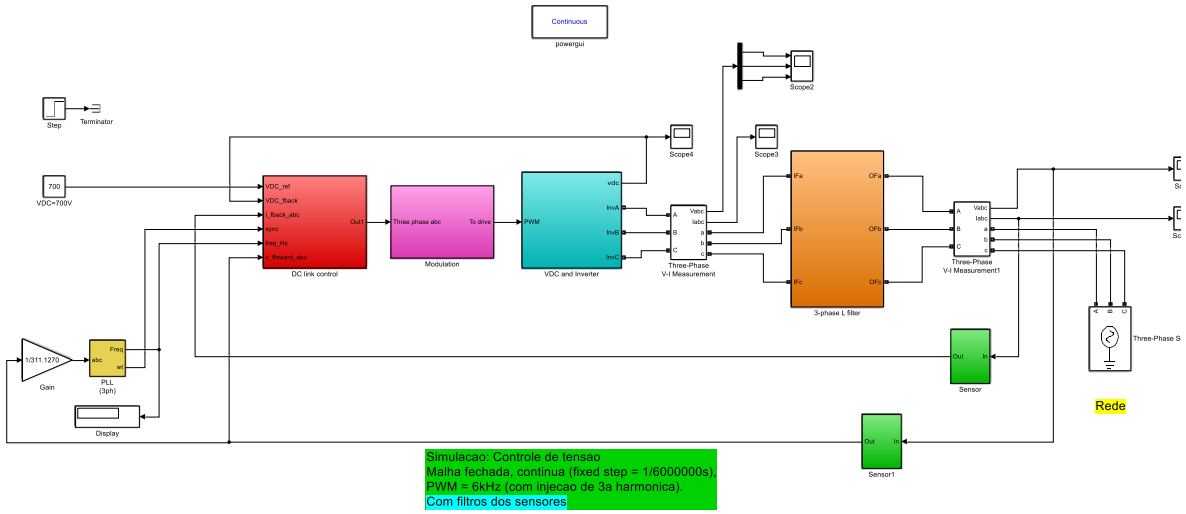


Figura 6.24 – Diagrama de simulação de controle do lado retificador do amplificador.

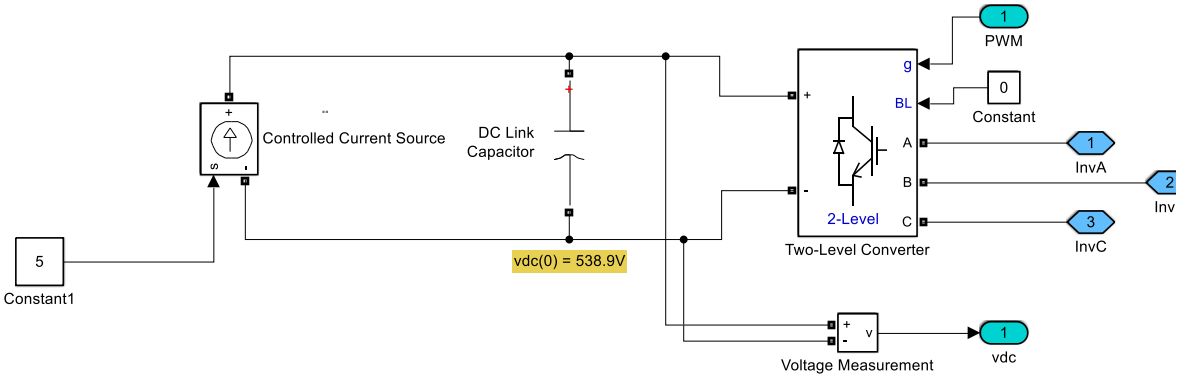


Figura 6.25 – Detalhe do bloco "VDC and Inverter" do sistema.

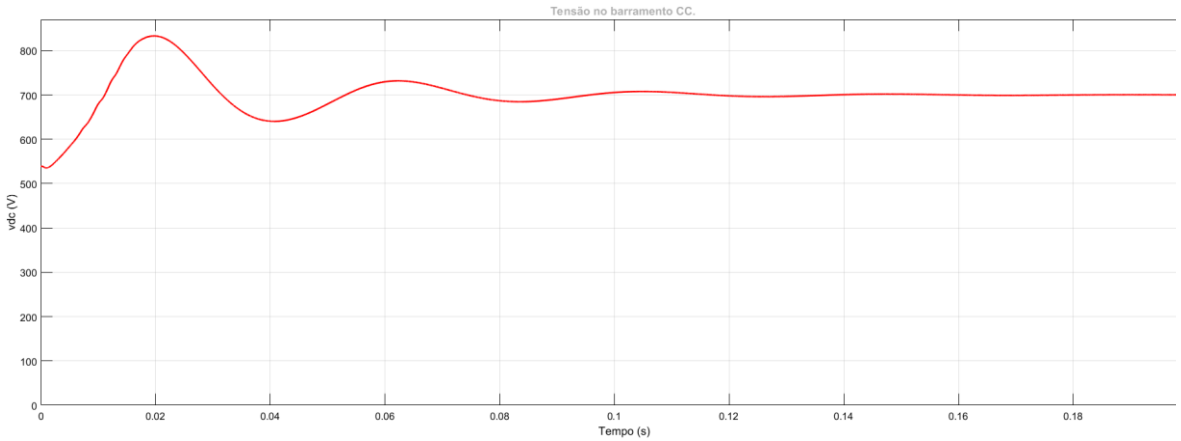


Figura 6.26 – Regulação da tensão no barramento CC.

6.3.4.2.7 Testes experimentais e de simulação do Amplificador Bidirecional Trifásico do lado do conversor CA-CC (Conversor Bidirecional 1)

Avaliações do estágio número 1 do amplificador bidirecional trifásico, o qual é caracterizado pelo conversor bidirecional CA-CC e responsável por escoar a energia proveniente do microinversor. As correntes do microinversor são injetadas à rede elétrica real após realizar os ajustes dos parâmetros de entrega da potência. Durante os testes, foram verificadas se as malhas fechadas do controle de tensão do barramento CC e do controle da corrente a ser injetada na rede elétrica estão operando adequadamente e de forma estável, seguindo as respectivas referências, conforme os diagramas detalhados apresentados em seções anteriores do presente relatório.

Ao executar esse teste, são monitoradas as tensões do barramento CC (V_{CC}) e as tensões da rede elétrica ($V_{A\ CEB}$, $V_{B\ CEB}$ e $V_{C\ CEB}$). Esses sinais são importantes para que o barramento CC opere de acordo com a referência estabelecida (essa malha de controle define as amplitudes das correntes a serem injetadas na rede) e para que o sistema de controle para a injeção de corrente esteja sincronizado à rede. Os outros sinais monitorados durante essa avaliação de funcionalidade são as correntes $I_{A\ REDE}$, $I_{B\ REDE}$ e $I_{C\ REDE}$. Essas amplitudes variam de acordo com a variação da potência do sistema fotovoltaico, o que evidentemente, depende das condições climáticas durante os testes. Os subsistemas envolvidos durante a execução dos testes supracitados são mostrados na Figura 6.27.

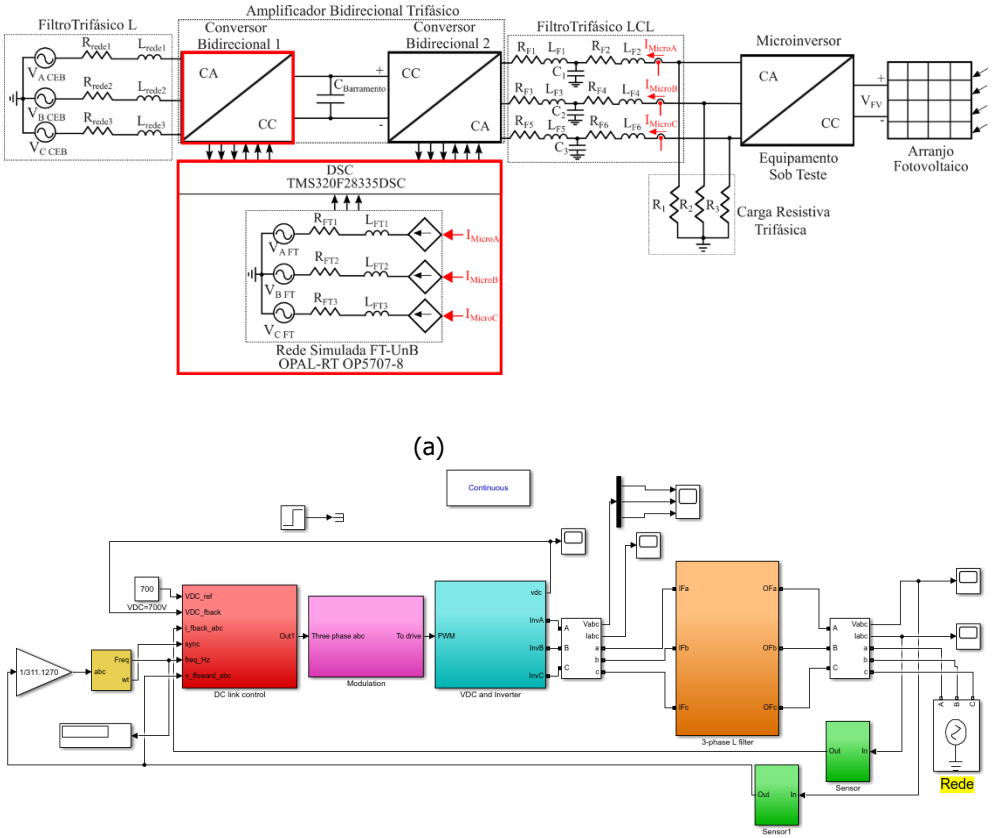
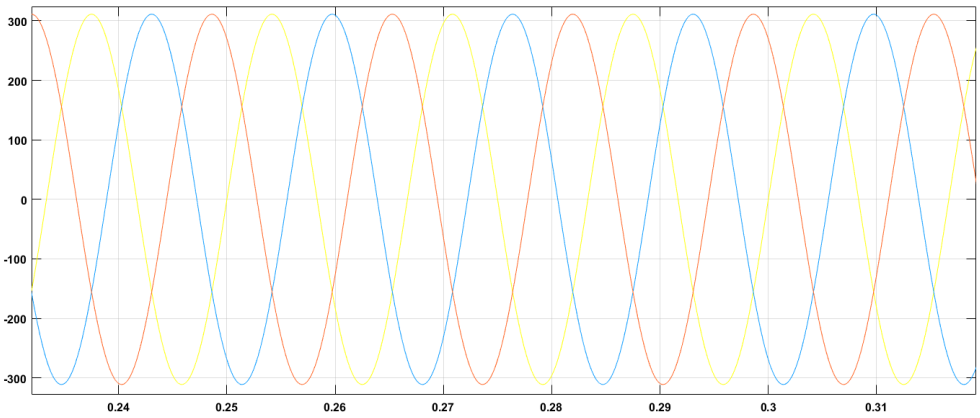


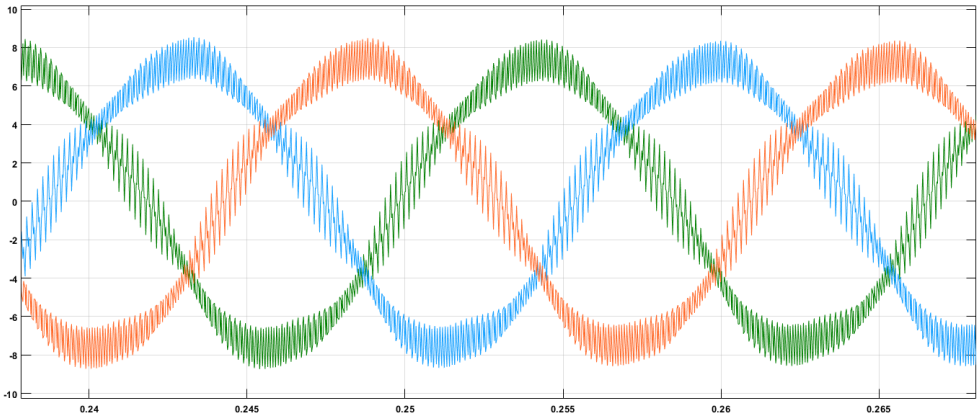
Figura 6.27 – Diagrama Esquemático do Amplificador Bidirecional Trifásico. (a) Subsistemas envolvidos no teste (Conversor Bidirecional 1 CA-CC). (b) Sistema de controle e de potência englobando a operação do conversor bidirecional 1.

A Figura 6.28 apresenta as formas de onda das tensões da rede elétrica no ponto de conexão e as correntes injetadas, respetivamente. Nota-se que elas se encontram em fase, garantindo a operação com fator de potência unitário. Além disso, verifica-se que a DTI da

fase A é 0,129%, da fase B de 0,13% e da fase C de 0,13%, todos os valores em conformidade com o IEEE 1547 e a ABNT NBR 16149 (2013), com valor limite de 5%. Outro parâmetro importante que deve ser destacado é a potência ativa para esse ensaio com fontes de corrente controladas, cujo valor é de 4676 W. A Figura 6.29 apresenta a tesão no barramento CC no regime permanente.



(a)



(b)

Figura 6.28 – Formas de onda resultantes de simulação no ponto de conexão da rede física. (a) tensões no barramento. (b) correntes injetadas no barramento.

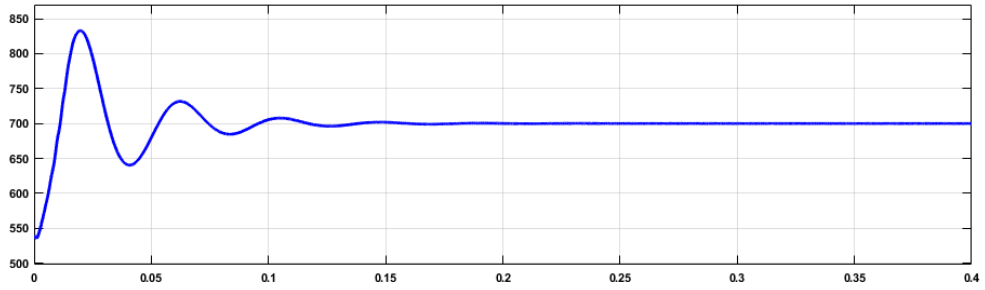
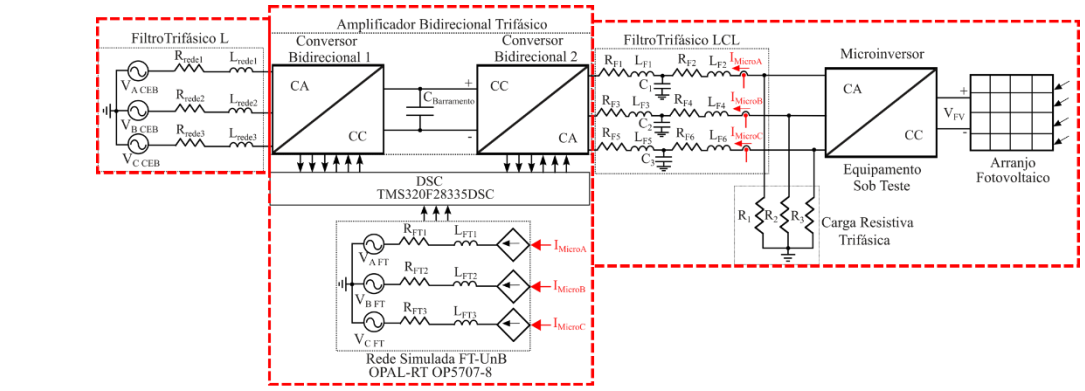


Figura 6.29 – Tensão do barramento CC seguindo a referência imposta nos testes de 700 V durante o regime permanente.

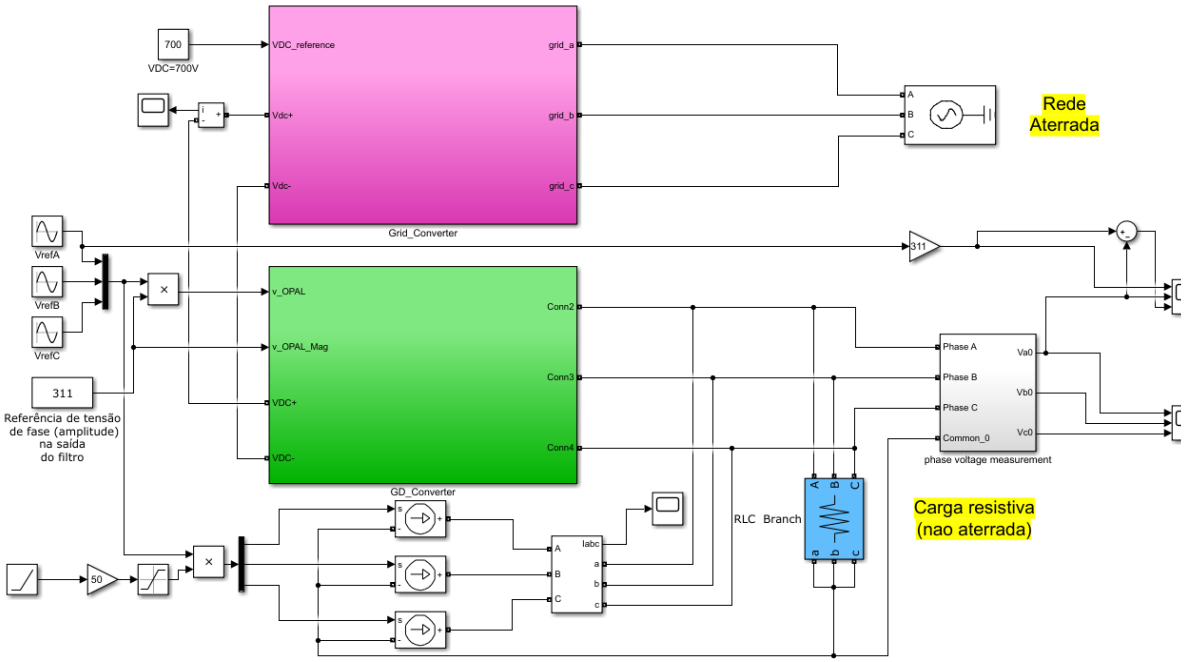
6.3.4.2.8. Testes experimentais e de simulação do Amplificador Bidirecional Trifásico conectando os estágios CA-CC em cascata com o CC-CA, recebendo as referências de operação do OPAL-RT e a GD pelo microinversor de 1kW

Avaliações da simulação PHIL e CHIL completa são realizadas contemplando todos os componentes de controle, o microcontrolador DSC TMS320F28335 e o STR OP5700 da OPAL. Destaca-se que a GD foi simulada através de fontes de corrente controladas que injetam energia no ponto de acoplamento comum. Esse ponto é constituído por uma carga resistiva trifásica e pela saída CA do conversor bidirecional 2, que apresenta o filtro trifásico do tipo LCL (3ª ordem). O conversor bidirecional 1, por sua vez, controla a tensão do barramento CC e injeta a energia proveniente da geração distribuída, a qual está no PAC, até a rede elétrica real. Os subsistemas envolvidos durante a execução dos testes supracitados são mostrados na Figura 6.30.

Portanto, o grande objetivo desse teste é avaliar se, no ponto de acoplamento comum a tensão imposta pela microrrede implementada segue os mesmos parâmetros da rede elétrica real. Além disso, os testes envolvem todos os sinais de tensões e correntes que são monitorados, os quais foram abordados nos tópicos anteriores. Isso é importante para garantir que o fluxo de potência ocorra de forma estável e seguindo as respectivas referências, as quais são parâmetros que variam ao longo do tempo. Dessa forma, consolida-se a infraestrutura laboratorial desenvolvida com a operação satisfatória e completa do sistema.



(a)



(b)

Figura 6.30 – Diagrama esquemático da simulação PHIL que engloba a operação adequada de todas as etapas de controle e de potência. (a) subsistemas envolvidos no teste. (b) Simulação PHIL completa incluindo os ganhos dos sensores.

- **Teste de simulação dos estágios CA-CC em cascata com o CC-CA, recebendo as referências de operação do OPAL-RT.**

A Figura 6.31 ilustra as formas de onda das tensões de saída do conversor bidirecional 2 (CC-CA) e das correntes injetadas nesse barramento CA. O conversor bidirecional 2 recebe os sinais de tensão de referência da rede simulada, bem como os sinais de corrente injetada provenientes da geração distribuída, ambos do barramento de conexão simulado no OPAL OP5700-8. Melhorias contínuas estão sendo feitas para aumentar a qualidade da

forma de onda da tensão de saída do conversor, envolvendo ajustes dos ganhos dos controladores PI da malha interna. Isso garantirá, também, a estabilidade do sistema.

Nesse caso as tensões trifásicas de saída do inversor (220 Vrms por fase) são indicadas a partir das referências. A tensão de referência do barramento CC é de 700 V. Assume-se que o inversor deve garantir uma tensão que alimente uma carga resistiva trifásica de 50 Ω por fase e conectada em estrela. A operação de uma fonte fotovoltaica é modelada por uma fonte corrente trifásica de 10 Apico.

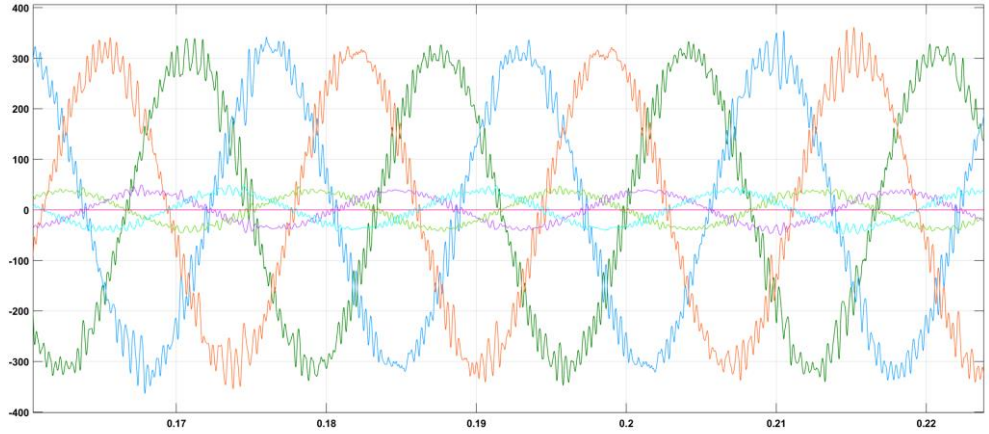


Figura 6.31 – Tensões de saída do conversor bidirecional 2 (CC-CA) e as correntes injetadas nesse barramento CA (ponto de acoplamento comum) provenientes da GD (simuladas por fontes de correntes controladas).

A Figura 6.32 apresenta os resultados dos testes de simulação do conversor bidirecional 1 (estágio de potência CA-CC). Nessa figura, são apresentadas as formas de onda das tensões trifásicas do barramento de conexão (tensões fase-fase de 380 V_{rms}, rede equilibrada). Além disso, estão exibidas as formas de onda das correntes injetadas na rede (multiplicadas por 10 para melhor visualização) por meio do conversor CA-CC, as quais apresentaram oscilações no regime transitório e no regime permanente se estabilizam. Nota-se que o fator de potência é praticamente unitário e as respectivas distorções totais das correntes injetadas na rede real da CEB-D (DTIs) são: fase A com 0,209%, fase B com 0,199% e fase C com 0,229%. Além disso, outros parâmetros também foram medidos, como a injeção de potência ativa igual a 3833 W e potência reativa igual a 175,9 VAr indutivo.

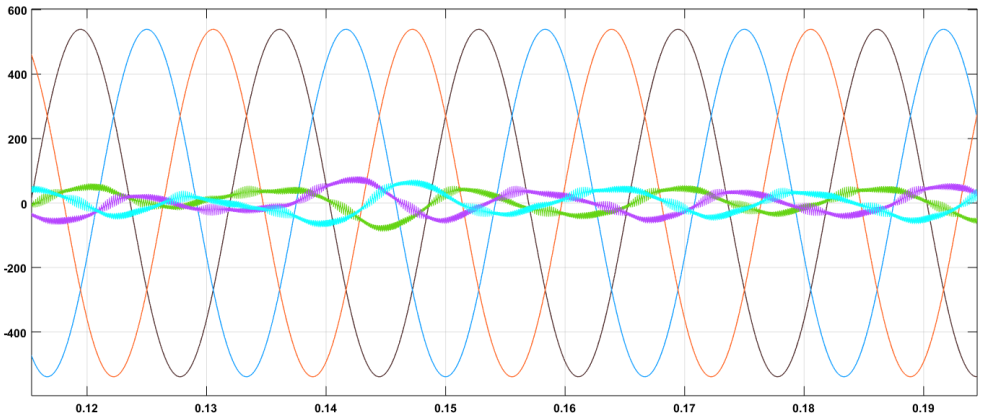


Figura 6.32 – Resultados das tensões da rede elétrica da CEB-D (380 V_{ff}) e correntes do lado CA-CC (Conversor Bidirecional 1), multiplicadas por 10 para melhor visualização.

A Figura 6.33 representa a tensão do barramento CC (em azul) seguindo a referência estipulada nos testes de 700 V_{CC}. Em verde, está mostrada a corrente pulsante injetada no barramento CC do conversor *back-to-back*. Ela corresponde à energia proveniente da geração distribuída por meio da conversão CC-CA.

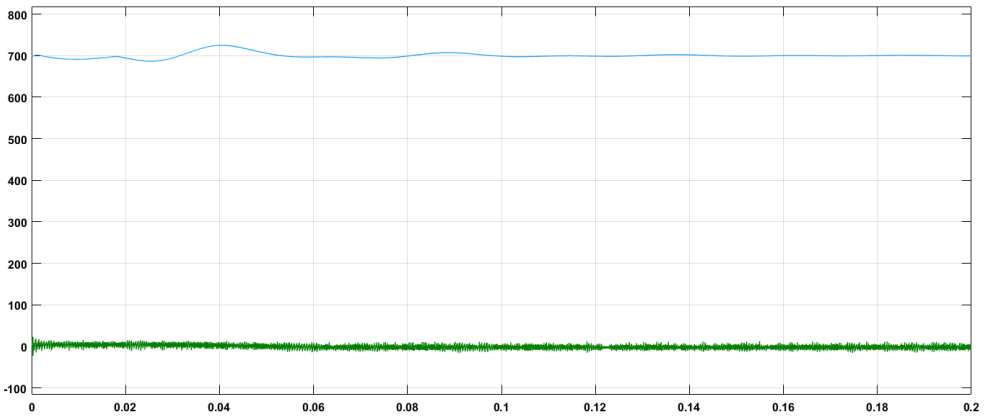


Figura 6.33 – Tensão (em azul) e corrente (em verde) do barramento CC do conversor *back-to-back*.

Pela Figura 6.34 vê-se que foi imposto um comportamento tipo rampa transitória para a corrente injetada pela fonte fotovoltaica, partindo de 0A e atingindo 10A. A Figura 6.35 mostra como a tensão de saída (filtrada) do inversor acompanha a referência dada. Nessa figura o *ripple* é indicado dela diferença entre a tensão de referência e a tensão de saída (apenas a fase A, por ilustração).

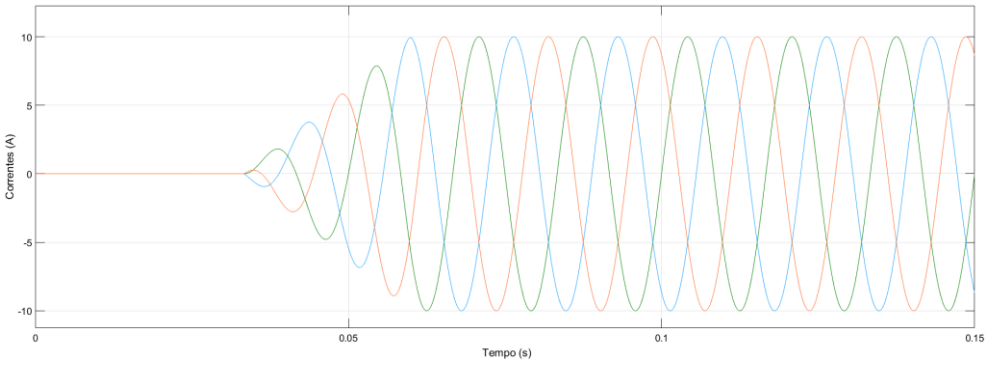


Figura 6.34 – Comportamento da corrente injetada no lado inversor pela fonte fotovoltaica.

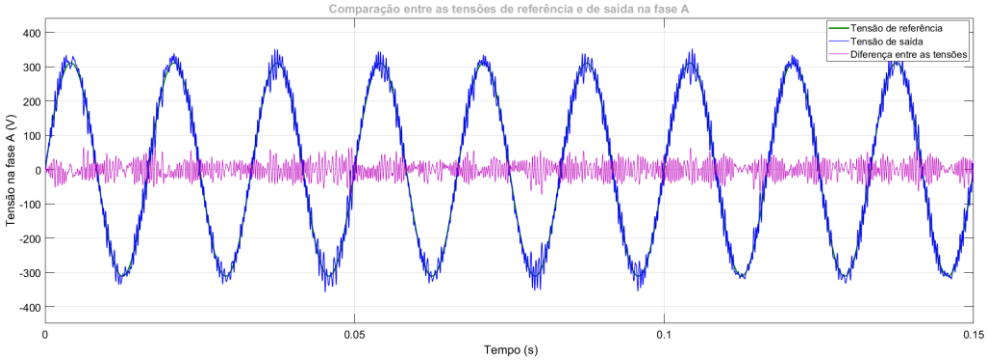


Figura 6.35 – Comportamento da tensão de saída, após o filtro do inversor.

Quando a corrente injetada pela fonte fotovoltaica é nula, como a referência de tensão impõe na saída uma tensão de pico de 311 V, para uma carga de 50 Ω o inversor deve fornecer uma corrente de aproximadamente 6,2 Apico. Quando a fonte fotovoltaica fornecer uma corrente de 10 Apico, para manter o padrão de tensão na saída do inversor, a corrente drenada pelo inversor deve ser de 3,8 Apico, (10 A - 6,2 A). Assim, observa-se que ocorre uma inversão do sentido da corrente, o que implica que no início da simulação o inversor fornece potência para a carga, enquanto no final da simulação o inversor absorve a energia excedente proveniente da geração fotovoltaica. Para um padrão constante na tensão de saída do inversor, essa mudança no sentido da potência se manifesta em uma inversão de fase das correntes no inversor, conforme se observa na Figura 6.36, em torno de 50 ms.

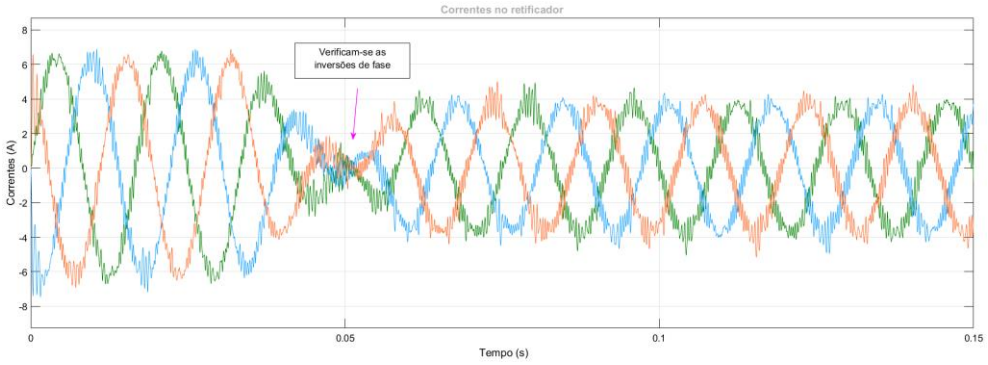


Figura 6.36 – Comportamento das correntes na saída do inversor.

Nessa simulação, assumiu-se que o barramento CC já partia com uma tensão inicial de 700 V, igual à tensão de referência. Isso procuraria caracterizar o sequenciamento de operação entre os dois lados. Na Figura 6.37 mostra-se o comportamento da tensão no barramento CC, onde se verificam a curva transitória e a curva em regime permanente, mostrando o efetivo controle imposto ao retificador.

A energia proveniente do inversor, ao final da simulação, é transferida para o retificador, que por sua vez a entrega à rede elétrica. Em uma situação prática, onde as perdas no conversor estejam envolvidas, a energia entregue à rede seria ligeiramente menor do que o excedente gerado pela geração fotovoltaica. Esse rendimento ainda precisa ser avaliado experimentalmente, mas espera-se que seja alto, em função da natureza chaveada do conversor.

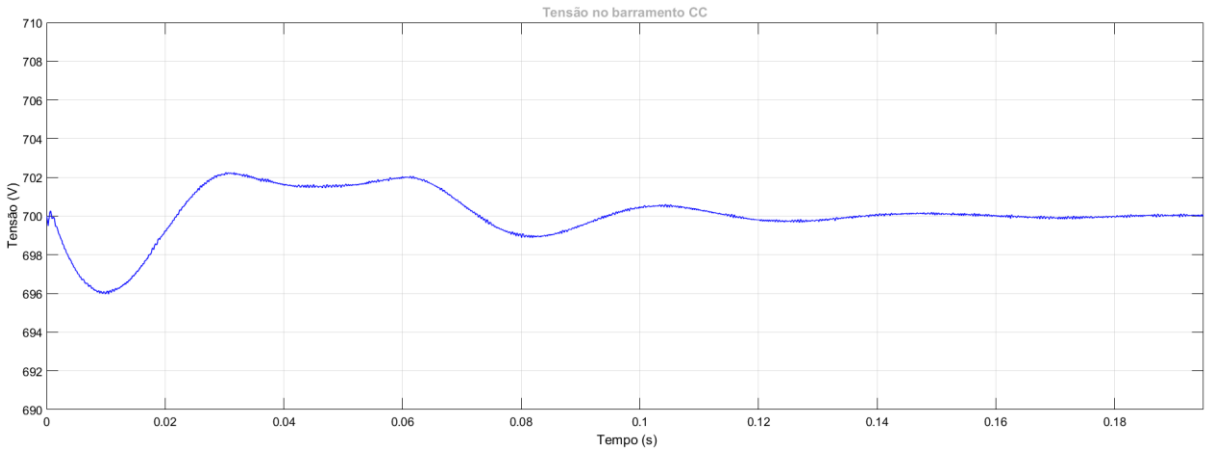


Figura 6.37 – Comportamento da tensão no barramento CC.

6.3.4.3 Sistema de Gestão Energética

Para a realização do estudo baseado nas SVRs estão disponíveis dados de consumo de energia coletados a cada 15 minutos. Estes dados foram classificados por dia da semana e separados em conjuntos de treinamento, teste e validação.

Foram realizados treinamentos da SVR para aproximar as curvas de carga com o kernel RBF Gaussiano e o algoritmo de busca PSO em conjunto com a biblioteca libSVM disponível em (https://www.csie.ntu.edu.tw/~cjlin/libsvm/) para treinar as SVRs. Como espaço de busca do algoritmo PSO, utilizou-se as variáveis C e ε, e como critério de avaliação, a função custo associada ao PSO foi a de minimizar o MSE resultante do treinamento de cada SVR gerado pelo algoritmo libSVM. O critério de seleção utilizado como função custo na busca foi minimizar o erro médio quadrático (MSE) da SVR gerada em relação ao conjunto de teste.

A seguir, apresenta-se um estudo de caso aplicado ao prédio UED do Campus da Faculdade do Gama (FGA) da UnB. A informação utilizada neste estudo corresponde aos dados referentes ao período definido entre junho de 2019 e março e abril de 2020. O prédio UED possui dois medidores UED1 e UED2 que foram, neste caso, tratados individualmente. A escolha deste prédio foi feita em função dele ter sido o primeiro a receber medidores instalados e ter o maior número de amostras coletadas, fato este relevante para a produção de um estudo estatisticamente significativo. O mesmo método pode ser aplicado às demais edificações monitoradas pelo projeto com a finalidade de levantar o perfil de consumo típico em cada uma delas.

Como primeiros resultados, a Figura 6.38 e a Figura 6.39 apresentam as curvas de carga normalizadas de uma segunda-feira referentes aos medidores UED1 e UED2, respectivamente. Em ambos os casos, as curvas apresentam a aproximação com a margem de erro. São comparados os dois períodos, em que se pode observar a diferença acentuada da demanda para o período de aulas em 2019 e o período de 2020 com a universidade em quarentena pela situação do COVID-19.

Já na Figura 6.40 é apresentada a curva de carga de uma sexta-feira para o medidor UED2 onde é possível notar grande semelhança com o perfil da segunda-feira para o mesmo medidor.

Por fim, a Figura 6.41 e a Figura 6.42 apresentam as curvas de carga do medidor UED2 para os dias de final de semana (Sábado e Domingo). Neste caso, é possível notar que, de acordo com a dinâmica da Faculdade do Gama, a qual apresenta poucas atividades aos sábados e domingos, as curvas referentes a ambos os períodos são bem semelhantes. Pode se observar

ainda que o consumo é mais acentuado no período noturno, muito provavelmente relacionado ao uso de sistema de iluminação de ambientes internos e externos da edificação.

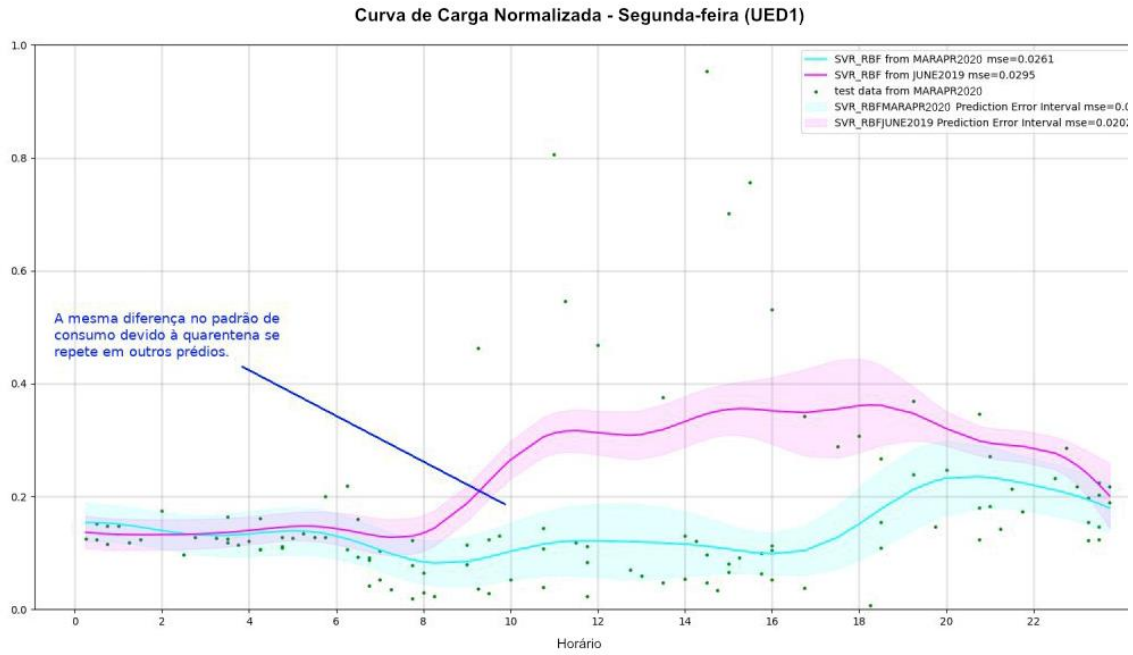


Figura 6.38 – Regressão da curva de carga do prédio UED1 – Segunda-Feira

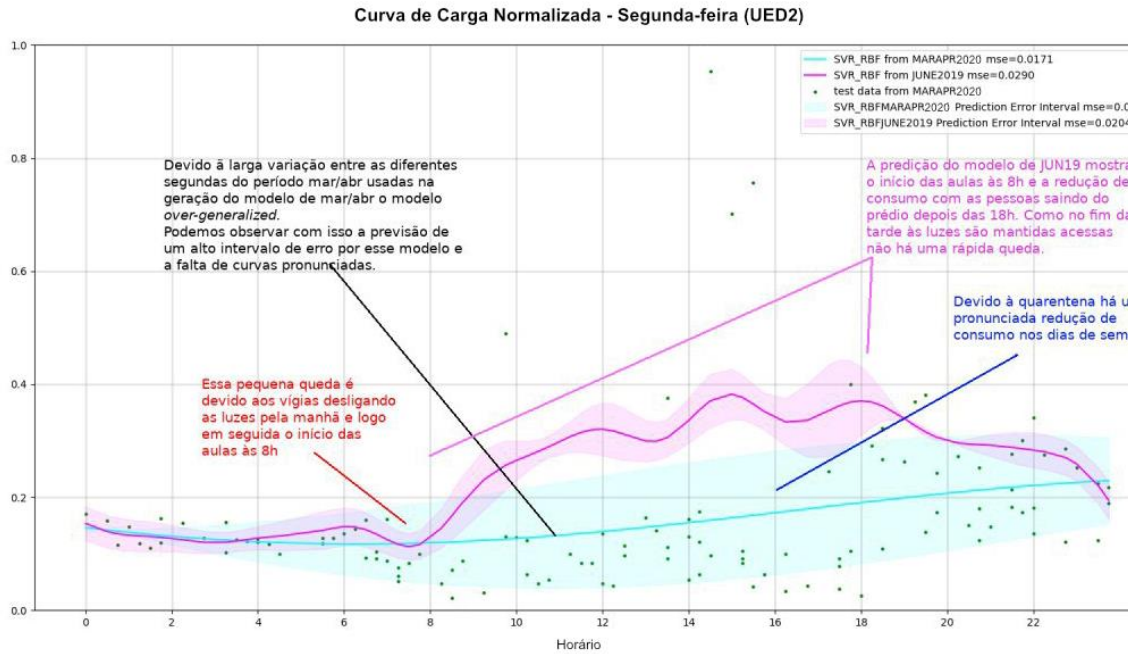


Figura 6.39 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Segunda-Feira.

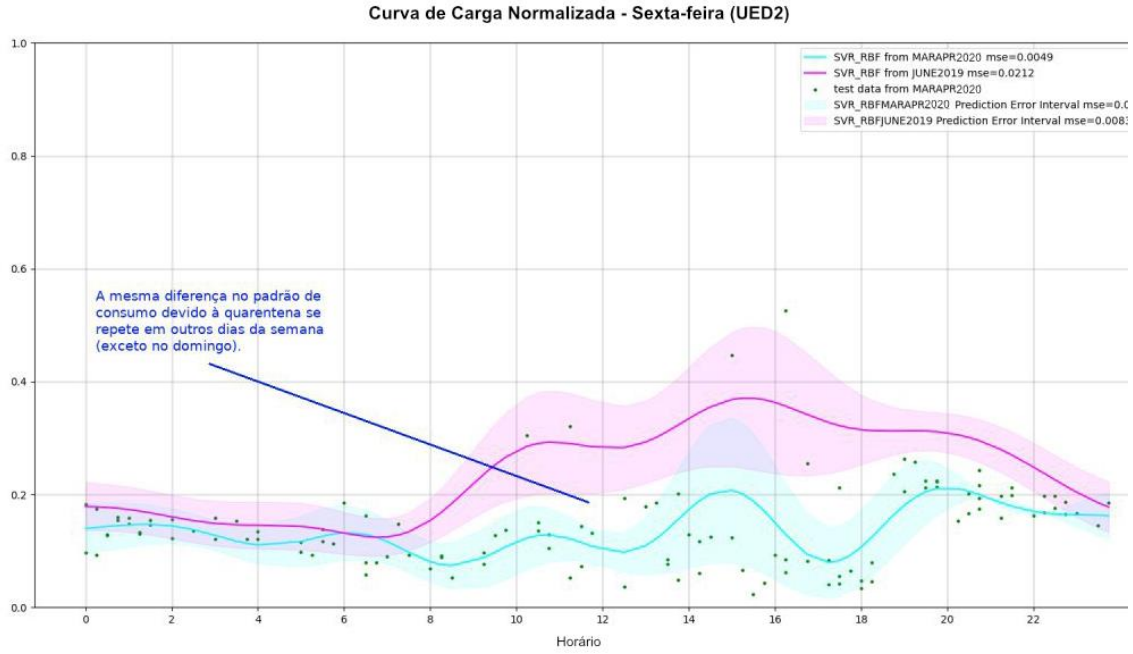


Figura 6.40 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Sexta-Feira.

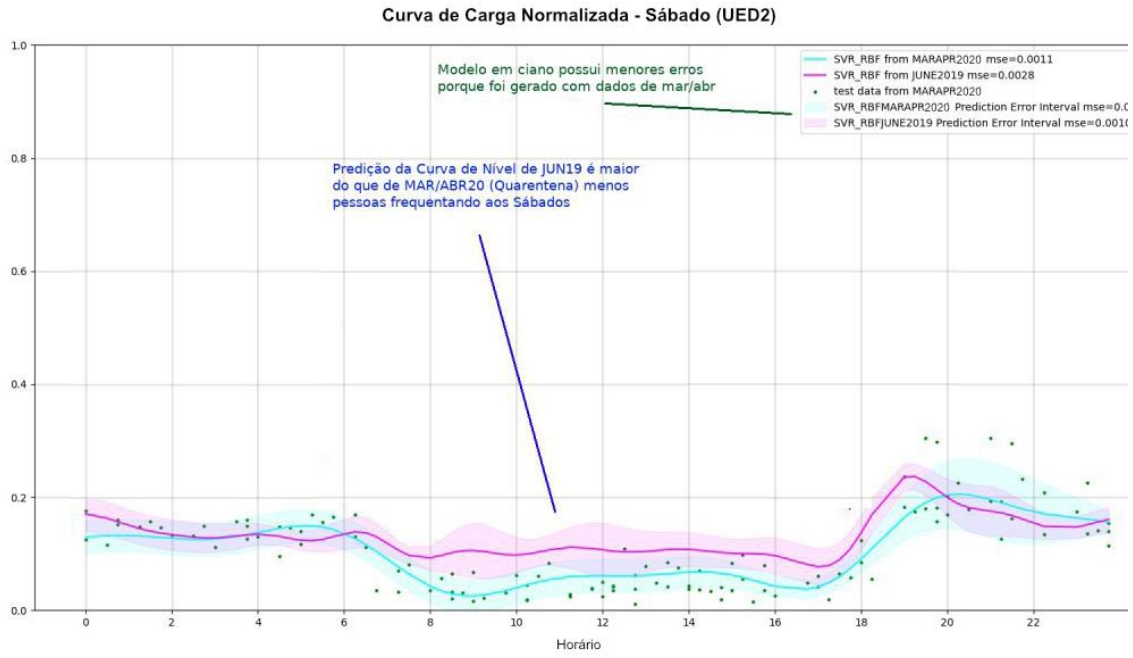


Figura 6.41 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Sábado.

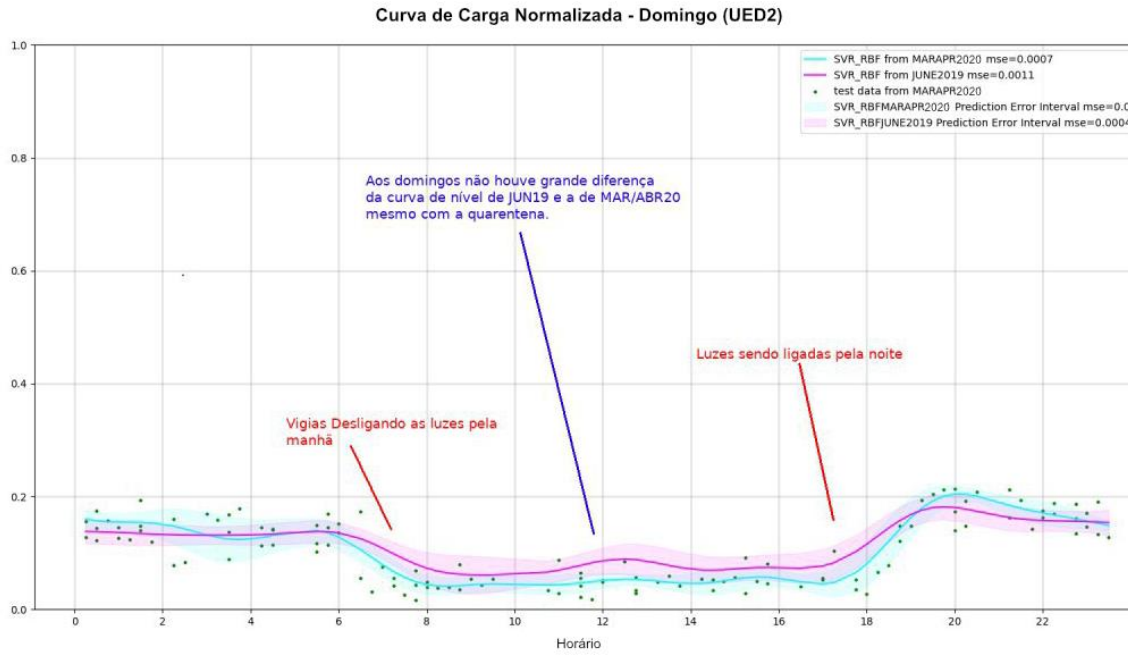


Figura 6.42 – Regressão da curva de carga do prédio UED2 – Domingo.

6.4. Critério de Relevância

6.4.1. Capacitação Profissional

6.4.1.1. Elaboração de Trabalhos Acadêmicos

Apresenta-se, na Tabela 6.4, o resumo quantitativo dos trabalhos acadêmicos vinculados às atividades executadas no projeto, organizados segundo o tipo (Tese de Doutorado, Dissertação de Mestrado, Trabalho de Conclusão de Curso e Iniciação Científica), o estado atual (Concluído ou Em Andamento) e a vertente a qual pertence.

Como manifestado na seção de objetivos apresentada no Capítulo 1, a proposta do Projeto estratégico de PeD foi concebida de forma a convergir, em três vertentes, todas as ações de Pesquisa e Desenvolvimento executadas no seu âmbito específico.

Tabela 6.4 – Ressumo quantitativo dos trabalhos acadêmicos vinculados ao projeto.

	Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)		Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)		Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)		Total de trabalhos acadêmicos
	Concluída	Em andamento	Concluída	Em andamento	Concluída	Em andamento	
Tese de Doutorado		1	1	3			5
Dissertação de Mestrado			1		1		2
Trabalho de Conclusão De Curso	8	1	1		2	1	13
Iniciação Científica	1		2	3			6
Total de trabalhos acadêmicos	9	2	5	6	3	1	26

No decorrer da execução do projeto, as ações relacionadas diretamente com as vertentes foram se ramificando em outras ações, que por sua vez, geraram novos temas de pesquisa de forma a contribuir com a construção do conhecimento para cada vertente. Ainda, após o encerramento das atividades do projeto, as ferramentas computacionais desenvolvidas, bem como a infraestrutura laboratorial implantada nos campi seguem frutificando uma grande quantidade de pesquisas em temas correlatos.

O projeto executado teve caráter estruturante, o qual permite o desenvolvimento de novas pesquisas, inclusive multidisciplinares, fomentando a integração de especialistas de outras áreas do conhecimento dentro da universidade em torno aos temas vinculados diretamente ao projeto.

Neste contexto, observa-se que estudos correlatos que tentam responder a questões relacionadas com os temas principais do projeto foram desenvolvidos e ainda se encontram em andamento. São exemplos destes estudos:

- De que forma as Universidades podem gerar 100% de sua energia a partir de fontes renováveis (estudos no nível de graduação sobre sistemas flutuantes para o caso da UnB);
- Novas representações matemáticas dos conceitos de tensão, corrente e potência (Estudos no nível de mestrado e doutorado sob abordagem dos quatérnios);

- Modelagem de conversores eletrônicos de energia (Estudos no nível de doutorado sob abordagem dos quatérnios e sob abordagem da estimação de correntes harmônicas);
- Metodologia para avaliações experimentais da qualidade da energia (Estudos no nível de doutorado sobre desequilíbrios de tensão); e
- Edificações sustentáveis (Estudos no nível de mestrado sobre o enfoque bioclimático na arquitetura).

As Tabelas 6.5 a 6.8 apresentam as informações relativas aos trabalhos acadêmicos vinculados ao âmbito do projeto.

Tabela 6.5 – Informações relativas aos trabalhos de doutorado vinculados ao âmbito do projeto.

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	**Aluna:** Priscilla Araújo Juá Stecanella. **Título:** Uma metodologia alternativa para avaliação técnica e econômica decorrente da integração de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição. **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Estado:** Conclusão prevista para dezembro de 2020 **Anexos:** 6-01a (texto da Qualificação) e 6-01b (ata de defesa da Qualificação)
Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Aluno:** Marcos Diego de Castro e Silva **Título:** Metodologia Alternativa para a Quantificação do Desequilíbrio de Tensão Baseada nos Efeitos da Temperatura e do Rendimento de Motores de Indução Trifásicos. **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Estado:** Concluído em dezembro de 2019. **Anexo:** 6-02
	Aluno: Pedro Henrique Franco Moraes **Título:** Estimação de correntes harmônicas por meio de modelagem no domínio do tempo de inversores do tipo fonte de tensão **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Estado:** Conclusão prevista para dezembro de 2021 **Anexo:** 6-03
	Aluno: Victor do Prado Brasil **Orientador:** João Yoshiyuki Ishihara **Título:**Representação via quatérnios, das tensões, correntes e potências trifásicas em condições desequilibradas não senoidais. **Estado:** Conclusão prevista para dezembro de 2023 **Anexo:** 6-04 (proposta de trabalho de doutorado)

Tabela 6.5 – Informações relativas aos trabalhos de doutorado vinculados ao âmbito do projeto (continuação).

Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Aluno:** Lélio Soares Ribeiro **Orientador:** João Yoshiyuki Ishihara **Título:** Modelo de um conversor tipo back-to-back trifásico usando quatérnios. **Estado:** Conclusão prevista para agosto de 2024 **Anexo:** 6-05 (proposta de trabalho de doutorado)
Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	Não houve tese de doutorado desenvolvida para esta vertente

Tabela 6.6 – Informações relativas aos trabalhos de mestrado vinculados ao âmbito do projeto.

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	Não houve dissertação de mestrado desenvolvida para esta vertente
Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Aluno:** Victor do Prado Brasil **Título:** Voltage, Current, Impedance, Power and Linear Transformations by means of Quaternions **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Estado:** Concluída em agosto de 2019. **Anexo:** 6-06
Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	**Aluna:** Ayana Dantas de Medeiros **Orientadora:** Cláudia Naves David Amorim **Título:** A obra de Severino Mário Porto na cidade de Boa Vista: um olhar com enfoque bioclimático **Estado:** Concluída em janeiro de 2020 **Anexo:** 6-07

Tabela 6.7 – Informações relativas aos trabalhos de conclusão de curso vinculados ao âmbito do projeto.

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	**Aluno:** Marcos Paulo Cezar Azevedo **Orientador:** Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira **Título:** Análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para a Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em dezembro de 2018 **Anexo:** 6-08
	Aluno: Daniel Costa Gonçalves **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Análise técnica dos impactos da geração fotovoltaica na rede elétrica da Universidade de Brasília **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em julho de 2019 **Anexo:** 6-09
	Aluno: Gustavo Henrique de Souza Leão **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador de distribuição em função da localização da microgeração fotovoltaica **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em dezembro de 2019 **Anexo:** 6-10
	Aluno: Henrique Lucas Oliveira Evangelista **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para atender parcialmente o Instituto Central de Ciências da UnB – obtenção da energia necessária através de uma simulação termoenergética **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em novembro de 2018 **Anexo:** 6-11
	Aluno: Caio Alves Rios **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Análise técnico-econômica de usina fotovoltaica flutuante no Lago Paranoá para redução no gasto com consumo da Universidade de Brasília **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em julho de 2019 **Anexo:** 6-12

Tabela 6.7 – Informações relativas aos trabalhos de conclusão de curso vinculados ao âmbito do projeto (continuação).

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	**Aluno:** Pedro Henrique Borges da Silva **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Estudo de viabilidade técnica e econômica de geração da energia elétrica consumida pela Universidade de Brasília por meio de usina solar fotovoltaica flutuante **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em dezembro de 2019 **Anexo:** 6-13
	Aluno: Guilherme Macedo das Neves **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Externalidades ambientais da energia solar fotovoltaica e da energia termelétrica a gás natural: estudo de caso no Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília **Curso:** Engenharia Ambiental **Estado:** Concluído em julho de 2019 **Anexo:** 6-14
	Aluno: Arthur de Brito Dias **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Título:** Análise de Séries de Tempo Aplicada à Difusão Fotovoltaica no Brasil. **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Conclusão prevista para dezembro de 2021
	Aluno: Antônio Alves de Souza Neto **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Título:** Análise dos impactos da instalação de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica: determinação do tempo mínimo de simulações **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em dezembro de 2018 **Anexo:** 6-15
Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Aluno:** Ruan Pedro Araújo Tenório **Orientador:** Jorge Andrés Cormane Angarita **Título:** Metodologia para o desenvolvimento de simulações em tempo real do tipo Software-in-the-Loop aplicadas a sistemas elétricos de potência **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em dezembro de 2019. **Anexo:** 6-16

Tabela 6.7 – Informações relativas aos trabalhos de conclusão de curso vinculados ao âmbito do projeto (continuação).

Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	**Aluno:** Tiago Simon Engelsdorff **Orientador:** Alex Reis **Título:** Métodos em machinelearning para construção de curvas de carga a partir de medições **Curso:** Engenharia de Energia **Estado:** Concluído em agosto de 2019 **Anexo:** 6-17
	Aluno: João Pedro Alemonge Honorato **Orientadora:** Loana Nunes Velasco **Título:** Medição e verificação: uma análise da utilização de simulação computacional para avaliar os resultados da eficiência energética **Curso:** Engenharia de Energia **Estado:** Concluído em agosto de 2019 **Anexo:** 6-18
	Aluno: Victor Moura **Orientador:** Renato Coral Sampaio **Título:**DevOps Pipeline Optimization: Assurance of the Integrity of Docker Registries Pull Count When Using Watchtower **Curso:** Engenharia de Software **Estado:** Conclusão prevista para dezembro de 2020

Tabela 6.8 – Informações relativas aos trabalhos de iniciação científica vinculados ao âmbito do projeto.

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	**Aluno:** Pedro Henrique Borges Da Silva **Orientador:** Rafael Amaral Shayani **Título:** Estudo de Viabilidade de Implantação de Sistema de Geração Fotovoltaica na Universidade de Brasília **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em agosto de 2019 **Anexos:** 6-19a (resumo), 6-19b (certificado) e 6-19c (menção honrosa)
Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Aluno:** Ruan Pedro Araújo Tenório **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Título:** Desenvolvimento de simulações em tempo real de um alimentador de uma distribuidora de energia elétrica **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em agosto de 2019 **Anexos:** 6-20a (resumo) e 6-20b (certificado)

Tabela 6.8 – Informações relativas aos trabalhos de iniciação científica vinculados ao âmbito do projeto (continuação).

	Aluno: Pedro Augusto Montel De Carvalho **Orientador:** Anésio de Leles Ferreira Filho **Título:** Projeto Prioritário De Eficiência Energética E Estratégico De P&D: Eficiência Energética E Minigeração Em Instituições Públicas De Educação Superior **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Concluído em agosto de 2019 **Anexos:** 6-21a (resumo) e 6-21b (certificado)
	Aluno: Gianvitor Oliveira **Orientador:** Fernando Melo **Título:** Implementação de códigos de controle no DSP para operação do amplificador de potência bidirecional trifásico necessária às simulações PHIL **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Conclusão prevista para agosto de 2021
	Aluno: Gutierre Apolinário de Lima **Orientador:** Fernando Melo **Título:** Avaliação dos Parâmetros da Qualidade de Energia Elétrica de Sistemas de Geração Distribuída e Microrredes no Contexto do Desenvolvimento de Simulações Power Hardware-In-The-Loop (PHIL) **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Conclusão prevista para agosto de 2021
	Aluno: Matheus Lobo Leite Ferreira **Orientador:** Jorge Andrés Cormane Angarita **Título:** Avaliação comparativa de técnicas de análise de dados aplicadas a sistemas de energia elétrica **Curso:** Engenharia Elétrica **Estado:** Conclusão prevista para agosto de 2020
Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	Não houve trabalho de iniciação científica desenvolvido para esta vertente

6.4.1.2. Transferência/Difusão Tecnológica

Além da publicação de trabalhos acadêmicos, a transferência do conhecimento e a difusão tecnológica ocorreu de diversas outras formas. Foram realizadas ações de ampla abrangência, por meio de webinar disponível na internet e publicação de livro técnico, tanto versão física quando ebook. Além disso, treinamentos pontuais ocorreram, aprofundando os conhecimentos sobre a plataforma de simulação de tempo real e os softwares desenvolvidos no projeto. Manuais de uso das ferramentas computacionais também foram disponibilizados.

Webinar de eficiência energética e geração distribuída fotovoltaica em prédios públicos

O Seminário "Eficiência Energética e Geração Distribuída Fotovoltaica em Prédios Públicos", previsto no plano de trabalho, foi programado para ocorrer de forma presencial no dia 08/04/2020 no auditório da Faculdade de Tecnologia da UnB. Contudo, o evento foi adiado em conformidade com as ações de isolamento social tomadas pelo Governo do Distrito Federal e pela Universidade de Brasília para enfrentar a emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus (COVID-19).

Tendo em vista a nova realidade imposta pela pandemia, decidiu-se realizar o evento no formato de "webinar", com palestras gravadas disponibilizadas pela internet. Todos os palestrantes foram contatados e aceitaram participar desse novo formato. Assim, o evento manteve seu objetivo, tendo apenas o veículo de comunicação alterado. Espera-se, inclusive, que esse novo formato consiga atingir um maior número de pessoas, por estar disponível na internet e amplamente divulgado.

A estrutura do webinar foi concebida para contemplar diversos pontos de vista sobre eficiência energética e geração distribuída fotovoltaica em prédios públicos. O evento conta com palestrantes que representam Governo (MME), Agência Reguladora (Aneel), Distribuidora (CEB), Universidade (UnB), empresas públicas (TSE e CAESB) e empresas privadas (Mitsidi e Quali-A), todos com experiências no tema para compartilhar. As palestras foram divididas em quatro blocos temáticos:

- Bloco temático I: Ações de eficiência energética no Distrito Federal
- Bloco temático II: Tendências de eficiência energética e minigeração em instituições públicas
- Bloco temático III: Experiências de eficiência energética e minigeração em instituições públicas
- Bloco temático IV: Visão das Empresas do Setor

Foram produzidos 8 vídeos, que foram divulgados de forma institucional pela Universidade de Brasília por meio de playlist do canal da UnBTV no YouTube, o qual possui mais de 33 mil inscritos, além de chamadas no canal de TV da UnBTV e reportagem da UnB Agência, divulgada no site da Universidade. A reportagem foi reproduzida também por importantes meios de comunicação do setor, entre eles Procel Info e Clipping de notícias EEDUS - Eficiência Energética para o Desenvolvimento Sustentável - da GIZ.

Link para a playlist no canal da UnBTV:
"Webinar de Eficiência Energética e Geração Distribuída Fotovoltaica em Prédios Públicos"
https://www.youtube.com/playlist?list=PL4ggm_qRYF0OrakhvFVTmHzeRFr3_0EQC

Link para a reportagem no site da UnB (Anexo 6-22):
"Série da UnBTV traz exemplos de prédios com eficiência energética na administração pública"
https://noticias.unb.br/117-pesquisa/4256-serie-da-unbtv-traz-exemplos-de-predios-com-eficiencia-energetica-na-administracao-publica

Link para a reportagem no site do PROCELinfo:
http://www.procelinfo.com.br/main.asp?ViewID=%7BF5EAADD6%2DCCB0%2D4E29%2DA0C4%2D482D3D66BB65%7D&params=itemID=%7BB487765D%2D5FE2%2D4A2D%2D81FF%2DE91DCD1AB83D%7D;&UIPartUID=%7BD90F22DB%2D05D4%2D4644%2DA8F2%2DFAD4803C8898%7D

Link para o site do Clipping de notícias EEDUS (Clipping de Notícias 13.07.2020):
https://www.mdr.gov.br/habitacao/eedus

Figura 6.43 – Playlist do webinar no canal daUnBTV – YouTube.

Figura 6.44 – Reportagem de divulgação do webinar, publicada no site da UnB.

O título dos vídeos e uma breve descrição das palestras são apresentados a seguir.

Playlist Webinar de Eficiência Energética e Geração Distribuída Fotovoltaica em Prédios Públicos
Texto descritivo da playlist: Quais são as tendências de eficiência energética e minigeração solar fotovoltaica em instituições públicas? Quais as ações de eficiência energética no Distrito Federal? Qual é a visão de governo, agência regulatória, distribuidora de energia, empresa prestadora de serviço e clientes (órgãos públicos) sobre o tema? Estas são as principais perguntas que o guiarão neste webinar com oito palestras feitas por professores da UnB e representantes da Caesb, CEB, TSE, ANEEL, MME e empresas privadas do setor. Evento informativo, educativo, inspirador!

Palestra 1: Eficiência Energética em Prédios da Universidade de Brasília
Apresentação: Alex Reis / Loana Nunes Velasco / Renato Coral Sampaio Professores e pesquisadores do projeto – Universidade de Brasília
Breve descrição da palestra: Esta palestra é dividida em dois blocos. No primeiro bloco, o professor Alex Reis, de Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama, explica as ações de eficiência energética implementadas na UnB por meio de uma parceria com a CEB e a Finatec a partir do programa de eficiência energética da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), lançado em 2016. Iniciadas em 2018 e concluídas em 2020, as ações do projeto de eficiência energética na UnB incluíram a modernização do sistema de iluminação e de aparelhos de ar-condicionado dos prédios da Faculdade de Tecnologia e SG 11; a instalação de usina fotovoltaica com capacidade de geração de energia para esses prédios; e a implantação de medidores de consumo de energia elétrica pelos campi. No segundo bloco do vídeo, o professor Renato Coral Sampaio, de Engenharia de Software da Faculdade UnB Gama, explica como tem sido desenvolvido o Centro de Monitoramento do consumo de energia para toda a Universidade, permitindo a observação individualizada do consumo energético de cada prédio.

Palestra 2: Programa de Eficiência Energética da CEB
Apresentação: Elias Barbosa de Alvarenga / Júnio Agostinho de Matos Gestão de P&D e EE - DR/GSPD – CEB Distribuição
Breve descrição da palestra: O programa de eficiência energética da Companhia Energética de Brasília (CEB) é fruto da Lei 9.991/2000, que obriga às concessionárias de energia reservarem um percentual de sua receita líquida ao desenvolvimento de pesquisas e projetos de eficiência energética por meio de chamadas públicas. Esse histórico é apresentado por Elias Alvarenga, gerente do programa de eficiência energética da CEB Distribuição na primeira parte do vídeo. Em seguida, o técnico Junio Matos explica as etapas do programa da CEB, que vão desde o lançamento anual de chamadas públicas até o acompanhamento dos projetos selecionados.

Palestra 3: Ações do Ministério de Minas e Energia em Eficiência Energética
Apresentação: Samira Carmo Coordenação Geral de Eficiência Energética do MME
Breve descrição da palestra: A coordenadora-geral de Eficiência Energética do Ministério de Minas e Energia (MME), Samira Carmo, traz um panorama da matriz energética no Brasil e o impacto positivo de ações de eficiência energética no consumo. Ela também apresenta as principais iniciativas do MME para implementação da eficiência energética em prédios públicos, como a Lei 9.991/2000.

Palestra 4: Contrato de Desempenho Energético (ANEEL)
Apresentação: Paulo Luciano de Carvalho Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética da ANEEL
Breve descrição da palestra: O superintendente de pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética da Aneel, Paulo Luciano de Carvalho, explica, na primeira parte do vídeo, o marco legal do Programa de Eficiência Energética no Brasil, regulado pela Aneel, as origens dos recursos e os aspectos regulatórios. Num segundo momento, o superintendente aborda o Contrato de Desempenho Energético, um dos aspectos regulatórios do programa. Por meio dele, a unidade consumidora que recebeu o investimento em ações de eficiência energética retorna à concessionária os recursos obtidos por meio da economia propiciada pelo projeto. O objetivo do contrato é que os recursos voltem ao programa e possam financiar outros projetos.

Palestra 5: Eficiência Energética no prédio da Caesb
Apresentação: Humberto Belina Adamatti Gerência de Gestão Energética da Caesb
Breve descrição da palestra: Nesta palestra, o engenheiro eletricista da Caesb Humberto Adamatii explica as motivações para a instalação de uma usina minigeradora fotovoltaica na sede da Companhia em Águas Claras em 2018, fornece informações técnicas sobre a usina instalada e comenta os desafios para a implementação e as perspectivas futuras. De acordo com o engenheiro, a usina instalada teve um investimento de R$ 3,44 milhões e é responsável hoje por 52% da energia consumida na sede de Águas Claras, representando uma economia de R$ 654 mil ao ano, além de diminuir a emissão de gás carbônico na atmosfera.

Palestra 6: Eficiência Energética no prédio do TSE
Apresentação: Alexandre do Nascimento Silva Coordenadoria de Engenharia e Arquitetura do Tribunal Superior Eleitoral
Breve descrição da palestra: A usina fotovoltaica do Tribunal Superior Eleitoral (TSE) foi implantada em 2017, sendo responsável hoje por cerca de 20% da energia consumida no prédio. A economia gerada já representa 30% do investimento de implantação. Neste vídeo, o idealizador do projeto no TSE, Alexandre Silva, explica a usina construída, as motivações e os resultados obtidos.

Palestra 7: Atuação da Empresa Mitsidi Projetos
Apresentação: Hamilton Ortiz Empresa Mitsidi Projetos
Breve descrição da palestra: A empresa Mitsidi Projetos atua em três frentes na promoção da eficiência energética: consultoria, pesquisa e treinamento de tomadores de decisão relacionada à energia em prédios públicos e privados. Neste vídeo, o coordenador em indústria da empresa, Hamilton Ortiz, dá exemplos de análises técnicas realizadas em edifícios pela Mitsidi Projetos.

Palestra 8: Atuação da Empresa Quali-A
Apresentação: Milena Sampaio Cintra Empresa Quali-A Conforto Ambiental e Eficiência Energética
Breve descrição da palestra: A Empresa Quali-A realiza consultorias, etiquetagem de edifícios, cursos e projetos de eficiência energética para instituições públicas e privadas. Nesta palestra, a sócio-diretora da empresa, Milena Sampaio, contextualiza o cenário da demanda por eficiência energética no mundo e no Brasil, relata o histórico da empresa e dá exemplos de experiências da Quali-A.

Livro "Ações de eficiência energética associadas à geração distribuída"

A experiência adquirida no projeto foi compilada no formato de livro, intitulado "Ações de eficiência energética associadas à geração distribuída - Estudo de caso: Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília". Este livro visaà divulgação e consolidação dos conhecimentos relacionados ao tema. O ebook encontra-se no Anexo 6-23.

O livro conta com 440 páginas distribuídas em 12 capítulos, os quais refletem a opinião dos 38 autores que trabalharam na sua elaboração. Observa-se que além dos pesquisadores vinculados ao projeto, outros especialistas nos temas foram convidados para agregar informações ao material.

A capa do livro, e uma descrição dos objetivos de cada capítulo são apresentadas a seguir.

Capítulo 1 – Eficiência energética e minigeração em instituições públicas de educação superior. Chamada Aneel n.º 001/2016
Objetivo do capítulo: Apresentar as características básicas do Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior. Este projeto foi lançado pela Chamada nº 001/2016 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), mediante a Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (SPE), no âmbito do seu Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (EE). Apresenta-se, igualmente, a proposta formulada pela Universidade de Brasília (UnB), junto à empresa distribuidora CEB Distribuição S.A. (CEB-DIS), em atendimento à chamada referenciada.

Capítulo 2 – Experiências na execução de ações de eficiência energética na Universidade de Brasília
Objetivo do capítulo: Descrever as experiências associadas à substituição dos equipamentos de iluminação artificial e condicionamento de ar para fins de eficiência energética. Apresentar mecanismos para elaboração de estudos de eficiência energética em sistema de iluminação e climatização.

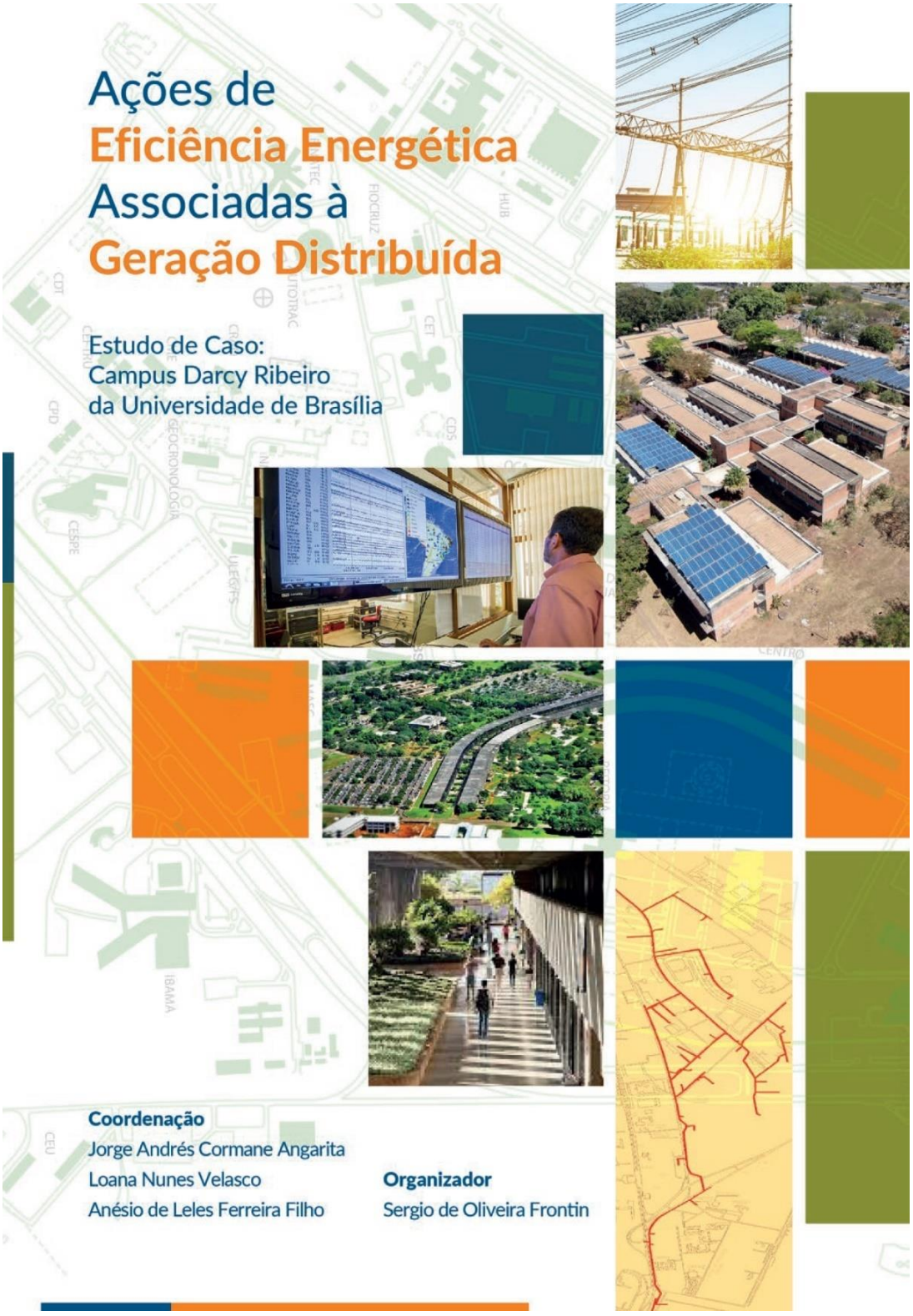


Figura 6.45 – Capa do livro "Ações de eficiência energética associadas à geração distribuída - Estudo de caso: Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília".

Capítulo 3 – Aspectos da implantação de sistema de geração solar fotovoltaico na Universidade de Brasília
Objetivo do capítulo: Apresentar um conjunto de critérios para subsidiar o planejamento, implantação e operação de uma planta fotovoltaica, levando-se em consideração o ciclo de vida da instalação. Apresentar experiências na implantação de sistema solar fotovoltaico de 150 kWp nos prédios da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, considerando principalmente as premissas utilizadas para o processo de licitação do sistema fotovoltaico, as características do projeto implantado, informações sobre o desempenho da instalação fotovoltaica, sob a ótica do projeto e da operação.

Capítulo 4 – Experiências na execução de medição e verificação de performance de ações de eficiência energética
Objetivo do capítulo: Apresentar conceitos relacionados ao Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance de ações de eficiência energética. Descrever experiências na realização de medição e verificação de performance, por meio de exemplos práticos que abrangem situações reais. Destaca-se que uma das principais barreiras para a difusão da cultura da eficiência energética é a dificuldade de quantificar os benefícios das ações realizadas e superar as incertezas. Nesse sentido, o processo de Medição e Verificação de performance (M&V) surge como tentativa de suplantar esta barreira e aumentar a confiabilidade de um projeto. Basicamente, a M&V consiste na aplicação de mecanismos metodológicos para determinar, de modo seguro e confiável, a economia real de energia proveniente das ações de eficiência energética.

Capítulo 5 – Aspectos da implantação de Sistema de Gestão Energética (SIGE) da Universidade de Brasília
Objetivo do capítulo: Apresentar aspectos do desenvolvimento e implantação do Sistema de Gestão Energética (SIGE) na Universidade de Brasília. Este sistema é caracterizado pela implantação de uma infraestrutura de medição de grandezas elétricas e desenvolvimento de software supervisório, viabilizando o monitoramento contínuo e em tempo real de edificações da Universidade. Apresentam-se requisitos para escolhas de equipamentos, metodologias de projeto e informações.

Capítulo 6 – Estado da arte da geração distribuída
Objetivo do capítulo: Apresentar o resultado da pesquisa bibliográfica realizada com o objetivo de determinar o estado da arte voltada para o tema Geração Distribuída (GD), que contou com a base de dados das seguintes fontes de informação: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE, Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, UFRJ, Universidade de Brasília – UnB, Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – CITENEL, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Aneel – ANEEL e ConseilInternationaldesGrandsRésauxElectriques – CIGRÉ. Os artigos de revistas científicas nacionais e internacionais selecionados e analisados durante a execução do projeto foram referenciados em cada um dos capítulos, de acordo com os assuntos tratados.

Capítulo 7 – Novos paradigmas para o planejamento energético: a importância das fontes renováveis e da eficiência energética
Objetivo do capítulo: Apresentar, com base em uma perspectiva histórica, o crescimento passado e o rumo atual do sistema energético mundial. Reflexões são pontuadas e aprendizagens obtidas, então novos rumos são indicados, com base nas recentes diretrizes internacionais promulgadas, culminando para a necessidade de modernização dos cursos de engenharia para poder enfrentar a questão energética.

Capítulo 8 – Desenvolvimento de cenários para o planejamento da inserção da geração distribuída em sistemas de distribuição. Estudo de caso Distrito Federal
Objetivo do capítulo: Apresentar alguns indicadores relacionados ao Distrito Federal (DF), que se prestarão como subsídios para a seleção dos possíveis cenários de penetração de geração distribuída solar fotovoltaica (GDFV) na rede de distribuição da CEB Distribuição S.A. (CEB-DIS). Selecionar, com base nestes indicadores, os alimentadores para a realização dos estudos de casos da avaliação de impactos decorrentes da integração de GDFV na rede elétrica. Cabe destacar que, em função da integração de 150 kWp de geração fotovoltaica na Faculdade de Tecnologia (FT) da UnB, parte das análises que foram efetuadas contemplam o Campus Universitário Darcy Ribeiro.

Capítulo 9 – Simulações em tempo real envolvendo geração distribuída
Objetivo do capítulo: Apresentar as principais características do ambiente para simulação em tempo real de redes de distribuição e microrredes. Este ambiente de simulação torna-se uma excelente solução para a integração de tecnologias emergentes à infraestrutura do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília, em razão do seu poder computacional e a flexibilidade de integração. Dentre as suas diversas aplicações, encontra-se a avaliação dos impactos da integração de recursos distribuídos à rede elétrica, e mais especificamente da integração de geração distribuída fotovoltaica. Além de possibilitar a análise dos citados impactos, a tecnologia de simulação de tempo real tem o propósito de potencializar a execução de novas pesquisas de relevância para o setor elétrico brasileiro, em áreas em que poucas instituições nacionais têm atuado.

Capítulo 10 – Métodos de redução de circuitos para simulação de rede de distribuição
Objetivo do capítulo: Apresentar os principais conceitos relacionados aos métodos de redução de circuitos aplicáveis à avaliação de impactos da integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição. Para tanto, inicialmente, são expostos alguns aspectos introdutórios relacionados aos cenários de aplicação dos métodos. Em seguida, têm-se o estado da arte de métodos de redução de sistemas elétricos de potência e a exibição detalhada dos métodos selecionados para reprodução neste projeto.

Capítulo 11 – Quantificação dos impactos técnicos da inserção de fonte de geração fotovoltaica em redes elétricas de distribuição. Estudos de casos
Objetivo do capítulo: Apresentar o estado da arte da quantificação dos impactos da GDFV em redes de distribuição. Realizar estudo de caso para o alimentador de média tensão do Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília. Por ser um alimentador pequeno, com dezenas de barras, é possível identificar possíveis locais e potências para instalação da geração distribuída (GDFV), e a tensão em todas as barras pode ser analisada individualmente. Outro estudo de caso foi realizado considerando um alimentador da CEB DIS, em que foi analisado o efeito das perdas técnicas em função do aumento da penetração da GDFV. Por possuir milhares de unidades consumidoras, um método probabilístico é utilizado para alocar a geração ao longo do alimentador. Ambos os estudos de caso consideram uma situação específica, conservadora, de irradiação solar. Definir um método robusto, que permite simular alimentadores reais, com milhares de barras, e apresentar os resultados de forma consolidada, com indicadores que indicam a variação de tensão das barras, a redução de demanda e as perdas, considerando, probabilisticamente, o local de alocação da GD e também uma amostra maior de irradiância solar, a fim de obter resultados mais representativos.

Capítulo 12 - Conclusões e agenda estratégica para futuros desenvolvimentos da geração distribuída no Brasil
Objetivo do capítulo: Apresentar as principais conclusões relacionadas aos temas que foram abordados nos capítulos anteriores. Apresentar uma agenda estratégica de temas julgados promissores com vistas à pesquisa e desenvolvimento de futuros projetos que tenham como objetivo aprimorar as tecnologias que integram a implantação da geração distribuída no setor elétrico brasileiro.

Treinamento na plataforma de simulação de tempo real – OPAL

O treinamento na plataforma de simulação de tempo real – OPAL – foi realizado no período de 11 a 15 de março de 2019, das 8 às 18h, na sala do prédio SG 11, do Campus Darcy ribeiro, que abriga oLaboratório de Redes Elétricas Inteligentes da Universidade de Brasília. Durante o treinamento foi utilizado o equipamento adquirido no projeto.

Durante este período de 40 horas, o instrutor VithuranVilvarajah, Field ApplicationEngineer da OPAL-RT technologies, treinou os membros da equipe do projeto nos seguintes conteúdos:

1º dia
Installation of OPAL-RT Software/Hardware

- Verificationof software installation
- Verificationof Simulator connections

RT-LAB training (OP101)
Real-time system fundamentals and model execution

- From Simulink model-based design to RT-LAB real-time application
- RT-LAB featuresandapplications
- RT-LAB Advanced

2º dia
Hardware training (OP101)

- OP5600 hardware
- Hardware, IO andintegrationmodel
- Hands-on

RT-LAB training (OP101) continued

- RT-LAB Advanced

3º dia
eMEGAsim training (OP203)

- RT-Events& RTE-Drive
- ARTEMiS, Decouplingand SSN

4º dia
ePHASORsim training (OP204)

- Understand the concept of Phasor Domain simulation features, benefits and limitations
- Import PSS/E, DIgSILENT or other model-based design tools into ePHASORsim
- Connect I/Os and communication buses with ePHASORsim
- Learn about the interaction of ePHASORsim and RT-LAB

5º dia
Communication Protocols training (OP-208)

- Discover the features, flexibility and limitations of communication protocols
- Understand the architecture, modeling and operation of communication protocols through real-time simulation
- Perform hands-on exercises with communication protocols in a real-time application

Tal treinamento foi fundamental para que a equipe pudesse utilizar os recursos avançados do OPAL na montagem da infraestrutura laboratorial.

Os seguintes pesquisadores participaram do treinamento:

- Alex Reis
- Anésio de Leles Ferreira Filho
- Jorge Andrés CormaneAnguarita
- Lélio Ribeiro Soares
- Marcos Diego de Castro Silva
- Pedro Augusto
- Rafael Amaral Shayani
- Ruan Tenório
- Victor do Prado Brasil

Figura 6.46 – Participantes do treinamento na plataforma OPAL.

Treinamento na ferramenta computacional de quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem

O treinamento da ferramenta computacional ocorreu de forma virtual no dia 19/05/2020, com duração de 2 horas. Os instrutores Hudson de Paula Romualdo, Priscila Araújo Juá Stecanella e Rafael Amaral Shayani apresentaram a ferramenta e a configuração necessária para operá-la. Participaram do treinamento, por parte da CEB-DIS, as seguintes pessoas:

- Elias Barbosa de Alvarenga
- Fabio Telles
- Junio Matos
- Laíza Nóbrega
- Manoel Barros Neto
- Pedro Alessi
- Thaís Nogueira

Além do treinamento, foi disponibilizado manual de implantação (Anexo 6-24a), manual de uso (Anexo 6-24b) e videoaulas (Anexos 6-24cdefg), para dirimir dúvidas que possam surgir, além de permitir que novos funcionários, que não participaram do treinamento, possam fazer uso da ferramenta computacional.

O software do Sistema de Gestão Energética também disponibilizou videoaula apresentando os recursos da ferramenta desenvolvida (Anexo 6.25).

6.4.2. Capacitação Tecnológica

6.4.2.1. Publicação de Artigos

Apresenta-se, na Tabela 6.9, o resumo quantitativo dos artigos elaborados como resultado das atividades relacionadas com o projeto, organizados segundo o veículo de divulgação científica (Congresso, Simpósio, Conferência, Periódico, etc.), o estado atual (Aprovação e Submissão) e a vertente a qual pertence.

Tabela 6.9 – Resumo quantitativo dos artigos elaborados no âmbito do projeto.

Veículo de divulgação científica	Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)		Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)		Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)		Total de Artigos
	Aprovado	Submetido	Aprovado	Submetido	Aprovado	Submetido	
SBSE 2020			2		1		3
CBENS 2020	2						2
CBA 2020	2						2
SENDI 2020			1		1		2
IJEPES				1			1
IEEE Access				1			1
Total de Artigos	4		3	2	2	0	11

- VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2020 – https://sbse2020.galoa.com.br/

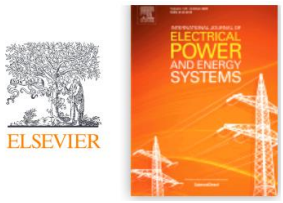
VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos
De 25 a 28 de Agosto de 2020 – Virtual
Santo André - SP

- VIII Congresso Brasileiro de Energia solar 2020 – CBENS 2020 – http://cbens2020.abens.org.br/home/

- XXIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2020 – https://cba2020.galoa.com.br/

- XXIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2020 – https://www.sendi.org.br/sendi2020.html

- International Journal of Electrical Power & Energy Systems – IJEPES – https://www.journals.elsevier.com/international-journal-of-electrical-power-and-energy-systems



International Journal of Electrical Power & Energy Systems

- IEEE Access - https://ieeeaccess.ieee.org/

IEEE Access The Multidisciplinary Open Access Journal

Destaca-se que vários dos eventos de divulgação científica foram adiados e até cancelados por conta da crise mundial gerada pelo COVID-19, declarado como pandemia pela Organização Mundial de Saúde em 12 de março de 2020.

As decisões tomadas pelas diversas organizações dos eventos levaram em consideração os fatores de risco para os congressistas, convidados e expositores, bem como as restrições de viagens por parte das companhias aéreas e as recomendações das autoridades de saúde visando ao isolamento social, além do cancelamento obrigatório de eventos com elevado número de pessoas

As Tabelas 6.10 e 6.11 apresentam as informações relativas aos artigos elaborados e em elaboração no âmbito do projeto para publicação em eventos e periódicos de divulgação científica.

Tabela 6.10 – Informações relativas aos artigos em elaboração e submetidos para apresentação em eventos de divulgação científica.

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	**Evento:** CBENS 2020 **Autores:** Pedro Henrique Borges da Silva, Rafael Amaral Shayani **Título:** Estudo de viabilidade técnica de usina solar fotovoltaica flutuante para suprir consumo da Universidade de Brasília **Estado:** Aprovado **Anexos:** 6-26a (artigo) e 6-26b (carta de aceite)
	Evento: CBENS 2020 **Autores:** Guilherme Macedo das Neves, Rafael Amaral Shayani **Título:** Precificação da emissão de gases de efeito estufa da energia solar fotovoltaica e da energia termelétrica a gás natural: estudo de caso na Universidade de Brasília **Estado:** Aprovado **Anexos:** 6-27a (artigo) e 6-27b (carta de aceite)
	Evento: CBA 2020 **Autores:** Juliano V. Gregorio, Rafael A. Shayani, Sergio O. Frontin **Título:** Avaliação de impactos da inserção de sistema fotovoltaico na rede elétrica da universidade de Brasília **Estado:** submetido **Anexo:** 6-28a (artigo) e 6-28b (carta de aceite)
	Evento: CBA 2020 **Autores:** Gustavo H. S. Leão, Rafael A. Shayani, Sergio O. Frontin **Título:** Análise da sensibilidade das perdas técnicas em um alimentador de distribuição em função da localização da microgeração fotovoltaica **Estado:** submetido **Anexo:** 6-29a (artigo) e 6-29b (carta de aceite)

Tabela 6.10 – Informações relativas aos artigos em elaboração e submetidos para apresentação em eventos de divulgação científica (continuação).

Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Evento:** SBSE 2020 **Autores:** Victor do Prado Brasil, Pedro Augusto, Anésio de Leles Ferreira Filho, Jorge Cormane, Lelio Ribeiro Soares Junior, Marcos Diego de Castro e Silva, Ruan Tenório, Elias Barbosa de Alvarenga **Título:** An Indirect Method for Quantification of Technical Losses Using a Reduced Equivalent Circuit **Estado:** Aprovado **Anexos:** 6-30a (artigo) e 6-30b (carta de aceite)
	Evento: SBSE 2020 **Autores:** Lallamand Canedo de Souza, Lelio Ribeiro Soares Junior, Fernando Cardoso Melo, Elias Barbosa de Alvarenga **Título:** Análise e Implementação de um Amplificador Bidirecional Trifásico no Contexto de Simulações Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) **Estado:** Aprovado **Anexos:** 6-31a (artigo) e 6-31b (carta de aceite)
	Evento: SENDI 2020 **Autores:** Ruan Pedro Araújo Tenório, Rafael Amaral Shayani, Jorge Cormane, Elias Barbosa de Alvarenga, Victor do Prado Brasil **Título:** Metodologia de Simulação em Tempo Real de Minigeração Fotovoltaica Conectada a Redes de Distribuição. Caso Universidade de Brasília **Estado:** Submetido **Anexo:** 6-32
	Evento: WCNPS 2020 **Autores:** Victor do Prado Brasil, Pedro Augusto, Anésio de Leles Ferreira Filho, Jorge Cormane, Marcos Diego de Castro e Silva, Elias Barbosa de Alvarenga **Título:** Sensibilidade do cálculo das perdas técnicas em redes elétricas com geração fotovoltaica usando circuitos equivalentes reduzidos **Estado:** Em elaboração

Tabela 6.10 – Informações relativas aos artigos em elaboração e submetidos para apresentação em eventos de divulgação científica (continuação).

Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	**Evento:** SBSE 2020 **Autores:** João Pedro Alemonge Honorato, Loana Nunes Velasco, Alex Reis, Junio Agostinho de Matos, Elias Barbosa de Alvarenga **Título:** Simulação Computacional no Processo de M&V: Um Estudo de Caso da Universidade de Brasília **Estado:** Aprovado **Anexos:** 6-33a (artigo) e 6-33b (carta de aceite)
	Evento: SENDI 2020 **Autores:** João Pedro Alemonge Honorato, Loana Nunes Velasco, Alex Reis, Junio Agostinho de Matos, Elias Barbosa de Alvarenga **Título:** Estudo de Caso da Utilização de Simulação Computacional Calibrada para Calcular os Ganhos de Ações de Eficiência Energética. **Estado:** Submetido **Anexo:** 6-34
	Evento: Por definir **Autores:** Ayana Dantas, Loana Nunes Velasco, Alex Reis **Título:** Projetos de pesquisa na prática: a experiência no projeto de eficiênciaenergética e minigeração na Universidade de Brasília **Estado:** Em elaboração
	Evento: Por definir **Autores:**Ayana Dantas, Loana Nunes Velasco, Alex Reis **Título:** Projetos de eficiência energética na Universidade de Brasília: o caso da Faculdade de Tecnologia e SG-11 **Estado:** Em elaboração
	Evento: Por definir **Autores:** Ayana Dantas, Loana Nunes Velasco, Alex Reis **Título:** Energy efficiency and mini-generation project at the University of Brasilia: the challenges of promoting energy efficiency in modern public buildings **Estado:** Em elaboração

Tabela 6.11 – Informações relativas aos artigos em elaboração e submetidos para periódicos de divulgação científica.

Vertente I: Quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem (ótica da distribuidora)	**Periódico:** IEEE Access **Autores:** Priscilla Stecanella, Daniel Vieira, Marcos Vasconcelos, Fernando Melo, Anésio de Leles Ferreira Filho **Título:** Statistical Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Penetration Impacts on a Utility Containing Hundreds of Feeders **Estado:** Submetido **Anexo:** 6-35
Vertente II: Infraestrutura laboratorial para simulações em tempo real (ótica da academia)	**Periódico:** IJEPES **Autores:** Pedro H. F. Moraes, Alex Reis, Anésio de L. F. Filho **Título:** Harmonic current prediction through time-domain modeling of voltage-source inverters **Estado:** Submetido **Anexos:** 6-36a (artigo) e 6-36b (comprovante de submissão)
	Periódico: Por definir **Autores:** Marcos Diego de Castro e Silva, Anésio de Leles Ferreira Filho, Jorge Cormane **Título:** An Alternative Methodology for Quantifying Voltage Unbalance based on the Effects of the Temperatures and Efficiency of Induction Motors **Estado:** Em elaboração
Vertente III: Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	**Periódico:** Por definir **Autores:** Jessé Barreto de Barros, Loana Nunes Velasco, Alex Reis, Renato Coral Sampaio **Título:**Parameter Adaptive Particule Swarm Optimization for building a Load Profile preditor **Estado:**Em elaboração
	Periódico: Por definir **Autores:** Ayana Dantas, Loana Nunes Velasco, Alex Reis **Título:**A arquitetura de João Filgueiras e eficiência energética: análise de retrofit energético na Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. **Estado:** Em elaboração
	Periódico: Por definir **Autores:** Ayana Dantas, Loana Nunes Velasco, Alex Reis **Título:** The impact of energy efficiency solutions in modern buildings: the case of the University of Brasilia **Estado:** Em elaboração

6.4.2.2 Solicitação de registro de software

Os softwares "Ferramenta computacional para quantificação de impactos e de capacidade de hospedagem decorrentes da inserção de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição" e "Sistema de Gestão Energética - SIGE" são passíveis de registro.

As solicitações de registro foram encaminhadas ao Núcleo de Propriedade Intelectual (Nupitec), que faz parte do Núcleo de Inovação Tecnológica (NIT) da Universidade de Brasília. Trata-se de unidade que dispõe sobre a proteção e alocação de direitos de propriedade intelectual, e é responsável pela proteção das tecnologias desenvolvidas pela comunidade acadêmica (http://cdt.unb.br/programaseprojetos/nupitec).

Apresenta-se, na Tabela 6.12, os pedidos de registro, organizados segundo a vertente a qual pertencem as ferramentas computacionais desenvolvidas.

Tabela 6.12 – Resumo das informações necessárias para dar entrada nos pedidos de registro dos softwares desenvolvidos no âmbito do projeto.

Vertente	Dados do programa	Código fonte	Inventores
I. Quantificação de Impactos e de Capacidade de Hospedagem (ótica da distribuidora)	Anexo 6-37a	Anexo 6-37b	Anésio de LelesFerreiraFilho Rafael Amaral Shayani Priscilla Araújo JuáStecanella Hudson de Paula Romualdo
III. Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	Anexo 6-38a	Anexo 6-38b	Renato Coral Sampaio Loana Nunes Velasco Alex Reis Francisco de Assis Lima Álax de Carvalho Alves André de Sousa CostaFilho Arthur José Benedito de Oliveira Assis Thalisson Barreto De Melo Silva Lucas de Araújo Martins Guilherme Augusto Nunes Silva

6.4.2.3 Apoio à Infraestrutura

Apresenta-se, na Tabela 6.13, a descrição da destinação dos materiais e bens permanentes adquiridos durante a execução do projeto para a melhoria da infraestrutura, organizados segundo a vertente na qual foram empregados.

Tabela 6.13 – Descrição da destinação dos materiais e bens permanentes

Vertente	Quantidade	Materiais e Equipamentos	Custo
I. Quantificação de Impactos e de Capacidade de Hospedagem (ótica da distribuidora)	1	Computador desktop INTEL CORE i9-7900X, LGA2066, CHIPSET X299, 128GB, DDR4, 5PCI-EX16, 3 M.2, SLI/CROSSFIREX , RGB FUSION, ATX, 64 GB (montado)	R$ 22.590,00
	1	Licença software para acesso remoto Software Teamviewer	R$ 3.728,49
	1	Notebook	R$ 14817,74
II. Infraestrutura Laboratorial para Simulações em Tempo real (ótica da academia)	1	Simulador OPAL RT	R$ 368.758,53
	1	Sistema Fotovoltaico 1 kW	R$ 6.016,77
III. Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	1	Servidor DELL Power Edge R440 (Xeon 8/8 cores, 32 GB RAM, 2 HD X 1TB)	R$ 14.999,00
	3	TV Full HD ou 4K 50"	R$ 8.670,00
	3	Computador DellOptiplex 3060 Micro i3 8BG Ram + Wifi+Teclado+Mouse	R$ 12.297,00
	2	Analisadores de Energia Classe A	R$ 49.998,82
	3	Roteadores	R$ 5.592,00
	2	Notebook	R$ 30.388,00
	1	Conjunto de medidores de energia	R$ 26.616,00

6.4.3. Impactos socioambientais

Os impactos socioambientais podem ser classificados como "indução para o uso de tecnologias emergentes", visto que diversas ações foram realizadas visando sensibilizar a comunidade acadêmica para a importância das fontes renováveis de energia.

6.4.3.1 Disciplina de graduação "Eficiência Energética em Instalações Elétricas Industriais"

Foi elaborada nova disciplina de graduação "Eficiência Energética em Instalações Elétricas Industriais", de 60 horas, ofertada de forma optativa para graduandos das Engenhariasde Energia e Eletrônica, tanto no 1º quanto no 2º semestre de 2019.

A ementa da disciplina versa sobre: diagnóstico energético, medição e verificação, estudos luminotécnicos, estudos termoenergéticos, etiquetagem e conceitos e legislação de eficiência energética.

6.4.3.2 Disciplina de graduação "Sistemas de Energia Solar e Eólica"

A disciplina "Sistemas de Energia Solar e Eólica", de 60 horas, do curso de graduação em Engenharia de Energia, teve sua ementa reformulada no 1º semestre de 2019. Com base na experiência adquirida na pesquisa, foram inseridas atividades práticas de projeto, especificação e documentação conforme normas da distribuidora. A disciplina é ofertada semestralmente.

6.4.3.3 Disciplina de graduação "Planejamento Energético"

Ocorreu modernização da disciplina "Planejamento Energético", de 60 horas, ofertada de forma optativa para graduandos das Engenharias Elétrica, de Produção e Ambiental. Questões ambientais relacionadas à emissão de gases de efeito estufa para geração de eletricidade foram inseridas, aguçando a percepção dos estudantes sobre a importância das fontes renováveis de energia. A disciplina foi ofertada no 2º semestre de 2019 e no 1º semestre de 2020.

As três disciplinas listadas ofertam um total de 75 vagas por semestre. Mais de 100 alunos cursaram algumas das disciplinas em 2019 e foram diretamente atingidos pelas medidas socioambientais adotadas nos cursos de graduação.

6.4.3.4 Alinhamento do ensino com o Acordo de Paris e ODSs

Foi elaborado um discurso, no formato de capítulo de livro do projeto(Anexo 6-23 - Capítulo 7), enfatizando a necessidade de modernização da educação em engenharia, onde os professores devem apresentar aos alunos os problemas ambientais atuais, em especial a emissão de gases de efeito estufa por parte do setor energético, e estimular os alunos a utilizarem fontes renováveis para garantir a segurança energética com redução de emissões, de forma a se alinhar com o Acordo de Paris e com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas.

6.4.3.5 Estudo das externalidades ambientais da geração de energia

Os benefícios ambientais da utilização da energia solar fotovoltaica, em especial sua baixa emissão de gases de efeito estufa, foram estudados e contabilizados por meio de trabalho de conclusão de curso (Anexo 6-14) e artigo científico (Anexo 6-27) desenvolvido por aluno do curso de graduação em Engenharia Ambiental, orientado por pesquisador do projeto.

A contabilização dessas externalidades apresenta-se como uma forma de valorar financeiramente os benefícios ambientais, para que os custos completos das tecnologias de geração de energia possam ser obtidos e comparados. O estudo de caso para o Campus Universitário da UnB foi realizado.

6.4.3.6 Campanha "UnB Energia"

Foi realizada a campanha "UnB Energia", com folder de divulgação (Anexo 6-39a), vídeo institucional (Anexo 6-39b) e evento solene (Anexo 6-39c), visando sensibilizar a comunidade acadêmica sobre a importância do tema.

Estima-se que o público alvo atingido pela campanha é de 6000 pessoas, entre docentes, discentes e servidores técnico–administrativos.

Link para a reportagem no site da UnB:
"Centro de monitoramento energético passa a funcionar na Universidade de Brasília"
https://noticias.unb.br/76-institucional/3769-centro-de-monitoramento-energetico-passa-a-funcionar-na-universidade-de-brasilia

Figura 6.47 – Folder utilizado na Campanha "UnB Energia".

6.4.3.7 Indicadores socioambientais

Os indicadores socioambientais ISA1, ISA2, ISA3 e ISA4 são respondidos a seguir, com a devida justificativa.

ISA1: Possibilidade de impactos ambientais (água, ar ou solo).
As atividades decorrentes do projeto não geraram impactos ambientais negativos na água, ar ou solo. Houve impacto positivo no ar, visto que não há emissão de gases de efeito e a cadeia de fornecimento desta tecnologia é considerada mais limpa do que outras tecnologias para a geração de energia.

ISA2: Possibilidade de diversificação da matriz energética.
O projeto contribuiu diretamente para incrementar ainda mais o caráter renovável da matriz energética brasileira, por meio da implantação de minigeração fotovoltaica num prédio da Universidade de Brasília (Instituição Pública de Educação Superior). Este tipo de projetos piloto visa fomentar a geração própria de energia (micro e minigeração) em unidades consumidoras da administração pública (federal, estadual e municipal).

ISA3: Possibilidade de desenvolvimento de nova atividade socioeconômica (lazer, turismo, pesca, agricultura, etc.).
Apesar de já existirem empresas de instalação de sistemas fotovoltaicos e de eficiência energética no Distrito Federal e na região Centro-Este, o projeto contribuiu na geração de emprego de boa qualificação e de renda no setor comercio e serviços das energias renováveis.

ISA4: Possibilidade de impactos na segurança ou na qualidade de vida da comunidade.
O impacto positivo na qualidade de vida da comunidade está representado pelos benefícios ambientais (menor poluição e redução de emissões) decorrentes do uso da tecnologia solar fotovoltaica.

6.4.4 Impactos Econômicos

A implantação de um sistema de geração distribuída em unidades consumidoras é precedida de uma avaliação econômica por parte do próprio consumidor, comparando os custos de instalação e manutenção ao longo da vida útil, com a compensação auferida na fatura, considerando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conforme estabelecido pela Resolução Normativa Aneel nº 482/2012.

Desde a perspectiva da distribuidora, os impactos econômicos decorrentes da inserção de geração distribuída na rede de distribuição estão relacionados com: i) a perda de faturamento em decorrência da produção de energia por parte das unidades consumidoras, ii) o pagamento de compensações decorrentes de interrupção do fornecimento de energia provocada por desligamentos não programados, e iii) o pagamento de compensações decorrentes de transgressões das tensões em regime permanente, fora dos limites adequados.

A Resolução Normativa Aneel 482/2012, com as devidas alterações da Resolução Aneel 687/2015 e 786/2017, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Define também, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que é o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia ativa.

Deve-se mencionar que esta Resolução Normativa está atualmente em revisão, onde se discute principalmente a cobrança do uso da rede elétrica de forma reduzir a perda de faturamento das distribuidoras em decorrência da produção de energia por parte das unidades consumidoras. Neste contexto, começam a surgir iniciativas de novos negócios de forma que seja mantida a rentabilidade das empresas, como por exemplo, a locação de painéis fotovoltaicos. Outra iniciativa consiste em prover as instalações de geração distribuída com dispositivos de armazenamento de energia de curto prazo, visando reduzir os impactos para a rede, e que possa atuar em conjunto com o sistema de proteção e controle para prover serviços ancilares, solução elegante que, entretanto, esbarra ainda nos altos custos dos atuais sistemas de armazenamento.

Se, por um lado, os consumidores têm a prerrogativa de instalar uma fonte de geração na sua unidade, por outro lado, as empresas distribuidoras têm a obrigação de analisar os pedidos de conexão e as condições de suportabilidade da rede local, garantindo a sua segurança e confiabilidade. Se esta conexão não for adequadamente avaliada pela distribuidora, ela pode provocar atuação errônea da proteção, aumento de perdas técnicas, sobrecarga de transformadores, dificuldades de controle de tensão nos alimentadores, e também problemas que afetam a operação desde o ponto de vista da qualidade do produto como da qualidade do serviço. Estes fatos podem levar à perda de faturamento e pagamento de penalidades decorrentes de interrupção do fornecimento de energia provocada por desligamentos não programados.

A fim de evitar tais prejuízos econômicos, surgiu a necessidade de fazer o levantamento dos impactos técnicos da geração distribuída na rede elétrica. Assim, este projeto de PeD teve como foco desenvolver ferramentas para que as distribuidoras brasileiras possam gerar subsídios, considerando suas particularidades, para lidar com a mudança de paradigma relacionada com o gerenciamento da geração distribuída no sistema de distribuição, inclusive quando da integração de dispositivos de armazenamento de energia e outras tecnologias associadas com recursos energéticos distribuídos em ambientes de redes elétricas inteligentes.

As ferramentas desenvolvidas permitem a identificação de cenários de operação com geração distribuída, de forma que as distribuidoras possam planejar as ações técnicas e financeiras pertinentes de forma a prevenir situações desfavoráveis.

Os resultados obtidos no projeto possuem expectativa de retorno do investimento realizado decorrentes de benefícios nas seguintes áreas:

- Produtividade

É esperada melhoria de produtividade na redução de homem-hora e tempo de execução das atividades, tanto dos profissionais das áreas de operação e planejamento das distribuidoras, quanto dos membros das Comissões Internas de Conservação de Energia em prédios públicos, visto que as ferramentas computacionais desenvolvidas geram mudanças nos processos operacionais e administrativos. Isto, em razão da padronização da estrutura das informações utilizadas pelas soluções tecnológicas implementadas, bem como na possibilidade de criação de inúmeros cenários para quantificação, simulação e monitoramento dos impactos da geração distribuída fotovoltaica que podem ser avaliados.

- Qualidade do Fornecimento

É esperada melhoria da qualidade dos serviços prestados, visto que o conhecimento antecipado dos impactos permite à distribuidora adotar medidas preventivas para manter a rede elétrica dentro dos parâmetros normativos, evitando assim o pagamento de compensações decorrentes de interrupção do fornecimento de energia provocada por desligamentos não programados, erros de operação em relés de proteção, sobretensões, etc., ou pagamento de compensações decorrentes de transgressões das tensões em regime permanente, fora dos limites adequados, ambos relacionados à GD.

- Gestão de Ativos

São esperados benefícios na gestão de ativos, visto que as simulações permitem melhor avaliar a real necessidade de executar reforços de rede para acomodar grandes quantidades de GD, bem como a vida útil de equipamentos importantes, fazendo com que os

investimentos na expansão ou manutenção do sistema elétrico sejam realizados no momento certo.

- Eficiência Energética

Os benefícios relativos à eficiência energética podem ser observados na redução das perdas técnicas dos alimentadores da distribuidora, visto que parte da energia será gerada dentro da Unidade Consumidora.

6.5 Razoabilidade dos Custos

6.5.1 Quanto aos Recursos Utilizados

Desde a apresentação da proposta até o seu efetivo início, houve um interstício de 14 meses. Mudanças ocorreram neste período de tempo, que conduziram à necessidade de realizar alguns ajustes na proposta original, para que o projeto pudesse ser plenamente desenvolvido no atendimento aos objetivos pré-estabelecidos sem afetar o valor total do projeto.

6.5.1.1 Quadro de despesas do projeto

Apresenta-se na Tabela 6.14 o quadro consolidado de despesas do projeto.

Tabela 6.14 – Quadro de despesas de acordo com a proposta original do projeto.

Descrição	Custo Previsto (R$)	Custo Realizado (R$)	Diferença (R$)
Recursos Humanos	1.390.400,00 (55,1%)	1.372.519,68 (54,4%)	17.880,32 (0,7%)
Serviços de Terceiros	241.500,00 (9,6%)	188.766,48 (7,5%)	52.733,52 (2,1%)
Outros	120.182,00 (4,8%)	120.182,00 (4,8%)	0,00 (0,0%)
Viagens e Diárias Nacional	31.500,00 (1,2%)	4.799,46 (0,2%)	26.700,54 (1,1%)
Materiais e Equipamentos	724.500,00 (28,7%)	564.472,35 (22,4%)	160.027,65 (6,3%)
Materiais de Consumo	15.750,00 (0,6%)	25.497,08 (1,0%)	-9.747,08 (-0,4%)
TOTAL	**2.523.832,00 (100%)**	**2.276.237,05 (90,2%)**	**247.594,95 (9,8%)**

Os valores efetivamente realizados foram apresentados no relatório financeiro do projeto, com as devidas comprovações. A seguir é apresentada a descrição detalhada das rubricas do projeto, com as devidas justificativas para os remanejamentos.

6.5.1.2 Recursos humanos (RH)

A Tabela 6.15 apresenta a equipe que foi dimensionada na proposta original.

Tabela 6.15 – Equipe que foi dimensionada na proposta original.

Pesquisador – Quadro Inicial	**Titulo**	**R$/hora**	**h/mês**	**Custo Total 24 meses**
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira - Coordenador	Doutor	160,00	30	115.200,00
Anésio de Leles Ferreira Filho	Doutor	160,00	30	115.200,00
Rafael Amaral Shayani	Doutor	160,00	30	115.200,00
Jorge Andrés CormaneAngarita	Doutor	160,00	30	115.200,00
Alex Reis	Doutor	160,00	30	115.200,00
Loana Nunes Velasco	Doutor	160,00	30	115.200,00
Paulo Meirelles (18 meses)	Doutor	160,00	30	86.400,00
Carla Rocha (18 meses)	Doutor	160,00	30	86.400,00
Francisco Assis Lima	Mestre	120,00	40	115.200,00
Sergio de Oliveira Frontin	Mestre	120,00	60	172.800,00
2 Bolsistas Doutorado		25,00	100	120.000,00
1 Bolsista Mestrado		20,00	100	48.000,00
8 Bolsistas Graduação		11,00	100	70.400,00
TOTAL				**1.390.400,00**

As alterações relatadas a seguir fazem referência à Carta Finatec GEPRO nº 156/2018, de 26/07/2018, aprovada pela CEB-DIS via Carta nº 53/2018-GSPD/SRG/DR/CEBD, de 23/08/2028.

Com relação a esta equipe originalmente constituída, foi informado que os pesquisadores Paulo Meirelles e Carla Rocha, devido ao tempo decorrido, assumiram outros compromissos e não poderão mais participar do projeto, e que o mestrando indicado atualmente está na fase de doutoramento.

Foi proposto então passar o bolsista mestrando para doutorando, finalizando com três bolsistas de doutorado com valor total de 3 x R$ 2.500,00 x 24 meses = R$ 180.000,00.

As atividades que seriam exercidas pelos pesquisadores Paulo Meirelles e Carla Rocha foram integralmente desempenhadas pela nova equipe, sem nenhum prejuízo para atendimento das metas e cumprimentos dos objetivos estabelecidos. O valor atribuído a estes dois pesquisadores foi utilizado para a formação de um grupo, coordenador pelo Professor Doutor Renato Coral Sampaio, constituído de graduandos da área de informática. Este grupo, no prazo de 18 meses, teve como objetivo desenvolver, de forma original, um aplicativo para a gestão dos serviços visualizados para o Centro de Monitoramento.

Como foi concebido, o Centro de Monitoramento tem como finalidade primordial receber as informações de medidores inteligentes instalado em diversos prédios do Campus da Universidade de Brasília. Estas informações devem ser coletadas, tratadas, armazenadas e analisadas, para que diversos relatórios de diagnósticos sejam produzidos para tomada de decisão com relação às ações de gerenciamento de energia.

Enfatiza-se que a potencialidade deste Centro de Monitoramento é muito mais ampla, bem maior daquela visualizada na época da elaboração da proposta. Naquele momento foi especificado o aplicativo SCADA para o tratamento das informações; com a alteração realizada, atualmente tem-se um aplicativo especifico desenvolvido e customizado, com suficiente flexibilidade para ser ampliado para novas situações e novos ambientes que possam ocorrer no futuro, inclusive podendo ser utilizado por outros prédios públicos, visto ter sido desenvolvido em software livre.

Este novo aplicativo garante a interoperabilidade de todos os serviços do Centro de Monitoramento, a partir do estudo dos padrões de comunicação e da definição e implementação de cada protocolo de integração entre os serviços. Este novo conceito, esta nova ação, torna o projeto mais original e certamente dará mais subsídios para a deflagração de ações de eficiência energética no Campus da UnB.

Assim, os oito bolsistas de graduação passaram a ter a seguinte composição: 5 graduandos de informática (18 meses – bolsa mensal de R$ 1.200,00), 1 graduando de informática (18 meses – bolsa mensal de R$ 950,00) e 2 graduandos de engenharia (20 meses - bolsa mensal de R$ 800,00).

Estas modificações resultam na Tabela 6.16, onde se pode observar que o valor total foi ligeiramente inferior à proposta original, devendo-se enfatizar que foram mantidos todos os compromissos assumidos e ainda ampliado os quesitos de originalidade da proposta, com benefícios tecnológicos decorrentes para a CEB, para a Universidade de Brasília e, certamente, para o setor de energia elétrica brasileiro.

A coordenação do projeto foi originalmente exercida pelo Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, que devido a seu falecimento, foi substituído pelo Prof. Anésio de Leles Ferreira Filho. Posteriormente, por motivo de doença, o Prof. Anésio teve que se ausentar de suas atividades acadêmicas e foi substituído na coordenação pelo Prof. Jorge Andrés Cormane Angarita.

Tabela 6.16 – Equipe após alterações iniciais.

Pesquisador – Quadro alterado	**Titulo**	**R$/hora**	**h/mês**	**Custo Total R$**
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira - Coordenador	Doutor	160,00	30	115.200,00
Anésio de Leles Ferreira Filho	Doutor	160,00	30	115.200,00
Rafael Amaral Shayani	Doutor	160,00	30	115.200,00
Jorge Andrés CormaneAngarita	Doutor	160,00	30	115.200,00
Alex Reis	Doutor	160,00	30	115.200,00
Loana Nunes Velasco	Doutor	160,00	30	115.200,00
Francisco Assis Lima	Mestre	120,00	40	115.200,00
Sergio de Oliveira Frontin	Mestre	120,00	60	172.800,00
Renato Coral Sampaio (18 meses)	Doutor	160,00	25,7	74.016,00
3 Bolsistas Doutorado (24 meses)		25,00	100	180.000,00
5 Graduando Informática (18 meses)		15,00	80	108.000,00
1 Graduando Informática (18 meses)		11,875	80	17.100,00
2 Graduando Energia (20 meses)		10,00	80	32.00,00
TOTAL				**1.390.396,00**

Ao longo do projeto foram incorporados os pesquisadores a seguir relacionados, conforme documentado na Carta Finatec GEPRO no 249/2019, de 14/10/2019, aprovada pela CEB via Email em 29/10/2019.

Professores

- Renato Coral Sampaio
- Cláudia Naves David Amorin
- Fernando Cardoso Melo
- Lélio Ribeiro Soares Júnior

Bolsistas doutorando

- Marcos Diego de Castro Silva
- Priscilla Araújo Juá Stecanella
- Jesse Barreto de Barros

Bolsista mestre

- Hudson de Paula Romualdo

Bolsista mestrando

- Victor do Prado Brasil

Bolsistas graduandos

- Álax de Carvalho Alves
- André de Sousa Costa Filho
- Arthur José B. de Oliveira Assis
- Ayana Dantas de Medeiros
- Guilherme A. Nunes Silva
- João Pedro Alemonge Honorato
- Lucas de Araújo Martins
- Marina Davi de Souza
- Thalisson Barreto de Melo Silva
- Tiago Simon Engelsdorff

6.5.1.3 Materiais e equipamentos (MP)

O quadro inicial de previsão de materiais e equipamentos é apresentado na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Previsão inicial de materiais e equipamentos.

Equipamentos - Orçamento original	**TOTAL (R$)**
Gerador/coletor de sinais, portas (I/O) analógicas e digitais. Criação de um ambiente adequado para testes de integração de equipamentos e medidores de fabricantes diversos.	120.750,00
Amplificadores de tensão e corrente. Estes equipamentos permitem transformar o resultado de uma simulação computacional em um valor real de tensão.	178.500,00
Aplicativos Labview	115.500,00
Motores/geradores e transformadores	57.750,00
Instrumentos de medição para o laboratório	42.000,00
Busway	42.000,00
3 notebooks e 1 impressora multifuncional	31.500,00
2 computadores e monitores para o Centro de Monitoramento	21.000,00
Licença Scada	115.500,00
TOTAL	**724.500,00**

Partindo desta proposta original, foram solicitadas alterações, apresentadas em dois blocos, sucessivamente em setembro e outubro de 2018, conforme indicadas a seguir:

Primeiro bloco

Pela Carta Finatec GEPRO n^0 186/2018 de 21/09/2018, aprovada pela carta SEI-GDF n^0 100/2018 – CEB-D/DD/DR/SRG/GSPD, de 26/09/2018, foram solicitadas alterações na rubrica MP. Os itens da proposta original, apresentada na Tabela 6.18, passariam para a nova configuração de acordo com a Tabela 6.19.

Tabela 6.18 – Itens da proposta original que foram alterados.

Equipamentos – orçamento original	**TOTAL (R$)**
3 notebooks e 1 impressora multifuncional	31.500,00
2 computadores e monitores para o Centro de Monitoramento	21.000,00
Licença Scada	115.500,00
TOTAL	**168.000,00**

Tabela 6.19 – Nova configuração dos itens.

Equipamentos – nova configuração	**TOTAL (R$)**
Servidor DELL Power Edge R440	18.000,00
Computador desktop INTEL CORE	18.000,00
3 Computadores Dell Optiplex 3060	10.650,00
3 TVs Full HD	8.100,00
3 Roteadores Wifi	5.100,00
Software para acesso remoto	3.700,00
3 Notebooks	54.000,00
2 Medidores / Analisadores de Qualidade de Energia	50.000,00
TOTAL	**167.550,00**

A justificativa para as alterações é que o aplicativo Scada, previsto no projeto, foi substituído por uma plataforma computacional desenvolvida pela equipe atuante no projeto. Sendo assim, este aplicativo está voltado para atender as demandas de uma instalação elétrica com as particularidades existentes na Universidade de Brasília, podendo ter a sua atuação replicada em outras Instituições de Ensino Superior e demais prédios públicos. Nesse sentido, verificou-se a necessidade de adaptação dos equipamentos previamente selecionados por outros mais aderentes à realidade de trabalho. As justificativas para esta nova configuração e quantidade indicada são as seguintes:

Para a montagem do Centro de Monitoramento

Foram montadas três salas referentes ao Centro de Monitoramento na Universidade de Brasília, sendo: uma na Faculdade do Gama, sob a supervisão dos professores de Engenharia de Energia e Engenharia de Software, outra sala na Faculdade de Tecnologia, sob a supervisão dos professores de Engenharia Elétrica e, por fim, uma sala na Prefeitura da Universidade, pois ali será feito todo o monitoramento, controle e tomada de ações no que diz respeito às instalações da Universidade. As salas previstas para a Faculdade do Gama e para a Faculdade de Tecnologia, além de ser um ambiente de pesquisa, serão utilizadas para auxiliar nas disciplinas voltadas à Eficiência Energética e Planejamento Energético, podendo levar os alunos para ambientes com tecnologias voltado para essa área, ainda pouco exploradas nas universidades. Neste sentido, os equipamentos que compõe o Centro de Monitoramento são:

- 1 Servidor DELL PowerEdge R440 (Xeon 8/8 Cores, 32 GB RAM, 2 HD x 1TB) sem Sistema Operacional

Este equipamento é responsável pela hospedagem de toda a plataforma computacional referente ao centro de monitoramento, compreendendo os seguintes elementos: aplicativo computacional para acesso as informações, banco de dados contemplando o histórico de dados medidos, softwares de conexão e acesso remoto aos medidores instalados em prédios da UnB.

- 3 Computador Dell Optiplex 3060 Micro i3 8BG Ram + Wifi + Teclado + Mouse e 3 TV Full HD ou 4K 50"

Equipamentos destinados à montagem de centros de monitoramento da rede da Universidade de Brasília, sendo responsável pelo acesso aos sistemas computacionais hospedados no servidor, permitindo a visualização em tempo real dos pontos monitorados e avaliação do consumo instantâneo de cada ponto, dentre outras aplicabilidades do software de monitoramento.

- 3 Roteadores Wifi WRT AC

Equipamentos responsáveis para conexão com a rede de internet da Universidade de Brasília.

- 2 Notebooks

Sendo a plataforma desenvolvida tanto via web para os centros quanto em dispositivos móveis (iOS e Android), os computadores tem sistemas operacionais distintos para testes e validação de desempenho do aplicativo. Foramespecificados equipamentos com maior poder de processamento para desempenho de outras atividades paralelas do projeto, como estudos de curva de carga, luminotécnicos e simulações termo energéticas, dentre outras.

Para a montagem da ferramenta computacional para quantificação de impactos

- 1 Desktop e 1 Notebook

Para o desenvolvimento da ferramenta computacional para análise de impactos da integração de fontes renováveis na rede, foram necessários um desktop e um notebook. Cabe ressaltar que estas máquinas devem ser capazes de processar um grande volume de dados, considerando-se que as análises dos efeitos da integração dos módulos fotovoltaicos nas tensões, perdas e pico de demanda são executadas por alimentador, e ainda, abordando-se as informações de toda a distribuidora simultaneamente.

- 1 Licença do software para acesso remoto: Compartilhamento de área de trabalho, conferência online e transferência de arquivos entre computadores via sistema operacional Windows (até 200 usuários licenciados - 3 canais / usuários simultâneos de acesso – até 25 participantes por reunião - Compatível com dispositivo móvel. Trata-se de um software que permite o acesso remoto aos computadores que serão empregados nas simulações de impactos da integração de fontes renováveis na rede elétrica.

- 2 Analisadores de Qualidade de Energia

Realização de medições nos prédios da Faculdade de Tecnologia e Bloco SG-11, de forma a comparar o comportamento das edificações antes e após a implantação das ações de eficiência energética, no que tange aos parâmetros de qualidade de Energia Elétrica, conforme módulo 8 do PRODIST.

Monitoramento das edificações da Universidade de Brasília. O projeto de eficiência energética contempla a instalação de sistemas de medição nos quadros de baixa tensão de algumas edificações da Universidade de Brasília (UnB). Tendo em vista os recursos disponibilizados, 18 sistemas de medição foram instalados nos 4 campi e estão integrados ao centro de monitoramento e software supervisório sob desenvolvimento no projeto. Os analisadores de qualidade de energia serão empregados no monitoramento das outras edificações da UnB, as quais não serão contempladas por sistema de medição, viabilizando a coleta de dados para o sistema de monitoramento energético, composição do banco de dados do sistema supervisório, bem como a elaboração de curvas de carga.

Tais medidores serão aplicados em outras atividades no âmbito da UnB, tais como: trabalhos de conclusão de curso, disciplinas de graduação, bem como outras pesquisas em andamento nos laboratórios da UnB.Tendo em vista a abrangência destas aplicações, a demanda por dois analisadores de energia tem por objetivo garantir uma maior disponibilidade e flexibilidade para a realização das medidas.

Segundo bloco

Pela Carta Finatec GEPRO 222/2018, de 15/10/2018, aprovada pela carta SEI-GDF n^{0} 113/2018–CEB-D/DD/DR/SRG/GSPD, em 16/10/2018, foi solicitada a complementação apresentada a seguir.

Os equipamentos apresentados na Tabela 6.20 foram originalmente especificados para a montagem de estrutura laboratorial, com vistas à realização de estudos de impactos na rede de distribuição decorrentes da penetração de geração distribuída.

Tabela 6.20 – Equipamentos originalmente especificados para a montagem de estrutura laboratorial.

Equipamentos (MP) – Orçamento original	**TOTAL (R$)**
Gerador/coletor de sinais, portas (I/O) analógicas e digitais. Criação de um ambiente adequado para testes de integração de equipamentos e medidores de fabricantes diversos.	120.750,00
Amplificadores de tensão e corrente. Estes equipamentos permitem transformar o resultado de uma simulação computacional em um valor real de tensão.	178.500,00
Aplicativos Labview	115.500,00
Motores/geradores e transformadores	57.750,00
Instrumentos de medição para o laboratório	42.000,00
Busway	42.000,00
TOTAL	**556.500,00**

Esta estrutura laboratorial pretendida se referia à montagem de bancada representativa de um alimentador da CEB, que emule uma rede de distribuição de baixa tensão (microrrede). Tal aparato permitiria a análise *off-line* dos impactos da geração fotovoltaica em um único alimentador (aquele empregado para a sua especificação).

Entretanto, no período inicial do projeto, foi realizado o Estado da Arte no tocante à avaliação, em laboratório, dos impactos de fontes renováveis. Em função deste levantamento, chegou-se à conclusão de que a melhor alternativa para a montagem de uma infraestrutura laboratorial que permita estudos de impactos de fontes renováveis na rede seria via a aquisição do equipamento de simulações em tempo real chamado "OPAL-RT", que permita simular diversos alimentadores. Este equipamento reúne, em uma só plataforma, os componentes necessários para simulações em tempo real, possibilitando, todavia, uma maior flexibilidade de ação. Ressaltado que esta é a melhor solução de integração com os equipamentos atualmente existentes no Laboratório de Redes Inteligentes da UnB, e, portanto, é uma estrutura mais apropriada para o atendimento aos objetivos estabelecidos no projeto.

Pode-se citar diversas vantagens adicionais decorrentes da utilização do equipamento OPAL-RT para análises de impactos de fontes renováveis na rede elétrica:

- Ele reduz o tempo gasto na execução de simulações de séries temporais, hoje realizadas peloOpenDSS;
- Por meio do Power Hardware in the Loop (PHIL), é possível testar um equipamento físico de forma segura para o sistema simulado no qual ele será inserido. Com isto, evita-se os possíveis danos que um produto mal especificado pode gerar para o sistema. São exemplos de produtos que podem ser testados: inversores de sistemas fotovoltaicos, relés de proteção, sistema de controle e transformadores, entre outros;
- Empregando-se este dispositivo, é possível simular situações danosas (faltas em alguns barramentos, colisões automotivas em postes de sistemas de distribuição, entre outras) e verificar seus efeitos e a atuação de relés de proteção.
- O uso da interface PHIL evita a modelagem (quase sempre complexa e imprecisa) do equipamento em teste. Com isso, garante-se que todos os fenômenos que ocorrem no equipamento sejam contemplados na simulação;
- Com o PHIL, mantém-se a flexibilidade típica de simulações computacionais. Além disso, é possível testar diferentes configurações do sistema, e em consequência, obter resultados reais em parte dos equipamentos em teste;
- O emprego de simulações em tempo real permite a interação entre o usuário e o sistema em teste promovendo experiências concretas que, por sua vez, aprimoram o processo de aprendizagem;
- É possível alterar os parâmetros da simulação em execução e, assim, observar os resultados em tempo real;e
- É possível montar circuitos físicos que serão testados, e efetuar medições no equipamento em teste.

Portanto, tendo em vista as vantagens técnicas da nova configuração com a utilização do equipamento importado OPAL-RT, o mesmo foi efetivamente adquirido em fevereiro de 2019 ao preço total (incluindo as taxas de frete importação) de R$ 441.000,00.

6.5.1.4 Serviços de terceiros (ST)

De acordo com a Carta Finatec GEPRO 329/2018, de 10/12/2018, aprovado pela carta SEI-GDF n^0 145/2018 – CEB-D/DD/DR/SRG/GSPD, de 12/12/2018, os serviços de terceiros previstos na Tabela 6.21 foram alterados para os itens apresentados na Tabela 6.22.

Tabela 6.21 – Orçamento original para serviços de terceiros.

Serviços de Terceiros – orçamento original	**TOTAL R$**
Contratação de uma equipe para projeto e instalação do sistema de comunicação e aplicativo de gestão e banco de dados entre os 100 medidores distribuídos na UnB e a sala de monitoramento	136.500,00
Montagem do Centro de Monitoramento	52.500,00
Contratação do projeto gráfico, diagramação, revisão e impressão de 100 brochuras com versão digital do relatório final	52.500,00
TOTAL	**241.500,00**

Tabela 6.22 – Orçamento modificado para serviços de terceiros.

Serviços de Terceiros	**TOTAL R$**
Contratação de serviços de instalação e montagem de sistemas de medição e comunicação, abrangendo: montagem de 18 sistemas de medição (medidor e transdutores) em edifícios da Universidade de Brasília (UnB); instalação de dispositivo de comunicação entre os medidores de faturamento dos Campis da UnB e o sistema de gestão energética e montagem de sistemas de medição adicionais (medidor e transdutores) em outros edifícios da UnB	34.000,00
Contratação de empresa para desenvolvimento de software distribuído (processamento paralelo), para análise de impactos da geração distribuída	50.000,00
Contratação de empresa para elaboração do projeto gráfico para os sistemas computacionais que estão sendo desenvolvidos	24.000,00
Montagem do Centro de Monitoramento	52.500,00
Contratação do projeto gráfico, diagramação, revisão e impressão de 100 brochuras, com versão digital, do relatório final	52.500,00
TOTAL	**213.000,00**

Sobre o saldo remanescente de R$ 28.500,00 foi solicitado remanejar para a rubrica MP, de maneira a viabilizar a aquisição de dispositivos de comunicação dos medidores de grandezas elétricas, bem como a aquisição de sistemas adicionais de medição.

Posteriormente, através da Carta Finatec GEPRO 045/2019, de 01/03/2019, aprovado pela CEB via email em15/03/2019, foi feito o cancelamento da previsão de contratação de uma empresa para desenvolvimento de software para análise de impactos da geração distribuída no valor de R$ 50.000,00. Este desenvolvimento passou a ser realizado pelo bolsista Prof. Mestre Hudson de Paula Romualdo, pelo período de 14 meses, no total R$ 48.720,00.

Pela Carta GEPRO 178/2019, de 19/07/2019, aprovada pela CEB via email em 13/08/2019, foram executados os seguintes serviços no item "Montagem do Centro de Monitoramento":

a) Fabricação das placas de instrumentação empregadas para as simulações em tempo real. Para a execução das simulações "*Power Hardware in The Loop*", faz-se necessário o uso de uma instrumentação adequada que viabilize a comunicação do simulador com o *hardware in the test*. Para a fabricação destas placas, é importante contratar uma empresa especializada em tais ações.; e
b) Contratação de uma empresa autorizada em prestações de serviços de manutenção do instrumento de medição de qualidade "ELSPEC" do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes. Este instrumento de medição será empregado na infraestrutura laboratorial dedicada às simulações em tempo real. Durante alguns testes laboratoriais vinculados ao projeto, o ELSPEC apresentou problemas e necessitou ser enviado ao fabricante.
c) Fabricação da bancada para Medição e Verificação (M&V). Essa bancada será utilizada para realizações de ensaios e medições no âmbito do Processo de Medição e Verificação de Performance, metodologias A e B, seguindo as recomendações do protocolo internacional adotado pela ANEEL.
d) Fabricação da bancada para instalação do Centro de Monitoramento e laboratório. Esta bancada será utilizada como parte do sistema de visualização e gestão do sistema de monitoramento.
e) Mobiliário para compor e complementar a bancada de M&V e centro de monitoramento, instalação de cortinas e adequações elétricas.

Em 06.05.2020 foi solicitado aumentar a quantidade de exemplares do livro do projeto, julgado pertinente, tendo em vista a excelência do material que foi produzido, e que, por sua vez, permitirá ampla divulgação das pesquisas realizadas através do uso acadêmico como livro texto para algumas disciplinas dos cursos universitários, e ainda, para uso nas empresas, órgãos públicos e eventos diversos.A CEB atendeu o pleito, concordando com a triagem de 2.000 exemplares, autorizando em 15.05.2020 por email o remanejamento do valor de R$ 25.000,00 da rubrica de RH para a rubrica ST, para o pagamento estimado de R$ 51.800,00.

6.5.1.5 Material de consumo (MC)

O orçamento original de materiais de consumo é apresentada na Tabela 6.23.

Tabela 6.23 – Orçamento original de materiais de consumo.

Material de Consumo – orçamento original	**TOTAL (R$)**
Resma de papel e cartuchos para impressoras	15.750,00
TOTAL	**15.750,00**

Posteriormente foi incluído na rubrica MC, o sistema de comunicação para os multimedidores, composta por:

- RaspberryPi 4 B+
- Cartão de memória SD Card Classe 10 32GB
- Fonte DC Chaveada 5V 3A Micro USB
- Dissipador de Calor
- RTC (Real Time Clock)
- Case de proteção
- Matérias Elétricos e Eletrônicos.

6.5.1.6 Viagens e diárias (VD)

Não ocorreram alterações na rubrica de viagens e diárias, apresentada na Tabela 6.24.

Tabela 6.24 – Orçamento de viagens e diárias.

Viagens e Diárias – orçamento original	**TOTAL (R$)**
Nacionais - Participação de pesquisadores em eventos nacionais vinculados aos estudos desenvolvidos no projeto e apresentação de artigos e também relativas às viagens para visitas às instalações de outras empresas e fornecedores de soluções no Brasil	31.500,00
TOTAL	**31.500,00**

6.5.1.7 Outros (OU)

Não ocorreram alterações na rubrica "Outros", apresentada na Tabela 6.25.

Tabela 6.25 – Orçamento de Outros.

Outros – orçamento original	**TOTAL (R$)**
Taxa de administração FINATEC (5% do valor contratado sem recursos humanos)	120.182,00
TOTAL	120.182,00

6.5.1.8 Contrapartida

A contrapartida da entidade executora, no caso a Universidade de Brasília, ocorreu na forma de mobilização de infraestrutura, caracterizada como custo indireto, em consonância com a Resolução do Conselho de Administração n.º 045/2014 da UnB. No Processo SEI/UnB No. 23106.100089/2017-87 (primeira tramitação do projeto) havia a previsão de R$ 117.770,00 como mobilização da infraestrutura da UnB. No referido SEI, o então Coordenador do Projeto argumenta os benefícios do projeto para a UnB e para o setor. Posto isto, o Decanato de Pesquisa e Inovação se posicionou favorável à isenção de cobrança de custos indiretos.

Dessa forma, a contrapartida da UnB ocorreu na forma de custos indiretos de mobilização de infraestrutura, estimados em R$ 117.770,00, que corresponde a 4,67% do valor investido pela CEB. Apresenta-se na Tabela 6.26, a infraestrutura da Universidade de Brasília mobilizada para a execução do projeto.

Tabela 6.26 – Mobilização de infraestrutura.

Vertente	Descrição da infraestrutura mobilizada
I. Quantificação de Impactos e de Capacidade de Hospedagem (ótica da distribuidora)	Instalações físicas e uso de equipamentos existentes no Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes, tais como: - *Cluster* de 60 computadores para processamento paralelo dedicados à execução de estudos
II. Infraestrutura Laboratorial para Simulações em Tempo real (ótica da academia)	Instalações físicas e uso de equipamentos existentes no Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes, tais como: - Bancadas trifásicas R, L e RLC - Carga Eletrônica CA Programável - Medidor de Grandezas de qualidade da energia QEE ION - Analisadores de Energia 4500 Elspec Black Box - Registrador de Qualidade de Energia Fluke 1744 - Unidade de Aquisição de Dados HP34970A - Placa DAQ PCI Adam 4520 - Osciloscópios - Multímetros True RMS Fluke 179 - EncoderVeeder-Root - Sensores de Torque MKDC - Fonte Eletrônica CC 30 V - Fonte de Distúrbios California Instruments 5001ix 30 kVA - Fontes controladas de 12 kVA e de alta precisão - Bancada motor CA (gerador CC de 1 CV) - Conversor com arquitetura back-to-back de 17 kW - Bancada eólica
III. Sistema de Gestão Energética (ótica do consumidor)	Infraestrutura de tecnologia da informação, tais como: - Rede cabeada - Rede Wireless - Serviços de rede e conectividade: instalação, habilitação, manutenção, monitoramento e modernização de pontos de rede

6.5.2. Quanto aos benefícios esperados

A seção 6.4.4 relaciona expectativa de retorno do investimento realizado decorrentes de benefícios de produtividade, qualidade do fornecimento, gestão de ativos e eficiência energética.

A demonstração a seguir ilustra como os ganhos de produtividade são suficientes para justificar economicamente o projeto. Os demais benefícios, cujo valor econômico é mais

complexo de ser estimado, servirão para tornar o projeto ainda mais rentável para o setor elétrico.

Os resultados das pesquisas que, por meio de ferramentas computacionais e estruturas laboratoriais, tornaram mais ágeis e padronizados os processos de cálculos de impactos, com certeza contribuirão para o ganho de produtividade dos engenheiros nas distribuidoras, visto que é realizada uma grande quantidade de cálculos de fluxo de carga de forma automática, e emite indicadores gerenciais para auxiliar na tomada de decisão, que são decorrentes de uma complexa mineração dos dados. Caso tais análises fossem realizadas sem o auxílio da ferramenta computacional, estima-se que levaria pelo menos 2 dias úteis de trabalho de engenharia para serem computados. Logo, considera-se, para efeito de cálculo dos benefícios esperados, que cada alimentador analisado gera um ganho de produtividade de 16 horas de engenharia.

As seguintes premissas são adotadas:

- O benefício de produtividade de 16 horas de engenharia corresponde à R$ 1.372,80. O piso salarial de engenharia corresponde a 8,5 salários mínimos. Considerando o valor do salário mínimo vigente para o ano de 2020 como R$ 1.045,00 e 70 % de encargos trabalhistas, o custo mensal de um engenheiro, com encargos, trabalhando 8 horas por dia, 40 horas por semana, é de R$ 15.100,25. O custo horário de um engenheiro, com encargos, resulta em R$ 85,80.

- Estima-se que pelo menos 1 alimentador será simulado por mês (consideração conservadora, visto que diversos alimentadores serão demandados com o crescimento da GD).

- Considera-se que a ferramenta computacional será utilizada por pelo menos 40 distribuidoras. Dessa forma, o ganho mensal de produtividade é de R$ 54.912,00.

- Estima-se vida útil da ferramenta computacional em, pelo menos, 10 anos (estimativa conservadora).

- Utiliza-se taxa de desconto de 5% a.a., baseada na Taxa de Longo Prazo utilizada pelo BNDES.

O valor total investido na pesquisa foi de R$ 2.523.832,00. Utilizando as premissas apresentadas, calcula-se o fluxo de caixa e obtém-se os seguintes resultados:

VPL: R$ 2.564.358,90
TIR: 17%
Tempo de retorno: 5 anos

Figura 6.48 – Fluxo de caixa do investimento em pesquisa.

Conclui-se, então, pela viabilidade econômica da pesquisa realizada.