

BRUNO PIRES DE CAMPOS

**INTEGRAÇÃO DE INFORMAÇÕES PARA O MONITORAMENTO DE MÉTRICAS
DE DESEMPENHO DE UMA *SMART MICROGRID***

Dissertação apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Doutor Paulo Fernando Ribeiro
Co-Orientador: Doutor Luiz Edival de Souza
Coordenador: Doutor Tales Cleber Pimenta

ITAJUBÁ - MG

2017

BRUNO PIRES DE CAMPOS

**INTEGRAÇÃO DE INFORMAÇÕES PARA O MONITORAMENTO DE MÉTRICAS
DE DESEMPENHO DE UMA *SMART MICROGRID***

Dissertação apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Doutor Paulo Fernando Ribeiro
Co-Orientador: Doutor Luiz Edival de Souza
Coordenador: Doutor Tales Cleber Pimenta

ITAJUBÁ - MG

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Pires de Campos, Bruno

Integração de informações para o monitoramento de métricas de desempenho de uma *Smart Microgrid* – Itajubá, 2017.

145 páginas

Área de concentração: Automação e Sistemas Elétricos Industriais.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro.

Tese (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1.Sistema de monitoramento; 2. Geração fotovoltaica; 3. Métricas de desempenho

A minha mãe Maria Joana, ao meu pai Vicente e ao meu irmão Rafael...
A minha vó Tina, que sempre acreditou em mim...

Dedico

AGRADECIMENTOS

Aos meus amigos de mestrado que em muito me ajudaram neste projeto, Roberto Netto, Luiz Ricco, Guilherme Pinheiro e Lúcio Motta.

Ao Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro, pela indicação de ótimas referências, pela orientação e apoio total a este trabalho.

Ao Prof. Dr. Luiz Edival de Souza pelo apoio e total abertura em me receber e escutar sempre que precisei.

Ao Rubem Guimarães e ao Ricardo Haetinger que em nome da Elipse Software fizeram a doação das licenças dos softwares Elipse Power e Elipse Plant Manager, tornando possível a implementação prática deste trabalho.

Ao CNPq, que através do Projeto Tecnologia em *Smart Grid* (No. 404927/2013-0 - CTENERG / Chamada Nº 33/2013 MCTI/CNPq/CT- Energ) financiou a compra de grande parte dos equipamentos da *microgrid* de geração fotovoltaica do CERIn.

“É muito difícil reduzir à obediência aquele que não procura mandar, e o político mais hábil não conseguiria sujeitar homens que só quisessem ser livres.”

Jean Jaques Rousseau

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	X
LISTA DE TABELAS	XII
RESUMO.....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
1 INTRODUÇÃO	16
1.1 RELEVÂNCIA.....	16
1.2 OBJETIVO.....	18
1.3 ESTRUTURA	18
2 SMART GRID.....	21
2.1 INTRODUÇÃO	21
2.2 GERAÇÃO CENTRALIZADA VS GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.3 INFLUÊNCIAS DE MERCADO	26
2.3.1 Veículos Elétricos	28
2.4 INTEROPERABILIDADE	29
2.5 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA.....	30
2.6 SCADA.....	31
2.7 COMUNICAÇÃO	34
2.7.1 Camada OSI.....	34
2.7.2 TCP/IP	36
2.7.3 DNP3.....	37
2.7.4 IEC-61850	38
2.7.5 Modbus.....	39
2.8 AMI.....	41
2.9 CONCLUSÃO.....	42
3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	45
3.1 INTRODUÇÃO	45
3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	47
3.2.1 Associação de células e módulos fotovoltaicos	47

3.2.2	Desempenho	48
3.2.3	Construção	48
3.2.4	Caracterização.....	49
3.2.5	Efeito da temperatura	51
3.2.6	Efeito do sombreamento.....	51
3.3	INVERSORES.....	52
3.3.1	Princípio de funcionamento	53
3.3.2	MPPT.....	56
3.4	BATERIAS.....	57
3.5	CONCLUSÃO.....	59
4	MÉTRICAS DE DESEMPENHO	61
4.1	INTRODUÇÃO	61
4.2	DISTORÇÕES HARMÔNICAS	62
4.3	SOBRETENSÃO	65
4.4	CORRENTE DE PARTIDA.....	66
4.5	DESEQUILÍBRIO	66
4.6	FLUTUAÇÕES	67
4.7	FREQUÊNCIA.....	69
4.8	SEGURANÇA.....	69
4.9	NORMAS.....	70
4.10	CONCLUSÃO.....	70
5	MEDIÇÃO DA QUALIDADE	73
5.1	INTRODUÇÃO	73
5.2	OBJETIVOS	74
5.2.1	Verificação da conformidade	74
5.2.2	Análise de performance	74
5.2.3	Caracterização de sistema	75
5.2.4	Solução de problemas	75
5.2.5	Estudo e aplicações avançadas	75
5.2.6	Gerenciamento da QEE.....	76

5.3	NÚMERO DE MONITORES.....	76
5.4	SELEÇÃO DOS LOCAIS DE MONITORAMENTO	76
5.5	PARÂMETROS DE MONITORAMENTO	81
5.5.1	Parâmetros para verificação de conformidade	82
5.5.2	Parâmetros para análise de desempenho	83
5.5.3	Parâmetros para aplicações de estudos avançados	83
5.6	CONSIDERAÇÕES SOBRE O INSTANTE DAS MEDIDAS	83
5.7	CONSIDERAÇÕES SOBRE A METEOROLOGIA	84
5.8	CONSIDERAÇÕES SOBRE TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO	84
5.9	CONSIDERAÇÕES SOBRE APRESENTAÇÃO DAS MEDIÇÕES.....	84
5.10	CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CUSTOS	84
5.11	ARMAZENAMENTO.....	85
5.12	RESOLUÇÃO DOS DADOS	86
5.13	COMUNICAÇÃO DOS DADOS.....	86
5.14	APRESENTAÇÃO DOS DADOS	87
5.15	CONCLUSÃO.....	88
6	RESULTADOS.....	90
6.1	INTRODUÇÃO	90
6.2	MICROGRID	90
6.3	METEOROLOGIA	94
6.4	REDE FRONIUS SOLAR NET E COMPONENTES DATCOM	97
6.5	MEDIDOR INTELIGENTE	99
6.6	SISTEMA UPS	99
6.7	EMS.....	100
6.8	ARMAZENAMENTO.....	101
6.9	COMUNICAÇÃO	102
6.9.1	Inversores.....	102
6.9.2	Medidor de energia.....	103
6.9.3	UPS	104
6.9.4	Meteorologia.....	106
6.9.5	Previsão.....	107
6.9.6	Sistema de monitoramento.....	107

6.10	MONITORAMENTO	109
6.10.1	Tela CERIn.....	110
6.10.2	Tela Harmônicos	111
6.10.3	Tela Previsão	112
6.10.4	Tela Geração.....	113
6.10.5	Tela Alarmes	113
6.10.6	Tela UPS.....	115
6.10.7	Controle dos inversores.....	115
6.11	MEDIÇÕES	118
6.11.1	Geração Fotovoltaica e Irradiação Solar e Temperatura.....	119
6.11.2	Harmônicos de tensão.....	120
6.11.3	Harmônicos de corrente	121
6.11.4	Corrente dos inversores	122
6.11.5	Tensão dos inversores	124
6.11.6	Potência reativa dos inversores	124
6.11.7	Controle de potência ativa	125
6.11.8	Controle de fator de potência	126
6.11.9	Potências.....	128
6.11.10	Desequilíbrio	128
6.11.11	Influência harmônica da UPS	129
6.11.12	Frequência	131
6.11.13	Tensão CERIn.....	132
6.11.14	Corrente CERIn.....	133
6.11.15	Alarmes	134
6.12	CONCLUSÃO.....	135
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	137
7.1	CONCLUSÕES	137
7.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	138

REFERÊNCIAS.....	139
------------------	-----

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Camadas do modelo OSI	35
Figura 2: IEC 61850 e monitores PQ	38
Figura 3: Barramentos da IEC-61850.....	39
Figura 4: <i>Frame</i> de resposta RTU.....	40
Figura 5: <i>Frame</i> do Modbus TCP	41
Figura 6: Componentes de um sistema fotovoltaico.....	46
Figura 7: Estrutura de encapsulamento de um módulo fotovoltaico.....	48
Figura 8: Curva característica de um módulo fotovoltaico.....	50
Figura 9: Ponte trifásica tiristorizada	53
Figura 10: a) Sinais de controle do inversor b) Saída de um inversor multipulsos	54
Figura 11: Curvas de Potência por Tensão.....	56
Figura 12: Sinal na frequência fundamental com uma distorção de 3ª ordem	63
Figura 13: Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação	68
Figura 14: Associação paralelo dos arranjos 1 e 2.....	92
Figura 15: Associação paralelo dos arranjos 5, 6, 7 e 8.....	93
Figura 16: Circuito unifilar da rede fotovoltaica do CERIn.....	94
Figura 17: Sensor box para medições meteorológicas	95
Figura 18: Anemômetro.....	95
Figura 19: Sensor de irradiação solar	96
Figura 20: Taxa de conversão para medição de irradiação solar.....	96
Figura 21: Sensor de temperatura Pt1000	97
Figura 22: Configuração da rede Solar Net do CERIn	98
Figura 23: Analisador de Qualidade de Energia Mult-K NG	99
Figura 24: UPS.....	100
Figura 25: Ambiente de desenvolvimento – Elipse Power Studio	101
Figura 26: Texto JSON de medições do Sensor Box	106
Figura 27: Condições de nuvens e vento da região de Itajubá.....	107
Figura 28: Estrutura do sistema de monitoramento.....	108
Figura 29: Fator de potência dos inversores	110
Figura 30: Tela CERIn.....	111
Figura 31: Tela Harmônicos	112
Figura 32: Tela previsão.....	112

Figura 33: Tela Geração	113
Figura 34: Tela Alarmes	114
Figura 35: Tela UPS	115
Figura 36: Ícones de <i>login</i> e <i>logout</i>	116
Figura 37: Tela de <i>login</i>	116
Figura 38: Usuário <i>logado</i>	116
Figura 39: Tela de controle de inversor.....	117
Figura 40: Geração, Irradiação e Temperatura Ambiente e de Placa	119
Figura 41: Comparação de geração em dia de inverno e dia de primavera.....	120
Figura 42: DHT de tensão em um dia nublado e ensolarado	121
Figura 43: DHT de corrente em um dia ensolarado	122
Figura 44: Carregamento de correntes do inversor 13 em um dia ensolarado	123
Figura 45: Carregamento de correntes do inversor 15 em um dia ensolarado	123
Figura 46: Carregamento das tensões de fases nos três inversores	124
Figura 47: Potência reativa total dos três inversores em um dia ensolarado	125
Figura 48: Controle de potência ativa.....	126
Figura 49: Controle de fator de potência	127
Figura 50: Aumento da potência reativa no controle de fator de potência	127
Figura 51: Potências em um dia ensolarado	128
Figura 52: Desequilíbrio de tensão em dia nublado e ensolarado.....	129
Figura 53: DHI de corrente de 40 ^a ordem das três fases	130
Figura 54: DHT de corrente com UPS desativada e ativada.....	131
Figura 55: Frequência do CERIn.....	132
Figura 56: Tensões CERIn.....	133
Figura 57: Corrente Fase C do CERIn	134
Figura 58: Ocorrências de alarmes	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO.....	24
Tabela 2: FUNÇÕES MODBUS	40
Tabela 3: NORMAS, RECOMENDAÇÕES E RELATÓRIOS TÉCNICOS DE QEE ..	70
Tabela 4: ESCALAS DE TEMPO PARA DIFERENTES FENÔMENOS QEE	77
Tabela 5: VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS TIPOS DE INSTALAÇÃO.....	81
Tabela 6: CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DO CERIN.....	91
Tabela 7: ORGANIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	91
Tabela 8: INVERSOR DE FREQUÊNCIA DOS ARRANJOS 1 E 2, 3 E 4	92
Tabela 9: INVERSOR DE FREQUÊNCIA DOS ARRANJOS 5, 6, 7 E 8.....	93
Tabela 10: VARIÁVEIS DOS INVERSORES MONITORADOS	102
Tabela 11: VARIÁVEIS MONITORADAS DO MEDIDOR INTELIGENTE	103
Tabela 12: VARIÁVEIS MONITORADAS DA UPS.....	105
Tabela 13: INTERPRETAÇÃO DE SINAIS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO	109
Tabela 14: ALARMES CADASTRADOS DO MEDIDOR DE QUALIDADE	114
Tabela 15: CONTEXTO DE PASTAS DAS MEDIÇÕES NO EPM	118

RESUMO

INTEGRAÇÃO DE INFORMAÇÕES PARA O MONITORAMENTO DE MÉTRICAS DE DESEMPENHO DE UMA *SMART MICROGRID*

Este trabalho implementa a integração dos diversos componentes de uma *microgrid* fotovoltaica em uma plataforma única de monitoramento. O sistema monitora a planta do Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (CERIn) da Universidade Federal de Itajubá, que conta com uma capacidade instalada de 27 kWp, um sistema ininterrupto de energia e uma minicentral meteorológica. Com foco na qualidade da energia elétrica, o desenvolvimento dessa dissertação se baseia nas recomendações do guia técnico “CIGRE WG C4.112” sobre o monitoramento de condições elétricas. As medições são exibidas em tempo real e armazenadas em banco de dados, possibilitando posterior processamento e correlação de informações. A integração de todos os sistemas envolvidos na geração fotovoltaica do CERIn facilita a análise das principais métricas de desempenho dessa *microgrid*.

Descritores: Sistema de monitoramento, Geração fotovoltaica, Métricas de desempenho

ABSTRACT

INFORMATION INTEGRATION FOR MONITORING PERFORMANCE METRICS OF A SMART MICROGRID

This work implements the integration of all components of a photovoltaic microgrid on a unique monitoring system. The system supervises the site of the Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (CERIn) of the Federal University of Itajuba, which has installed capacity of 27 kWp, an uninterruptible power system (UPS) and a small meteorological system. The development of this dissertation is based on technical recommendations of "CIGRE WG C4.112" about the power quality monitoring. The measures are showed in real time and saved in a data base for later processing and information correlation. The integration of all systems included at the CERIn's photovoltaic site facilitates the analysis of main performance metrics of this microgrid.

Key words: System monitoring, Photovoltaic generation, Performance metrics

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNCIA

O constante e rápido crescimento de demanda de energia elétrica e a necessidade mundial por sistemas sustentáveis estão estimulando grandes mudanças no sistema elétrico de potência tradicional. Em muitas partes do mundo, a rede elétrica de potência se baseia em um sistema planejado nos anos 50, em uma estrutura que atualmente necessita de reformas e ampliações. Essa se torna uma grande oportunidade de reinvenção da rede, com suporte das novas tecnologias de geração, monitoramento e comunicação (EKANAYAKE et al., 2012).

Como resultado da abertura do mercado da energia, os operadores estão cada vez mais preparados para reportar, a usuários e órgãos reguladores, informações relacionadas ao fornecimento de energia. No passado, qualidade de energia era vista como um dever implícito aos operadores do sistema, mas hoje qualidade de energia tem objetivos cada vez mais claros. Atingir metas de qualidade de energia é extremamente importante e como integrar e apresentar dados de qualidade é fundamental. (TESTA; LANGELLA, 2007)

Nos últimos anos tem havido um crescente interesse sobre o monitoramento da qualidade da energia e maior pressão por parte dos consumidores e órgãos reguladores para a disponibilização de informações sobre o atual estado da qualidade da energia elétrica (TESTA; LANGELLA, 2007). A difusão do uso de cargas não lineares na rede e suas consequências acabam incentivando ainda mais o monitoramento e a documentação dos vários aspectos de desempenho da rede.

O monitoramento de tensão e corrente dá ao operador um diagnóstico sobre seu sistema. O desenvolvimento de equipamentos de medição, tecnologias de comunicação, armazenamento e processamento de dados tornam possível o monitoramento em larga escala de qualquer parâmetro de interesse (CIGRE WG C4.112, 2014).

Em um contexto de difusão de energia renovável e distribuída, o consumidor de energia também se torna produtor. O gerenciamento do fluxo bidirecional de potência se torna muito mais complexo. Passa a ser necessário o monitoramento de um número bem maior de pontos da rede. O interesse é saber o quanto o consumidor

está consumindo de energia, gerando e com que qualidade faz ambos. Isso provoca um aumento exponencial na necessidade de processamento dados e exige um sistema de monitoramento e gerenciamento da rede muito mais complexo e eficiente do que nos padrões atuais.

O que se deseja entender é o impacto que um sistema elétrico altamente conectado a gerações distribuídas teria na qualidade da energia de fornecimento e especialmente na geração fotovoltaica que é intermitente e envolve transformação de corrente contínua em alternada.

Deste modo torna-se relevante a integração de medições dos diversos sistemas envolvidos na geração fotovoltaica em uma plataforma única, facilitando a correlação dos dados. Esses dados podem se transformar em informações úteis acerca dos impactos desse tipo de geração.

Esse sistema integra diversos tipos de medições como dados de meteorologia, consumo e geração, estado de equipamentos (como transformadores e disjuntores), características das cargas, etc. O sistema de supervisão é a base para a operação da rede. O monitoramento em tempo real possibilita análise de fluxo de potência, estabilidade, segurança e confiabilidade de um sistema em que se busca uma relação ótima entre geração e consumo.

Um dos fundamentos de uma aplicação *Smart Grid* é interoperabilidade entre seus sistemas, pois sem interoperabilidade, os custos para integrar os diversos componentes de diversos fabricantes e as variadas aplicações iriam aumentar enormemente em função do grande número de novas interfaces e processos envolvidos (SANTODOMINGO et al., 2014). Dessa forma, a plataforma de monitoramento proposta neste trabalho estará em conformidade com as recomendações mais atuais das agências reguladoras do sistema elétrico e institutos internacionais (IEEE, IEC, etc).

Neste cenário, o desafio da integração das diversas fontes de dados com a garantia de que a informação chegue clara e rapidamente aos tomadores de decisão sugere que este é um estudo de alta relevância científica e se adéqua aos conceitos mais modernos de uma rede elétrica inteligente.

1.2 OBJETIVO

Esse trabalho objetiva a implementação de uma plataforma de monitoramento de métricas de desempenho de uma *microgrid* no prédio do Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (CERIn) no campus da UNIFEI. Como parte do projeto do CNPq “Tecnologia em *Smart Grid*”, este trabalho visa o desenvolvimento de uma Central de Supervisão e Controle (CSC) que deverá monitorar a operação da *microgrid* de acordo com os limites normativos de qualidade da energia. Nesse sistema poder-se-á estudar distúrbios e impactos consequentes de conexões e desconexões da geração local e avaliar os indicadores de conformidade.

O CERIn conta com geração fotovoltaica de 27 kWp. A *microgrid* envolve 3 inversores de frequência, um medidor de qualidade de energia, um sistema ininterrupto de energia e um sistema de meteorologia. Cada sistema é monitorado isoladamente por *software* proprietário. Esse trabalho objetiva integrar todos esses sistemas em uma plataforma única de monitoramento com visualização em tempo real de medições elétricas, bem como armazenamento em banco de dados. Posteriormente será feita uma análise e correlação de informações acerca das medições desse tipo de geração e dos possíveis impactos na qualidade da energia.

Dessa maneira esse trabalho poderá ser estruturado nos padrões mais atuais de interoperabilidade para aplicações *Smart Grid*, com a descrição de todos os sistemas envolvidos em uma *microgrid* fotovoltaica.

1.3 ESTRUTURA

Essa dissertação está dividida em 6 capítulos fundamentais.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão dos principais aspectos e sistemas envolvidos no conceito de *Smart Grid*.

O Capítulo 3 descreve os principais componentes envolvidos em uma planta de geração fotovoltaica.

O Capítulo 4 traz uma revisão sobre os principais impactos que a difusão da geração fotovoltaica pode trazer para a qualidade da energia elétrica.

O Capítulo 5 destaca os pontos mais relevantes para a implementação de um sistema de monitoramento de qualidade de energia segundo as recomendações do guia técnico (CIGRE WG C4.112, 2014).

O Capítulo 6 aborda a implementação prática do sistema de monitoramento da *microgrid* de geração fotovoltaica do CERIn. Ao final deste capítulo são apresentados os resultados das medições.

O Capítulo 7 traz conclusões finais acerca do sistema proposto e da análise das medições, além de propostas para trabalhos futuros.

2 SMART GRID

2.1 INTRODUÇÃO

O constante e rápido crescimento de demanda de energia elétrica e a necessidade mundial por sistemas sustentáveis estão estimulando grandes mudanças no sistema elétrico de potência tradicional.

Em muitas partes do mundo, a rede elétrica de potência se baseia em um sistema planejado nos anos 50, em uma estrutura que atualmente necessita de reformas e ampliações. Com as novas tecnologias de geração, monitoramento e comunicação, essa se torna uma grande oportunidade de reinvenção da rede. Dessa forma, *Smart grid* surge como uma filosofia focada na rede de baixa potência, que possibilita a participação do consumidor na operação da rede através da autonomia de sua própria geração local e maior consciência de seu consumo através dos medidores inteligentes de energia. (EKANAYAKE et al., 2012).

A Plataforma Europeia de Tecnologia define: “*Smart Grid* é a rede elétrica que integra de maneira inteligente as ações de todos os usuários a ela conectados – geradores, consumidores, e aqueles que fazem ambos – entregando fontes de energia sustentáveis, econômicas e seguras”.

Um dos pontos importantes da geração distribuída em *Smart Grid* é atingir um balanço entre produção e consumo de forma local e sistêmica. Isso só é possível se houver um gerenciamento da demanda, através da integração de medidores inteligentes de energia, microgeração com fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e oferecimento de informações detalhadas de consumo e de tarifas da energia aos consumidores.

De acordo com (SANTODOMINGO et al., 2014), *Smart grid* é um termo de referência para um novo conceito de redes elétricas em que seus componentes se adaptam automaticamente ao ponto ótimo de consumo (minimização do percurso de transporte da energia, gerenciamento de demanda, etc.). Porém em (GONZALES et al., 2014) se defende a ideia de que *Smart Grid* deve envolver não somente questões tecnológicas, mas também considerar problemas de âmbito espacial, ambiental, legal e social. A chave para isso é entender os diferentes interesses de cada parte envolvida e afetada pela aplicação prática do conceito.

Segundo (NETTO et al., 2015) , um agente fundamental de *Smart Grid* é a *microgrid*, uma rede local que combina fontes de calor e energia e equilibra geração e demanda dentro de uma região definida. Seus componentes incluem: fontes de geração distribuída, armazenadores de energia (para suprimento quando não há geração), sistemas de controle, rede de comunicação e gerenciamento da informação.

Com a difusão da geração distribuída, principalmente a fotovoltaica, o consumidor também se torna um produtor de energia elétrica. A rede tradicional de distribuição deixa de ser passiva e passa a ser ativa com fluxo bidirecional de energia (NETTO et al., 2015). Neste cenário, os consumidores serão capazes de monitorar e gerenciar localmente seu consumo e produção, buscando economia e confiabilidade em uma energia limpa e renovável. Os dados medidos se transformam em informação, e o processamento disso gera conhecimento. Para isso se faz necessário um sistema de monitoramento eficiente que torna o consumidor capaz de reagir às flutuações de preço da energia, decidir qual o momento de utilizar a energia, armazenar ou fornecer para a rede de distribuição (CAMPOS; SILVA, 2016). Essa também é uma condição vantajosa para os operadores do sistema integrado, porque nos momentos de pico de demanda, em que o sistema se torna mais susceptível a faltas, o preço da energia será alto. O valor alto induz os consumidores a fornecer energia para a rede e com isso o pico de demanda cai e a operação do sistema se torna mais segura e confiável, permitindo economias com o sobredimensionamento de potência das plantas de geração, usado somente nos períodos de pico.

Em *Smart Grid*, várias *microgrids*, cada uma com um nível de tensão, fornecendo ou consumindo potência da rede, serão ainda conectadas a um centro de operação e controle responsável por gerenciar o fornecimento de cada *microgrid*. Uma *microgrid* pode ser definida como uma rede de baixa tensão integrando pequenas unidades geradoras distribuídas (geração fotovoltaica, geração eólica, etc.), dispositivos armazenadores de energia e cargas controláveis.

Ao longo desse capítulo serão discutidos alguns pontos ligados ao conceito de *Smart Grid*.

2.2 GERAÇÃO CENTRALIZADA VS GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema elétrico de potência tradicional se baseia em grandes centrais geradoras conectadas à rede através de transformadores elevadores de tensão no ponto inicial da rede de transmissão. Cada usina, gerando na faixa de 1000 MW, utiliza a rede de transmissão para transportar energia elétrica através de longas distâncias para então chegar à rede de distribuição, em uma tensão menor que poderá alcançar os pontos finais de consumo.

O sistema de geração e transmissão conta com uma rede de monitoramento e gerenciamento eficiente, garantindo operação segura das usinas e circuitos de transmissão. Já o sistema de distribuição, apesar de muito extenso, conta com pouca automação e poucos pontos de monitoramento de tempo real. Há pouca interação entre os pontos de consumo e o sistema de potência.

O atual sistema elétrico de potência se baseia na Geração Centralizada (GC) que tem alta capacidade de fornecimento, porém convive com problemas de confiabilidade e sustentabilidade. Já a Geração Distribuída (GD) foca no fornecimento direto na rede de distribuição ou mesmo no ponto de consumo. Com menor capacidade, a GD é baseada em energias renováveis como solar, eólica e microturbinas movidas a biogás por exemplo. Nesse cenário os usuários consomem e geram energia de maneira limpa e cooperativa (MOMOH; MELIOPOULOS; SAINT, 2012).

A geração centralizada tem alta capacidade de produção de energia por meio de grandes plantas centrais que requerem grandes estruturas e por isso têm um alto impacto sócio ambiental na região de instalação.

Entre outras, as principais usinas de geração centralizada são:

- Usinas hidrelétricas;
- Termoelétricas;
- Usinas nucleares.

As usinas termoelétricas trazem o malefício de, na maioria das vezes, usar combustíveis fósseis como fonte de energia térmica (carvão, gás, óleo) e gerar altas emissões de gás carbônico que contribuem para o efeito estufa e aquecimento global.

As usinas nucleares necessitam de forte segurança e confiabilidade de gerenciamento por lidar com uma fonte de energia altamente radioativa. As

consequências de exposição a essa radiação são devastadoras, causando a contaminação de grande área no entorno da usina.

No caso de usinas hidrelétricas, uma grande área precisa ser alagada para a formação do reservatório da usina. Esse alagamento destrói a fauna e a flora daquela região e obriga os moradores a uma mudança de localidade.

A geração centralizada transporta energia por longos trajetos, o que torna mais difícil a detecção exata de um possível ponto de falha. Como uma mesma usina é geralmente responsável pela alimentação de uma vasta quantidade de consumidores, as falhas na geração ou transmissão dessa energia também podem afetar muitas pessoas.

Na GD, o transporte da energia é facilitado pela proximidade entre os pontos de geração e consumo. Além disso a geração distribuída tem o benefício econômico de não utilizar as redes de transmissão (economia com cabamentos e perdas elétricas). Alimentando áreas mais próximas, o sistema se restringe à rede de distribuição, ou a geração ocorre no próprio local consumidor. Porém, a confiabilidade desse sistema ainda depende fortemente da conexão com a rede elétrica tradicional, principalmente no caso de gerações intermitentes como solar e eólica.

Outro impedimento da difusão da GD são os altos custos de instalação. Porém, políticas que trazem descontos na conta de energia do consumidor pelo excedente gerado e o desenvolvimento de tecnologias mais baratas são exemplos de ações que vêm contribuindo para a melhora da lucratividade da GD.

Na Tabela 1 compara-se algumas tecnologias de geração:

Tabela 1: TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO (MOMOH; MELIOPOULOS; SAINT, 2012)

Tecnologia	Eficiência Térmica	Capacidade	Desafios	Vantagens
Carvão	30 - 40%	200 - 1000 MW	Poluição do ar, alto uso de água, perdas de transmissão	Combustível barato, subsídios favoráveis
Biomassa	40%	20 - 50 MW	Poluição do ar, baixa densidade energética	Combustível amplamente disponível
Turbina Eólica	N/A	1 kW - 5 MW	Intermitência	Combustível sem custo, custos de produção em queda
Geração fotovoltaica	7 - 17%	1W - 10 kW	Intermitência, baixa capacidade, alto custo	Combustível sem custo, fácil integração
Gás Natural	25 - 30%	200 - 1000 MW	Perdas de transmissão, alta emissão de carbono, combustível caro	Queima mais eficiente que carvão ou biomassa

GD são geralmente geograficamente distribuídas e essa topologia é mais robusta a falhas do que a GC. Se um ponto de geração falha, poucos consumidores serão afetados. No conceito de *Smart Grid*, essa região que ficou sem suprimento de energia devido a uma falha local da geração, poderá ser rapidamente suprida por outro ponto de geração da região através de um algoritmo de “*Self-healing*”, em que o sistema se reconfigura para isolar a falha e recuperar a maior parte possível da rede.

Porém, o sistema de gerenciamento se torna bem mais complexo na GD. Como as plantas de geração são bem maiores em número e menores em capacidade, é necessário um monitoramento granular de todos os pontos de geração. A possibilidade de falhas concomitantes aumenta. As regras de tarifação se tornam mais detalhadas, pois é preciso medir, além do montante consumido, o montante gerado pelos consumidores. Todos esses pontos serão monitorados por medidores inteligentes capazes de medir o fluxo bidirecional de potência. Esses medidores devem trocar informações entre si e com um centro de controle, o que permitirá a rápida reconfiguração do sistema em caso de falhas.

Um benefício que a difusão de sistema GD traz é a redução do pico de potência nos períodos de alta demanda. Nesses períodos, o preço da energia é maior, o que incentiva os usuários a liberar o excedente da geração para a rede elétrica. Isso reduz o pico de demanda e evita gastos com instalações de reserva usadas somente nesses períodos.

Mas tudo isso envolve tecnologias ainda muito caras. O investimento em infraestrutura para modernizar o atual sistema elétrico de potência é muito alto. Existem ainda estudos que indicam que essas tecnologias intermitentes de geração, como a solar e eólica, podem trazer consequências na qualidade da energia, com introdução de harmônicos e instabilidades na tensão (PINTO et al., 2015).

Essas novas fontes de geração podem também mudar o volume e a direção do fluxo de potência na rede e possivelmente sobrecarregar determinadas linhas, com elevação abrupta de tensão em determinados pontos (VOVOS et al., 2007). Isso obriga as companhias de distribuição a reforçar seu sistema, construindo novas linhas, ou instalando novos equipamentos de controle (MOMOH; MELIOPOULOS; SAINT, 2012).

Outro ponto de atenção é a questão da segurança. Na atual configuração da rede, é simples para o operador do sistema reconhecer uma linha energizada ou desenergizada, pois a potência flui em um único sentido. Já na GD, com a autonomia do usuário para a geração e transmissão de energia na rede, fica mais complexo determinar se uma linha tem ou não energia. Isso traz riscos aos operadores da manutenção de uma linha que a princípio pode estar desenergizada e permitir a manutenção segura da linha. Mas esta pode vir a se energizar se algum dos vários pontos de geração distribuída passar a enviar energia para a rede por decisão de um dos consumidores.

É por tudo isso, que cada forma de geração, GC ou GD, têm pontos positivos e negativos. A escolha entre uma e outra, ou a aplicação mista depende de um planejamento e um estudo detalhado de fatores como os tipos de consumidores, a região de instalação e de consumo, a potência da energia necessária, o grau de urgência da demanda e as regras de mercado da energia.

2.3 INFLUÊNCIAS DE MERCADO

A energia elétrica não é um produto como outros. O kWh não tem o mesmo valor a todo o tempo. A energia consumida fora da hora de pico tem um valor menor que a consumida na hora de pico, simplesmente porque o custo de geração não é o mesmo. Nos momentos de pico, são acionados geradores térmicos movidos a combustíveis fósseis que são mais caros e mais poluentes (NOUREDINE; JEAN-CLAUDE, 2012).

No conceito de *Smart Grid*, o consumidor terá disponível mais informações acerca do seu consumo. Através dos medidores inteligentes, ele terá consciência de seu consumo separado por equipamentos ao longo do dia. Em um cenário de cobrança horo-sazonal de energia, existirá a possibilidade da formulação de um planejamento estratégico para a geração, armazenamento e consumo, visando a máxima lucratividade da *microgrid* (KADUREK et al., 2014).

Nos períodos de pico de demanda, a energia fica mais cara. Nesse contexto, é mais vantajoso para o consumidor liberar energia na rede e evitar o uso de equipamentos de alta potência, como chuveiros e máquinas de lavar.

Nos momentos em que a energia é barata, cabe ao consumidor decidir entre consumo e/ou armazenamento.

Em *Smart Grid* as ações de diferentes usuários da rede, consumidores e geradores serão integradas para que se mantenha o balanço entre demanda e fornecimento de energia. Graças a informações de tempo real, os consumidores poderão ser avisados sobre o seu consumo e o seu gasto com energia em determinado período, desaconselhando o consumo nas horas de pico. (NOUREDINE; JEAN-CLAUDE, 2012)

As horas de pico são críticas, pois é o momento em que o sistema fica mais susceptível a falhas. A geração é insuficiente para atender a demanda. Então os geradores térmicos e hidráulicos ficam sobrecarregados e deve haver um abaixamento da tensão com a importação de eletricidade a altos preços no mercado livre de energia. Quando o fornecimento é cortado aos consumidores, o custo dessa falha é altamente pago em multas. Dessa forma, com o alto valor da energia de pico, o consumidor tomaria consciência de seus gastos e adiaria seu consumo para as horas fora de pico.

Do lado da geração também é muito caro investir em instalações que só serão acionadas nas horas de pico. Elas podem nem serem requeridas constantemente e operar por poucas horas ao dia. Dessa forma há poucos investimentos na estrutura extra necessária ao pico, o que acaba aumentando ainda mais o custo da energia nesse momento. O custo da energia é muito volátil e muda de hora em hora no mercado livre, seguindo os custos marginais (o custo do último gerador acionado na rede para equilibrar demanda e fornecimento). Esses valores podem ser muito altos dependendo do período (até 30 vezes mais caro nas horas de pico). Porém, o custo do kWh não fornecido (multas por faltas) chega a ser 100 vezes mais caro que o custo de geração (NOUREDINE; JEAN-CLAUDE, 2012).

Segundo (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014), os consumidores residenciais representam 25% da demanda de energia em países industrializados. Porém, são responsáveis por 50% da carga dos períodos de pico. Por isso há um esforço na busca de soluções que incentivem esses consumidores a mudarem seus hábitos.

A tarifação dinâmica da energia é então uma forma de controle de demanda e geração. Um exemplo da Alemanha, onde há alta difusão de geração solar nos lares, é o programa "*Washing with sunshine*" (Lave com luz solar) em que 60% das famílias

participantes programavam suas máquinas de lavar para trabalharem nos momentos de maior irradiação solar e assim economizar na conta de energia e diminuir a sobretensão nos picos de geração e os picos de demanda nos horários posteriores. Outra possibilidade é o armazenamento da energia nos picos de geração e o descarregamento nos picos de demanda, também incentivado pela tarifação dinâmica (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014).

Com o adiamento do consumo para as horas fora de pico, os fornecedores economizam com as instalações de pico, ativação de fontes caras de geração e/ou compra de energia mais poluente. Isso só será possível com a difusão dos medidores inteligentes que possibilitarão a melhor conscientização dos consumidores sobre seus gastos em tempo real. Dessa forma se espera obter um controle da demanda e geração dos consumidores residenciais, que ajustarão seus hábitos de consumo de acordo com os preços de mercado.

Porém, um ponto de atenção é com a preservação da privacidade do consumidor que poderá ter seu perfil traçado, com o número de moradores da residência, momentos em que a moradia está sem ninguém, etc. Isso ainda precisa de legislação e regras bem definidas.

O uso dos medidores inteligentes possibilitará o controle de equipamentos residenciais por parte dos operadores do sistema. Haverá a possibilidade de desligamento de milhões de refrigeradores por poucos minutos sem que o consumidor perceba e sem causar desvantagens, o que aliviará o pico de tensão quando necessário.

Segundo (NOUREDINE; JEAN-CLAUDE, 2012), economia de energia nas horas de pico também evita grandes emissões de CO₂. Por exemplo, o período de pico (1000 horas em relação às 8760 horas do ano) representa 20% da demanda de eletricidade, mas é também responsável por 50% das emissões de CO₂ relacionadas com a geração.

2.3.1 Veículos Elétricos

Outra fonte de mudanças no atual sistema elétrico será a difusão dos carros elétricos. Na Alemanha, por exemplo, a meta do governo é atingir a marca de 6 milhões de automóveis elétricos em circulação até 2030. Os objetivos são a economia

de combustíveis fósseis, redução de emissões de carbono e aumento da eficiência energética. Porém, esses veículos são baseados em baterias recarregáveis e o carregamento simultâneo de muitos desses carros trará novos desafios de fornecimento de energia elétrica (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014). Por outro lado, essas baterias também poderão ser conectadas aos lares para fornecimento local. O objetivo será controlar os períodos de carregamento para que o sistema elétrico não fique sobrecarregado.

2.4 INTEROPERABILIDADE

Segundo (IEC-61850, 2010) interoperabilidade é a habilidade de dois ou mais dispositivos do mesmo fabricante, ou diferentes fabricantes, trocar informações e usar essas informações para a correta cooperação.

A interoperabilidade é um requisito essencial nas aplicações *Smart Grid*, alinhando padrões em cada processo, operação e troca de informação da aplicação, ajudando a identificar demandas de desenvolvimento de padronização. Sem interoperabilidade, os custos para integrar os diversos componentes e aplicações iriam aumentar enormemente em função do grande número de novas interfaces e processos envolvidos (USLAR; TREFKE, 2014).

Interoperabilidade garante que as condições de interação (interfaces, especificações, padrões) sejam encontradas em cada camada do sistema.

Como os padrões de geração e distribuição de energia estão em constante transição através de um sistema altamente disperso e volátil de operação, os centros de gerenciamento devem mudar completamente os meios tradicionais de controle do sistema. Soluções desenvolvidas atualmente aumentam a inteligência na baixa e média tensão e se tornam altamente especializadas, não replicáveis e sem eficiência de custo (TREFKE et al., 2013)

Por isso foi identificado que há a necessidade de uma linguagem comum para descrever as possibilidades de uma *Smart Grid* e suas respectivas soluções (SANTODOMINGO et al., 2014).

A interoperabilidade se torna importante no atual cenário de mudança do sistema tradicional de geração centralizada para um sistema mais descentralizado em que os participantes mudam suas regras dinamicamente e interagem cooperativamente

(SANTODOMINGO et al., 2014). Na geração puramente distribuída, a geração é feita por um grande número de unidades geradoras, distribuídas e interconectadas. Essa geração é agregada pela rede de distribuição para a rede de transmissão. Áreas com reserva de energia podem suprir áreas com demanda de energia. Um dos pontos importantes da geração distribuída em *Smart Grid* é atingir um balanço entre produção e consumo o mais localmente possível para se evitar perdas de transmissão e aumentar a confiança de fornecimento. Toda essa estrutura só é possível se todos os pontos de geração e consumo trocarem informações de maneira consistente, com interoperabilidade entre todos os componentes do sistema. Assim se garante um gerenciamento inteligente, eficiente e confiável do sistema elétrico.

2.5 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA

O sistema de distribuição é extenso, complexo e de difícil monitoramento, controle e gerenciamento. Atualmente há pouco investimento no monitoramento de tempo real e controle automático destinados a distribuição, onde muitas vezes ainda é necessária a intervenção manual dos operadores do sistema.

Um sistema de gerenciamento de energia é uma ferramenta de *software* destinada a prover informações do estado atual da rede elétrica para que o operador possa intervir no sistema da melhor maneira possível, em tempos adequados à dinâmica do sistema. O *software* depende de um sistema de comunicação de dados entre os IED's (*Intelligent Electronic Devices*) de campo, que coletam informações sobre o estado da rede, e um servidor central que disponibiliza as informações em uma interface homem-máquina (IHM). Dentre as principais funções deste tipo de sistema estão:

- Monitorar e operar o sistema com o foco na garantia do suprimento;
- Mapeamento dos ativos do sistema;
- Planejamento de estratégias de operação e expansão da rede;
- Sugestão de soluções preventivas e preditivas para problemas na rede;
- Garantia da segurança de toda a rede.

2.6 SCADA

O termo SCADA vem do inglês “*Supervisory Control and Data Acquisition*”, ou seja, se refere ao *software* de controle supervisão e aquisição de dados que fornece informações de tempo real do sistema através de ferramentas de análise e modelagem gráfica, bem como o armazenamento dos dados para posterior análise.

As principais funções do sistema SCADA são:

- Aquisição de dados: As Unidades Terminais Remotas (UTRs) concentram as informações de campo sobre o estado dos equipamentos como abertura ou fechamento de disjuntores, tensões, correntes, temperaturas, etc. Todos esses dados são enviados a um centro de controle;
- Monitoramento e processamento de eventos e alarmes: Uma das funções do SCADA é comparar constantemente as medições com valores determinados em normas e limites de segurança. Por exemplo, a frequência de fornecimento de tensão deve ser bem próxima da nominal, pequenas variações podem causar o mal funcionamento de equipamentos. Logo, se essa medida sai dos limites especificados, um alarme é disparado para chamar atenção do operador para o problema. Todos os eventos ocorridos gerados pelo sistema de controle, como partida ou parada de um gerador, também são registrados pelo SCADA e apresentados através de IHM;
- Controle: No sistema SCADA existem dois tipos de controle, o manual e o automático. No controle manual, o operador deve realizar determinada ação remotamente em um equipamento de cada vez (como a abertura de uma chave seccionadora). No controle automático, as ações são disparadas automaticamente via *software* seguindo uma sequência lógica pré-programada;
- Armazenamento: As medições de tempo real são armazenadas em banco de dados do SCADA de acordo com um período pré-definido (a cada minuto por exemplo). Através desses dados podem ser gerados relatórios para futura análise e conclusões a respeito das tendências e correlações dos dados.

Nesse sistema cada medição tem além da informação da grandeza medida, o horário da aquisição. Isso é importante para que no caso de uma perturbação do

sistema, seja feita uma análise sequencial dos eventos para o entendimento das causas do problema.

O sistema EMS (*Energy Management System*) é uma versão do SCADA dedicada ao sistema elétrico de potência. No EMS novas ferramentas são utilizadas para facilitar a operação e gerenciamento da rede. Existem automatismos que seguem uma lógica de atuação independente da ação ou decisão humana. Entre essas ferramentas estão:

- 1) *Self Healing* (Auto reconfiguração): No caso de uma falta em determinado ponto da rede, o sistema EMS realiza uma sequência automática de fechamento e abertura de dispositivos (chaves, disjuntores) com o objetivo de isolar o ponto de falha e reestabelecer o fornecimento de energia ao maior número possível de consumidores. Esse é um grande ganho na qualidade do fornecimento, já que sem dispositivos de proteção e chaveamento remotos seria necessário o deslocamento físico de uma equipe que deveria percorrer a linha em falha na busca do ponto de defeito e então chavear localmente o circuito para isolar a falha. Esse procedimento é lento (média de 1h na Alemanha). Enquanto que com uso de dispositivos comandados remotamente e/ou automatizados, o restabelecimento de energia leva de alguns segundos a alguns minutos (BUCHHOLZ; STYCZYNSKI, 2014);
- 2) Descarte de cargas: No caso de uma falha na geração, transmissão ou distribuição que cause o fornecimento parcial da potência requerida por certa unidade consumidora, o algoritmo de descarte de carga mantém o fornecimento a cargas prioritárias enquanto desliga cargas de importância secundária. Também pode ser útil no controle de pico de demanda;
- 3) Gestão de ativos: Os equipamentos da rede são monitorados constantemente e de acordo com a variação de suas medições em relação as medições normais do equipamento (curva padrão), há a sugestão por manutenção preditiva. Por exemplo, se o padrão de onda da corrente do estator de um gerador mais velho muda muito em relação ao padrão de quando o gerador era novo, pode ser um indicativo de necessidade de manutenção ou troca do gerador;
- 4) Análise de topologia: Assim como há o indicativo do estado de energização dos equipamentos, há também o indicativo de estado das linhas do circuito. Os barramentos e linhas são mostrados em diferentes cores no caso de

- energização ou não. Isso facilita a interpretação dos operadores e ajuda a discernir quando determinado ponto da rede pode ou não sofrer manutenção com segurança para o trabalhador;
- 5) Controle de fluxo: O sistema consegue analisar quais linhas da rede estão sobrecarregadas e quais estão descarregadas, de forma que um algoritmo fará o roteamento de potência entre as linhas para aliviar determinados pontos. Essa função é muito importante no caso da integração de várias fontes de geração distribuídas que podem sobrecarregar a rede nos momentos de pico de geração;
 - 6) Previsão de carga: Com o armazenamento da série temporal de demanda de energia elétrica é possível definir padrões de consumo. Percebe-se que o padrão se repete em condições semelhantes, como dia da semana, horário do dia (período de pico ou não), estação do ano, temperatura ambiente, etc. Esses padrões são capturados em formulações através de técnicas de identificação de sistema. Com o padrão de consumo descrito em um modelo matemático é possível gerar previsões de consumo. As previsões são de extrema importância para o planejamento diário da geração. Esse planejamento deve considerar uma reserva de geração para cobrir incertezas dos níveis de reserva de energia (no caso da perda de um grande gerador ou aumento inesperado da demanda, por exemplo) e as incertezas sobre as intermitências naturais da geração solar e eólica (NOUREDINE; JEAN-CLAUDE, 2012);
 - 7) Detecção de faltas: Através da correlação de medidas supervisionadas com o estado topológico do sistema e reclamações de consumidores, o sistema indica os trechos desenergizados diferenciando um problema de um desligamento normal, bem como o número de consumidores afetados;
 - 8) Ambiente de simulação: O sistema EMS ainda pode oferecer um ambiente que simula condições reais de operação do sistema para que os operadores sejam treinados em um cenário com falhas, em que a tomada de decisão deve ser rápida e assertiva;
 - 9) Estimação de estados: Algumas vezes é necessária uma avaliação de QEE (qualidade da energia elétrica) onde não há medidores instalados. Em casos em que o custo ou tempo da instalação são muito altos, pode-se usar de métodos matemáticos de estimação de estados. Estudos mostram que

algoritmos de processamento de dados de medidores localizados nas redondezas de uma barra não monitorada pode trazer informações precisas sobre ela. Essa estimativa é feita através de análise matemática de estado de harmônicos, transitórios ou afundamentos momentâneos de tensão (CIGRE WG C4.112, 2014).

Essas funcionalidades são indispensáveis no contexto de *Smart Grid* em que várias fontes de geração distribuídas são integradas e podem causar grande impacto na rede de distribuição, resultando em dificuldades de gerenciamento e tomada de decisão.

2.7 COMUNICAÇÃO

2.7.1 Camada OSI

Para uma comunicação efetiva entre os dispositivos de campo e o sistema central existem regras que garantem o envio correto dos dados. Essas regras são conhecidas como protocolos de comunicação e garantem que dois equipamentos que utilizem o mesmo protocolo possam trocar dados de maneira eficiente e segura. Os protocolos se baseiam em arquiteturas de comunicação.

O primeiro esforço nesse sentido a ganhar aceitação mundial foi o modelo de Interconexão de Sistemas Abertos (OSI – *Open Systems Interconnection*) da Organização Internacional para Normalização (ISO – *International Organization for Standardization*) que divide uma rede de comunicação em 7 camadas, listadas na Figura 1. O modelo não define exatamente os protocolos de cada camada, mas sim a função de cada uma.

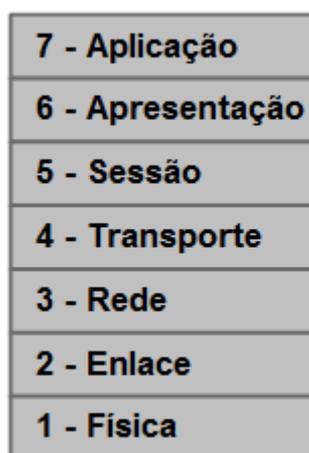


Figura 1: Camadas do modelo OSI

Nessa arquitetura cada camada depende da execução da função da camada abaixo (exceto a última, camada física), em que cada camada adiciona informações ao pacote de dados para a interpretação nas camadas superiores.

- Camada física: Responsável pela transmissão dos dados em formato binário (bits) de um ponto a outro (entre um computador e outro, por exemplo) através do envio do sinal por meio de um canal de transmissão (fibra óptica ou cabo de cobre, por exemplo). Nessa camada são definidas todas as especificações físicas do meio de comunicação e se esta será ou não bidirecional;
- Camada de enlace: Prepara o bloco de dados em frames para a transmissão no meio físico. Essa camada agrega informações dos pontos de fonte e destino ao pacote de dados e executa um controle de erros na transmissão dos dados. Também lida com o controle do acesso ao meio físico, pois mais de um dispositivo pode usar o mesmo meio de transmissão;
- Camada de rede: É responsável pela entrega do pacote de dados ao destino através da rede de comunicação. Pode atravessar mais de uma rede para finalizar a entrega através de roteadores. Nessa camada há um controle de trafico que otimiza o uso da rede por um algoritmo que redistribui a transmissão de dados afim de aliviar congestionamentos na rede;
- Camada de transporte: A camada de transporte é responsável por receber os dados enviados pela camada de sessão e segmentá-los para que sejam enviados a camada de rede, que por sua vez, transforma esses segmentos em pacotes. No receptor, a camada de transporte realiza o processo inverso,

ou seja, recebe os pacotes da camada de rede e junta os segmentos para enviar à camada de sessão. Há também o controle de erros e um controle de fluxo que equilibra a comunicação entre uma fonte de envio rápido com um receptor lento, por exemplo;

- Camada de sessão: Essa camada estabelece, gerencia e finaliza sessões de comunicação. A camada de sessão é que possibilita a comunicação de aplicações de dispositivos em diferentes redes;
- Camada de apresentação: É responsável pela conversão dos dados recebidos pela camada de sessão no formato do protocolo a ser utilizado na transmissão (ASCII, por exemplo). Há também a função de compressão de dados que agiliza a transmissão ao ponto de destino onde os dados serão descomprimidos;
- Camada de aplicação: É a camada que interage com o usuário final através dos *softwares*. Entre suas funções estão a identificação dos dispositivos da comunicação, a avaliação de disponibilidade de recursos e a sincronização da comunicação.

A comunicação entre dois dispositivos usando o modelo OSI se dá quando a informação é gerada na camada de aplicação de um dispositivo, passa pelas seis camadas abaixo (com adição de pacotes) e vai para a rede. Os dados chegam na camada física do dispositivo de destino, passam pelas 6 camadas acima até atingir a camada de aplicação.

2.7.2 TCP/IP

Seguindo os mesmos fundamentos das camadas OSI, surgiu o “*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*” (TCP/IP) nos anos 70 como resultado do projeto “*Advanced Research Project Agency Network*” (ARPANET) desenvolvida pela “*Defense Advanced Research Project Agency*” (DARPA). O TCP/IP é a arquitetura padrão utilizada na internet, que veio da necessidade de uma rede mais robusta e extensa.

Com uma estrutura mais resumida que o modelo OSI, o TCP/IP define 5 camadas de interoperabilidade: Física, Rede, *Internet*, Transporte e Aplicação.

A função da camada física é a mesma que no modelo OSI, lida com as características elétricas e mecânicas da transmissão, com o empacotamento dos dados e sincronização dos bits.

A camada de rede é responsável pelo controle de erros. Entre suas funções estão: encapsulamento dos pacotes IP provenientes da camada de Internet em *frames*, sincronização dos *frames*, detecção e correção de erros, controle do *link* lógico, controle de fluxo dos dados e endereçamento IP.

Já a camada de *Internet* lida com o roteamento dos pacotes do ponto fonte ao ponto de destino. A camada de *internet* usa o endereço IP que identifica os equipamentos ligados à rede. Atualmente existem duas versões o IPv4 (versão 4) e o IPv6 (versão 6). O IPv4 é ainda o mais usado.

A camada de transporte é representada pelo “*Transmission Control Protocol*” (TCP). O TCP cria um circuito virtual entre a fonte e o destino dos dados, sendo responsável pelo envio de todos os datagramas (pacote de dados do TCP/IP).

A camada de Aplicação do TCP/IP é composta pelas camadas de sessão, aplicação e apresentação do modelo OSI. Alguns dos protocolos associados à camada de aplicação são “*Domain Name Server*” (DNS), “*File Transfer Protocol*” (FTP), “*Simple Mail Transfer Protocol*” (SMTP) associado ao serviço de e-mail, “*Hypertext Transfer Protocol*” (HTTP) e “*Uniform Resource Locator*” (URL).

O modelo OSI e o TCP/IP baseiam os principais protocolos de comunicação usados no setor elétrico: DNP3, IEC 61850 e Modbus.

2.7.3 DNP3

É um protocolo da camada de aplicação usado em sistemas de automação. Baseado na IEC 60870-5, foi desenvolvido para transmitir pacotes pequenos de maneira confiável com sequência determinística de mensagens. É muito usado com sistemas SCADA. Por ter sido considerado na norma IEEE 1815 (padrão para comunicação no sistema elétrico de potência) foi adotado por um número significativo de fabricantes de medidores. Por ser um protocolo aberto, contribui para a interoperabilidade dos sistemas (CIGRE WG C4.112, 2014).

2.7.4 IEC-61850

É um padrão desenvolvido para automação de subestações elétricas. É baseado em nós-lógicos que promovem a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

O processamento das medições se concentra em 4 passos principais:

- 1) Conversão A/D dos sinais analógicos dos transformadores de medição;
- 2) Pré-processamento dos dados de acordo com 61000-4-30 (por exemplo, agregação de 10 min);
- 3) Armazenamento das informações em banco de dados;
- 4) Pós processamento dos dados armazenados de acordo com a aplicação (cálculos estatísticos, conformidade com normas, etc.).

Um exemplo de medições de qualidade é mostrado na Figura 2.

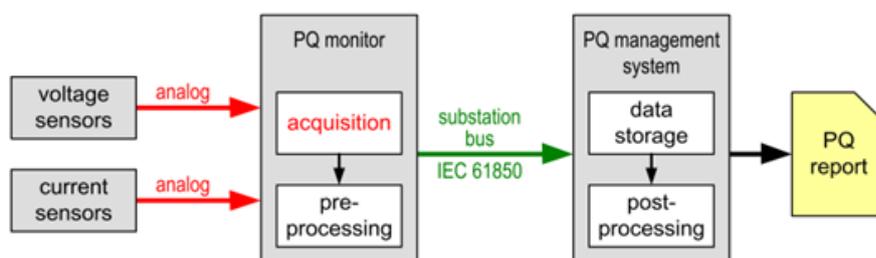


Figura 2: IEC 61850 e monitores PQ (*Power Quality*) (PINHO; GALDINO, 2014)

Nesse protocolo, todos os dispositivos de medição estão conectados ao barramento da subestação. A norma define nós-lógicos e os divide de acordo com sua aplicação. Um grupo de nós é específico para medições e o outro para eventos de qualidade. Os nós são usados para a transferência de parâmetros de dados agregados, como harmônicos e *flicker*.

A IEC 61850 usa o barramento de processo como meio de comunicação entre os dispositivos medidores e os dispositivos clientes, que requisitam os dados. Há casos em que os medidores usam protocolos proprietários para o envio de dados (via fibra ótica, por exemplo) para uma unidade de concentração e essa unidade envia os dados via barramento de processo da IEC 61850, como demonstra a Figura 3.

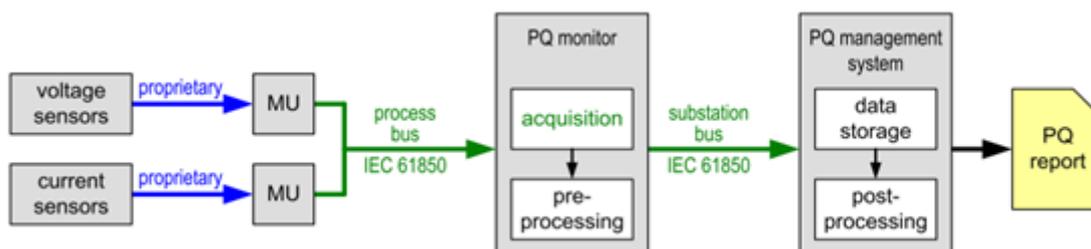


Figura 3: Barramentos da IEC-61850 (PINHO; GALDINO, 2014)

Mas ainda há uma carência de definições para as medições de qualidade de energia. Isso faz com que cada fabricante de medidor implemente a transferência de dados de forma proprietária, dificultando a integração dos medidores e a interoperabilidade do sistema.

2.7.5 Modbus

Esse protocolo é um padrão desde 1979 em plantas industriais e no mundo da automação, por isso está presente em muitos medidores de qualidade da energia elétrica.

O Modbus é um protocolo de comunicação aberto baseado no conceito mestre/escravo ou também conhecido como cliente/servidor (no Mosbus TCP). O mestre e o escravo são conectados a uma mesma rede onde o mestre envia uma requisição e o escravo responde.

Esse protocolo pode utilizar três modos de transmissão: RTU (*Remote Terminal Unit*), ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*) e TCP. Os modos de transmissão dizem respeito a formatação (empacotamento) dos bytes nos pacotes de dados da comunicação. O meio físico pode ser RS-232, RS-485 ou Ethernet.

O RTU e ASCII utilizam comunicação serial assíncrona por meio físico RS-485 ou RS-232. No TCP ocorre a comunicação por rede ethernet (cabada ou wireless).

No Modbus pode haver um mestre fazendo requisições de 1 até 248 escravos. Um escravo só pode responder ao mestre e se for requisitado pelo mestre.

Esse protocolo trabalha com funções para definir o tipo de requisição ao escravo. Algumas dessas funções estão na Tabela 2.

Tabela 2: FUNÇÕES MODBUS

código do comando	descrição
0x01	Lê um número variável de saídas digitais (bobinas)
0x02	Lê um número variável de entradas digitais
0x03	Lê um número variável de registros retentivos (saídas analógicas ou memórias)
0x04	Lê um número variável de registros de entrada (entradas analógicas)
0x05	Força uma única bobina (altera o estado de uma saída digital)
0x06	Preset de um único registro (altera o estado de uma saída analógica)
0x07	Lê exceções (registros de erro)
0x08	Várias funções de diagnóstico
0x0F	Força uma quantidade variável de bobinas (saídas digitais)
0x10	Preset de uma quantidade variável de registros (saídas analógicas)

As mensagens são enviadas em um formato sequencial padrão, o *frame*. Na requisição do mestre para um escravo, o *frame* é composto pelo endereço do escravo (1 byte), o código da função (1 byte), a endereço inicial a ser lido (2 bytes), a quantidade de endereços a serem lidos (2 bytes) e por fim uma verificação da conformidade dos dados (checagem de erros CRC – *Cyclical Redundancy Checking*) (2 bytes). Essa checagem de erros é a soma de todos os bytes transmitidos na mensagem, no recebimento da mensagem a soma é refeita e comparada com os campos CRC. Se os resultados baterem a comunicação foi bem sucedida, caso contrário houve erro e a mensagem é desconsiderada e o erro reportado para que haja uma nova tentativa de transmissão (FRONIUS, 2013).

No modo RTU a mensagem é composta por codificação binária de 8 bits (1 byte) que contém dois caracteres hexadecimais de 4 bits. O pacote é composto pelo endereço do escravo na rede, o código da função, os dados (de 0 a 252 bytes) e finalmente a checagem de erros de transmissão, como mostra a Figura 4.

Address	Function	Data	CRC Check
8 bits	8 bits	N x 8 bits	16 bits

Figura 4: *Frame* de resposta RTU (FREITAS, 2014)

Neste modo não há declaração de início ou fim da transmissão de pacote. Isso é feito através de temporização entre as mensagens. Por exemplo, se uma mensagem

se inicia e depois de um tempo mínimo de 3,5 vezes do tempo de transmissão de um byte não chegarem mais dados, entende-se que aquele *frame* foi finalizado. Depois desse tempo, os novos dados que chegarem serão início de um novo *frame*.

No modo ASCII cada byte é representado por dois caracteres ASCII (com números de 0 a 9 e letras de A a F). O início da mensagem é reconhecido pelo caractere “:” (dois pontos).

No modo TCP a comunicação Modbus utiliza a arquitetura TCP/IP descrita na seção 2.7.2 e adiciona o cabeçalho MBAP (Modbus Application Protocol) no início do *frame*, como na Figura 5.

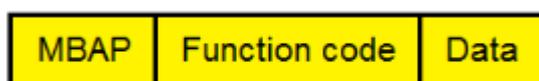


Figura 5: *Frame* do Modbus TCP (FREITAS, 2014)

Esse cabeçalho é composto por:

- Identificador de transação: identificação de envio resposta (2 bytes) para sincronizar requisição e resposta;
- Identificador de protocolo: 0 indica Modbus (2 bytes);
- Tamanho: Quantidade de dados na mensagem (2 bytes);
- Identificador unitário: Endereço do escravo na rede Modbus (1 byte).

Não há checagem de erros CRC, pois o TCP/IP já utiliza por padrão a checagem CRC-32.

2.8 AMI

O conceito de Infraestrutura de medição avançada, AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), é um dos aspectos principais em *Smart Grid*. AMI não é uma tecnologia única, mas sim a integração de várias. Seu surgimento vem com os avanços das tecnologias da informação e comunicação. Consiste de medidores inteligentes (*smart meters*) que monitoram a demanda de potência através de redes de comunicação e de sistemas de gerenciamento e armazenamentos de dados. A AMI entrega informações úteis para o controle e otimização do consumo de energia (MOHASSEL et al., 2014). AMI também deve dispor de comunicação bidirecional entre o consumidor e o fornecedor de energia, com uma estrutura central de gerenciamento

e armazenamento dos dados de consumo (POPOVIC; CACKOVIC, 2014). Um dos pontos de maior interesse é o aumento da consciência do consumidor sobre sua demanda, podendo ser adaptada de acordo com as flutuações do preço da energia.

Aplicações *Smart Grid* são compostas por sensores, atuadores, medidores inteligentes, etc. Dezenas de dispositivos serão instalados em uma única casa. Com essa vasta gama de dispositivos gerando dados constantemente, existe um desafio e uma demanda por sistemas eficientes e seguros de gerenciamento da informação.

Essa é uma das barreiras para a aceitação mundial desse conceito, pois há falta de padrões abertos e amplamente difundidos na área de medição inteligente capazes de garantir interoperabilidade em todo o sistema de medição e gerenciamento.

Segundo (POPOVIC; CACKOVIC, 2014) a arquitetura de comunicação do AMI é composta por:

- Medidores inteligentes: medidores eletrônicos locais;
- Concentrador de dados: processa os dados de vários medidores;
- Sistema central: concentrador central de dados;
- Rede de área local (HAN, NAN): permite comunicação bidirecional entre os medidores inteligentes e o concentrador de dados;
- Rede de área ampla (WAN): permite comunicação bidirecional entre o concentrador de dados e o sistema central.

2.9 CONCLUSÃO

Para que o conceito de *Smart Grid* se torne realidade é necessário o monitoramento das condições de geração de cada planta geradora, da demanda de cada ponto consumidor no nível mais granular possível. O objetivo é que a relação de geração e consumo estejam sempre no ponto ótimo de eficiência. O gerenciamento da rede de distribuição torna-se então muito mais complexo, com infinitas possibilidades de arquiteturas de fornecimento e restabelecimentos de faltas (*self-healing*). Um componente essencial nessa estrutura é o medidor inteligente (*smart meter*) que monitora os diversos pontos da rede em termos de geração, consumo, qualidade e proteções. Em um contexto de geração distribuída altamente difundida, o número de medidores seria extremamente superior aos padrões da rede atual. Toda essa estrutura de medição geraria uma massa enorme de dados, o “Big Data”, que

deverá ser processada para que os dados se transformem em informações úteis ao planejamento estratégico dos diversos agentes do sistema elétrico de potência, onde é essencial um sistema de monitoramento e gerenciamento eficiente da rede.

3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1 INTRODUÇÃO

O efeito fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel em 1839, se baseia na conversão da energia luminosa em eletricidade através de uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica quando a irradiação solar atinge a célula. A principal forma de fabricação da célula fotovoltaica utiliza o silício monocristalino (m-Si) e o silício policristalino (p-Si) como matéria prima principal.

Apesar de antiga, essa tecnologia passou a ser mais estudada recentemente. É verdade que seu desenvolvimento contou com alguns impulsionadores ao longo do século passado como em 1956 com o crescimento da eletrônica, mais tarde com a corrida espacial, em 1973 com a crise do petróleo e depois com as políticas de redução de CO₂ como acordado no protocolo de Kyoto. Porém o grande salto do mercado se deu com o grande aumento de produção de módulos fotovoltaicos na China a partir de 2006 (PINHO; GALDINO, 2014).

A maior instalação fotovoltaica mundial se encontra na Europa, 74%, principalmente na Alemanha e Itália. A maior fabricante de módulos é a China seguido pela Europa e depois Estados Unidos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) diz que nos últimos anos tem aumentado muito o número de pontos de geração conectados à rede de distribuição brasileira e 97% desses pontos são de geração fotovoltaica (DOS SANTOS et al., 2016).

A geração fotovoltaica depende dos níveis de radiação solar. Esse termo genérico pode ser referente à irradiância solar (fluxo de potência) ou à irradiação solar (energia por unidade de área).

A irradiância média sobre a atmosfera terrestre corresponde a 1367 W/m², o que considerando a geometria terrestre corresponde a 174.000 TW de potência. Porém estudos indicam que desse total, 46% é armazenado ou refletido pela atmosfera. Dos outros 54%, 7% é refletido pela superfície terrestre e 47% é efetivamente absorvida. Conclui-se então que 94.000 TW efetivamente chegam à superfície terrestre. Para se ter uma ideia desse potencial energético, o consumo médio anual de energia (que gira em torno de 150.000 TWh), equivale a menos de duas horas de irradiação solar (188.000 TWh) (PINHO; GALDINO, 2014).

Um sistema fotovoltaico geralmente consiste em 4 elementos como na Figura 6.

- 1) Módulos de geração;
- 2) Conversor CC/CC para o controle MPPT e elevação da tensão;
- 3) Inversor CC/CA;
- 4) Filtro de saída ou um transformador.

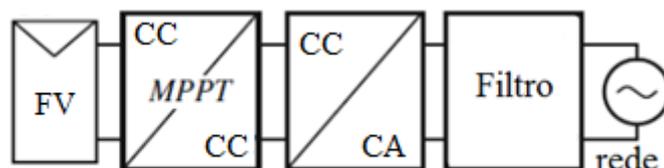


Figura 6: Componentes de um sistema fotovoltaico

A geração fotovoltaica atualmente dominante no mercado é baseada nas propriedades dos materiais semicondutores, como o Silício (Si) por exemplo. Esse material, dependendo da tensão a ele aplicada, pode ser isolante ou condutor de corrente elétrica. Basicamente, é dividido em três áreas. Duas regiões opostas, uma com sobra de cargas negativas (elétrons), outra com sobra de cargas positivas (lacunas) e uma região intermediária, a camada de depleção, que se forma após a condução inicial de elétron até as lacunas. A camada de depleção é uma força de oposição (campo elétrico) à condução de elétrons entre as camadas opostas. Porém, se houver tensão aplicada nas extremidades do material condutor e essa tensão for suficiente para superar a tensão de oposição da camada de depleção surgirá corrente elétrica entre as duas regiões opostas. O material semicondutor pode ser ainda dopado com outros materiais para intensificar esse efeito. Em uma região (n), ocorre a dopagem com átomos de fósforo (P) cuja ligação química com o silício resulta em um elétron fracamente ligado, o que favorece a condução. Na outra região (p), é feita a dopagem com átomos de Boro (B), cuja ligação com o Silício resulta em uma lacuna. Quando esse material recebe radiação solar, os elétrons da camada “n” são excitados e passam para a região “p”, onde se recombina nas lacunas. Esse fenômeno resulta em corrente elétrica em um circuito fechado e assim se gera energia fotovoltaica. Esse fenômeno é o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, que quando encapsuladas e interligadas eletricamente formam o módulo fotovoltaico (GNOATTO et al., 2003).

O módulo fotovoltaico (FV) é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas conectadas em série ou paralelo. A tensão CC de saída do conversor CC/CC é geralmente mantida constante pelo controle do inversor. O algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) controla a tensão CC em um ponto ótimo de geração de potência dos módulos FV com adaptação em tempo real às mudanças das condições de geração (temperatura de placa, irradiação solar, etc).

O algoritmo MPPT mais usado é o “perturbar e observar”, em que a voltagem de saída do arranjo FV é perturbada em uma direção e se a potência do arranjo FV aumentar, então a tensão de operação é perturbada nessa mesma direção. Caso contrário, essa tensão é perturbada no sentido oposto.

A tensão CC de saída do conversor CC/CC passa pelo inversor para atingir a frequência de 60 Hz. Nesse ponto é comum o uso de PWM (*Pulse Width Modulation*) para controle da tensão e saída. Finalmente um filtro é instalado na saída do inversor para a mitigação de injeção de harmônicos na rede. Em muitos casos ainda há um transformador no ponto final para barrar a injeção de tensão CC na rede.

3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

3.2.1 Associação de células e módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas têm individualmente uma tensão muito baixa, geralmente de 0,5 a 0,8 V. Por isso, elas precisam ser associadas para a produção de energia a níveis superiores.

A associação das células ou módulos fotovoltaicos pode ser em série ou paralelo dependendo dos níveis de tensão de saída desejados. Um arranjo fotovoltaico é uma associação de módulos que têm uma saída única de tensão e corrente.

Na associação em série, o terminal positivo de um módulo é ligado ao terminal negativo do módulo seguinte. Em condições de mesma irradiação e temperatura em módulos idênticos, a tensão da associação é a soma das tensões de cada módulo e a corrente é a mesma. No caso de associação de módulos com diferentes correntes de curto circuito, a corrente da associação é limitada pela menor corrente, mas isso pode causar problemas de sobreaquecimento.

Na associação em paralelo, os terminais positivos têm uma ligação comum, o mesmo ocorre com os terminais negativos. Nesse caso a saída é o resultado da soma das correntes individuais de cada módulo individual e a tensão é a mesma do módulo individual.

3.2.2 Desempenho

A geração média de uma célula de silício monocristalino fica em torno de 150 Wp/m², já a de silício policristalino tem a média de 135 Wp/m². O principal parâmetro que afeta o desempenho da geração é a temperatura de operação da célula fotovoltaica. O aumento da temperatura ambiente provoca o aquecimento da célula, o que acaba reduzindo sua eficiência. Isso porque a tensão da célula diminui com o aumento da temperatura e a corrente sofre um aumento desprezível. Em uma célula de silício cristalino, um aumento de 100 °C na temperatura produz uma variação da ordem de -0,2 V (-30%) na tensão de saída e de +0,2% na corrente de saída (PINHO; GALDINO, 2014).

3.2.3 Construção

As células fotovoltaicas, depois de eletricamente associadas, são encapsuladas e formam o módulo fotovoltaico. Um módulo é formado pela associação de 36 a 216 células, dependendo dos requisitos elétricos do projeto. Essas células são soldadas e encapsuladas, o que dá resistência mecânica ao módulo e maior proteção contra intempéries.



Figura 7: Estrutura de encapsulamento de um módulo fotovoltaico (“Portal Solar”).

Na Figura 7, a camada de vidro temperado de alta transparência confere rigidez mecânica ao módulo com pouca resistência à passagem de luz. A camada EVA é uma camada de acetato de etil vinila (*Ethylene-vinyl acetate*) que é estabilizado para a radiação ultravioleta. Já o filme posterior é uma combinação de polímeros que têm como função o isolamento elétrico do módulo e o acomodamento das células na estrutura. Este é finalizado com a instalação da caixa de conexões elétricas.

O módulo fotovoltaico é o componente unitário do gerador. Sua tensão e corrente nominal dependem da associação e características de suas células. Módulos de 12 V de tensão nominal têm 36 células ligadas em série e são utilizados no carregamento de baterias, mas também podem ser associados para sistemas de 24V ou 48V em corrente contínua. O arranjo de 12 V fabricado com silício tem na verdade 16 V, como tensão aproximada de saída. Essa sobra de tensão serve para compensação das perdas por temperatura e perdas nos cabos e conexões. Para aplicações maiores, geralmente os módulos têm tensão nominal individual de 30 V ou 120 V.

A produção automatizada em larga escala dos módulos fotovoltaicos tem contribuído para a redução de seu preço final.

3.2.4 Caracterização

A melhor maneira de se descrever eletricamente um módulo fotovoltaico é através de sua curva I-V, exemplificada na Figura 8. O módulo é submetido a condições padrão de ensaio, como irradiância de 1000W/m² e temperatura de célula de 25°C. Então, através de uma fonte de tensão variável se alimenta o módulo com uma tensão negativa de alguns volts (nos terminais do módulo) até a tensão de circuito aberto do módulo, V_{OC} (quando este está desconectado).

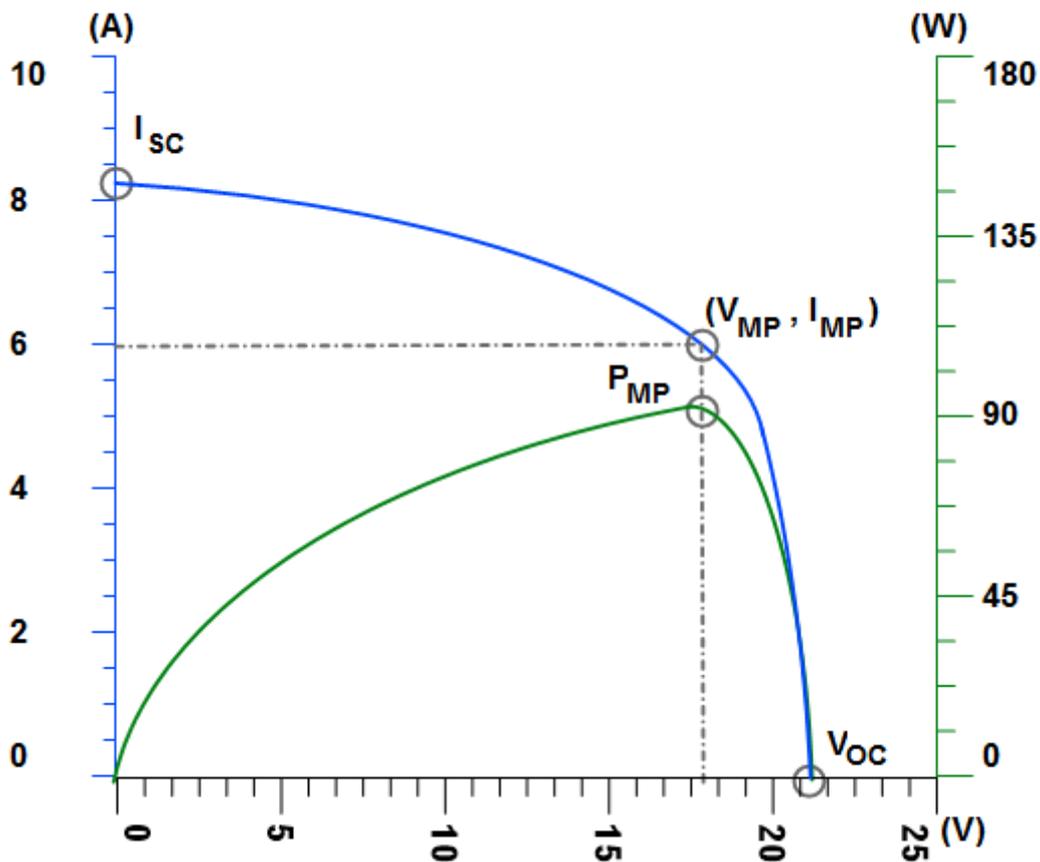


Figura 8: Curva característica I-V (azul) e curva de potência P-V (verde) para um módulo com potência nominal de 100 Wp

Nesta curva I-V, os pontos V_{MP} e I_{MP} são a tensão e corrente de máxima potência, que quando multiplicados representam o ponto máximo de potência P_{MP} , na curva de potência. O ponto I_{sc} é o ponto de corrente de curto circuito, que pode ser medida com um amperímetro nos terminais do módulo quando este estiver desconectado. Esses cinco valores, V_{OC} , I_{sc} , V_{MP} , I_{MP} , P_{MP} caracterizam um módulo fotovoltaico em condições padrão.

Em (GNOATTO et al., 2003) se define a eficiência (η) do módulo pode ser calculada através de (1).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot AM} \times 100 (\%) \quad (1)$$

Em que,

P_{MP} = Ponto de máxima potência do módulo;

G = Irradiância, que nas condições padrão vale 1000 W/m^2 ;

AM = Área dos módulos (que inclui todas as partes construtivas do módulo).

3.2.5 Efeito da temperatura

Como dito acima, o aquecimento das células fotovoltaicas prejudica o desempenho da geração com a diminuição da tensão de saída e por consequência, a potência de saída dos módulos. O módulo fotovoltaico tem sua temperatura nominal de operação de célula, ou NOCT (*Nominal Operating Cell temperature*), geralmente entre 40°C e 50°C . Em caso de temperaturas fora dessa faixa haverá uma perda de eficiência. Mais detalhes são encontrados em (DUBEY; SARVAIYA; SESHADRI, 2013).

3.2.6 Efeito do sombreamento

Como se sabe a energia fotovoltaica gerada nas células depende principalmente da radiação incidente sobre elas. Caso haja um sombreamento parcial e uma ou mais células recebam menos radiação, a corrente de toda a associação série dos módulos será limitada pela menor corrente da parte sombreada. Nesse caso, além da perda de potência de geração, o módulo sombreado funciona como carga e pode ocorrer o seu sobreaquecimento pela dissipação da potência que é gerada, mas não consumida pelas cargas do sistema (DUBEY; SARVAIYA; SESHADRI, 2013).

Para evitar esse tipo de problema existem o diodo de desvio e o diodo de bloqueio. Os diodos de desvio (“*bypass*”) geralmente são instalados na caixa de conexão dos módulos, em antiparalelo com o conjunto de células em série. A proteção é devida ao fato de que no sombreamento parcial o diodo fica diretamente polarizado e permite a circulação de corrente nesse desvio, isso limita a dissipação de potência sobre essa célula para a potência do conjunto que o diodo envolve e não de todo o conjunto série como acontece na falta do diodo de desvio (HECKTHEUER; KRENZINGER, 1998).

Já o diodo de bloqueio serve para proteger a conexão paralela dos módulos, impedindo a condução de corrente de um conjunto série de módulos com maior tensão para um outro conjunto de tensão menor. Quando há o armazenamento de energia em baterias, o diodo de bloqueio impede o descarregamento das baterias em

momentos de escuridão, com a condução de corrente reversa nos módulos (HECKTHEUER; KRENZINGER, 1998).

Outro elemento de proteção com a mesma função do diodo de bloqueio é o fusível de proteção, devendo ser dimensionado para correntes menores que a corrente reversa suportável pelo módulo.

3.3 INVERSORES

O inversor é o dispositivo responsável por receber a energia elétrica em corrente contínua (CC) dos painéis fotovoltaicos ou baterias, transformá-la em corrente alternada (CA) e entregá-la ao circuito, já com os níveis adequados de tensão, corrente, frequência e conteúdo harmônico para as cargas onde será utilizada. No caso de conexão com a rede, deve ainda ocorrer o sincronismo com a tensão da rede.

Em sistemas fotovoltaicos há duas categorias de inversores de acordo com o sistema em que será instalado, sistema isolado e sistema conectado à rede. Neste segundo devem ser cumpridas exigências das distribuidoras sobre segurança e qualidade de energia entregue à rede.

Os inversores se baseiam no chaveamento eletrônico (condução ou bloqueio) para efetuar a transformação da energia e podem ser comutados pela rede ou auto comutados. Os componentes semicondutores responsáveis pelo chaveamento eletrônico são conhecidos como tiristores (SCR, TRIAC, GTO) ou transistores (BJT, MOSFET, IGBT). Em (DIAS; ROQUE; RIBEIRO, 2016) encontra-se mais detalhes sobre os métodos e dispositivos de conversão.

Os inversores comutados pela rede só bloqueiam a condução se a corrente conduzida decair a um limite mínimo ou na inversão de polaridade entre catodo e anodo. Baseado nos tiristores, o uso dos inversores comutados foi decaindo com o surgimento dos inversores auto comutados, por estes apresentarem maior qualidade de tensão e corrente (menores distorções harmônicas).

Os inversores auto comutados podem ser chaveados a qualquer momento de acordo com um sinal de controle. Em (PINHO; GALDINO, 2014) se faz um resumo deste tipo de inversor:

“Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs nos inversores. Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída. Os inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de corrente (CSI – current source inverter) ou fonte de tensão (VSI – voltage source inverter). Na configuração fonte de tensão, a mais empregada em sistemas de conversão fotovoltaica, o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo da grandeza de saída utilizada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, enquanto que o controle por tensão é utilizado principalmente em inversores para sistemas fotovoltaicos isolados.”

3.3.1 Princípio de funcionamento

O esquemático de uma ponte trifásica de transistores (IGBT) para a conversão CC/CA é apresentado na Figura 9.

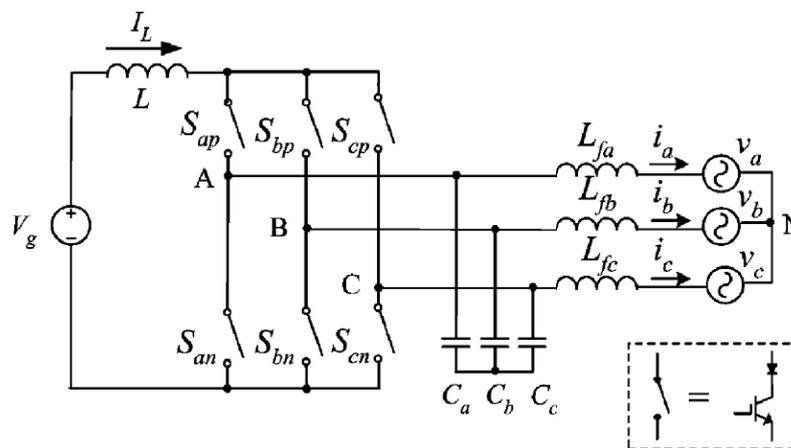


Figura 9: Ponte trifásica tiristorizada (CHEN; SMEDLEY, 2008)

Através do chaveamento controlado e sincronizado dos IGBT's (S_{ap} , S_{bp} , S_{cp} , S_{an} , S_{bn} , S_{cn}) se recorta a tensão V_g de entrada em pulsos quadrados de tensão, que juntamente com a variação do sentido desses pulsos se produz a onda senoidal (V_{ca}) de saída em cada fase. Na Figura 9 a tensão ainda passa por um filtro LC.

Os inversores modernos se baseiam na tecnologia multipulsos para que a onda de saída se assemelhe o máximo possível a uma onda senoidal.

A estratégia de controle de chaveamento mais usada dos transistores é a PWM que proporciona uma frequência alta e constante de chaveamento de 10 a 100 kHz. Os períodos de condução e bloqueio variam de acordo com um controle que compara uma tensão senoidal de referência ($V_{ca\ ref}$) e uma tensão de controle (V_{tri}). Na Figura 10, quando a onda de referência é maior que a onda de controle (a), ocorre um pulso positivo na saída do inversor (b). Quando a referência é menor, ocorre um pulso negativo. A saída fica praticamente senoidal depois de passar por um filtro passa-baixa para limpar as distorções harmônicas de alta frequência.

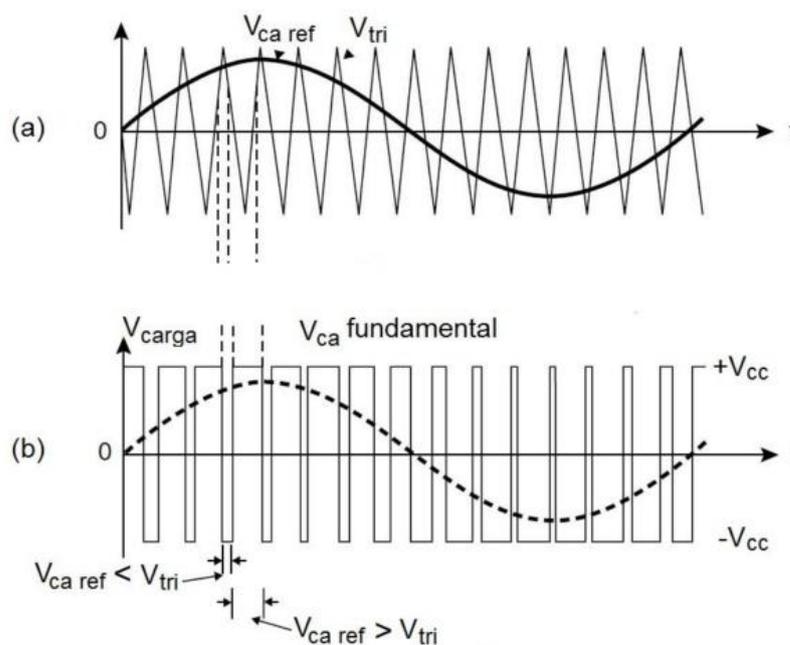


Figura 10: a) Sinais de controle do inversor b) Saída de um inversor multipulsos

A forma de onda de saída e a eficiência de conversão descrevem a qualidade de um inversor. Já para a especificação deve-se considerar a tensão de entrada CC, a tensão de saída CA, a faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, frequência, forma de onda, distorção harmônica (THD), grau IP de proteção, temperatura ambiente e umidade do local de instalação, bem como tempo de garantia e certificações de órgão reguladores.

Segundo (PINHO; GALDINO, 2014), a eficiência desses inversores pode ser medida como segue.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (2)$$

$$\eta_{spmp} = \frac{P_{CC}}{P_{PM}} \quad (3)$$

$$\eta_{tot} = \eta_{conv} \times \eta_{spmp} \quad (4)$$

Em que

P_{CC} (W) – Potência instantânea CC na entrada do inversor;

P_{CA} (W) – Potência instantânea CA na saída do inversor;

P_{MP} (W) – Potência instantânea máxima do painel fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes;

η_{conv} (%) – Eficiência de conversão do inversor incluindo as perdas nos circuitos, transformador, componentes de chaveamento, etc.;

η_{spmp} (%) – Eficiência do inversor no MPPT;

η_{tot} (%) – Eficiência total do inversor.

Geralmente a eficiência dos inversores conectados à rede fica em torno de 98% em configuração sem transformador e cai para 94% quando com transformador. Os fabricantes geralmente declaram a eficiência máxima atingida em condições específicas de carga.

No Brasil, a ANEEL define através do Prodist (item 5 da seção 3.3 Módulo 3) que os inversores conectados à rede devem ter proteção anti-ilhamento e ter transformador acoplado.

O ilhamento acontece quando a rede principal é desenergizada, porém sistemas fotovoltaicos conectados continuam suprindo a demanda de sua potência de geração. É uma situação de perigo para os trabalhadores da manutenção da rede. Assim, a proteção anti-ilhamento detecta a desconexão da rede principal e automaticamente desconecta os inversores.

A conexão com transformador permite operação dos inversores em uma tensão mais baixa, isolando os circuitos CC e CA. Assim se tem menor interferência eletromagnética e menores requisitos de proteção, apesar do maior tamanho, peso e pequena perda de eficiência (pelo aumento de perdas magnéticas e ôhmicas).

Os inversores mais modernos geralmente incluem em sua entrada uma etapa de conversão CC-CC, que ajusta o nível de tensão de entrada e através do algoritmo MPPT pode extrair do sistema fotovoltaico a máxima potência gerada.

3.3.2 MPPT

É sabido que existe um ponto de corrente e tensão do inversor em que se gera a máxima potência. São os pontos de tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}).

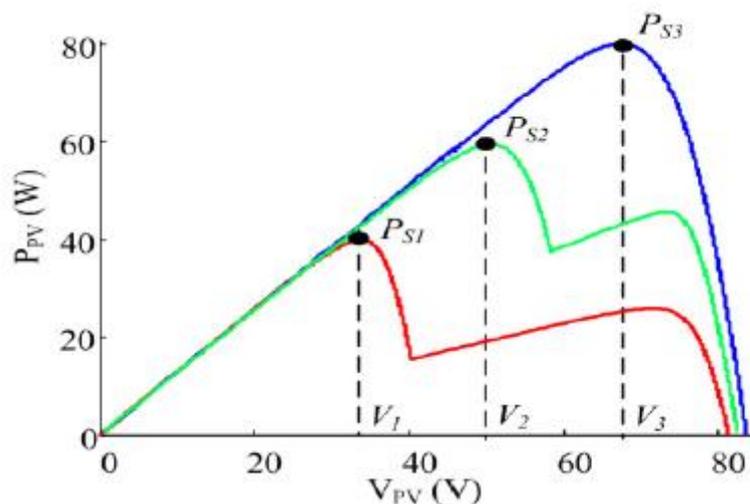


Figura 11: Curvas de Potência por Tensão em condição ótima (azul) e de sombreamento (verde e vermelho) (LOGESWARAN; SENTHILKUMAR, 2014)

Porém os pontos V_{MP} e I_{MP} são influenciados por condições externas. A corrente é diretamente proporcional à irradiância solar, enquanto a tensão sofre forte queda com o aumento da temperatura do módulo. A curva azul representa uma situação que os módulos estão em temperatura nominal e todos sem sombreamento.

Em uma condição de sombreamento parcial dos módulos a curva de potência da geração fotovoltaico será distorcida, como mostram as curvas em verde e vermelho da Figura 11.

Verifica-se, então, que o ponto de máxima potência não é constante e depende de condições externas, de modo que, para que o sistema fotovoltaico sempre trabalhe na maior potência possível e maximize a geração, é necessário um algoritmo que encontre esse ponto através de leituras instantâneas de tensão e corrente e forneça como saída os parâmetros de controle para o conversor CC-CC e/ou ponte inversora. Essa é a função do algoritmo MPPT, extrair a potência máxima do gerador fotovoltaico através de ajuste contínuo ou periódico de seus valores de tensão e corrente para cada condição de irradiância e temperatura de célula.

Segundo (LOGESWARAN; SENTHILKUMAR, 2014) os principais métodos MPPT são o “Perturbe & Observe” e o “Condutância Incremental”.

O “Perturbe & Observe” incrementa ou decrementa periodicamente a tensão de polarização do inversor, o que desloca (perturba) seu ponto de operação. O algoritmo então analisa (observa) a potência de saída. Caso o incremento tenha sido positivo e a potência tenha aumentado, significa o ponto de operação ficou mais próximo do ponto de máxima potência. Esse ciclo se repete até que a potência de saída caia e então o algoritmo efetua um decremento na tensão do inversor. Dessa forma, o ponto de operação fica oscilando em torno do ponto de máxima potência. Atualmente esse é o método mais usado de algoritmo MPPT para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O “Condutância Incremental” efetua o cálculo da derivada da potência de operação em relação à tensão e decide se deverá ser feito um incremento ou decremento da tensão do inversor. Este método evita que, em caso de variações repentinas da irradiância, o MPPT siga o sentido errado.

3.4 BATERIAS

Tecnicamente, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede dispensam o uso de baterias, pois a energia produzida é diretamente injetada na rede elétrica. Porém, um sistema acumulador de carga pode ser útil em caso de corte de fornecimento por parte das distribuidoras. No contexto de *Smart Grid*, em que o consumidor (e produtor) de energia terá a flexibilidade para decidir qual momento (dependendo do valor da energia) é vantajoso gastar a energia, armazenar ou entregar à rede, o uso de baterias traz a possibilidade de armazenamento de energia quando essa vale menos para

posterior uso ou venda, quando a energia é mais cara. Além disso, (PEREZ et al., 2015) mostra que um banco de baterias pode ser útil para se manter um nível constante de potência de saída do sistema fotovoltaico, através do controle de carga e descarga das baterias em função das oscilações da geração.

Nos sistemas fotovoltaicos isolados, a bateria é essencial para suprimento de energia nos períodos noturnos ou com baixa irradiância.

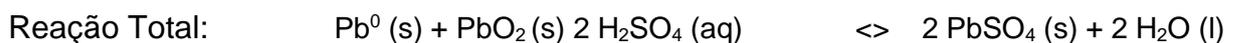
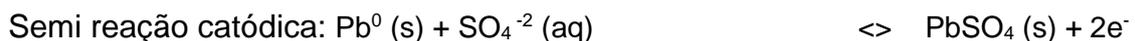
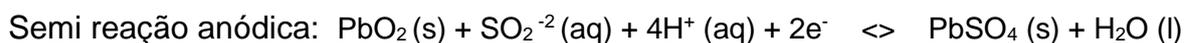
Atualmente existem diversas tecnologias de armazenamento de energia, como através de campo elétrico (super-capacitores), campo magnético (indutores com supercondutores), energia mecânica (*flywheels*, ar comprimido, bombeamento de água, etc.). Porém a bateria eletroquímica é a mais utilizada em sistemas fotovoltaicos (TOLEDO; OLIVEIRA FILHO; DINIZ, 2010).

Nas baterias, a energia elétrica é armazenada através de uma reação eletroquímica de oxidação e redução (redox). Quando conectada a uma carga elétrica, o processo reverso ocorre, e a bateria fornece corrente contínua para a carga na conversão de energia química em elétrica.

A unidade básica de uma bateria é a célula, que é composta pelo eletrólito e por dois eletrodos (o anodo e o catodo). No anodo ocorre a oxidação e no catodo a redução. A diferença de acúmulo de elétrons entre catodo e anodo produz a diferença de potencial necessária para a circulação de corrente elétrica quando a bateria é conectada a uma carga. No processo de recarga, ocorre a reação inversa.

O material do catodo das baterias de chumbo ácido é o dióxido de chumbo (PbO_2) e o material do anodo é o chumbo metálico esponjoso (Pb). Placas desses materiais são imersas no eletrólito, uma solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4) diluída em água.

A reação química reversível que ocorre em uma bateria de chumbo-ácido é basicamente como segue.



Na reação total, o lado esquerdo representa o carregamento e o direito o descarregamento. No descarregamento da bateria a reação ocorre da esquerda para a direita, e o inverso para o carregamento. A circulação de elétrons entre anodo e

catodo nas respectivas reações é a corrente contínua da bateria. Dentre os vários tipos de baterias, a de Chumbo-ácido (Pb ácido) é a mais utilizada em sistemas fotovoltaicos.

A capacidade de armazenamento de energia de uma bateria é medida através da multiplicação da corrente de descarga pelo tempo de autonomia, sendo dado em Ampére-hora (Ah). Por exemplo, uma bateria que submetida a uma corrente de descarga de 5A permitir autonomia de 20 horas, será uma bateria de 100Ahcc.

3.5 CONCLUSÃO

A tecnologia de geração fotovoltaica vem sendo cada vez mais difundida pelo mundo. O grande entrave para a difusão dessa tecnologia é seu alto custo. Porém esse vem sendo diminuído com o constante desenvolvimento tecnológico e com políticas de incentivo ao uso dessa energia. Esses incentivos se dão pela energia fotovoltaica ser uma fonte limpa e renovável e também pelo encarecimento das fontes tradicionais.

4 MÉTRICAS DE DESEMPENHO

4 MÉTRICAS DE DESEMPENHO

4.1 INTRODUÇÃO

As métricas de desempenho desse trabalho medem a performance da geração fotovoltaica da *microgrid* do CERIn em termos de qualidade de energia elétrica, ou seja, estão ligadas à manutenção da forma senoidal das ondas de tensão e corrente da rede elétrica com amplitude e frequência nominais. É um dos mais modernos ramos de estudo do sistema elétrico de potência. QEE refere-se então a variações de tensão, corrente, frequência e à confiança do serviço de fornecimento. Os distúrbios do sistema que provocam essas variações são geralmente temporários mas podem causar o mal funcionamento ou falha de equipamentos (REID, 1996)

Como resultado da abertura do mercado da energia, os operadores estão cada vez mais preparados para reportar a usuários e órgãos reguladores, informações relacionadas ao fornecimento de energia. No passado, qualidade de energia era vista como um dever implícito aos operadores do sistema, mas hoje qualidade de energia tem objetivos cada vez mais claros. Atingir metas de qualidade de energia é extremamente importante e como integrar e apresentar dados de qualidade é fundamental. (TESTA; LANGELLA, 2007) . Segundo (CIGRE WG C4.112, 2014) os principais motivos que levam os operadores da transmissão e distribuição a realizarem medições de qualidade são as requisições de consumidores sobre a conformidade da energia fornecida e o objetivo de manter o fornecimento de acordo com padrões estabelecidos por norma. A duração da observação, o período do ano, o dia da semana, e eventos importantes da atividade humana têm grande influência nos resultados (TESTA; LANGELLA, 2007) . Essas observações se concentram principalmente nas variações do nível de tensão (*sags*, *swells*), harmônicos, interrupções de fornecimento, desequilíbrios e *flicker* (CIGRE WG C4.112, 2014).

Com a presente evolução de aplicações no sistema de distribuição pelo aumento da difusão de fontes locais de energia (geração distribuída), a geração fotovoltaica tem se tornado cada vez mais comum. As barreiras econômicas que geralmente limitavam o uso dessa tecnologia estão cedendo graças a incentivos governamentais e regulatórios (financiamentos, benefícios por geração excedente, etc.) e avanços dessa tecnologia que reduzem as margens de falta de lucratividade da instalação e

operação das plantas solares (CHICCO; SCHLABBACH; SPERTINO, 2005). Porém a alta penetração de sistemas FV pode trazer consequências em termos de QEE.

As possíveis consequências da difusão de plantas FV na qualidade da energia do sistema elétrico de potência estão relacionadas a (FARHOODNEA et al., 2012):

- Distorções harmônicas;
- Sobretensão;
- Corrente de partida (*inrush*);
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuações de tensão;
- Flutuações de frequência;
- Segurança.

Estes índices (exceto segurança) medem o quão diferente é a onda medida em comparação com uma onda perfeitamente senoidal na frequência fundamental, quantificando essa diferença nos parâmetros de qualidade (FERREIRA et al., 2015).

4.2 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

O desenvolvimento da indústria trouxe a instalação de cargas não lineares ao sistema elétrico. Cargas como computadores, carregadores de bateria, lâmpadas fluorescentes, etc. representam distorções para a rede. Essas cargas são classificadas basicamente em três tipos:

- 1) Dispositivos Ferromagnéticos: incluem geradores, motores, transformadores, reatores, turbinas eólicas;
- 2) Conversores de potência: comum em dispositivos eletrônicos (computadores, carregadores de celular, televisores, etc.), inversores de frequência, etc.;
- 3) Dispositivos que trabalham com arco elétrico: soldadores, fornos industriais a arco, etc.

Esse tipo de carga injeta distorções nas ondas de tensão e corrente. Essas distorções são conhecidas como distorções harmônicas e podem causar dentre outros os seguintes problemas (CAMPOS, BRUNO P.; SOUZA, LUIZ R.; RIBEIRO, 2016):

- Aumento de perdas em equipamentos como geradores, motores, transformadores, cabos que são superdimensionados por conta dos efeitos harmônicos;

- Torque pulsado e reduzido em máquinas rotativas;
- Envelhecimento prematuro pelo aumento do stress na isolação do equipamento em função do aumento das perdas com calor;
- Aumento de ruído sonoro em máquinas rotativas e estáticas;
- Amplificação de correntes e voltagem quando na frequência de ressonância;
- Interferências de comunicação pelo acoplamento indutivo de circuitos de potência e comunicação;
- Aumento excessivo da corrente de neutro em sistema trifásico.

A Figura 12 mostra uma onda senoidal com distorção harmônica de 3ª ordem, ou seja, sua frequência (180 Hz) é três vezes maior que a frequência fundamental (60 Hz).

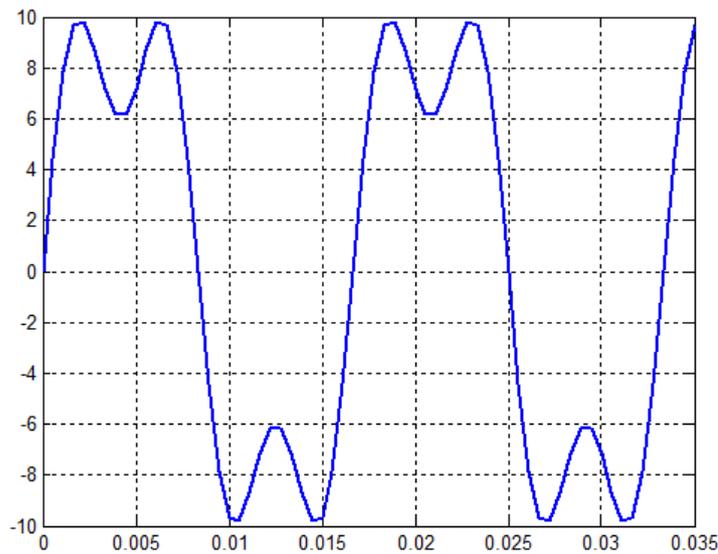


Figura 12: Sinal na frequência fundamental com uma distorção de 3ª ordem

A Distorção Harmônica Total (DHT) é um indicador de QEE que quantifica a medida de proximidade entre a forma de onda original e sua componente fundamental. Ela é definida para tensão em (5).

$$DHT(\%) = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \times 100 \quad (5)$$

Em que

V_1 - Componente fundamental da tensão.

V_h - Componente harmônica de tensão de ordem h .

Já a distorção harmônica individual (DHI) de tensão é expressa por (6).

$$DHI_h(\%) = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (6)$$

Para distorções de corrente usa-se as mesmas fórmulas com valores de corrente. Detalhes teóricos sobre medições harmônicas encontram-se em (PINZON et al., 2016), que analisa o padrão IEEE Std 1459-2010 sob um cenário simulado de geração fotovoltaica.

Instalações fotovoltaicas dependem de inversores de frequência para gerar energia elétrica. Em geral esses inversores usam tecnologias auto comutativas que operam em frequências da ordem de kHz (TESTA; LANGELLA, 2007).

No caso de ondas senoidais de tensão, a emissão harmônica desses inversores é desprezível. Mas por causa de seus algoritmos internos de controle, eles podem produzir harmônicos consideráveis no caso de serem alimentados com tensões desequilibradas (mesmo no nível de desequilíbrio comum na rede elétrica). Correntes harmônicas em inversores para geração fotovoltaica dependem do conteúdo harmônico da voltagem do sistema CA. Essa emissão depende do tipo da tecnologia usada, na estratégia de controle do inversor, da existência de transformadores de acoplamento (de baixa ou alta frequência), das voltagens harmônicas predominantes no sistema CA de potência e do desempenho da conversão CC/CA em condições de geração parcial (SCHLABBACH, 2008). O desempenho da conversão está ligado ainda às condições de operação nas variáveis climáticas (temperatura, irradiação solar, etc.) que limitam o intervalo de operação durante o dia e impactam significativamente a forma das ondas de tensão e corrente. (CHICCO; SCHLABBACH; SPERTINO, 2005).

A potência da maioria das plantas fotovoltaica é geralmente muito pequena quando comparada à potência de curto circuito da rede. Portanto, enquanto a distorção de tensão for a preocupação, o efeito de operação das plantas fotovoltaicas é insignificante. Isso porque os valores característicos da distorção harmônica de tensão geralmente não excedem os limites das normas. Porém, as distorções harmônicas de corrente do sistema fotovoltaico podem ser muito mais significantes, de modo que,

pequenas variações das ondas de tensão podem representar variações altas nas ondas de correntes (BATRINU et al., 2006).

A distorção harmônica do sistema fotovoltaico no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com a rede externa depende das características harmônicas do sistema de distribuição onde o sistema está instalado e do desempenho do inversor.

Sistemas fotovoltaicos têm baixo impacto em distorções harmônicas de tensão por causa da baixa potência de curto circuito no PAC. Geralmente o DHT de tensão fica abaixo do nível de distorção de tensão limite definido por normas.

Distorções de correntes são causadas pela demanda de cargas não lineares e pela injeção de corrente do inversor de frequência da planta. De acordo com (TORQUATO; TRINDADE; FREITAS, 2014) o cenário mais propício a altas emissões harmônicas de corrente são em um sistema de alta penetração de energia fotovoltaica (várias conexões), carga baixa, barramento de conexão com baixa relação de curto circuito e operação com fator de potência capacitivo. Altos valores de DHT de corrente geralmente ocorrem quando o inversor de frequência trabalha em baixa potência (15% a 20 % da potência nominal) nos períodos de baixa irradiância (BATRINU et al., 2006).

A maioria das normas recomendam a medição harmônica de tensão até a 50ª ordem como a IEC 61000-4-30 "*Testing and Measurement Techniques- Power Quality Measurement Methods*" (CIGRE WG C4.112, 2014).

4.3 SOBRETENSÃO

Esse pode ser o principal problema relacionado à difusão de sistemas fotovoltaicos (GEIBEL et al., 2009). Individualmente, instalações fotovoltaicas têm impacto mínimo no sistema elétrico, porém se forem amplamente adotadas podem influenciar significativamente os padrões de fornecimento do atual sistema. Uma das consequências é a elevação de tensão no PAC. Medições mostram que o chaveamento do inversor sob certas condições pode causar esse tipo de problema. O principal ponto é a flutuação da voltagem, sub e sobretensão (com a desconexão e conexão dos inversores). Nos períodos de geração nominal, a tensão pode se elevar além dos limites da norma por falta de cargas consumidoras (PINTO et al., 2015). Quedas de tensão podem acontecer com sombreamentos ou desligamentos repentinos do sistema fotovoltaico (GRADY; THOMAS; RAZON, 2014).

Na maioria dos casos, o sistema fotovoltaico é projetado para operar próximo ao fator de potência unitário para se fazer uso total da energia solar gerada. Nesse caso, o sistema injeta apenas potência ativa, o que pode alterar o fator de potência do sistema e elevar as tensões de barramentos próximos por conta da falta de potência reativa (FARHOODNEA et al., 2012). É sempre necessário um estudo detalhado dos possíveis impactos da inserção de plantas solares na rede como feito em (OLIVEIRA et al., 2015), em que se calcula a capacidade de hospedagem de geração distribuída no campus da UNIFEI baseado nos limites de sobretensão impostos pelo PRODIST.

4.4 CORRENTE DE PARTIDA

Uma pequena diferença de tensão entre o sistema FV e a rede pode gerar um pico de corrente de partida que flui entre o sistema FV e a rede no momento de conexão e que decai a zero a uma taxa exponencial. Essa corrente de partida pode causar abertura indevida de relés de proteção, estresse térmico em isolamentos, etc. (FARHOODNEA et al., 2012).

4.5 DESEQUILÍBRIO

O desequilíbrio de tensão pode ocorrer por diversos motivos como curto circuito entre espiras de gerador ou transformador, defeito em banco de capacitores (fornece potência reativa em quantidades diferentes para cada fase), cargas monofásicas desequilibradas, etc.

O desequilíbrio causa o aumento de perdas elétricas, mal funcionamento de equipamentos (como motores trifásicos) e pode até ocasionar a abertura de relés de proteção e interromper o fornecimento de energia elétrica.

Segundo o módulo 8 do PRODIST o desequilíbrio de tensão deve ser inferior a 2%. O método de cálculo do fator de desequilíbrio (FD) pode ser feito através de (7) e (8).

$$FD (\%) = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (7)$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (8)$$

Condições de desequilíbrio ocorrem nos momentos de conexão e desconexão quando a corrente fundamental é baixa. Flutuações da potência ativa também afetam o desequilíbrio de corrente. Problemas de desequilíbrio podem ocorrer no baixo nível de tensão na topologia de 1 inversor por fase (1 inversor monofásico para cada uma das três fases), quando o sombreamento desigual leva a níveis de tensão diferentes em cada inversor. Mas o problema não se repete na alta tensão por causa da compensação CC gerada entre as fases (GONZALES et al., 2014).

4.6 FLUTUAÇÕES

Segundo (ANEEL, 2017), a flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão que provoca cintilações luminosas de lâmpadas incandescentes.

Esse fenômeno é medido através do cálculo da severidade de curta duração (P_{st}) e da severidade de longa duração (P_{lt}).

O P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada em um período de 10 minutos. O P_{lt} é semelhante ao P_{st} , porém para um período de 2 horas.

Em (9) calcula-se o P_{st} :

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (9)$$

Onde P_i ($i = 0,1; 1;3; 10; 50$) representa o nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo. Esse valor é obtido através da função de distribuição acumulada complementar (Figura 13) de acordo com a IEC 61000-4-15.

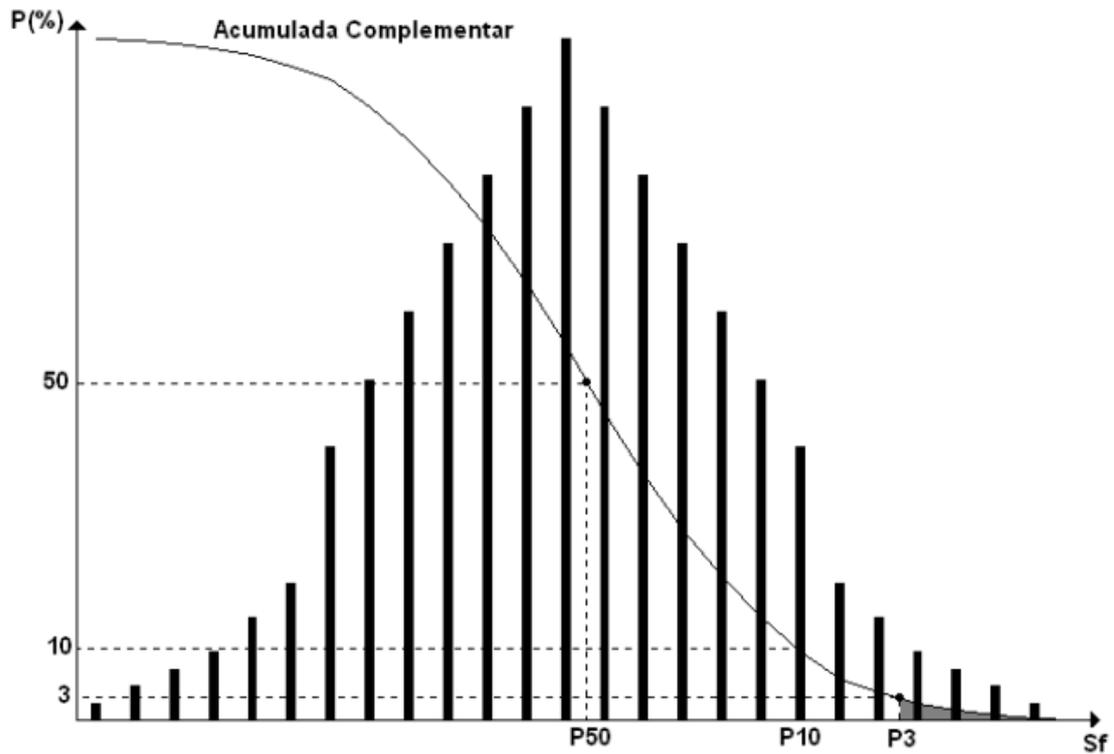


Figura 13: Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação (ANEEL, 2017)

O P_{ft} representa doze amostras consecutivas de P_{st} através de (10).

$$\sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (10)$$

Mais detalhes sobre a metodologia de cálculo podem ser encontrados em (ANEEL, 2017).

Flutuações da potência de saída de sistemas fotovoltaicos são a principal causa de problemas operacionais na rede elétrica. O fenômeno da flutuação de potência ocorre por conta da variação da irradiação solar causada pela passagem de nuvens e pode continuar por minutos ou horas dependendo da velocidade do vento, do tipo e tamanho das nuvens passantes, da área coberta e da topologia do sistema fotovoltaico. Em dias de nuvem, as flutuações causam fator de potência baixo (GONZÁLEZ et al., 2014).

Flutuações de potência podem causar oscilações de potência nas linhas, sobre ou subcarregamento, flutuações de tensão e efeito “*flicker*” (FARHOODNEA et al., 2012). *Flicker* são fenômenos isolados e não permanentes que costumam provocar

oscilações de iluminação. A maioria das normas relacionadas ao *flicker* são baseadas na “Curva de *Flicker* da GE” que relaciona a variação de tensão com a oscilação de iluminação. As lâmpadas eletrônicas são menos sensíveis a esse tipo de variação do que as antigas lâmpadas incandescentes (CIGRE WG C4.112, 2014).

Transitório segundo (MERRIAM WEBSTER, 2015), é uma oscilação rápida e temporária na condição do sistema elétrico que ocorre no circuito por conta de uma variação repentina de tensão ou carga. Esse fenômeno ocorre na ordem de poucos milissegundos. Os transitórios acontecem principalmente por conta das altas correntes durante a desconexão ou conexão da geração. Também ocorrem pelas variações de potência ativa e reativa do sistema. Mas ainda há uma carência por normas e padrões para a medição desse tipo de perturbação, o que faz com que cada fabricante de medidor defina seu próprio método. (MOMOH; MELIOPOULOS; SAINT, 2012)

4.7 FREQUÊNCIA

Segundo (ANEEL, 2017), no Brasil a frequência pode variar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Valores fora dessa faixa ocasionam severas faltas na rede de transmissão com possível queda de geradores e desligamento de bairros inteiros. Segundo (FARHOODNEA et al., 2012), os momentos de conexão e desconexão repentinos dos inversores podem acarretar desvios momentâneos de frequência. Porém, a frequência é pouco considerada como parâmetro de qualidade por ser geralmente bem-comportada dentro dos limites impostos em normas. Mas este trabalho mostra que ela deve ser considerada quando se trata de geração fotovoltaica.

4.8 SEGURANÇA

Problema relacionado ao momento em que o sistema fotovoltaico trabalha isolado da rede em momentos de falta. Nessa situação o sistema FV continua a alimentar as cargas mesmo depois que a rede foi desconectada, o que pode causar choques elétricos a trabalhadores desavisados.

4.9 NORMAS

A Tabela 3 resume as principais normas relacionadas a qualidade da energia.

Tabela 3: PRINCIPAIS NORMAS, RECOMENDAÇÕES E RELATÓRIOS TÉCNICOS DE QEE (CIGRE WG C4.112, 2014)

Padrão	IEC	IEEE/ANSI	Europa	Outro
Monitoramento QEE	IEC 61000-4-30 IEC61000-4-11 IEC61000-4-7	IEEE Std 1159		
Estado estacionário de tensão		ANSI Std C84.1		PRODIST (Brasil), AS61000.3.100 (Australia)
QEE Genérico		IEEE Std 1346	EN 50160	Grid Code (GB), Regras Nacionais de Eletricidade (Australia)
Distúrbios e transitórios	IEC 61000-2-8 IEC61000-4-34	IEEE Std 1250 IEEE Std C62.41		
Afundamentos	IEC 61000-2-8	IEEE P1564 IEEE Std 1159 IEEE Std 1250 IEEE Std 1346		CEI-0-16 (Itália) CEI-0-21 (Itália)
Harmônicos	IEC 61000-3-6 IEC 61000-2-2 IEC 61000-2-12 IEC 61000-3-2 IEC 61000-3-12	IEEE Std 519		ER G5/4-1 (GB)
Flicker	IEC 61000-3-7 IEC 61000-4-15 IEC 868 IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11	IEEE Std 516 IEEE Std 141	EN 60868	ER P28 (GB)
Desequilíbrio	IEC 61000-3-13	ANSI Std C84.1		ER P29 (GB)
Frequência			EN 50160	Grid Code (GB)
Continuidade e confiança do fornecimento		IEEE Std 1366		SQSS (GB) ER P2/6 (GB)

4.10 CONCLUSÃO

A performance na planta fotovoltaica em termos de qualidade de energia depende da estrutura do inversor, condições externas (como irradiação solar e

temperatura ambiente), tipo e quantidade das cargas e características do sistema de fornecimento. A difusão da geração fotovoltaica em larga escala e sem planejamento pode resultar em consequências significativas para a qualidade da energia elétrica da rede.

5 MEDIÇÃO DA QUALIDADE

5 MEDIÇÃO DA QUALIDADE

5.1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos tem havido crescente interesse sobre o monitoramento da qualidade da energia e ocorrido maior pressão por parte dos consumidores e órgãos reguladores para que os operadores disponibilizem informações sobre o atual estado da qualidade da energia elétrica. A difusão do uso de cargas não lineares na rede torna ainda mais indispensável o monitoramento e documentação dos vários aspectos de desempenho do sistema.

Enquanto muitos operadores estão instalando equipamentos de monitoramento e mais fabricantes estão disponibilizando esse tipo de dispositivo, há uma carência de conhecimento e concórdia sobre vários pontos do processo de monitoramento, principalmente no processo de armazenamento dos dados, número e locais de instalação dos monitores. Os usuários dos dados, sejam eles os operadores do sistema ou os consumidores, estão cada vez mais requisitando informação útil em vez de uma enorme massa de dados de difícil interpretação (CIGRE WG C4.112, 2014).

Projetos de monitoramento requerem investimentos significativos em equipamentos de medição e *softwares* de armazenamento e processamento de dados. Estes processos devem ser automatizados para que se mantenham estatísticas válidas acerca dos eventos de QEE. Os métodos de processamento são geralmente divididos em duas etapas: extração da característica do fenômeno de qualidade e a classificação do mesmo. A extração é feita no próprio sinal através de técnicas como Transformada de Fourier, Transformada Wavelet, etc. A classificação usa de técnicas de reconhecimento de padrão e inteligência artificial como Redes Neurais Artificiais, Lógica Fuzzy, entre várias outras (RODRIGUES et al., 2015). A crescente complexidade da rede elétrica requer um monitoramento mais intenso e robusto do sistema, bem como alta capacidade de processamento de sinais para caracterização, identificação, diagnóstico, proteção e descoberta da natureza de fenômenos elétricos (RODRIGUES et al., 2015).

As questões fundamentais no planejamento de um projeto de supervisão são sobre quais parâmetros medir, como medir e como processar as medições. Na prática não é economicamente e nem tecnicamente viável monitorar todas as localidades. A

enorme massa de dados produzida nesse caso seria inutilizável. Por isso há cada vez mais esforços para que sejam armazenados somente os dados que tragam informações úteis das grandezas monitoradas e se evite uso desnecessário de memória. É como se faz em (KAPISCH et al., 2016), em que o sinal medido é dividido em *frames*, e apenas os *frames* com alguma diferença significativa em relação a uma onda normal serão armazenados.

Deve-se seguir métodos para a escolha das localidades de medição, dos parâmetros e sobre os meios de armazenamento. Para isso será apresentado neste capítulo um resumo do guia técnico CIGRE WG C4.112 (2014).

5.2 OBJETIVOS

Dentre os objetivos do monitoramento da QEE, o principal é o econômico. Porém, há também objetivos específicos que levam a diferentes opções de monitoramento. Esses objetivos estão listados a seguir.

5.2.1 Verificação da conformidade

Consiste na verificação se os parâmetros do sistema medido estão em conformidade com as normas regulatórias, se as medições estão dentro dos limites de segurança impostos. A não conformidade geralmente implica em multas. Por exemplo, segundo o PRODIST, a frequência de fornecimento deve estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, e valores fora dessa faixa podem causar mal funcionamento de equipamentos, ou mesmo a queima destes.

5.2.2 Análise de performance

Essa análise é realizada pelos operadores do sistema e os resultados usados para objetivos internos, como planejamento estratégico da operação, gestão de ativos, etc. Os relatórios permitem conclusões sobre as tendências do sistema bem como a comparação de desempenho de diferentes locais.

5.2.3 Caracterização de sistema

É usado para descrever detalhadamente a QEE de um sistema específico. Isso pode ser necessário antes da conexão de uma carga importante ou depois da conexão de uma grande carga não linear, desequilibrada e/ou intermitente que pode causar problemas de QEE.

5.2.4 Solução de problemas

Medidas para solução de problemas estão geralmente ligadas a questões de parâmetros fora de norma, queixa de consumidores, etc. Geralmente a causa do problema é um evento discreto e isolado, como um afundamento de tensão, elevação de tensão (descarga elétrica), transitório. Porém, a causa também pode ser um distúrbio contínuo, como presença de harmônicos ou desequilíbrio de tensão. Problemas de qualidade de energia podem causar interrupção de determinada linha de produção com o mal funcionamento ou queima de equipamentos. Essa parada é muito cara, porque reflete perdas de tempo e dinheiro na produção, na reaquisição de novos equipamentos ou reparo dos danificados e/ou pagamento de multas por faltas. Nesses casos, o monitoramento constante é útil para que sejam investigados os motivos da falha em questão. Essas falhas são geralmente identificadas por reclamações de usuários sobre interferências da rede em seus equipamentos ou distúrbios de tensão e corrente acima dos limites normatizados.

5.2.5 Estudo e aplicações avançadas

Com o desenvolvimento das tecnologias de comunicação, tornaram-se possíveis novas aplicações e estudos em QEE. A alta resolução e granularidade das medições permitiram ferramentas avançadas de detecção de faltas que disponibilizam: informações sobre o local da falha (agilizando a recuperação do sistema), análise do padrão das medidas de equipamentos (o que permite identificação de falhas futuras e aconselhamentos de manutenção preventiva), análise de harmônicos, desequilíbrios, *flicker*, etc. Tudo isso contribui para a maior consciência dos operadores e consumidores sobre o sistema elétrico.

5.2.6 Gerenciamento da QEE

Engloba qualquer aplicação em que o controle da operação do sistema dependa de resultados de medições de QEE. Uma das motivações é referente à economia de gastos que o monitoramento pode possibilitar quando detecta problemas antes que se manifestem com consequências mais severas. Além disso, esse gerenciamento prepara o sistema para sua conformidade com as normas.

5.3 NÚMERO DE MONITORES

O número de locais a ser monitorado é um fator importante na decisão da estratégia de monitoramento.

- Poucas unidades de monitoramento: Essa é a prática tradicional no monitoramento QEE em que poucos medidores são instalados em localidades pré-definidas. Esses medidores são robustos, com altas resoluções e taxas de aquisição, contando com vários parâmetros de QEE. Não se necessita de meios de comunicação específicos e opera-se com estrutura de TI reduzida. Porém, cada dispositivo de medição geralmente opera com *software* proprietário.
- Várias unidades de monitoramento: Há sempre um *trade-off* entre custo e funcionalidade. A estratégia de monitoramento deve conter um número de locais com representatividade estatística sobre todos os locais. Nesse caso, é importante que os medidores trabalhem com protocolos de comunicação abertos para a garantia da interoperabilidade do sistema. O que se espera em um futuro próximo é que os medidores de consumo de energia instalados em cada ponto consumidor, tenham também parâmetros de medições de QEE. Porém, nesse caso, a quantidade de medições será enorme e serão necessários sistemas eficientes de transferência de dados e uma escolha cuidadosa dos parâmetros a serem armazenados.

5.4 SELEÇÃO DOS LOCAIS DE MONITORAMENTO

O local de instalação dos equipamentos do sistema depende dos objetivos e requerimentos que se deve atingir. O primeiro passo é definir o tempo total do monitoramento.

- 1) Período longo: MQEE (monitoramento da qualidade da energia) com instrumentação fixa.
- 2) Períodos médio: MQEE com instrumentos portáteis. Os medidores ficam em rotatividade, em que um monitor fica em um local de medição por determinado período de tempo e depois é levado a outro local.
- 3) Período curto: MQEE temporário com instrumentação pequena e móvel geralmente usada por um período suficiente para a detecção de um problema.

A taxa de medição também varia de acordo com a natureza do fenômeno medido, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4: ESCALAS DE TEMPO PARA DIFERENTES FENÔMENOS QEE (CIGRE WG C4.112, 2014)

Parâmetro	Escala de tempo
Transitórios de tensão	< 20 ms
Afundamento de tensão	10 ms a 2 s
Variação de frequência	1 min
Desequilíbrio de fases	1 dia
Harmônicos	1 semana
<i>Flicker</i>	1 semana
Estatísticas de afundamentos/elevações	3 anos

Um dos objetivos do monitoramento é determinar as características do ciclo normal do local, o que pode demandar um período de medição de poucas horas em sistemas industriais até um ano em instalações residenciais (por causa da forte influência das estações do ano no padrão de consumo).

A escolha do local de instalação depende do:

- Nível de tensão;
- Disponibilidade de transformador de medição;
- Localização de elementos físicos como subestações, alimentador, ponto de conexão comum.

A instrumentação permanente é geralmente instalada em:

- 1) Pontos de interface (conexão) de transmissão - distribuição ou transmissão – geração;
- 2) Pontos de conexão com consumidor (PCC) ou PAC;

3) Subestações que fornecem eletricidade para vários ou importantes usuários (grandes indústrias).

Os principais métodos utilizados na determinação dos locais de instalação estão descritos a seguir.

- Seleção aleatória: A escolha não segue uma lógica e a instalação é distribuída aleatoriamente. É muito usada na prática e depende do número de instrumentos disponíveis para trazer resultados satisfatórios;
- Monitoramento em local específico definido por regulamento: Os locais de instalação seguem recomendações de normas e regulamentos governamentais;
- Monitoramento de um número de localidades com representatividade estatística de toda a instalação: Os instrumentos devem ser instalados afim de medir todas as condições e variações do local, por exemplo os tipos de carga, condições climáticas, níveis de tensão, etc.;
- Locais com possibilidades atuais ou futuras de fortes distúrbios de QEE: Instalação nas proximidades dos equipamentos que causam os distúrbios como fornos a arco, plantas solares ou eólicas, etc. ou nos locais onde ressonâncias harmônicas são esperadas;
- Monitoramento onde usuários importantes serão conectados: No caso em que é necessário um estudo da QEE em um futuro ponto de conexão de novas instalações que são altamente susceptíveis a problemas de QEE como plantas químicas ou nucleares;
- Locais importantes para a operação do sistema: Como o ponto de conexão de um grande consumidor;
- Monitoramento para a resolução de problemas: Quando o objetivo é descobrir a causa da má operação de equipamentos ligados à rede. A melhor opção, nesse caso, seria monitorar tensão e corrente no ponto mais próximo possível do equipamento em questão. Existem 3 práticas principais para a decisão dos locais de instalação dos medidores: 1) Nos terminais do equipamento em falha. 2) No Ponto de Conexão Comum do consumidor dono do equipamento. 3) No Ponto de Conexão Comum de um consumidor próximo ou na barra da subestação que alimenta o consumidor dono do equipamento em má operação (dados históricos do operador do sistema podem ser usados). Dados dos tipos

1 e 2 geralmente são medições feitas após a falha do equipamento. Já em 3, os dados cobrem um período antes, durante e depois da falha.

O local de instalação dos medidores de QEE depende também da arquitetura e infraestrutura do sistema. Tradicionalmente, os pontos de medição se localizam nos limites dos quatro segmentos da rede: geração, transmissão, distribuição e consumo. Porém com a crescente difusão de geração renovável e distribuída, uma nova camada de monitoramento será considerada nos pontos de conexão onde pode haver consequências para a qualidade da energia.

A escolha dos pontos de monitoramento é uma tarefa complexa e exige conhecimento sobre a arquitetura do sistema elétrico, se é trifásico ou monofásico, da categoria dos alimentadores a serem monitorados (urbano, semiurbano, rural ou semirural) e sobre os distúrbios de qualidade que afetam a rede.

Os custos da tecnologia dependem principalmente do nível de tensão do sistema monitorado.

No monitoramento da baixa tensão geralmente o ponto de instalação ocorre no PAC para uma pequena parcela de consumidores selecionados que trarão uma informação estatística sobre toda a população. A QEE deve ser permanentemente monitorada nesses pontos de conexão ou monitorada por períodos (uma semana no mínimo).

Sistemas AMI serão cada vez mais utilizados para a integração de medições QEE seguindo padrões internacionais no sistema de distribuição. Ao invés do monitoramento de alguns consumidores residenciais, é recomendada a instalação dos medidores QEE nos pontos de conexão de uma grande parcela dos consumidores de baixa tensão, incluindo o secundário dos transformadores de distribuição que alimentam esses consumidores. Porém, não é viável o monitoramento de todos os consumidores a todo o tempo por conta da grande massa de dados gerada nessa circunstância. Portanto, recomenda-se a medição de uma parcela de consumidores, que deve ser alternada anualmente.

A escolha entre monitoramento permanente ou periódico, geralmente é decidida pelas restrições de custo e objetivos da medição. Na maioria dos casos considera-se um híbrido dos dois conceitos, com monitores fixos para aquisição das sazonalidades da QEE, combinado com monitores portáteis para medição de harmônicos, variações de tensão de fornecimento, desequilíbrio, *flicker* e variações rápidas de tensão.

É esperado que cada consumidor conectado à rede seja alimentado com uma energia de qualidade, adequada em relação a normas e especificações locais. Ao mesmo tempo, os fornecedores monitoram se seus consumidores não poluem o sistema acima dos limites acordados. Desse modo, com a difusão do conceito de *Smart Grid*, a QEE tem ganhado mais importância.

A seleção dos locais de monitoramento depende do tipo da conformidade investigada, o que também impacta o número de medidores utilizados e a extensão da área investigada.

A conformidade de acordo com recomendações globais pode seguir:

- Conformidade da potência fornecida aos consumidores segundo EN 50160, IEC 61000-2-2;
- Conformidade da emissão de distúrbios por uma instalação, equipamento ou consumidor conectado à rede segundo IEEE Std 519, D-A-CH-CZ rules, IEC 61000-3-6.

No caso da medição de locais onde há muitos consumidores como na rede MT (média tensão) e BT (baixa tensão) é comum a medição de uma parcela de consumidores. Os resultados são estatisticamente extrapolados para toda a população. A dificuldade é de se encontrar o número ótimo de pontos de monitoramento com resultados confiáveis e custos aceitáveis. Deve ser levado em conta o tempo de monitoramento e o método estatístico utilizado.

O período de monitoramento também influencia na decisão dos locais de instalação.

- Monitoramento Contínuo: Medidores fixos são instalados nas localidades selecionadas. Isso requer uma infraestrutura para o tratamento dos dados, armazenamento e análise. Os recursos necessários para o monitoramento crescem com o aumento do número de localidades de medição, enquanto cai o desempenho de centrais de armazenamento de dados. Isso limita o número a alguns milhares de medidores. Esse tipo de medição permite conclusões acerca de variações rápidas (semanais), por estações ou a descoberta de tendências dos dados;
- Monitoramento Temporário: O monitoramento é feito com a instalação temporária de medidores móveis. Essas medições requerem um planejamento mais complexo e uma infraestrutura menor que no monitoramento contínuo. O

processamento é mais simples e fornece um panorama geral da QEE do local medido e dos distúrbios de curta duração;

- Monitoramento Híbrido: Uma prática comum é a instalação híbrida de medidores fixos e móveis, com benefícios de ambos os métodos e economia de custos. Os medidores fixos entregam dados confiáveis acerca de algumas localidades com variações de período curto, médio e longo. Mas somente alguns medidores fixos não podem caracterizar todo o local. Então, medidores móveis são instalados em localidades alternadas ao longo do tempo, o que possibilita resultados acerca de todo o local.

A Tabela 5 destaca as vantagens e desvantagens de cada método.

Tabela 5: VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS DIFERENTES TIPOS DE INSTALAÇÃO (CIGRE WG C4.112, 2014)

Tipo de instalação	Vantagens	Desvantagens
Permanente	<ul style="list-style-type: none"> > Resultados mais confiáveis dos sites selecionados > Variações de curta, média e longa duração são cobertos 	<ul style="list-style-type: none"> > Necessidade crescente de recursos para processamento, armazenamento e análise de dados > Número alto de monitores necessários para uma boa representação de todas as medições
Temporário	<ul style="list-style-type: none"> > Sem necessidade de expansão da infraestrutura de comunicação > Rápida desinstalação > Seleção de site mais flexível e adaptável 	<ul style="list-style-type: none"> > Menor confiança nos resultados > Requer planejamento mais complexo > Apenas variações de curta duração são cobertos
Híbrido	<ul style="list-style-type: none"> > Melhoria da confiabilidade dos resultados com menores custos > Otimização dos recursos necessários > Bons resultados para sites únicos e para toda a região 	<ul style="list-style-type: none"> > Requer planejamento mais complexo > Melhor cobertura de variações de média e longa duração porém ainda limitada

5.5 PARÂMETROS DE MONITORAMENTO

A seleção das variáveis de medição do sistema de monitoramento depende muito das exigências regulatórias do local. Alguns parâmetros como níveis de tensão e harmônicos geralmente são bem definidos nas normas (como a EN 50160, IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7, IEEE 519 e IEC 61000-3-13) e geralmente são contemplados no monitoramento. Outros parâmetros, como número e severidade dos distúrbios, são menos regulamentados e, por isso, menos considerados.

Consumidores residenciais devem medir ao menos as variações de tensão, bem como a magnitude (somente valores máximos) e a duração das elevações de tensão.

Para consumidores comerciais é indicado os mesmos parâmetros do consumidor residencial, com a adição da medição da magnitude (valores residuais) e duração de afundamentos de tensão.

Para consumidores industriais além dos mesmos parâmetros comerciais, é usual a medição de harmônicos e inter-harmônicos no caso do uso de equipamentos sensíveis a esse tipo de distúrbio. Em casos específicos, ainda se monitora o ângulo de fase dos harmônicos.

Os parâmetros a serem monitorados dependem dos objetivos da medição (descritos na seção 5.2) conforme a seguir.

5.5.1 Parâmetros para verificação de conformidade

O objetivo é verificar a conformidade dos níveis de distúrbios com os limites impostos por norma. Esses distúrbios geralmente são:

- 1) Variação da voltagem de fornecimento: A magnitude da tensão de fornecimento é o parâmetro de QEE mais básico e mais importante. O módulo 8 do Prodist considera adequada a tensão entre 101 V e 115 V para um valor nominal de 110 V por exemplo;
- 2) Desequilíbrio de Tensão: Geralmente é a relação da tensão de sequência negativa com a tensão de sequência positiva. Sua medição requer medição da tensão das três fases (A, B e C);
- 3) Harmônicos de tensão: As normas de QEE geralmente limitam as distorções harmônicas individuais (até a 50ª ordem) e total de tensão;
- 4) *Flicker* de tensão: Essa é uma condição súbita da qualidade de energia em que pequenas variações de tensão no nível RMS (geralmente menor que 1%) são suficientemente rápidas e repetitivas e causam oscilações visíveis no sistema de iluminação. *Flicker* também pode ser causado por inter-harmônicos. Porém esse problema tem se tornado menos significativo, pois as lâmpadas mais modernas (fluorescente, *led*) são menos susceptíveis a essa oscilação (como eram as incandescentes).

Outros parâmetros como a frequência da onda de tensão, tensão RMS, eventos de elevação e afundamento, geralmente também são medidos.

Apesar dessas medições serem relacionadas a tensão, há muitas normas que se baseiam nos níveis de corrente (IEE 519), principalmente no caso de harmônicos.

5.5.2 Parâmetros para análise de desempenho

Para a caracterização de performance do sistema são considerados:

- 1) Afundamentos de tensão: É um evento discreto em que um evento causador é necessário. O afundamento é geralmente classificado pela profundidade ou tensão RMS residual e por sua duração. O monitoramento trará os instantes de ocorrência desses eventos e suas magnitudes;
- 2) Elevação de tensão: Tem a mesma natureza do afundamento, mas menos comum;
- 3) Transitórios: Ocorrem por vários motivos como o chaveamento de capacitores e cargas, interrupção de cabos e até queda de raios. A tensão pode atingir níveis extremos nesses casos. O monitoramento desse evento necessita de alta taxa de aquisição, pois são da ordem de milissegundos. Geralmente se instala um conversor A/D específico em conjunto com um filtro passa alta para esse tipo de medição.

5.5.3 Parâmetros para aplicações de estudos avançados

Consideram medições não convencionais como sub-harmônicos, medições de fase de tensão e corrente, ângulo de fase de harmônicos, etc.

Dependendo da natureza da carga, outros parâmetros podem ser considerados. No caso de fornos a arco ou laminadores, dados de *flicker* são importantes. Em sistemas com inversores de frequência, como nas interfaces de conexão em energias renováveis, há a geração de distorções harmônicas e seu monitoramento é recomendável.

5.6 CONSIDERAÇÕES SOBRE O INSTANTE DAS MEDIDAS

A exatidão do instante de tempo das medições é de extrema importância na caracterização de eventos como afundamentos de tensão ou transientes de tensão e corrente. A taxa de aquisição depende da frequência de cada evento.

A base de tempo da medição pode vir de uma referência na web ou de sinal GPS e deve ser constantemente atualizada conforme o período de medição. Isso é crucial para sincronização eficiente de todos os medidores do sistema. Ainda é necessário a

atenção para períodos de horário de verão em que o “clock” interno dos medidores geralmente não é alterado e o sistema fica no horário normal, o GMT.

5.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE A METEOROLOGIA

Informações sobre as condições meteorológicas são importantes para explicação de causas de eventos. Chuva forte com raios pode causar a abertura de disjuntores por descarga elétrica. A temperatura ambiente influencia no uso do sistema de arrefecimento, na temperatura do chuveiro, etc. As condições de vento e irradiação solar influenciam na geração eólica e fotovoltaica. Por isso, parâmetros de meteorologia são geralmente medidos em sistemas MQEE.

5.8 CONSIDERAÇÕES SOBRE TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

Os transformadores de instrumentação, que abaixam os níveis de corrente e tensão para que seja possível as medições dessas grandezas, podem trazer dados errados diante de certas circunstâncias. Transformadores indutivos de tensão, por exemplo, têm pontos de ressonância que tornam suas medições imprecisas. Transformadores de tensão capacitivos (mais usados na rede de transmissão) têm menor possibilidade de ressonância, porém menor exatidão que o indutivo. É necessária atenção para as condições do transformador para se garantir a confiabilidade das medidas.

5.9 CONSIDERAÇÕES SOBRE APRESENTAÇÃO DAS MEDIÇÕES

Para monitoramento contínuo é comum a comparação em períodos determinados como dia e noite, dias de semana e finais de semana, estações do ano, etc. É comum ainda o uso de histogramas, curva de porcentagem, função de distribuição cumulativa e probabilidade cumulativa para eventos de severidade variável. Para outros eventos, caracterizados por mais de um parâmetro, é comum o uso de tabelas.

5.10 CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CUSTOS

Em um projeto de monitoramento, dois tipos de gastos devem ser considerados.

- Investimento inicial (estrutura);
- Custos operacionais (operação e manutenção).

Instalações de monitoramento fixo geralmente têm alto investimento inicial, porém menos gastos operacionais. Já uma estrutura de monitoramento móvel não requer muita estrutura, mas sim planejamento logístico, geralmente com altos custos operacionais. Porém, o monitoramento móvel oferece maior flexibilidade e possibilidade de alternância entre os pontos medidos.

5.11 ARMAZENAMENTO

Há três tipos de conceitos em armazenamento de dados: Centralizado, Distribuído e Híbrido. No caso de um projeto pequeno, com poucos medidores, um sistema centralizado em um computador *desktop* comum seria suficiente. Já em projetos maiores com centenas de dispositivos, é indispensável uma estrutura centralizada e integrada com outros sistemas em uma arquitetura híbrida, já que o alto custo de uma estrutura única e central pode ser um entrave.

- Estrutura centralizada: Toda a informação é mantida em um único ponto. Esse ponto deve ter *links* de comunicação com os medidores de qualidade distribuídos pela região monitorada. Isso requer interoperabilidade do centro com os vários medidores. Porém a comparação entre as diferentes localidades é facilitada e ajuda na identificação de padrões através de análise histórica de dados. Essa estrutura tem a preocupação com uma estrutura de redundância, pois se o ponto central falhar, toda a comunicação é perdida e o dados não serão armazenados;
- Estrutura distribuída: O armazenamento e análise dos dados ocorre no próprio local de medição. Com a falta de uma estrutura única e comum, a análise de todos os pontos de medição se torna trabalhosa e ineficiente;
- Estrutura Híbrida: É uma estrutura de armazenamento distribuída em que apenas as informações úteis são enviadas ao centro. A diferença é que a memória física de armazenamento será distribuída, porém o ponto de acesso será único e central.

5.12 RESOLUÇÃO DOS DADOS

A resolução de medição dos dados depende do padrão seguido. O IEC- 61000-4-30 recomenda intervalo de aquisição 12 ciclos para frequência fundamental de 60 Hz, totalizando um intervalo de 200 milissegundos a cada medição. Esses dados serão então posteriormente agregados em médias com janelas de tempo maiores. Nesse caso, não se está considerando a aquisição da forma de onda em que seria necessária uma taxa de aquisição de pelo menos duas vezes a maior ordem harmônica medida, segundo o teorema de Nyquist-Shannon. Como geralmente as normas recomendam a medição até da 25ª ordem harmônica, seria necessária uma taxa de no mínimo 3 kHz.

De acordo com IEC – 61000-4-30 a janela de média móvel dos dados pode ser de 3 segundos (180 ciclos), 10 minutos ou 2 horas. A prática diz que agregação de 10 minutos é suficiente para a regulação da voltagem do sistema. 10 minutos é também o período limite para que efeitos térmicos sejam perceptíveis.

Quanto menor for a janela de média móvel, maior será a quantidade de dados a ser armazenada. Por isso, muitas vezes é vantajoso capturar o efeito de eventos individuais através da configuração de limites de parâmetros em alarmes no supervisor ou apenas a gravação de máximos e mínimos das médias. Afundamento de tensão em caso de falta, por exemplo, pode ser caracterizado pela tensão residual e pela sua duração, então, apenas esses dois parâmetros precisam ser armazenados.

O processamento dos dados para o armazenamento depende da infraestrutura de TI. No caso do uso da linguagem SQL (Structured Query Language), os dados devem ser exportados em formato tabular possibilitando a geração de gráficos sofisticados.

5.13 COMUNICAÇÃO DOS DADOS

Qualquer que seja o tipo de monitoramento, o armazenamento das medições é sempre praticado. Isso é feito por meio de sistemas de comunicação. Geralmente cada fabricante tem um protocolo de comunicação proprietário que só funciona com seu *software* específico. Isso dificulta a implementação de um sistema integrado de monitoramento. Há protocolos abertos que visam padronizar a rede de comunicação

independentemente do fabricante como Modbus, IEC-61850, e contribuem para a interoperabilidade das aplicações *Smart Grid*.

Se a localidade medida conta com poucos medidores de um mesmo fabricante, pode ser prático usar o protocolo proprietário. Mas em regiões maiores, com vários medidores de fabricantes diferentes, se faz necessário o uso de um protocolo padrão (aberto) de comunicação, que facilite o envio de informações ao sistema SCADA.

Os três principais protocolos usados em subestações elétricas são: DNP3, IEC 61850 e o IEC 60870-5-101/104.

Tanto o DNP3 quanto o IEC 60870-5-101/104 foram baseados na comunicação RTU com links seriais de baixa velocidade. Já o IEC 61850 é baseado em redes IP. Desse modo, DNP3 e IEC 60870-5-101/104 são bem adequados a canais de comunicação de pouca banda em sistemas SCADA. Já o IEC 61850 tem várias outras possibilidades que falta nos dois primeiros. Por isso, há muitos casos em que a modernização do sistema elétrico exige a migração para o protocolo IEC 61850. Há outros padrões que mesmo não sendo IEC ou IEEE são bastante difundidos, como o protocolo Modbus.

5.14 APRESENTAÇÃO DOS DADOS

Depois das decisões sobre os parâmetros e sobre os locais de medição, é necessário extrair a informação da grande massa de dados gerada, e apresentá-la de um modo simples e útil. A forma de apresentação depende dos objetivos do monitoramento que trarão a importância de cada parâmetro. Por exemplo, se o objetivo é comprovar a conformidade de uma planta em relação a determinada norma, deverá ser demonstrado que valores de tensão e corrente não sofrem distúrbios significativos.

Esses distúrbios podem ser classificados em duas categorias.

- Distúrbios contínuos (variações): Nível de tensão ou harmônicos, por exemplo, que se mantém por certo período;
- Distúrbios discretos (eventos): *Flicker* ou *Sag*, por exemplo, que são repentinos e isolados. Esses eventos são reconhecidos pelo sistema de monitoramento assim que um parâmetro pré-determinado ultrapassa certo limite, um alarme do evento é disparado e as condições momentâneas são armazenadas.

Nesse ponto é importante a decisão sobre como resumir os dados de forma que não se perca informação. O que se usa na prática são índices estatísticos como a média e valores máximos dos dados. Porém, a média pode ser um valor muito otimista, por outro lado os valores de máximo podem ser muito pessimistas. Por isso se usa o percentil 95^o (probabilidade cumulativa de 95%) que representa um valor que não é ultrapassado em 95% do período de amostragem. Esses índices são bem aceitos no que diz respeito a distúrbios contínuos, porém há uma carência de definições de índices no caso da representação de distúrbios discretos. Para cada tipo de distúrbio deve ser gerado um índice específico.

Outra questão é sobre o intervalo de análise dos relatórios que deve caracterizar um ciclo de repetição dos dados. Geralmente se usa uma semana para consumidores residenciais e comerciais; já para os industriais se usa intervalo diário. O intervalo do relatório contém, então, vários intervalos de análises. Por exemplo, em um relatório de um ano específico, haverá 52 índices de intervalo semanal.

5.15 CONCLUSÃO

A evolução das tecnologias de comunicação, processamento e armazenamento de dados possibilita o monitoramento em larga escala. Todo esse processo deve seguir uma estratégia bem definida, desde a escolha dos locais de instalação dos medidores até a exibição dos dados no sistema de monitoramento, gerando informação e conhecimento aos operadores do sistema.

6 RESULTADOS

6 RESULTADOS

6.1 INTRODUÇÃO

O conceito de *Smart Grid* se baseia principalmente na evolução das tecnologias da informação e comunicação. O sistema elétrico passa a ser mais monitorado com um aumento de pontos de aquisição de informações sobre o estado da rede. Principalmente nos pontos de conexão com consumidores residenciais, que também passarão a ser geradores de energia (na geração distribuída). O fluxo bidirecional da energia elétrica torna sua operação e gerenciamento mais complexos.

Há ainda a preocupação com as consequências que podem advir da alta difusão da geração distribuída no que diz respeito à qualidade da energia, principalmente em gerações intermitentes como a solar e a eólica.

Por esses dois motivos, maior complexidade de gerenciamento e maior preocupação com a qualidade do fornecimento, é que foi proposto neste trabalho a integração de informações para o monitoramento de métricas de desempenho da energia de uma *Smart Microgrid*. A base do sistema é a *microgrid* de geração fotovoltaica instalada no prédio do Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (CERIn) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

6.2 MICROGRID

A microgrid do CERIn conta com uma capacidade de geração fotovoltaica de 27 kWp através de 112 módulos fotovoltaicos. Na Tabela 6 estão detalhes dos módulos.

Tabela 6: CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DO CERIN

Quantidade de módulos	112
Potência Nominal (KW)	0,25
Tensão de Operação	30,2 VDC
Corrente Nominal (A)	8,11
Área Bruta	1,65 m ²
Rendimento	15,2 %
Fabricante	YINGLI SOLAR
Modelo	YL245P-29P
Registro Inmetro	X
Produção Mensal	30,63 kWh/mes
Classificação	A

Os arranjos dos módulos estão descritos na Tabela 7.

Tabela 7: ORGANIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Arranjo	Nº de módulos por Arranjo	Area do Arranjo (m ²)	Potencia de Pico (kWp)
1	15	20	3,675
2	15	20	3,675
3	15	20	3,675
4	15	20	3,675
5	13	20	3,185
6	13	20	3,185
7	13	20	3,185
8	13	20	3,185
Total: 8	112	160	26,95

Os arranjos 1, 2, 3 e 4 são associações séries de 15 painéis com saída de 3,675 kWp cada. O arranjo 1 está ligada em paralelo com o arranjo 2, bem como a 3 está em paralelo com a 4, como ilustrado na Figura 14.

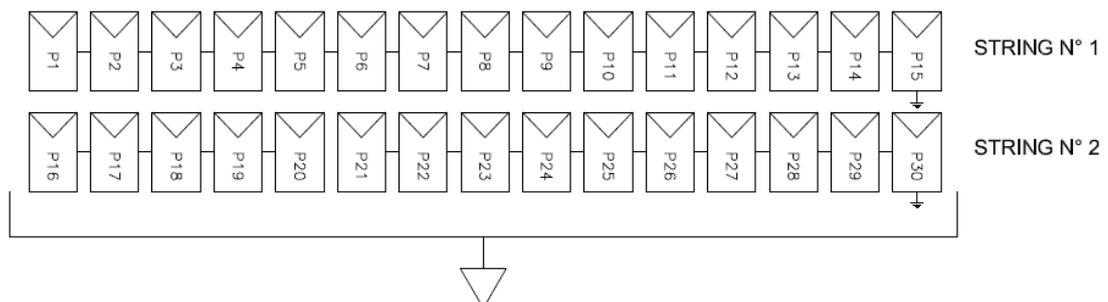
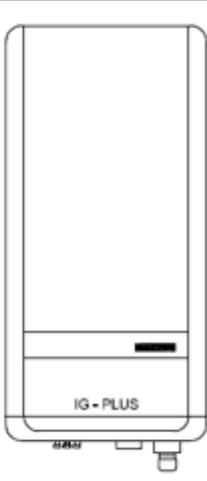


Figura 14: Associação paralelo dos arranjos 1 e 2

Essa ligação tem como saída 7,35 kWp que vai para um inversor trifásico de 8 kVA de potência nominal. Essa é a mesma configuração dos arranjos 3 e 4 com saída para um outro inversor de mesma especificação. Detalhes desse inversor estão na Tabela 8.

Tabela 8: INVERSOR DE FREQUÊNCIA DOS ARRANJOS 1 E 2, 3 E 4

Quantidade de Inversores	02	
Potência Nominal (kVA)	8,0	
Faixa de Tensão de Operação	3-NPE 400V/230V	
Corrente Nominal (A)	11,6 A	
Fator de Potência	>0,99 ind/cap	
Rendimento	98,1%	
Fabricante	FRONIUS	
Modelo	100 V-3	
Frequência de Operação	60 HZ	
Máxima Tensão de Saída	270 V	
Distorção Máxima	<3%	
Grau de Proteção	IP-54	
Topologia	HF transformer	
Resfriamento	Ventilador – Forçado	
Comunicação	Wifi/Cabo	
Concessão Inmetro	xxxxx	

Esse inversor tem capacidade para receber uma potência CC máxima de entrada de 8,43 kW e fornecer uma potência CA máxima de saída de 8,4 kW.

Os arranjos 5, 6, 7 e 8 são ligações série de 13 painéis com saída de 3,185 kWp cada. Esses arranjos foram ligados em paralelo com uma saída de 12,74 kWp. A Figura 15 mostra essa ligação.

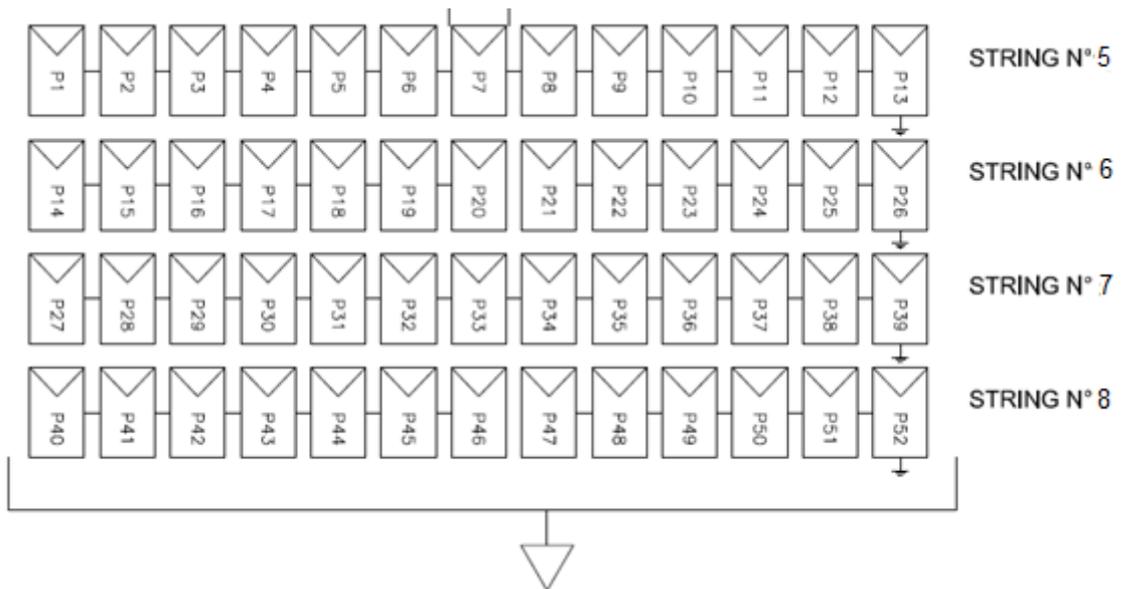


Figura 15: Associação paralelo dos arranjos 5, 6, 7 e 8

A saída desse arranjo vai para um inversor trifásico de 12,5 kVA de potência nominal. A Tabela 9 detalha esse inversor.

Tabela 9: INVERSOR DE FREQUÊNCIA DOS ARRANJOS 5, 6, 7 E 8

Quantidade de Inversores	01	
Potência Nominal (kVA)	12,5	
Faixa de Tensão de Operação	3-NPE 400V/230V	
Corrente Nominal (A)	16,5 A	
Fator de Potência	>0,99 ind/cap	
Rendimento	98,1%	
Fabricante	FRONIUS	
Modelo	SYMO 12.5-3-M	
Frequência de Operação	60 HZ	
Máxima Tensão de Saída	270 V	
Distorção Máxima	<3%	
Grau de Proteção	IP-54	
Topologia	Transformeless	
Resfriamento	Convecccção	
Comunicação	Wifi/Cabo	
Concessão Inmetro	xxxxx	

Esse inversor tem capacidade para receber uma potência CC máxima de entrada de 15 kW e fornecer uma potência CA máxima de saída de 12,5 kW.

Falando do fluxo de potência dos painéis para a rede, os inversores convertem a energia CC dos módulos fotovoltaicos para uma tensão alternada de 380 V. As saídas dos inversores de 8 kVA têm um ponto comum que vai para um autotransformador trifásico de 220 kVA (tipo ATT Schneider), ligação estrela/estrela, que transforma a tensão de 380 V em 220 V. O inversor de 12,5 kVA é ligado sozinho a um outro

autotransformador de mesma especificação. As saídas dos dois autotransformadores se conectam no ponto de acoplamento comum (PAC) que vai para um transformador a seco de 115 kVA (ligação delta/estrela) que transforma a tensão de 220 V em 13800V e envia para a rede de distribuição. A representação unifilar desse circuito está na Figura 16.

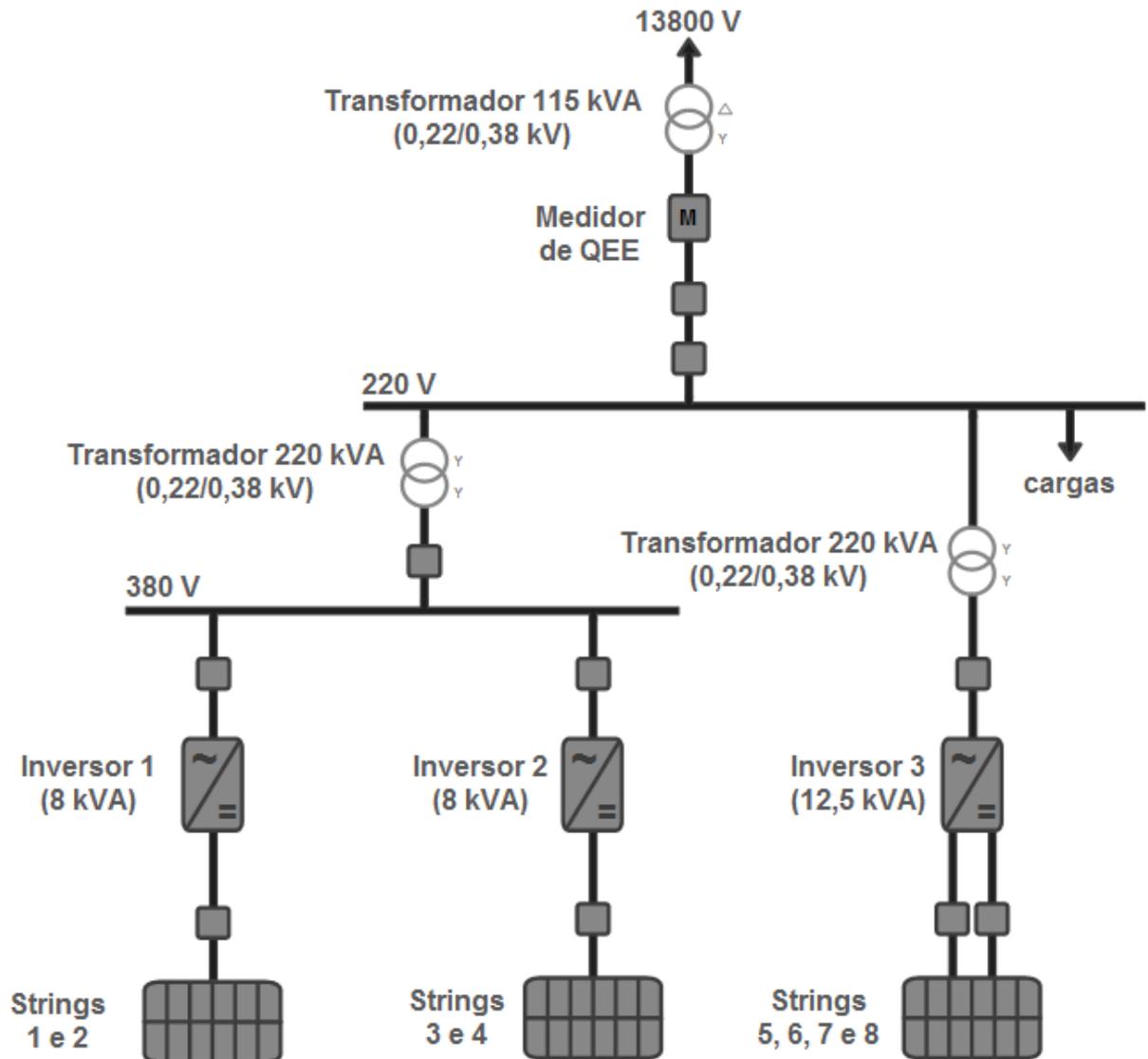


Figura 16: Circuito unifilar da rede fotovoltaica do CERIn.

6.3 METEOROLOGIA

O Sensor Box (Figura 17) é um dispositivo próprio para medições meteorológicas. De mesmo fabricante dos inversores, Fronius, esse medidor conta com 6 entradas:

- Duas entradas analógicas para medição de temperatura por sensor Pt1000;
- Uma entrada analógica para sinal de tensão de sensor de irradiação solar;

- Uma entrada analógica para sinal de corrente (0 a 20 mA, 4 a 20 mA);
- Duas entradas digitais, para sensor de consumo de energia e um sensor de velocidade do vento.



Figura 17: Sensor box para medições meteorológicas

A medição de velocidade do vento é feita através de um anemômetro da Carlos Gavazzi, demonstrado na Figura 18.



Figura 18: Anemômetro

Esse sensor produz 10 pulsos por m/s de velocidade do vento em uma onda quadrada de corrente de 12,5 mA +/- 2mA. É capaz de medir velocidade de 2 a 30 m/s. A contagem de pulsos e a conversão para dados de velocidade é feita no sensor box.

O sensor de irradiação solar (Figura 19) é um sensor de célula monocristalina Spektron 210 da TRITEC que mede de 0 a 1500 W/m² através de uma tensão de saída proporcional à irradiação solar. O sensor deve ser instalado com a mesma inclinação dos painéis fotovoltaicos para medições corretas.



Figura 19: Sensor de irradiação solar

A taxa de conversão vem impressa na etiqueta do sensor, como na Figura 20.



Figura 20: Taxa de conversão para medição de irradiação solar

Dessa forma, a tensão de saída deve ser multiplicada por $1000/76,16$ para a conversão em irradiação.

Dois sensores de temperatura Pt1000 Thermoprozess Austria (Figura 21) são responsáveis pelas medições de temperatura ambiente e temperatura de placa. O Pt1000 é um sensor baseado no efeito da termorresistência, ou seja, a resistência elétrica do dispositivo varia com sua temperatura.



Figura 21: Sensor de temperatura Pt1000

A taxa de conversão se baseia na informação de que esse sensor apresenta uma resistência de 1000 Ω a uma temperatura de 0°C e essa resistência aumenta com o aumento da temperatura.

6.4 REDE FRONIUS SOLAR NET E COMPONENTES DATCOM

A Fronius tem um protocolo proprietário de comunicação, o Solar Net, em que os componentes DATCOM (dispositivos Fronius) são ligados em uma mesma rede na topologia anel.

A rede Solar Net do CERIn é gerenciada por um *Data Manager*, dispositivo que agrega as funções de um *Datalogger*, *Com Card*, *Power Control Card* e do *Modbus Card* (FRONIUS, 2013).

- Datalogger: Gerenciador da rede, coordena o envio das mensagens e o armazenamento dos dados;
- Com Card: Cartão necessário para que o dispositivo seja conectado à rede Solar Net e troque dados com outros dispositivos;
- Power Control Card: Cartão que possibilita o controle de redução de potência ativa e comandos remotos de fator de potência e potência reativa de todos os inversores da rede;
- Modbus Card: Permite que o Data Manager seja integrado a uma rede Modbus, enviando informações dos inversores e recebendo comandos remotamente através desse protocolo.

A rede instalada no CERIn conta com o inversor de 12,5 kVA equipado com o Data Manager, outros dois inversores de 8 kVA equipados com Com Card e um Sensor Box

para medições meteorológicas. A ligação desses equipamentos está ilustrada na Figura 22.

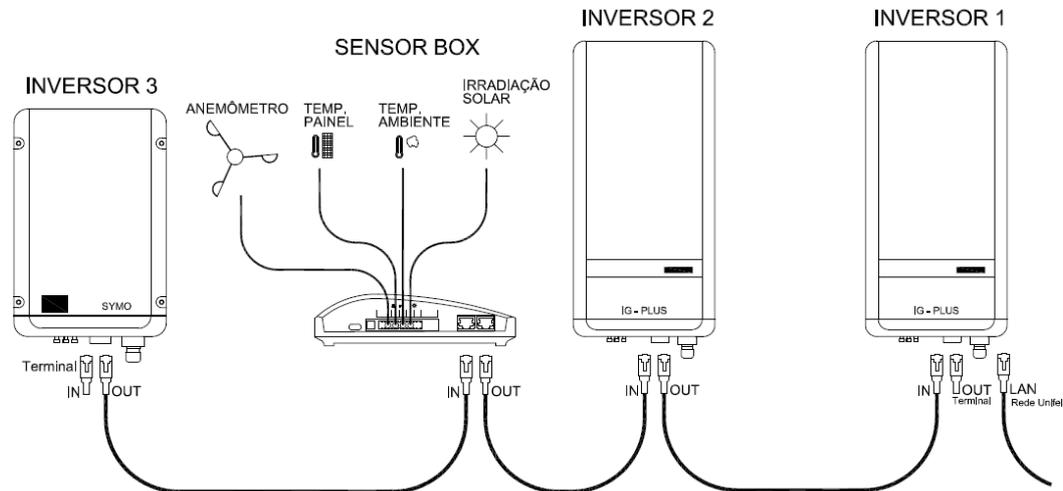


Figura 22: Configuração da rede Solar Net do CERIn

Nessa rede a conexão de entrada (“IN”) de um equipamento deve ser ligada à conexão de saída (“OUT”) do próximo equipamento da rede. Os terminais “IN” do primeiro equipamento e “OUT” do último devem ser ligados a terminais de conexão. O inversor 3, equipado com o Fronius Data Manager, deve ser o primeiro ou o último dispositivo da rede. Os outros inversores devem estar equipados com a placa Fronius Com Card para operar na rede. Nesse caso, o inversor 1 é o ponto de conexão da rede Solar Net com a rede Ethernet do CERIn. Para isso, é necessário que seja configurado um IP válido da rede Ethernet do CERIn no Data Manager.

Depois de feito todas as configurações presentes em (FRONIUS, 2014), o Data Manager fica disponível em uma página na internet e novas configurações podem ser realizadas. Uma delas é a configuração Modbus, que habilita o Data Manager a enviar informações dos inversores neste protocolo. As configurações Modbus permitem habilitar ou não este protocolo, a escolha do modo (RTU ou TCP) e habilitar o controle dos inversores (com comando de potência ativa, reativa e fator de potência) através de instruções Modbus.

6.5 MEDIDOR INTELIGENTE

No PAC da *microgrid* do CERIn com a rede elétrica foi instalado um medidor inteligente da KRON (Figura 23).



Figura 23: Analisador de Qualidade de Energia Mult-K NG

As medições são realizadas a 128 amostras/ciclo conforme normas IEC 61000-4-30 Classe S (medições estatísticas), IEC 61000-4-15 (*flicker*) e IEC 61000-4 -7 (harmônicos). Os eventos de tensão são classificados em conformidade com a Resolução ANEEL- PRODIST Módulo 8. Este medidor permite a medição de mais de 100 parâmetros elétricos em sistema de corrente alternada (CA), incluindo *flicker*, harmônicos de tensão e de corrente até a 40ª ordem, desequilíbrio de tensão, fator de potência real e de deslocamento, realiza o registro de 173 parâmetros agregados em 10 minutos em conformidade ao PRODIST. Esse medidor também é capaz de enviar suas medições através do protocolo Modbus TCP.

6.6 SISTEMA UPS

A *microgrid* do CERIn conta ainda com um sistema UPS (*Uninterruptable Power System*) de fabricante ABB-Newave com 320 baterias RITAR do tipo chumbo-ácido selada de 12 V e 9 Ah distribuídas em 8 bancos de 40 baterias divididos em dois módulos UPS de 20 kVA resultando em uma potência total de 40 kVA / 32 kW. O sistema oferece uma autonomia de 17 minutos de fornecimento a plena carga do CERIn no caso de falta de fornecimento da rede elétrica.

O sistema opera com entrada e saída trifásica de 380 V com dois autotransformadores, um de 40 kVA para a entrada (220 V/ 380 V) e outro de 50 kVA para a saída de energia (380 V/ 220V).

Esse sistema, mostrado na Figura 24, também é capaz de fornecer dados no protocolo Modbus TCP.



Figura 24: UPS

6.7 EMS

Foi desenvolvido neste trabalho um sistema EMS para integrar as informações da *microgrid* do CERIn em uma plataforma única de monitoramento.

O *software* de desenvolvimento utilizado foi o Elipse Power. O Elipse Power oferece um ambiente integrado de comunicação, modelagem e análise, com aplicação em centros de operação para geração, transmissão, distribuição e grandes plantas industriais. Sua arquitetura integrada permite fácil acesso a todas as informações necessárias para a operação de redes de energia. Por meio da aquisição de dados em tempo real, a solução possibilita que ações ligadas à segurança e à eficiência operativa da rede sejam rapidamente identificadas e executadas pelos operadores (ELIPSE, 2016). O Elipse Power permite o desenvolvimento de todas as funcionalidades descritas no Capítulo 2.

Esse *software* é desenvolvido para uma arquitetura distribuída. O servidor central, E3 Server, é o responsável pela aquisição de tempo real das informações dos

equipamentos da rede e pela distribuição desses dados a outros computadores (clientes) da rede. Esses clientes distribuídos pela rede rodam o E3 Viewer, *software* que permite a visualização e controle remoto dos equipamentos conectados ao servidor principal.

A ferramenta de desenvolvimento é o Elipse Power Studio. É nela que se configuram as telas, comunicação com equipamentos, alarmes, armazenamento de dados, etc. A Figura 25 exhibe o ambiente de desenvolvimento do Elipse Power Studio.

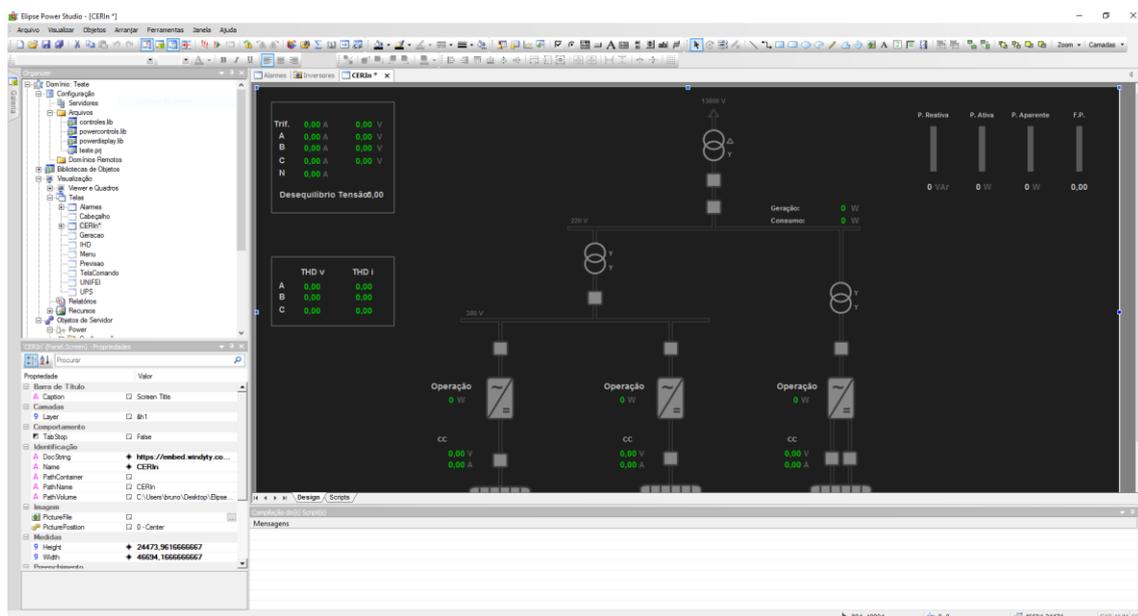


Figura 25: Ambiente de desenvolvimento – Elipse Power Studio

Conforme descrito anteriormente os três inversores, o medidor de energia e o sistema UPS são preparados para comunicação Modbus TCP. O Elipse Power também está apto para esse protocolo, podendo ser configurado como cliente da comunicação e fazer requisições aos demais dispositivos da rede (servidores).

6.8 ARMAZENAMENTO

O armazenamento dos dados de aquisição do sistema de monitoramento é gerenciado por outro *software*, o Elipse Plant Manager (EPM). O EPM se conecta ao Elipse Power através de um protocolo proprietário da Elipse e concentra todos os dados em um só local, facilitando sua contextualização e procura. Esse *software* está integrado a uma ferramenta de gráficos e a linguagem de programação Python, o que facilita a exibição de resultados e execução de cálculos complexos.

Uma vez estabelecida a comunicação com o monitoramento, o EPM inicia o processo de armazenamento no banco de dados. O EPM é compatível com Microsoft SQL, por isso esse foi o *software* de banco de dados escolhido para esse projeto.

6.9 COMUNICAÇÃO

O primeiro passo é configurar a rede de comunicação dos dispositivos selecionando-se as variáveis que serão utilizados no sistema de monitoramento.

6.9.1 Inversores

Para a aquisição dos dados dos inversores basta configurar a comunicação com o Data Manager. Faz-se necessária a definição de um endereço IP válido para o Data Manager, bem como a configuração do endereçamento das variáveis de interesse em cada inversor. O IP do Data Manager foi definido como 200.235.78.201. As variáveis e seus endereços estão descritos na Tabela 10, segundo (FRONIUS, 2013).

Tabela 10: VARIÁVEIS DOS INVERSORES MONITORADOS

Endereço	Descrição
40072	Corrente trifásica (A)
40074	Corrente fase A (A)
40076	Corrente fase B (A)
40078	Corrente fase C (A)
40080	Tensão AB (V)
40082	Tensão BC (V)
40084	Tensão CA (V)
40086	Tensão fase A (V)
40088	Tensão fase B (V)
40090	Tensão fase C (V)
40092	Potência ativa (W)
40094	Frequência (Hz)
40096	Potência aparente (VA)
40098	Potência reativa (VAr)
40100	Fator de potência
40102	Energia produzida (Wh)
40104	Corrente contínua (A)
40106	Tensão contínua (V)
40108	Potência contínua (W)
40118	Estado de operação (desligado, <i>standby</i> , iniciando, desligando, operando)
40293	Corrente contínua do MPPT (A)
40294	Tensão contínua do MPPT (V)

Endereço	Descrição
40295	Potência contínua do MPPT (W)
40296	Energia do MPPT (Wh)
40298	Temperatura da placa de controle do MPPT (°C)
40299	Operação do MPPT (desligado, operando, <i>standby</i> , em erro)
40248	Configuração de fator de potência
40252	Habilitação do controle de fator de potência (ligado, desligado)
40243	Configuração de redução de potência ativa (W)
40247	Habilitação do controle de potência ativa (ligado, desligado)
40242	Habilitação de modo <i>standby</i> (ligado, desligado)
40260	Habilitação do controle de potência reativa (ligado, desligado)
40254	Configuração de potência reativa (VAr)

Essas medições estão sendo feitas em cada um dos três inversores do CERIn.

6.9.2 Medidor de energia

O medidor inteligente da KRON, Mult K NG, foi instalado no PAC do circuito do CERIn com a rede de distribuição. Além das medições elétricas comuns como tensões, correntes e potências, esse medidor traz informações da qualidade da energia que circula no CERIn, como pode ser verificado na Tabela 11.

Tabela 11: VARIÁVEIS MONITORADAS DO MEDIDOR INTELIGENTE

Endereço	Descrição
3	Tensão trifásica (V)
5	Tensão AB (V)
7	Tensão BC (V)
9	Tensão CA (V)
11	Tensão fase A (V)
13	Tensão fase B (V)
15	Tensão fase C (V)
17	Corrente trifásica (A)
19	Corrente de neutro (A)
21	Corrente fase A (A)
23	Corrente fase B (A)
25	Corrente fase C (A)
27	Frequência fase A (Hz)
29	Frequência fase B (Hz)
31	Frequência fase C (Hz)
35	Potência ativa trifásica (W)
37	Potência ativa fase A (W)

Endereço	Descrição
39	Potência ativa fase B (W)
41	Potência ativa fase C (W)
43	Potência reativa trifásica (VAr)
45	Potência reativa fase A (VAr)
47	Potência reativa fase B (VAr)
49	Potência reativa fase C (VAr)
51	Potência aparente trifásica (VA)
53	Potência aparente fase A (VA)
55	Potência aparente fase B (VA)
57	Potência aparente fase C (VA)
59	Fator de potência trifásico (Hz)
61	Fator de potência fase A (Hz)
63	Fator de potência fase B (Hz)
65	Fator de potência fase C (Hz)
75	Desequilíbrio de tensão
201	Energia ativa positiva (kWh)
205	Energia ativa negativa (kWh)
203	Energia reativa positiva (kVArh)
207	Energia reativa negativa (kVArh)
209	Máxima demanda ativa (kW)
211	Demanda ativa (kW)
213	Máxima demanda aparente (kVA)
215	Demanda aparente (VA)
3001	DHT de tensão fase A (%)
3002	DHT de tensão fase B (%)
3003	DHT de tensão fase C (%)
3004	DHT de corrente fase A (%)
3005	DHT de corrente fase B (%)
3006	DHT de corrente fase C (%)
4001 - 4079	DHI de tensão fase A da fundamental até a quadragésima ordem (%)
4081 - 4159	DHI de tensão fase B da fundamental até a quadragésima ordem (%)
4161 - 4239	DHI de tensão fase C da fundamental até a quadragésima ordem (%)
4241 - 4319	DHI de corrente fase A da fundamental até a quadragésima ordem (%)
4321 - 4399	DHI de corrente fase B da fundamental até a quadragésima ordem (%)
4401 - 4479	DHI de corrente fase C da fundamental até a quadragésima ordem (%)

6.9.3 UPS

O sistema UPS também traz informações elétricas de entrada e saída, bem como alguns alarmes sobre o estado do sistema. Essas informações estão descritas na Tabela 12.

Tabela 12: VARIÁVEIS MONITORADAS DA UPS

Endereço	Descrição
111	Frequência fase A (Hz)
112	Frequência fase B (Hz)
113	Frequência fase C (Hz)
103	Capacidade de bateria (%)
100	Potência de saída fase A (W)
101	Potência de saída fase B (W)
102	Potência de saída fase C (W)
104	Tensão de entrada fase A (V)
105	Tensão de entrada fase B (V)
106	Tensão de entrada fase C (V)
107	Temperatura (°C)
109	Status (normal, em falha, em teste, <i>by-pass</i>)
110	Tensão de bateria (V)
114	Contador de falha de potência
139	Chave <i>by-pass</i> fechada
140	Tensão de saída fase A (V)
141	Tensão de saída fase B (V)
142	Tensão de saída fase C (V)
143	Corrente de saída fase A (A)
144	Corrente de saída fase B (A)
145	Corrente de saída fase C (A)
108	Tempo de autonomia do sistema (min)
115	Status de bateria com defeito
116	Status de bateria ligada
117	Status de bateria com pouca carga
118	Status de bateria vazia
119	Status de sobre temperatura
120	Status de entrada ruim (corrente e/ou tensão)
121	Status de saída ruim (corrente e/ou tensão)
122	Status de sobre carga de saída
123	Status da chave <i>by-pass</i>
124	Status de chave <i>by-pass</i> com defeito
125	Status de saída desligada
126	Status de sistema UPS desligado
127	Status de carregador em falha
128	Status de saída UPS desligada
130	Status de ventilador com defeito
131	Status de fusível com defeito
132	Status de falha geral
137	Status de desligamento eminente

6.9.4 Meteorologia

Como dito acima, a geração fotovoltaica é dependente das condições meteorológicas. Por isso, em uma plataforma de integração de uma *microgrid*, é de suma importância a presença deste tipo de informação. A rede Data Manager dos inversores também inclui um dispositivo próprio para medições meteorológicas. Esse medidor não é capaz de fornecer as medidas no protocolo Modbus TCP. A opção foi acessar essas medidas por um navegador de internet através do endereço IP do Data Manager (200.235.78.01). Essas medidas são fornecidas na linguagem JSON em formato de texto. As medidas são de irradiação solar (Wh/m²), temperatura de placa (°C), temperatura ambiente (°C) e velocidade de vento (km/h). O endereço que deve ser buscado no navegador de internet é: http://200.235.78.201/solar_api/v1/GetSensorRealtimeData.cgi?Scope=Device&DeviceId=1&DataCollection=NowSensorData

E as medidas são apresentadas como se observa na Figura 26.



```

{
  "Head" : {
    "RequestArguments" : {
      "DataCollection" : "NowSensorData",
      "DeviceClass" : "SensorCard",
      "DeviceId" : "1",
      "Scope" : "Device"
    },
    "Status" : {
      "Code" : 0,
      "Reason" : "",
      "UserMessage" : ""
    },
    "Timestamp" : "2016-10-03T05:50:12-03:00"
  },
  "Body" : {
    "Data" : {
      "0" : {
        "Value" : 18,
        "Unit" : "\u00B0C"
      },
      "1" : {
        "Value" : 19,
        "Unit" : "\u00B0C"
      },
      "2" : {
        "Value" : 6,
        "Unit" : "W/m\u00B2"
      },
      "4" : {
        "Value" : 0,
        "Unit" : "km/h"
      }
    }
  }
}

```

Figura 26: Texto JSON de medições do Sensor Box

Os valores estão no final da página, depois do texto “*Value*”. Neste momento, as medidas eram de 18°C de temperatura de placa, 19°C de temperatura ambiente, 6 Wh/m² de irradiação e velocidade do vento em 0 km/h.

Além disso, o sistema desenvolvido conta com a visualização de satélite da região de Itajubá, em que se pode ver em tempo real a presença de nuvens e as correntes de vento, como ilustrado na Figura 27.

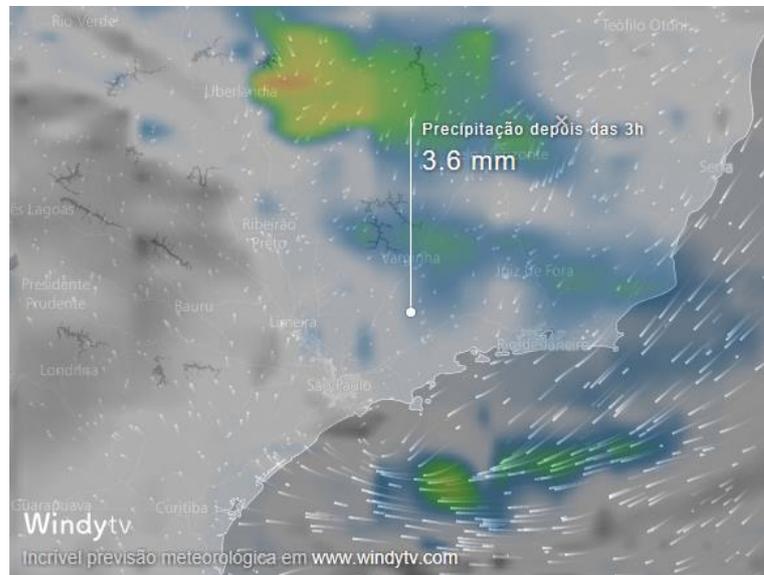


Figura 27: Condições de nuvens e vento da região de Itajubá

O ponto marcado no mapa é na cidade de Itajubá e indica chuva de 3,6 mm nas três horas seguintes.

Essa ferramenta é oferecida pelo site <https://www.windytv.com/>.

6.9.5 Previsão

Dados de previsão também foram incluídos na plataforma. Com eles se pode ter uma ideia de como será a geração nos próximos dias. São acessados três dias de previsão com valores de temperatura ambiente (°C), velocidade do vento (m/s), umidade relativa do ar (%) e porcentagem de nuvens no céu (%). Além disso, há informações das condições do céu, por exemplo: “céu claro”, “nuvens dispersas”, “chuva fraca”, etc. Os dados são de três em três horas. O site, <http://openweathermap.org/>, disponibiliza essas medições através da linguagem de texto JSON.

6.9.6 Sistema de monitoramento

A estrutura completa do sistema de monitoramento pode ser observada na Figura 28.

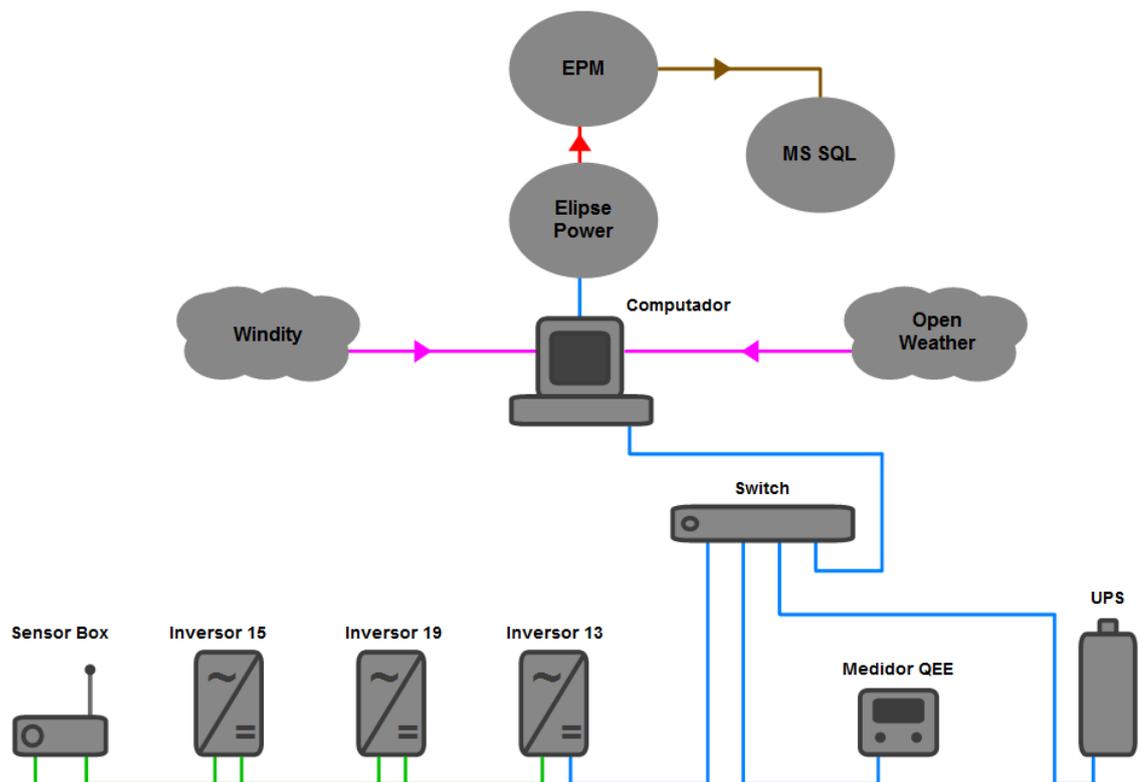


Figura 28: Estrutura do sistema de monitoramento

No canto inferior esquerdo temos a rede dos equipamentos Fronius (ligação verde) composta pelos 3 inversores de frequência e a sensor box, o protocolo nesse caso é o Solar Net. Essa rede está integrada à rede Modbus TCP (ligação azul) através do Data Manager (IP 200.235.78.201) acima descrito. O Medidor da Kron (IP 200.235.78.202) e o sistema UPS (IP 200.235.78.190) completam os dispositivos da rede Modbus TCP. Todos esses pontos são ligados a um *switch ethernet* do CERIn, onde também está conectado o computador central de monitoramento (IP 200.235.78.23). Esse computador é um desktop Dell, modelo Precision T5810, com sistema operacional Windows 7 professional 64 Bits, processador Intel® Xenon® CPU E5-1620 v3 com dois núcleos de 3,5 GHz, memória (RAM) de 16 GB e 400 GB de memória em HD (hard disk). Através de conexão internet (ligação rosa) chegam os dados de previsão do tempo do site da Open Weather e os dados de satélite da Windity. Neste mesmo computador estão instalados o Elipse Power (monitoramento e controle), o EPM (gerente de armazenamento, contextualização e exibição de dados) e o Microsoft SQL (banco de dados). Nesse contexto, o Elipse Power é o cliente Modbus da aplicação que faz requisição aos dispositivos (servidores) e envia

os dados ao EPM (ligação vermelha) através de protocolo proprietário da Elipse, que por sua vez os armazena no banco SQL (conexão marrom) via linguagem SQL.

6.10 MONITORAMENTO

Considerando as definições propostas por (CIGRE WG C4.112, 2014) (resumidas no Capítulo 5) esse sistema de monitoramento tem os objetivos referentes a estudos e aplicações avançadas. O período de medição é contínuo com a instalação de instrumentação fixa do medidor KRON. O ponto de instalação do medidor de qualidade é o PAC do CERIn com a rede. Os parâmetros de medição foram descritos na seção 6.9. A taxa de gravação no banco de dados é de 1 segundo para todas as medições, exceto para as medições meteorológicas que ocorrem de 5 em 5 minutos (por conta dessas medidas virem via linguagem JSON através da internet). Esse armazenamento é feito de maneira centralizada em um computador desktop através do EPM e MS SQL.

A interpretação dos sinais das medidas de potência ativa e reativa do medidor e de fator de potência dos inversores está na Tabela 13. A medida de potência ativa é o resultado da diferença entre o consumo do prédio do CERIn e a sua geração. O sinal fator de potência do medidor segue o sinal da potência ativa do mesmo, pois vem da relação direta da potência ativa pela potência aparente (sempre positiva) (KRON, 2015).

Tabela 13: INTERPRETAÇÃO DE SINAIS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Medida	Sinal	Interpretação
Potência Ativa do medidor (W)	Negativo (-)	A geração é maior que o consumo do prédio
	Positivo (+)	A geração é menor que o consumo do prédio
Potência Reativa do medidor (W)	Negativo (-)	Carga capacitiva predominante
	Positivo (+)	Carga indutiva predominante
Fator de Potência dos inversores	Negativo (-)	Fator de potência indutivo
	Positivo (+)	Fator de potência capacitivo

A sinalização do fator de potência dos inversores é demonstrada na Figura 29

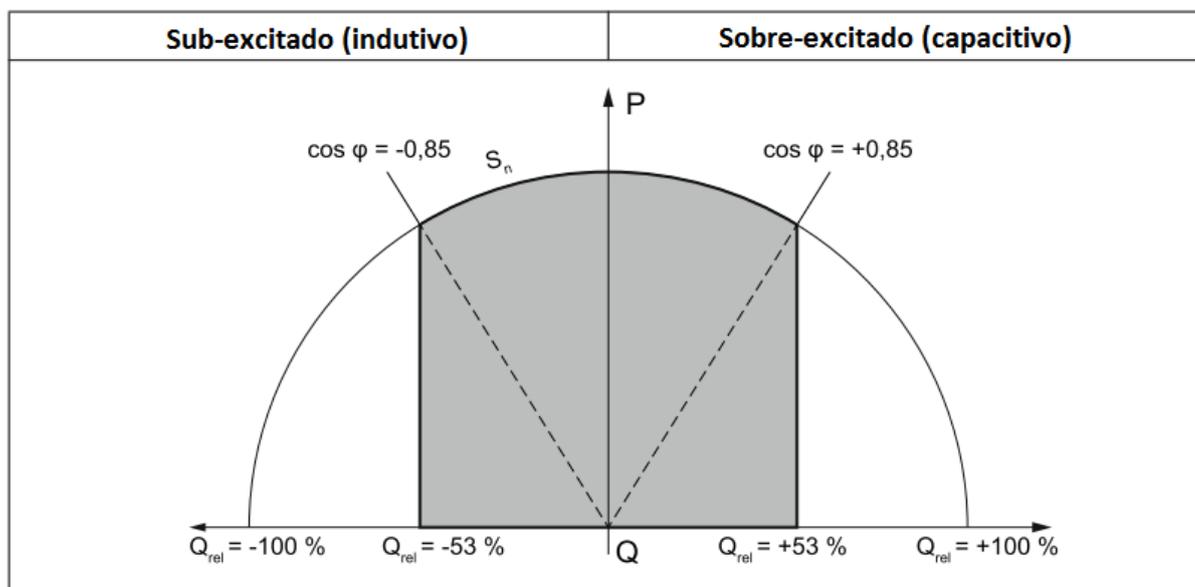


Figura 29: Fator de potência dos inversores (FRONIUS, 2013)

Em que

P = Potência ativa gerada;

Q_{rel} = Potência reativa relativa (atual/máxima);

S_n = Potência aparente;

$\cos \varphi$ = fator de potência.

Essa sinalização é referente ao período em que o inversor está injetando potência na rede.

A forma de apresentação dos dados será descrita nas próximas seções.

6.10.1 Tela CERIn

Nesta tela (Figura 30) é apresentado o circuito unifilar do CERIn, com as placas fotovoltaicas, os inversores, disjuntores e transformadores.

No canto superior esquerdo tem-se medições de corrente (A) e tensão (V) das três fases e do neutro, corrente (A) e tensão (V) trifásica, e desequilíbrio de tensão. Mais abaixo estão medições de DHT de tensão e corrente. No canto superior direito tem-se os gráficos em barras de potência aparente (VA), reativa (VAR), ativa (W) e fator de potência (com indicação de “ind” para indutivo e “cap” para capacitivo). A barra gráfica em amarelo indica medida negativa e azul indica medida positiva. Todos esses dados vêm do medidor Kron ligado no PAC do CERIn.

Próximo ao barramento superior observa-se a geração total do prédio e o consumo de potência ativa.

Próximo aos inversores estão as medidas de geração de cada um. E um pouco mais baixo se encontram medidas contínuas de tensão e corrente de entrada dos inversores.

Além disso se observa a temperatura das placas na parte inferior da tela.

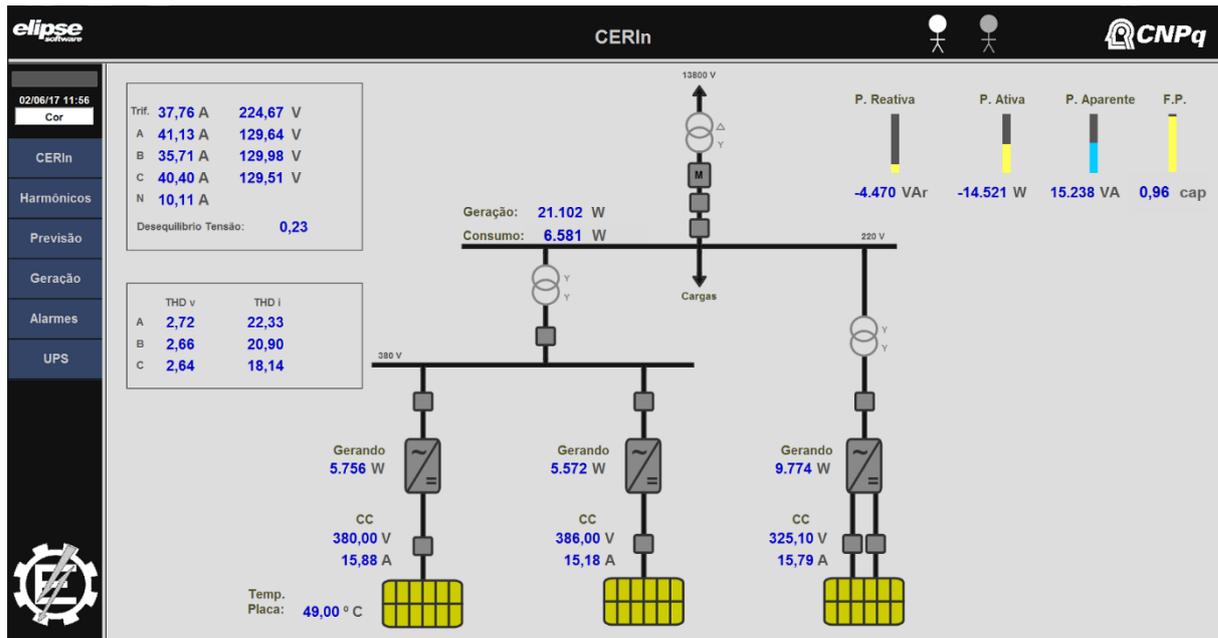


Figura 30: Tela CERIn

6.10.2 Tela Harmônicos

Nesta tela (Figura 31) são exibidos os harmônicos individuais de tensão (metade superior da tela) e corrente (metade inferior) da frequência fundamental até a 40ª ordem divididos por fase. Quanto aos harmônicos de tensão, não se observou distorções significativas, apenas harmônicos da ordem de 2% na 5ª ordem. Quanto aos harmônicos de corrente, percebeu-se presença significativa do harmônico de 5ª ordem (29%), seguido pelo harmônico de 3ª ordem (21%).

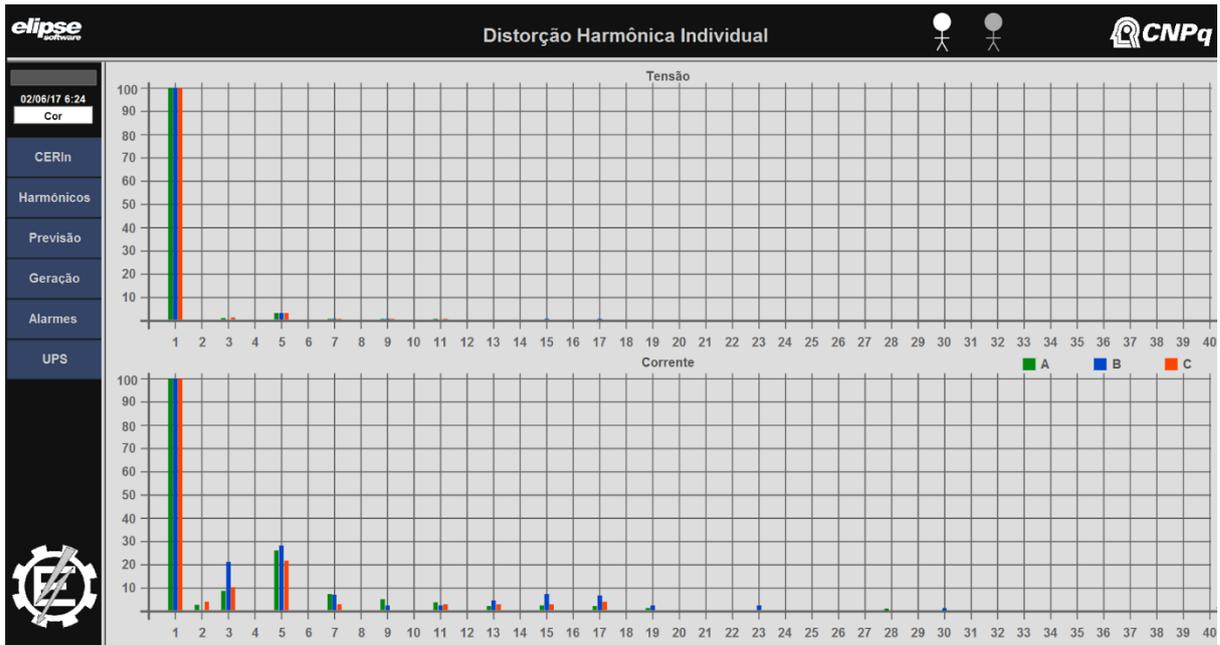


Figura 31: Tela Harmônicos

6.10.3 Tela Previsão

Nesta tela (Figura 32) se tem acesso a previsão meteorológica de temperatura ambiente, velocidade do vento, humidade relativa do ar, porcentagem de nuvens (100% representa o céu totalmente nublado e 0% totalmente limpo de nuvens) e condições de céu para a região de Itajubá. É possível visualizar a previsão do 1º ao 3º dia próximo através da caixa de seleção na região central superior.

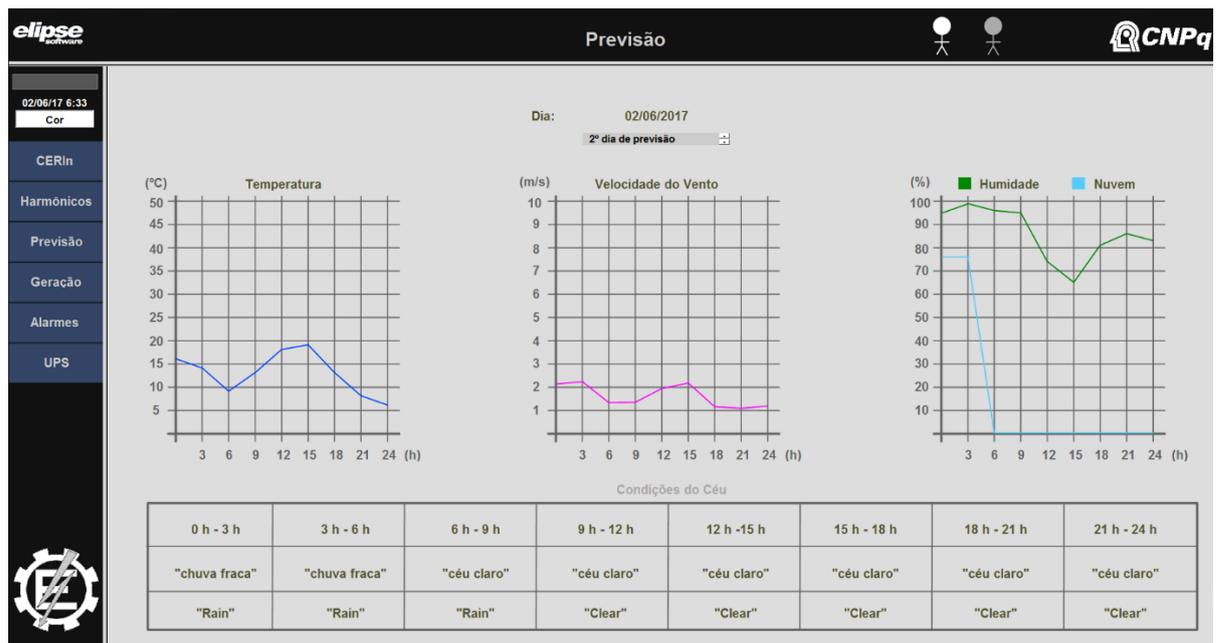


Figura 32: Tela previsão

6.10.4 Tela Geração

Nesta tela (Figura 33) tem-se acesso às medições históricas de geração e irradiação solar em que se pode escolher o período de exibição. Essa escolha é feita através da definição de data inicial e data final e clique no botão “Consultar” na região inferior da tela.

No lado direito da tela estão os dados meteorológicos de velocidade do vento, irradiação solar, temperatura ambiente e temperatura de placa. Mais abaixo há uma visualização de satélite da região de Itajubá em que se analisa a concentração de nuvens.

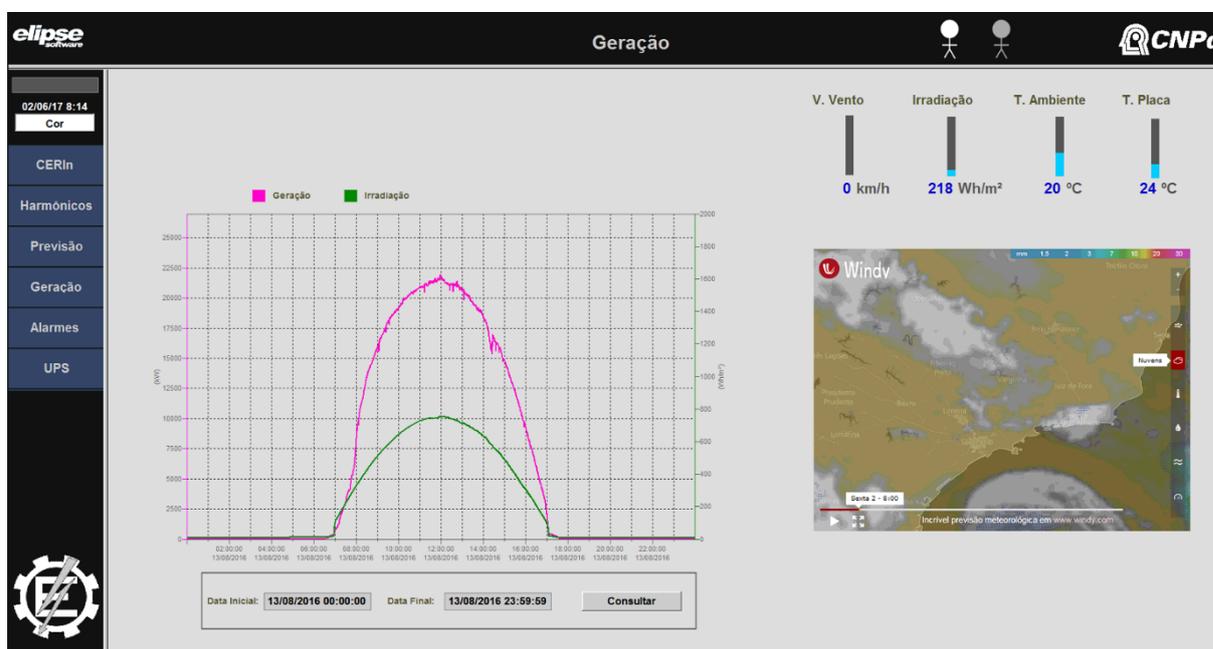


Figura 33: Tela Geração

6.10.5 Tela Alarmes

Nesta tela (Figura 34) é possível observar os alarmes ativos no momento corrente no canto inferior da tela. Na região central pode-se definir um período histórico de exibição dos alarmes passados.

A caixa de alarmes indica a data de ocorrência, a área do alarme (medidor, inversor, UPS, etc), a mensagem de alerta, o instante de normalização do alarme, e o valor da medida em questão.

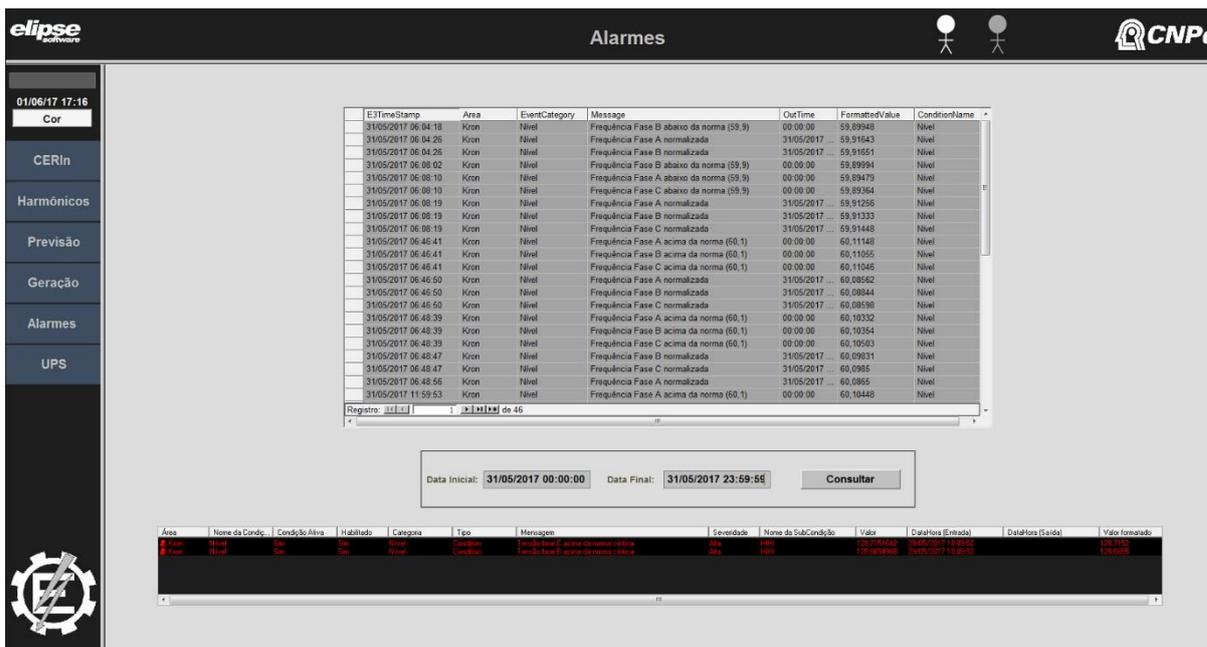


Figura 34: Tela Alarmes

Além dos alarmes de *status* do sistema UPS da Tabela 14 foram cadastrados os seguintes alarmes seguindo a recomendação do PRODIST (ANEEL, 2017).

Tabela 14: ALARMES CADASTRADOS DO MEDIDOR DE QUALIDADE

Área	Descrição	Valor Muito Baixo	Valor Baixo	Valor Alto	Valor Muito Alto
Medidor QEE	Frequência fase A, B, C (Hz)	-	59,9	60,1	-
Medidor QEE	Fator de potência	50	70	-	-
Medidor QEE	DHT de tensão fase A, B, C	-	-	10	-
Medidor QEE	Tensão fase A, B, C (V)	109	116	133	140
Medidor QEE	DHI de tensão de 3ª ordem fase A, B C	-	-	6,5	-
Medidor QEE	DHI de tensão de 5ª ordem fase A, B, C	-	-	7,5	-
Medidor QEE	DHI de tensão de 7ª ordem fase A, B, C	-	-	6,5	-
Medidor QEE	DHI de tensão de 9ª ordem fase A, B, C	-	-	2	-
Medidor QEE	DHI de tensão de 11ª ordem fase A, B, C	-	-	4,5	-
Medidor QEE	Desequilíbrio de tensão	-	-	2	-
Medidor QEE	Tensão de linha AB, BC, CA (V)	191	202	231	233

6.10.6 Tela UPS

Esta é a tela do sistema UPS (Figura 35). Na área esquerda da tela verifica-se as tensões de entrada do sistema (V), as correntes (A) e tensões (V) de saída e as potências de saída (% da nominal) de cada fase.

Na região central se observa o nível de carregamento do sistema (%), bem como sua temperatura (°C) e tempo de autonomia (min) no caso de falta de energia.

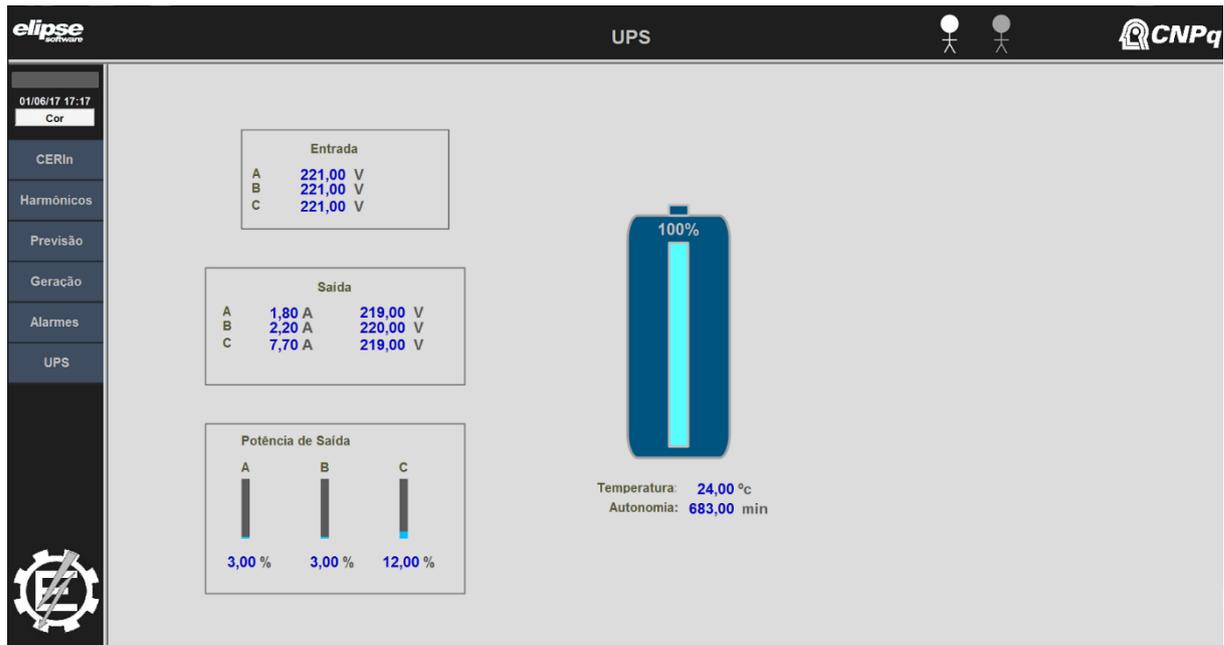


Figura 35: Tela UPS

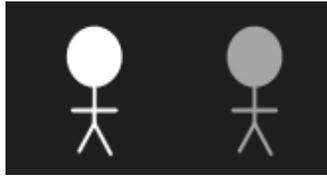
6.10.7 Controle dos inversores

Como dito anteriormente o Data Manager da rede Fronius permite o controle dos inversores. Nesse controle, é possível enviar valores de referência para diminuição da potência gerada, geração de potência reativa e referência de fator de potência.

Esse é um controle que exige segurança. Não é recomendável deixar que qualquer usuário do sistema de monitoramento possa comandar os inversores.

Por isso foi criado um sistema de login de usuários, em que somente usuários cadastrados poderão comandar os inversores.

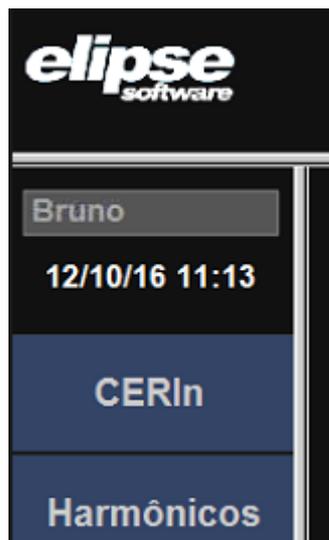
O *login* e *logout* é feito através do clique nos bonecos branco e cinza, respectivamente, da área superior direita da tela (Figura 36).

Figura 36: Ícones de *login* e *logout*

A clicar no boneco branco, abre-se uma tela (Figura 37) em que é possível entrar com um nome de usuário e uma senha. Esses dados devem ter sido configurados previamente na ferramenta de desenvolvimento, Eclipse Studio.

Uma janela de diálogo intitulada "Login" com uma barra de título e um botão de fechar (X) no canto superior direito. O conteúdo da janela inclui o texto: "Por favor, digite seu nome de usuário e senha para completar o login." Abaixo disso, há um campo "Domínio:" com o valor "CERIN23-PC". O campo "Autenticação:" possui dois botões de opção: "Windows" (desselecionado) e "E3" (selecionado). Abaixo, há campos de entrada para "Nome do usuário:" e "Senha:". Na base da janela, há botões "OK" e "Cancelar".Figura 37: Tela de *login*

Se o login for válido, o nome do usuário *logado* será exibido na área esquerda, acima dos botões de troca de telas, como demonstrado na Figura 38.

Figura 38: Usuário *logado*

Agora, com um usuário reconhecido, é possível controlar os inversores. Para isso, deve-se clicar no desenho do inversor que se deseja controlar na tela CERIn (Figura 30) e então se abre a tela de controle do respectivo inversor.

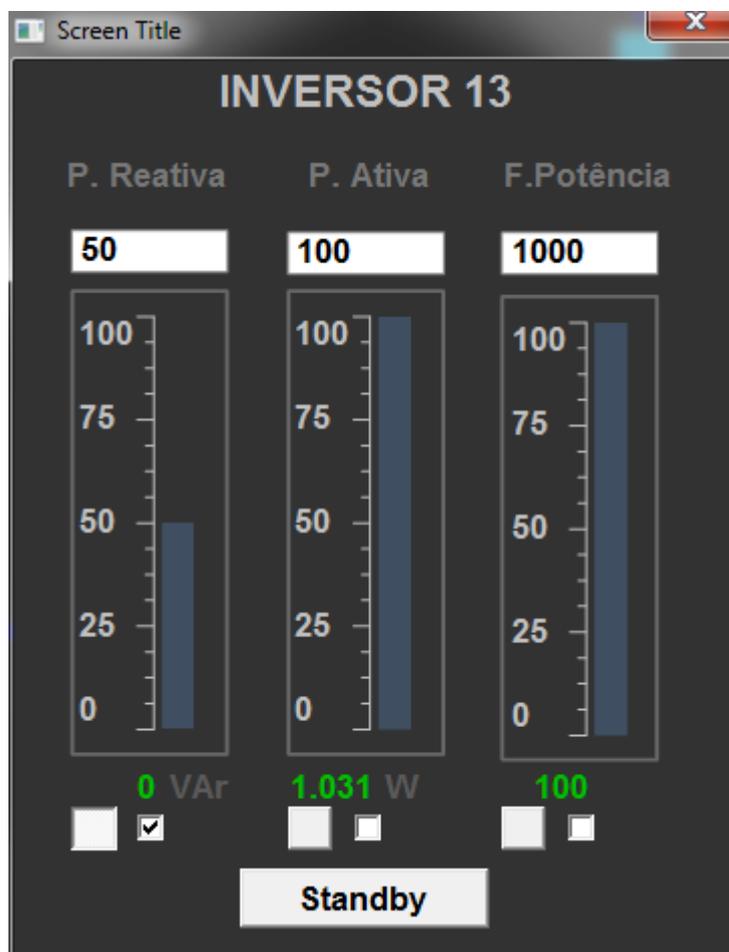


Figura 39: Tela de controle de inversor

Nesta tela é possível definir uma porcentagem de potência reativa e ativa desejadas, referentes à capacidade do inversor. Também se pode definir um fator de potência para o inversor, só que esse controle aceita valores de 0 a 1000 (em que 1000 é o fator de potência unitário). Abaixo dos valores escolhidos tem-se um gráfico de barra para cada variável. E abaixo do gráfico tem-se um botão para habilitar o controle específico, bem como a leitura em tempo real da respectiva medição. Para enviar-se o valor desejado ao inversor, basta escrevê-lo na respectiva caixa de texto e clicar no botão cinza da medida a ser enviada. Na Figura 39 foi definida uma geração de 50% de potência reativa. Esse controle pode ser utilizado, por exemplo, para a realização de testes de desempenho dos inversores com variação dos níveis de geração da planta.

Nesta tela ainda é possível ativar o modo *Standby* do inversor, em que ele fica ligado, mas não opera.

6.11 MEDIÇÕES

Todas as medições citadas na seção 6.10 tiveram período de aquisição de 1 segundo, exceto as medições meteorológicas que têm período de 5 minutos. Todas elas são armazenadas no banco de dados Microsoft SQL através do EPM. O EPM facilita a exibição e análise de todos os dados medidos em uma estrutura contextualizada de pastas mostrada na Tabela 15.

Tabela 15: CONTEXTO DE PASTAS DAS MEDIÇÕES NO EPM

Pasta	Descrição
Bateria	Medições da UPS
CERIn	Medições de geração e consumo
DHI_i_f1	DHI de corrente da fase A até a 40ª ordem
DHI_i_f2	DHI de corrente da fase B até a 40ª ordem
DHI_i_f3	DHI de corrente da fase C até a 40ª ordem
DHI_v_f1	DHI de tensão da fase A até a 40ª ordem
DHI_v_f2	DHI de tensão da fase B até a 40ª ordem
DHI_v_f3	DHI de tensão da fase C até a 40ª ordem
Inversor13	Medições do Inversor de endereço 13
Inversor15	Medições do Inversor de endereço 15
Inversor19	Medições do Inversor de endereço 19
Meteorologia	Medições meteorológicas
<i>Smart meter</i>	Medições do medidor de QEE

Através da ferramenta de gráficos do EPM, o Chart Server, é possível traçar os dados de qualquer contexto e definir o período de exibição. A seguir, serão exibidas algumas das principais medições do monitoramento do período de agosto a novembro de 2016.

6.11.1 Geração Fotovoltaica e Irradiação Solar e Temperatura

A Figura 40 deixa evidente a correlação direta da geração fotovoltaica com os níveis de irradiação, temperatura ambiente (curva vermelha) e temperatura de placa (curva rosa).

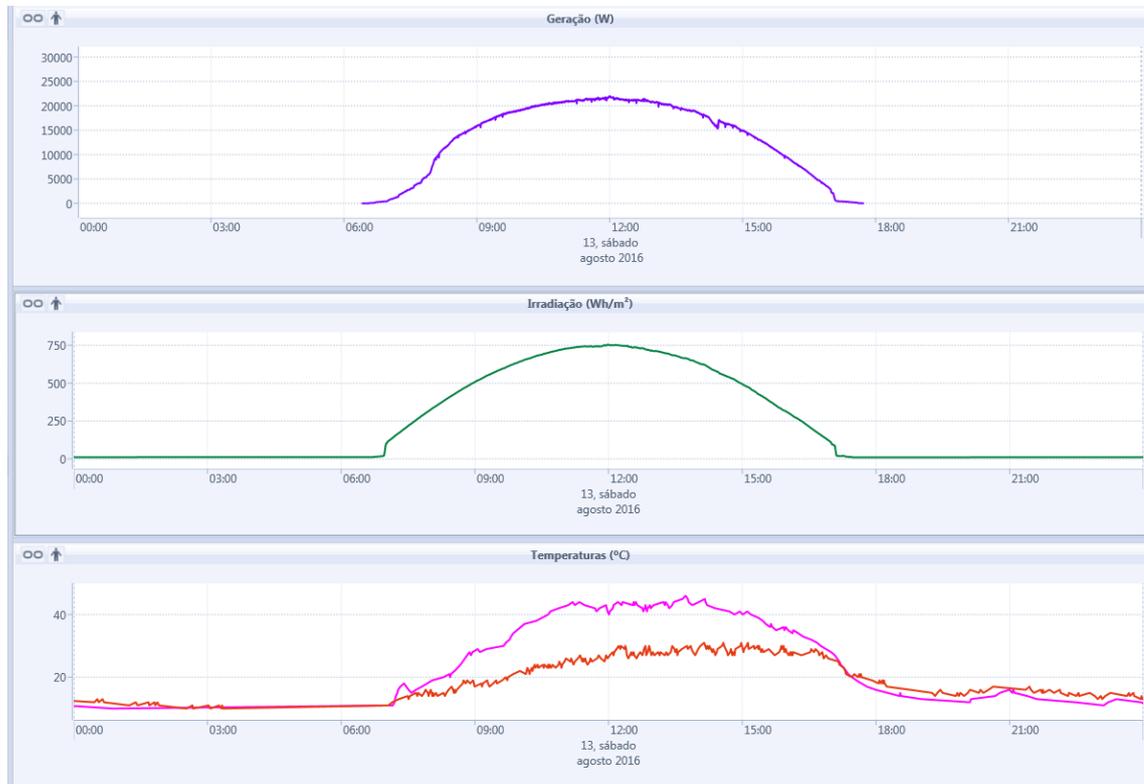


Figura 40: Geração, Irradiação e Temperatura Ambiente – vermelho; Placa – rosa

Na Figura 41 também é possível observar a diferença de geração em um dia de inverno (a esquerda) e um dia de primavera em horário brasileiro de verão. Os gráficos inferiores exibem um *zoom* dos períodos finais de geração dos respectivos dias, onde nota-se que no dia de inverno a geração extinguiu-se por volta de 1 h antes que no dia de primavera.

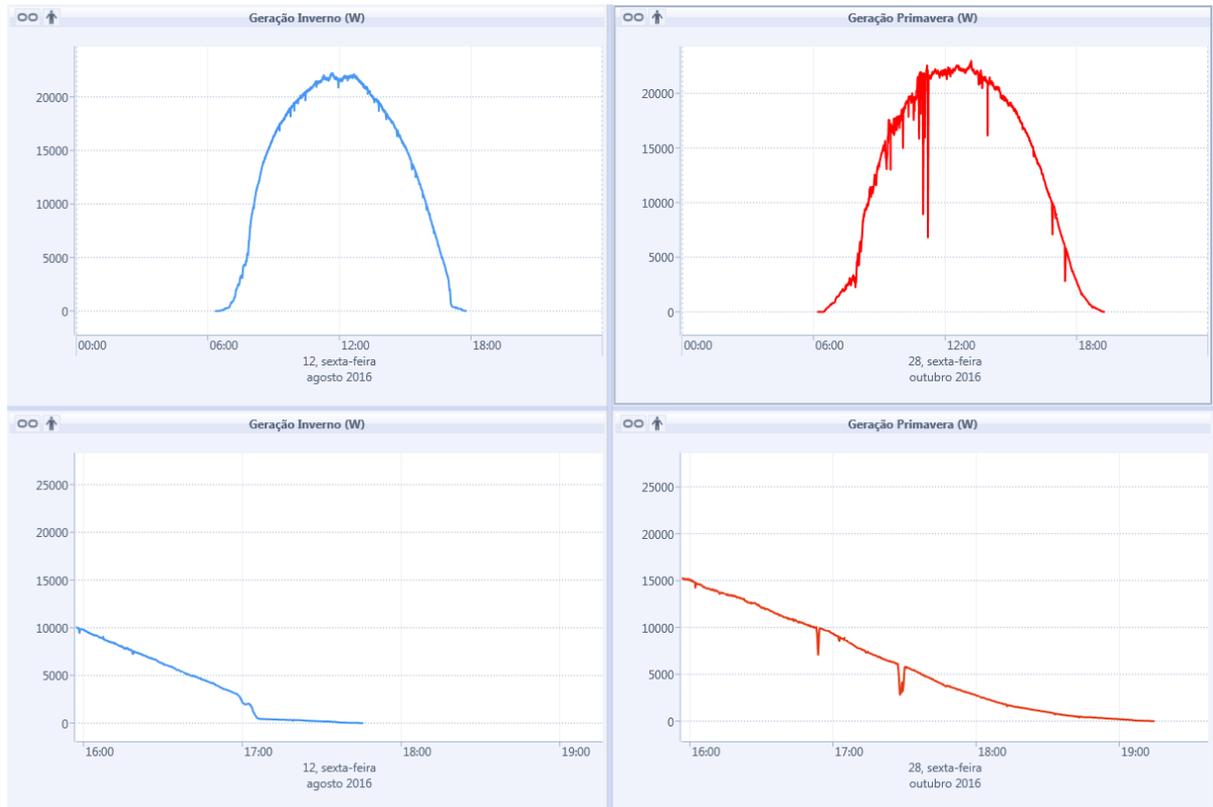


Figura 41: Comparação de geração em dia de inverno (esquerda) e dia de primavera em horário brasileiro de verão (direita)

6.11.2 Harmônicos de tensão

O DHT de tensão não se mostrou dependente do nível da geração solar e não mostrou diferenças entre dia ensolarado e nublado (Figura 42). O que se percebe é um padrão de aumento do DHT de tensão das três fases durante a noite. Porém, se mantém na faixa entre 2 e 5%, o que é aceitável pela recomendação (ANEEL, 2017).

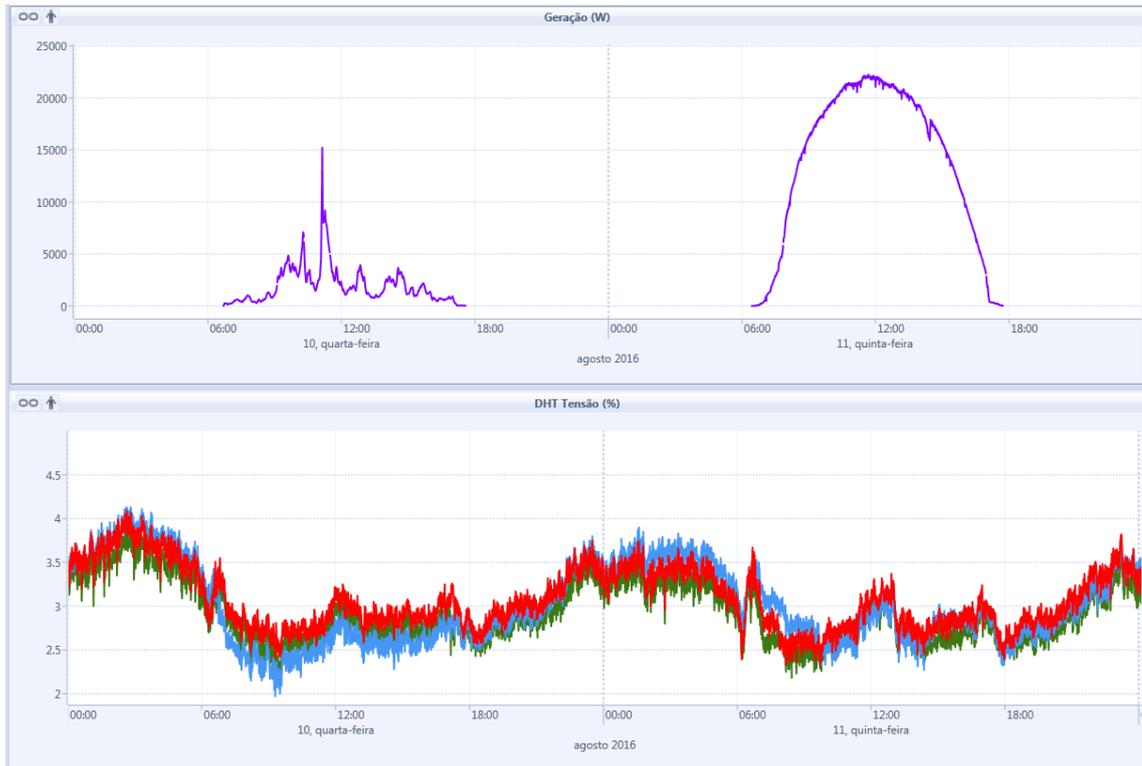


Figura 42: DHT de tensão em um dia nublado e ensolarado (DHT fase A (vermelho); DHT fase B (azul); DHT fase C (verde))

6.11.3 Harmônicos de corrente

O DHT de corrente mostra forte dependência do nível da geração. O PRODIST não define limites para essa distorção. Pela Figura 43 vê-se que os harmônicos das três fases chegam a atingir o nível de 60% de distorção no amanhecer e entardecer, quando o nível de geração e a corrente trifásica são baixos.

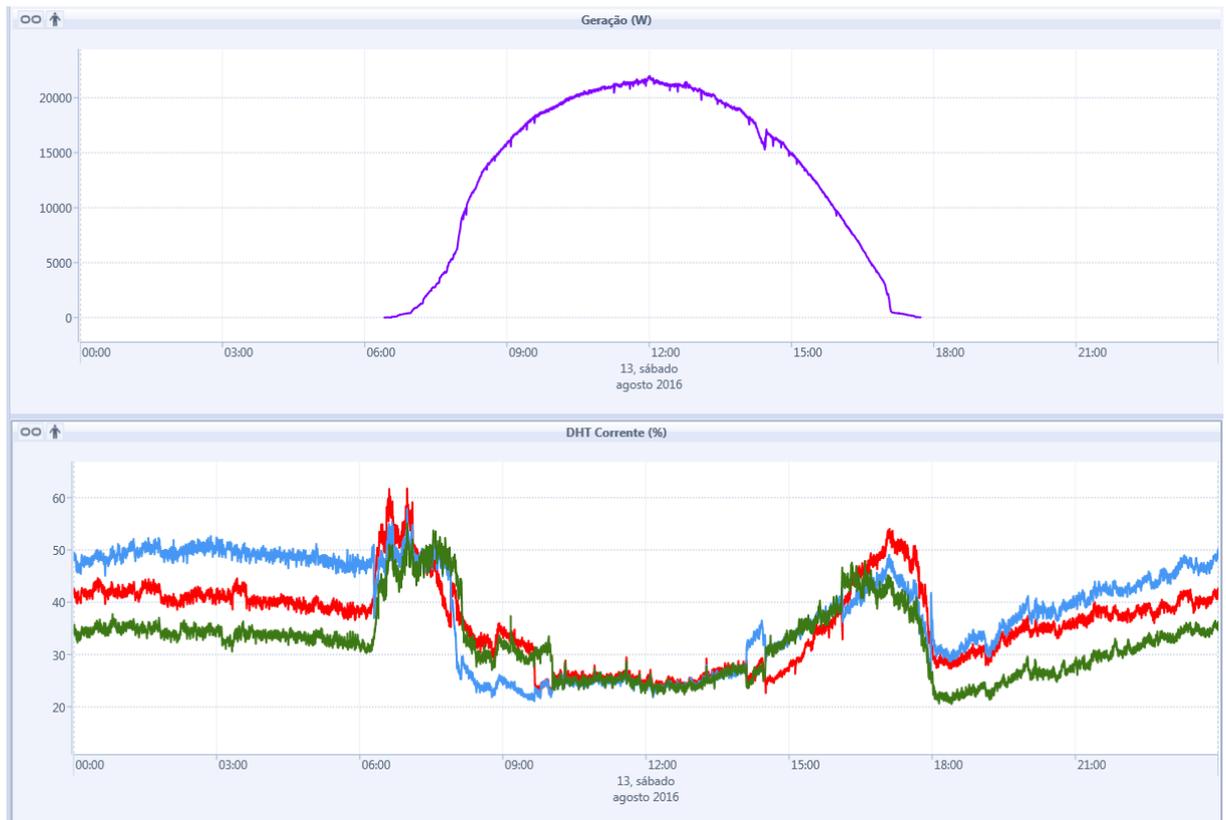


Figura 43: DHT de corrente em um dia ensolarado (DHT fase A (vermelho); DHT fase B (azul); DHT fase C (verde))

6.11.4 Corrente dos inversores

Neste ponto é possível notar a diferença de carregamento das correntes entre o inversor 13 e os inversores 15 e 19. O inversor 13 carrega as correntes das três fases de maneira equilibrada como mostra a Figura 44. Porém os inversores 15 e 19 carregam as correntes de maneira desequilibrada como mostra a Figura 45, o que contribui para o desequilíbrio de tensão do prédio. Essa divergência entre os modelos de inversores é devida a diferentes métodos de controle de corrente utilizados em cada um. O inversor 13 é mais moderno e já dispõe de um controle equilibrado para as correntes das três fases.

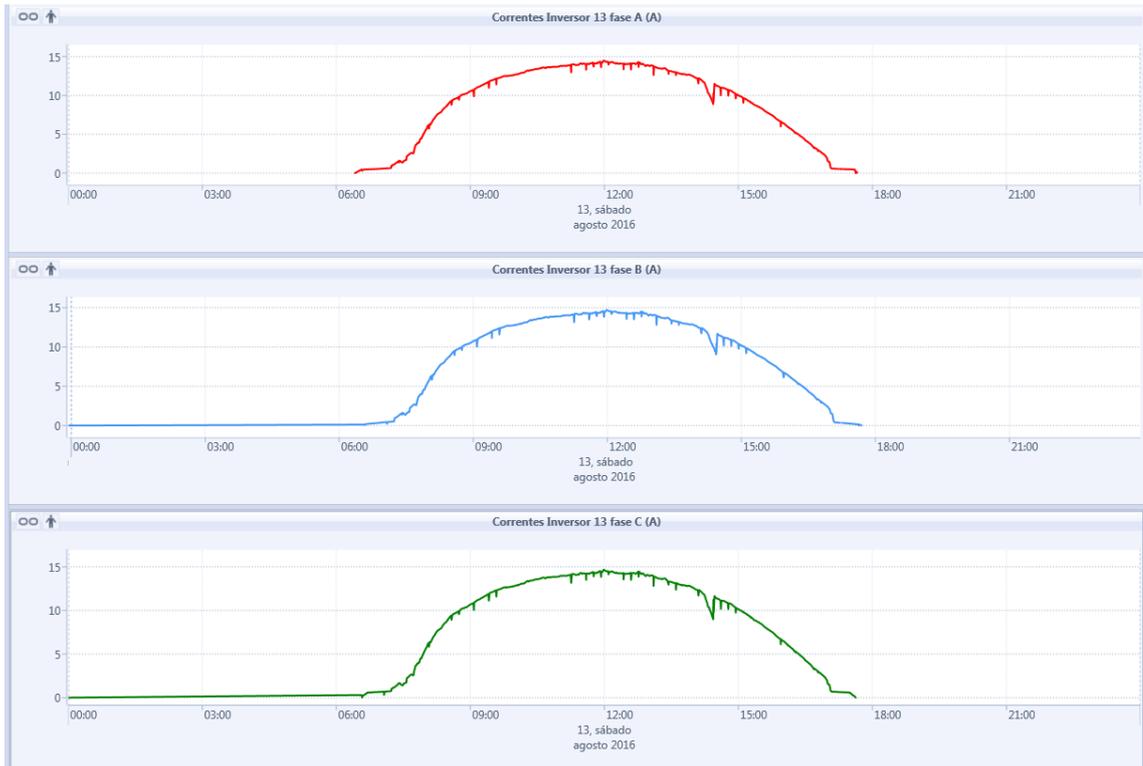


Figura 44: Carregamento de correntes do inversor 13 em um dia ensolarado

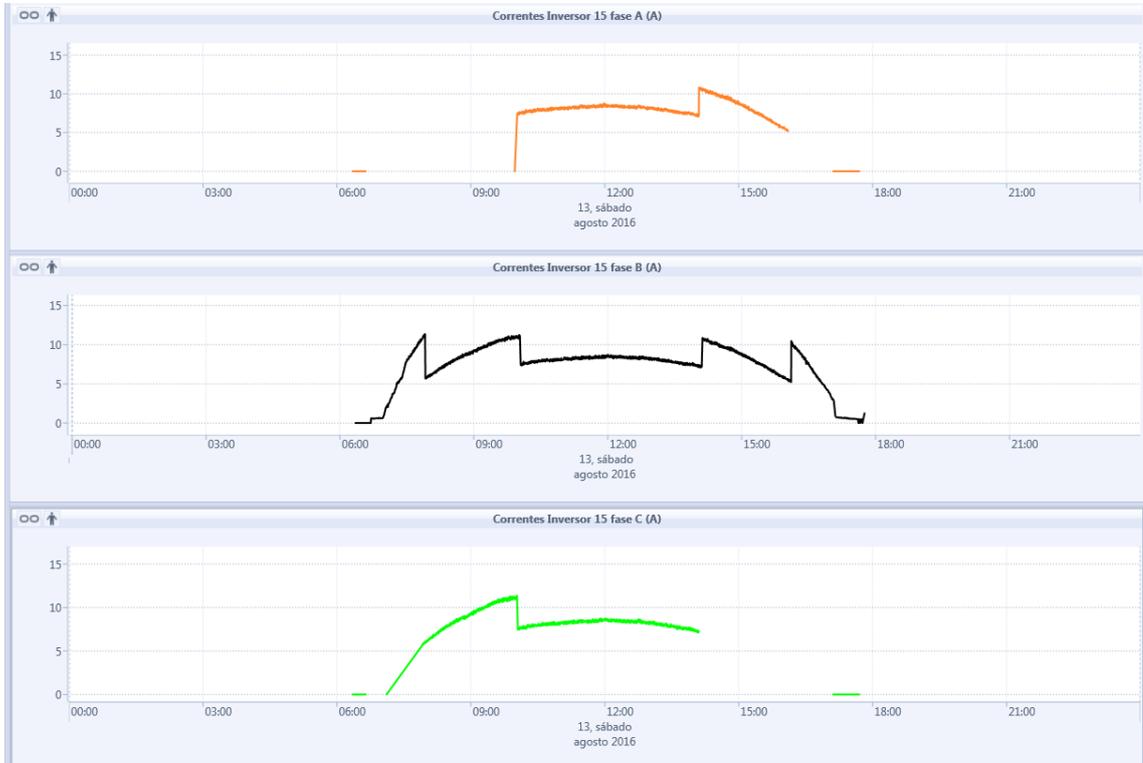


Figura 45: Carregamento de correntes do inversor 15 em um dia ensolarado

6.11.5 Tensão dos inversores

Já o carregamento das tensões acontece de maneira equilibrada nas três fases para os três inversores, como na Figura 46.



Figura 46: Carregamento das tensões de fases nos três inversores

6.11.6 Potência reativa dos inversores

Aqui também há uma diferença de comportamento entre os modelos do inversor 13 e dos inversores 15 e 19. No primeiro, durante quase todo o dia medido, não há geração de potência reativa. Já nos inversores 15 e 19 percebe-se que a geração de potência reativa é proporcional à geração de potência ativa, como se nota na Figura 47. Essa diferença de comportamento em relação a geração de potência reativa dos inversores se deve ao fato da evolução do método de controle no modelo do inversor 13, que opera mais próximo do fator de potência unitário.



Figura 47: Potência reativa total dos três inversores em um dia ensolarado

6.11.7 Controle de potência ativa

Pode-se demonstrar a eficácia do controle da potência ativa, descrito na seção 6.10.7, através da Figura 48. No período entre 10:15 h até as 11:05 h do dia 16 de outubro foi dado um comando de redução de potência até o nível de 40% da potência ativa nominal do inversor 13 e 50% do inversor 19. O inversor 13 tem potência nominal de 12,5 kW, 40% desse valor corresponde a 5kW. Já a potência nominal do inversor 19 é de 8 kW, 50% disso corresponde a 4kW.



Figura 48: Controle de potência ativa (Potência ativa Inversor 13 (vermelho), Inversor 15 (azul), Inversor 19 (verde))

6.11.8 Controle de fator de potência

O controle de fator de potência também fica evidente na Figura 49 e na Figura 50. No período das 10:30 h até as 11:15 h foi dado um comando de fator de potência em 85% para os inversores 15 e 19. Pela Figura 49, nota-se que o fator de potência normalmente varia entre -100% e 100%, mas no período do comando passou a variar entre -85% e 85% (na Tabela 13 tem-se a interpretação dos sinais). Pela Figura 50, também se nota um aumento da potência reativa desses inversores no mesmo período do comando, bem como a potência reativa do prédio do CERIn. Fica evidente a efetividade desse comando.

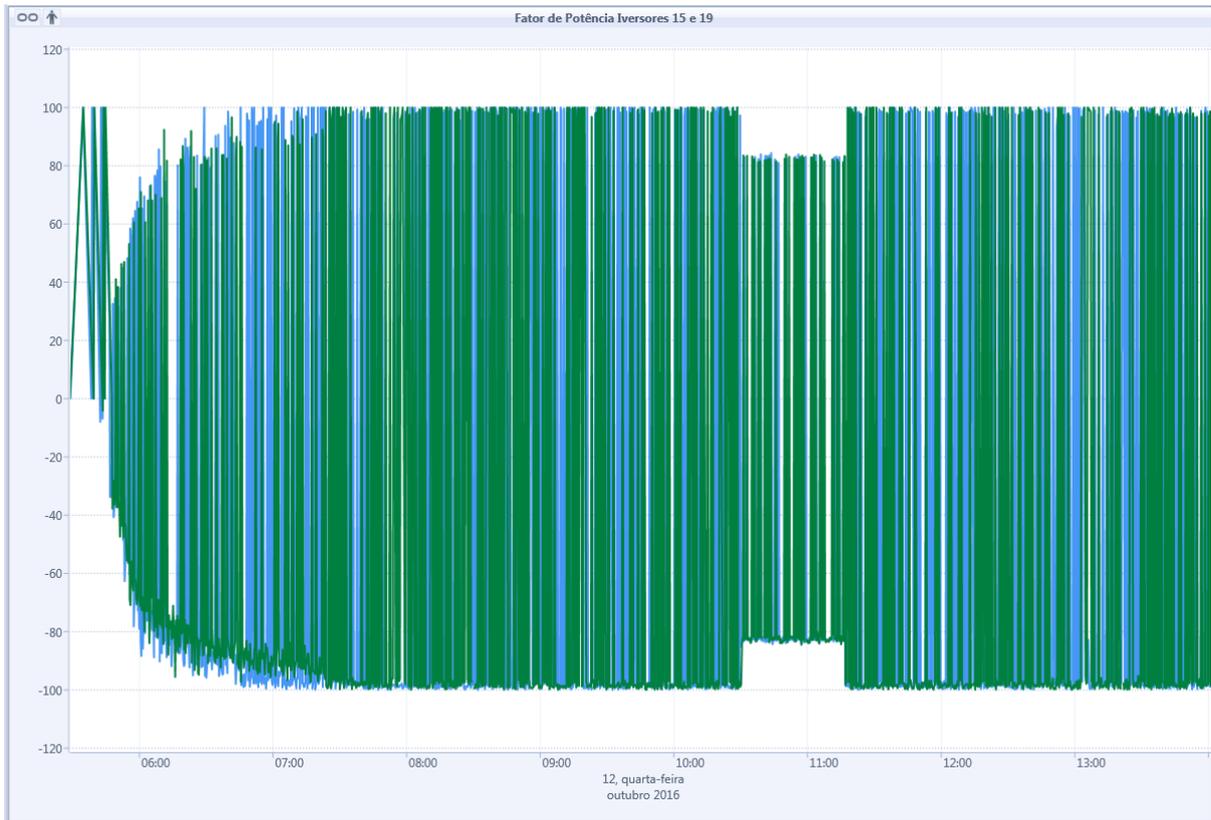


Figura 49: Controle de fator de potência (Fator de potência Inversor 15 (azul), Inversor 19 (verde))

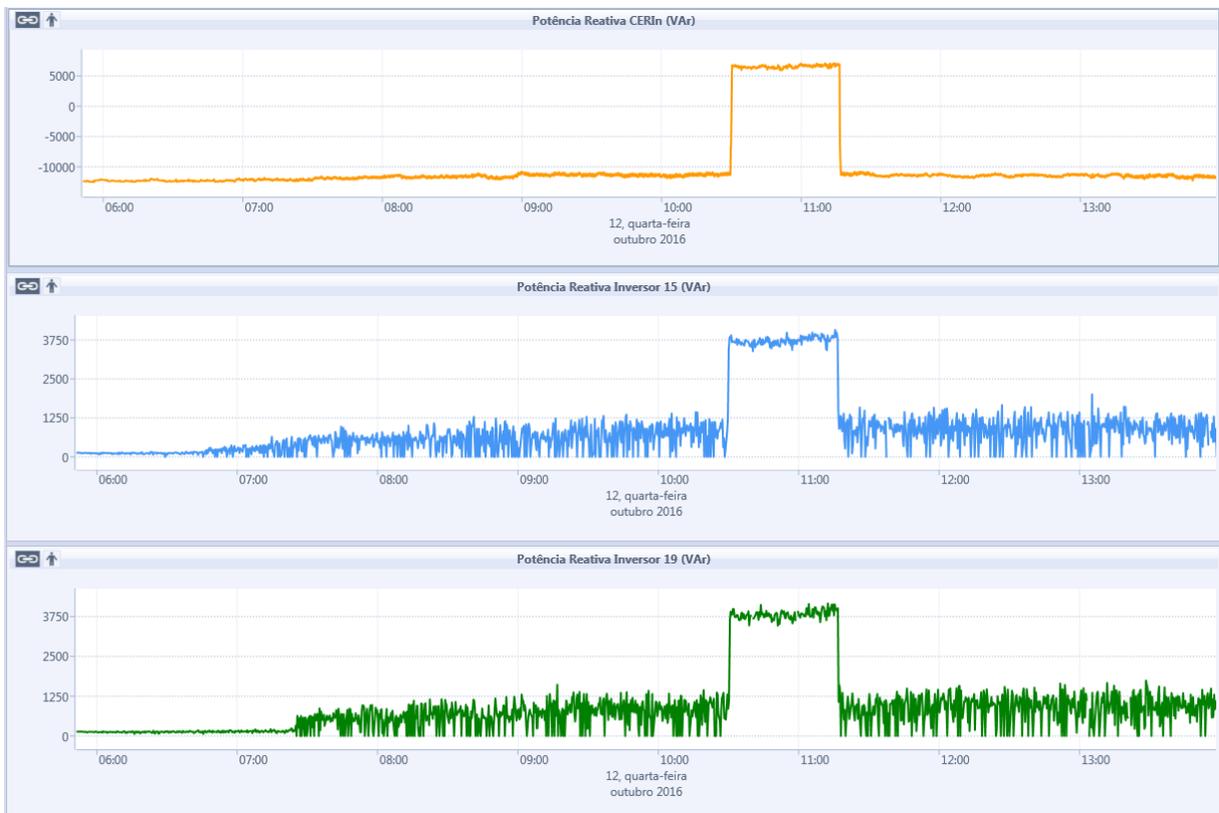


Figura 50: Aumento da potência reativa no controle de fator de potência

6.11.9 Potências

Pela Figura 51 pode-se analisar as potências do CERIn e o fator de potência resultante. Durante o dia a potência ativa é negativa porque o medidor de QEE exibe a diferença entre o consumo e a geração do CERIn (Tabela 13).

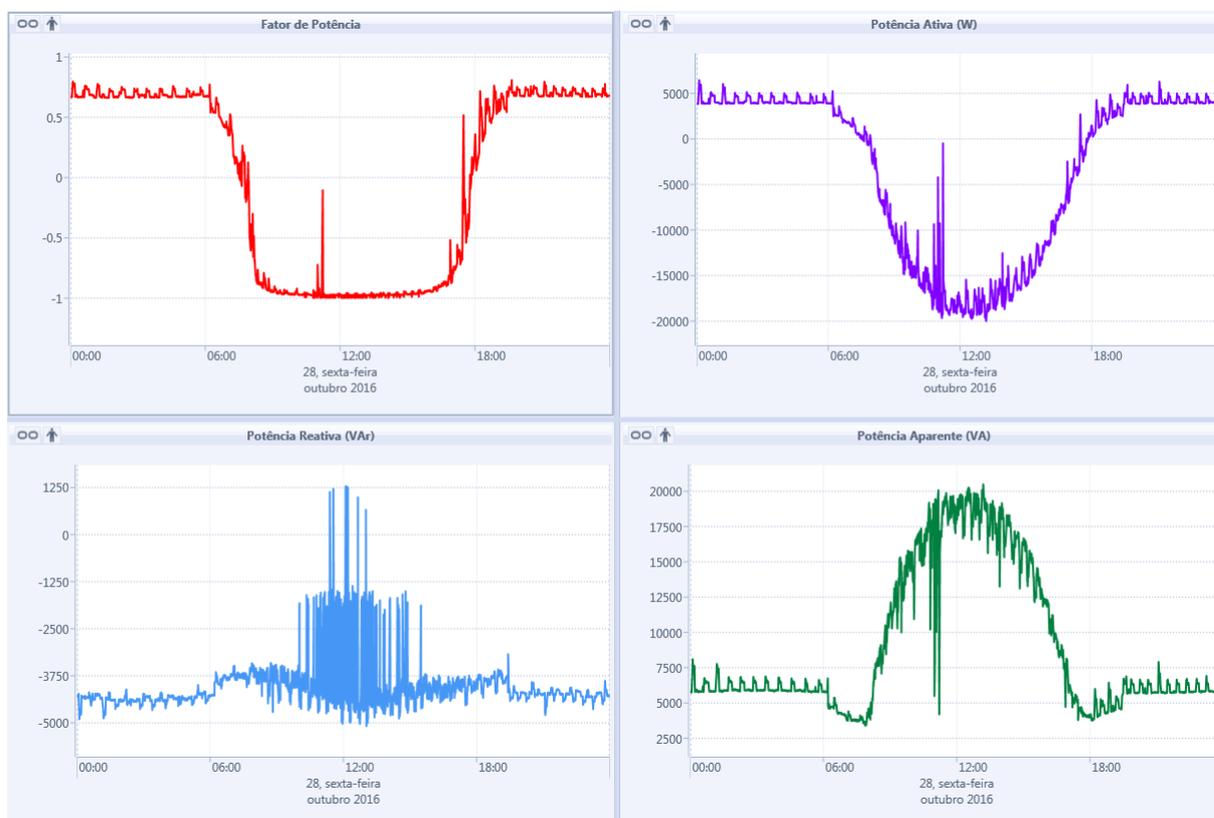


Figura 51: Potências em um dia ensolarado

6.11.10 Desequilíbrio

Em relação ao nível de desequilíbrio de tensão, não houveram alterações significativas entre dia nublado e ensolarado, como se nota na Figura 52. O que se percebeu é um padrão de elevação da medição no período entre 6:00 h e 9:00 h. Esse período de pico de desequilíbrio é o mesmo para quase todos os dias medidos. Pode ser considerado um padrão. O limite de 2% imposto pelo Prodist não foi violado no período de medição.

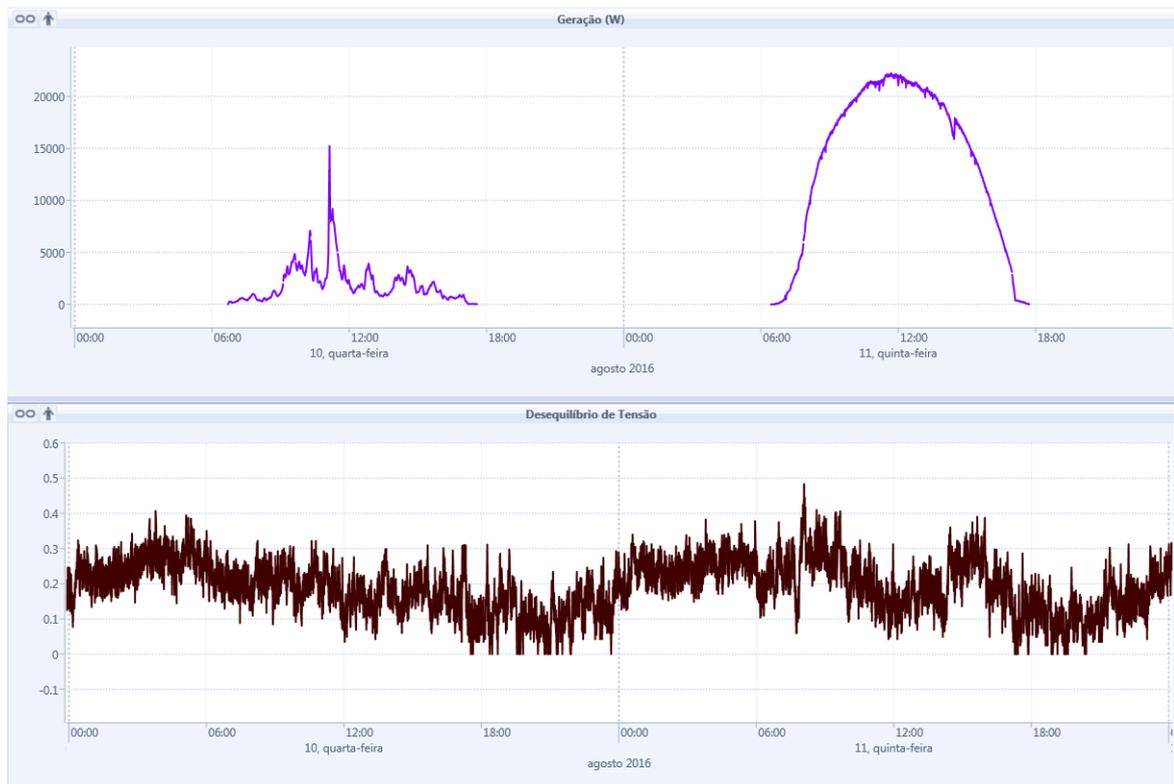


Figura 52: Desequilíbrio de tensão em dia nublado e ensolarado

6.11.11 Influência harmônica da UPS

Na Figura 53, observa-se a influência da ativação da UPS. No período da 18:00 h do dia 25 de outubro até as 14:07 h do dia 26 de outubro, a UPS foi desativada. Nesse período se analisou uma diminuição significativa de quase toda a faixa de harmônicos disponíveis do CERIn, tanto em ordens pares como ímpares, inclusive nas ordens superiores. Um exemplo é a medição do DHI de corrente da 40ª ordem na Figura 53.



Figura 53: DHI de corrente de 40ª ordem das três fases

Na Figura 54 pode-se comparar em um dia ensolarado a geração de harmônicos de corrente com a UPS desativada e ativada. Percebe-se que a ativação da UPS contribui para a geração de harmônico de corrente. Isso porque na operação da UPS há uma etapa de conversão da corrente contínua das baterias em corrente alternada para alimentar as cargas do CERIn. Essa conversão contribui para a geração de harmônicos quando estes não são devidamente filtrados.

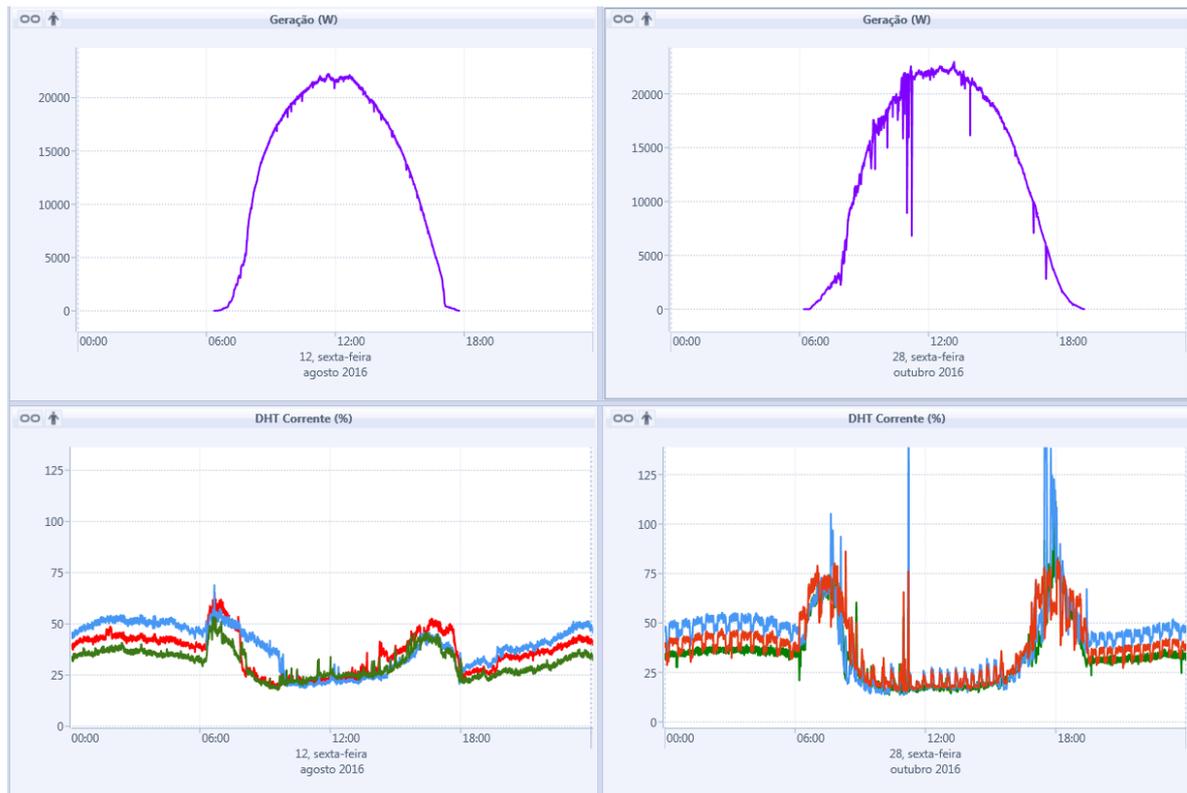


Figura 54: DHT de corrente com UPS desativado (esquerda) e ativado (direita)

6.11.12 Frequência

A frequência do CERIn mostrou-se bem-comportada, geralmente variando entre os limites do PRODIST (ANEEL, 2017), de 59,9 Hz até 60,1 (Hz). Porém, no caso do dia 26 de outubro (Figura 55) houveram alguns pontos fora dos limites. Um ponto abaixo da norma às 7:09 h, um ponto acima da norma às 14:07h e outro ponto acima da norma às 17:49 h. O ponto de pico das 14:09 h ocorreu concomitantemente com o horário que a UPS foi reativada como dito na seção 6.11.11.

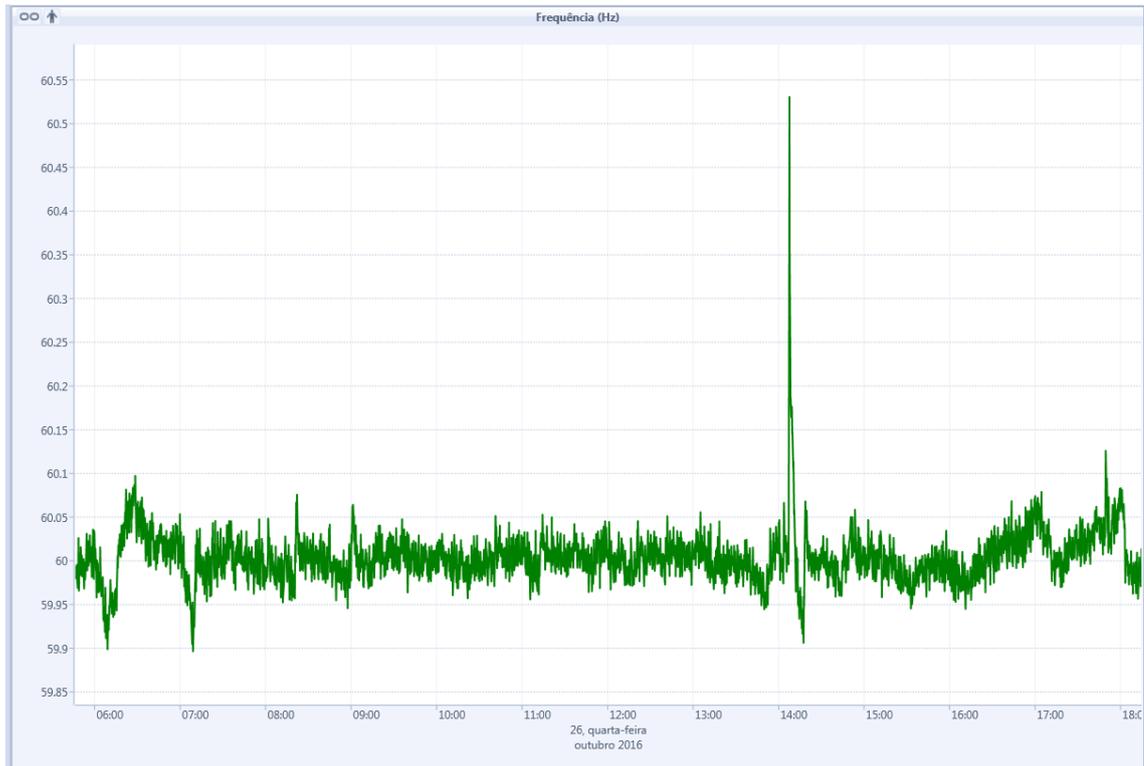


Figura 55: Frequência do CERIn

6.11.13 Tensão CERIn

As tensões de fase do CERIn também se mostram bem comportadas, geralmente variando entre os limites aceitos por (ANEEL, 2017). Na Figura 56 observa-se o pico de tensão que ocorreu no instante da reativação da UPS.

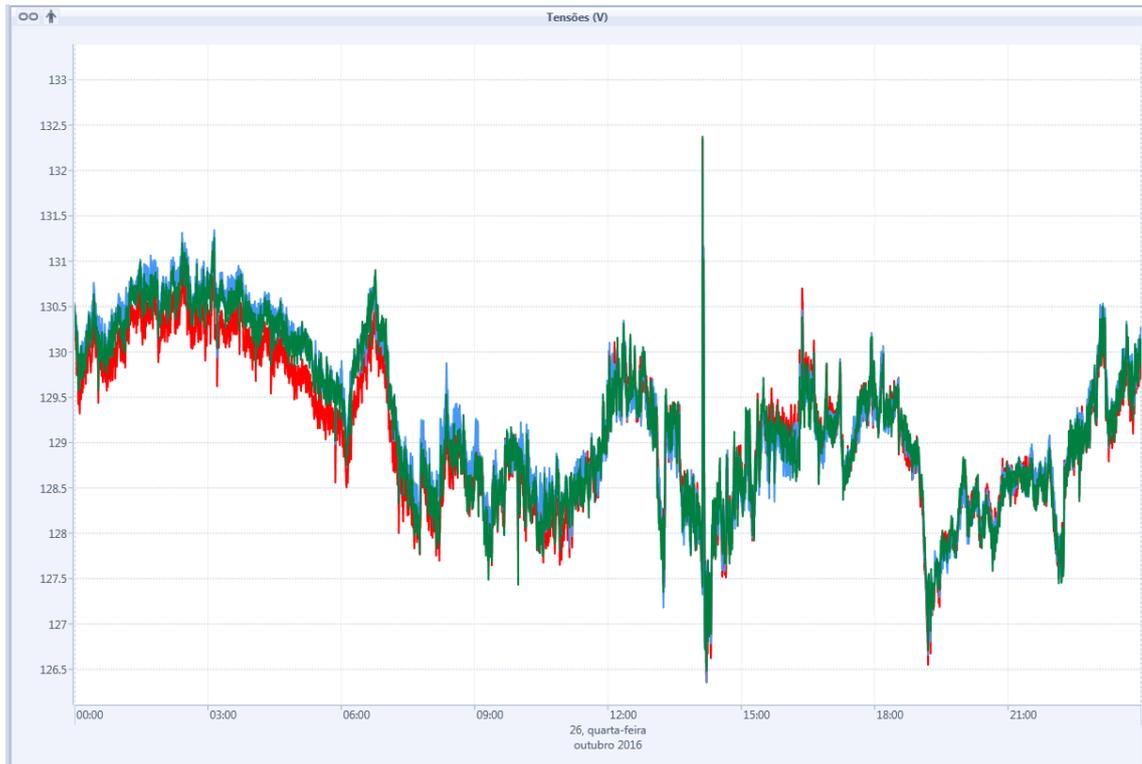


Figura 56: Tensões CERIn (Fase A - Vermelho; Fase B - Azul; Fase C - Verde)

6.11.14 Corrente CERIn

Como visto anteriormente a corrente varia proporcionalmente ao nível de geração solar e próximo das 12:00 h geralmente observa-se o pico de corrente. Outro ponto que se observa na Figura 57 é a influência que o sistema UPS desativado tem no nível da corrente, pois nota-se uma elevação da corrente neste período (18:00 h do dia 25 de outubro até as 14:07 h do dia 26 de outubro). Esse aumento de corrente se dá pelo fato de que a UPS alimenta algumas cargas do prédio em paralelo com a rede. Quando a UPS é desativada há um aumento na exigência de corrente da rede, pois esta passa a alimentar sozinha todas as cargas do CERIn.

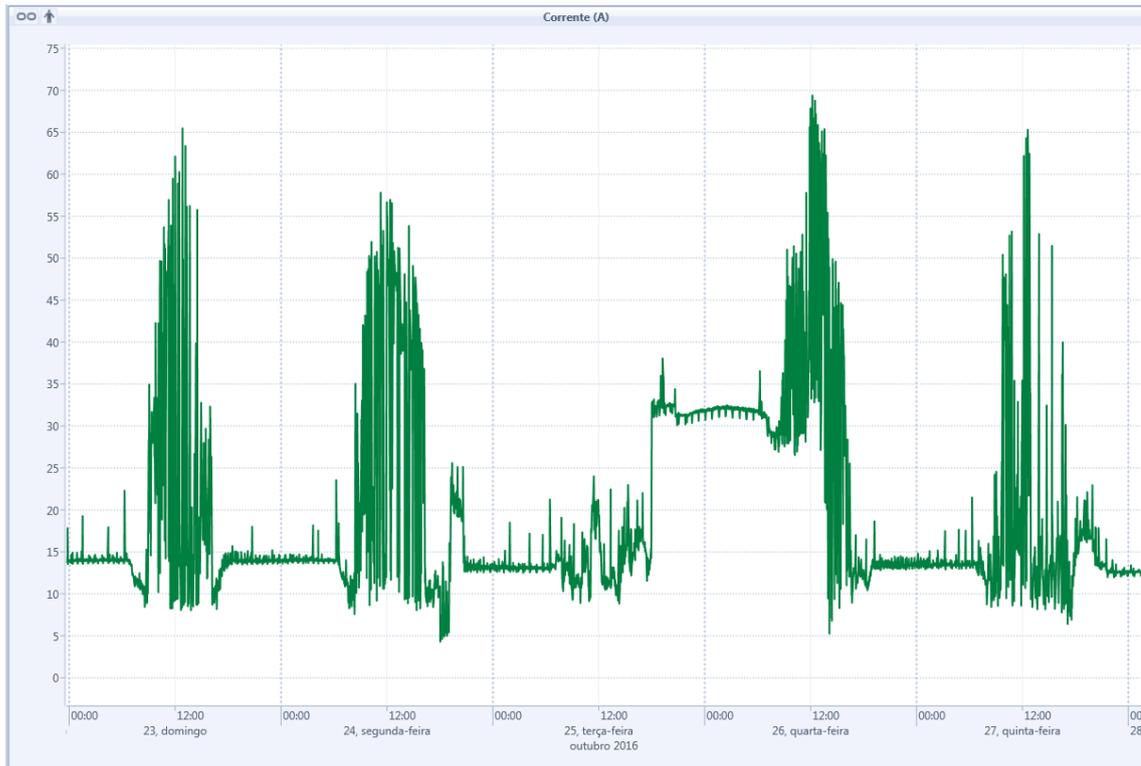


Figura 57: Corrente Fase C do CERIn

6.11.15 Alarmes

A análise do banco de dados de alarmes mostra que as ocorrências mais numerosas foram com relação à frequência das fases fora dos limites da norma, bem como níveis de tensão. Mais raras, houveram ocorrências relacionadas a estados da UPS. A Figura 58 mostra algumas dessas ocorrências. Observa-se que os desvios de frequência do dia 26 de outubro demonstrados na Figura 55, foram devidamente percebidos e armazenados pelo sistema de alarmes. Inclusive com o alerta de normalização da UPS às 14:06:40 h em que o sistema foi reativado.

E3TimeStamp	Area	EventCategory	Message	OutTime	FormattedValue	ConditionName
26/10/2016 07:09:00	Kron	Nível	Frequência Fase A abaixo da norma (59,9)	00:00:00	59,8977	Nível
26/10/2016 07:09:00	Kron	Nível	Frequência Fase B abaixo da norma (59,9)	00:00:00	59,89904	Nível
26/10/2016 07:09:00	Kron	Nível	Frequência Fase C abaixo da norma (59,9)	00:00:00	59,89654	Nível
26/10/2016 07:09:08	Kron	Nível	Frequência Fase A normalizada	26/10/2016 ...	59,9037	Nível
26/10/2016 07:09:08	Kron	Nível	Frequência Fase B normalizada	26/10/2016 ...	59,90461	Nível
26/10/2016 07:09:08	Kron	Nível	Frequência Fase C normalizada	26/10/2016 ...	59,90439	Nível
26/10/2016 14:06:34	UPS	Digital	Sistema em falha	00:00:00	1	Digital
26/10/2016 14:06:40	UPS	Digital	Sistema normalizado	26/10/2016 ...	0	Digital
26/10/2016 14:07:37	Kron	Nível	Frequência Fase A acima da norma (60,1)	00:00:00	60,52172	Nível
26/10/2016 14:07:37	Kron	Nível	Frequência Fase B acima da norma (60,1)	00:00:00	60,53116	Nível
26/10/2016 14:07:38	Kron	Nível	Frequência Fase C acima da norma (60,1)	00:00:00	60,53058	Nível
26/10/2016 14:07:49	UPS	Digital	Falha de comunicação	00:00:00	1	Digital
26/10/2016 14:10:32	Kron	Nível	Frequência Fase A normalizada	26/10/2016 ...	60,08824	Nível
26/10/2016 14:10:32	Kron	Nível	Frequência Fase B normalizada	26/10/2016 ...	60,08938	Nível
26/10/2016 14:10:32	Kron	Nível	Frequência Fase C normalizada	26/10/2016 ...	60,09062	Nível
26/10/2016 14:27:26	UPS	Digital	Sistema em falha	00:00:00	1	Digital
26/10/2016 14:27:26	UPS	Digital	Comunicação normalizada	26/10/2016 ...	0	Digital
26/10/2016 14:28:41	UPS	Digital	Sistema normalizado	26/10/2016 ...	0	Digital
26/10/2016 17:49:32	Kron	Nível	Frequência Fase A acima da norma (60,1)	00:00:00	60,12624	Nível
26/10/2016 17:49:32	Kron	Nível	Frequência Fase B acima da norma (60,1)	00:00:00	60,12708	Nível
26/10/2016 17:49:32	Kron	Nível	Frequência Fase C acima da norma (60,1)	00:00:00	60,12596	Nível
26/10/2016 17:49:40	Kron	Nível	Frequência Fase A normalizada	26/10/2016 ...	60,08643	Nível

Registro: 14 de 25 de 24

Figura 58: Ocorrências de alarmes

6.12 CONCLUSÃO

A integração de todos os componentes da geração fotovoltaica do CERIn em uma única plataforma facilita o monitoramento e análise do desempenho do sistema. Essa tarefa torna-se muito mais trabalhosa quando se depende apenas dos *softwares* proprietários de cada equipamento da planta fotovoltaica, dificultando a correlação dos dados de todo o sistema. Porém, a implementação da integração demanda um entendimento específico de cada componente, de qual é o tipo de informação que cada um fornece e do padrão usado no envio de informações.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs o desenvolvimento prático de uma plataforma de monitoramento da *microgrid* de geração fotovoltaica do CERIn e uma análise das principais medições do sistema. Com 4 meses de aquisição de dados (agosto a novembro de 2016), pode-se concluir que uma planta fotovoltaica de 27 kWp de geração por si só não traz impactos significativos na qualidade da energia elétrica da rede em relação à tensão. A DHT de tensão ficou a níveis mínimos (2%) em todo o período de medição. O desequilíbrio de tensão também não ultrapassou 0,5%.

Os principais pontos observados foram que a distorção harmônica de corrente é inversamente proporcional ao nível de potência ativa da geração. Observou-se níveis superiores a 60% de DHT de corrente nos períodos da manhã e do entardecer. Porém não há motivos para preocupação, porque a fórmula do DHT (equação 5) leva em conta a distorção total em relação ao nível da corrente fundamental. Por isso, quando no início e final do dia a corrente fundamental é baixa (baixa irradiação), resulta-se em maiores distorções. No meio do dia, essa corrente é alta e o DHT de corrente cai (Figura 43). A principal componente de distorção harmônica de corrente é a de 5ª ordem (Figura 31).

Também foram observadas as diferenças de carregamento de correntes entre os inversores 13 e os outros (15 e 19) (Figura 44 e Figura 45).

Outro ponto que chamou a atenção foi a forte influência da UPS ativa no sistema quanto à geração de harmônicos de corrente. O nível máximo da DHT de corrente com a UPS desligado não passava de 60%, porém com ela ativa observou-se níveis acima de 75% (Figura 54), inclusive com alterações no padrão da corrente (Figura 57). A ativação da UPS também ocasionou picos de tensão (Figura 56) e de frequência (Figura 55).

O sistema de alarmes se mostrou eficiente ao acusar os eventos que extrapolaram os limites de norma (Figura 58).

O controle dos inversores de frequência através do sistema supervisor também foi efetivo (Figura 48, Figura 49 e Figura 50).

O objetivo de integração de informações sobre as métricas de desempenho de uma *microgrid* fotovoltaica em uma plataforma única de monitoramento foi alcançado. Essa integração é facilitada quando os equipamentos têm um mesmo protocolo aberto, no caso o Modbus TCP.

A partir de agora essa plataforma fica disponível no CERin, possibilitando trabalhos futuros em que os alunos da UNIFEI terão a possibilidade de trabalhar com dados reais, o que faz do CERin um laboratório mais preparado para estudos de qualidade de energia.

7.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Em trabalhos futuros poder-se-á utilizar os dados armazenados para gerar modelos matemáticos que correlacione esses dados e gere informações de previsão de geração baseadas no padrão das curvas do sistema fotovoltaico do CERin e nos dados de previsão meteorológica do Open Weather.

REFERÊNCIAS

ANEEL, A. N. de E. E. –. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 2017.

BATRINU, F.; CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. Impacts of grid-connected photovoltaic plant operation on the harmonic distortion. **MELECON 2006 - 2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference**, p. 861–864, 2006.

BUCHHOLZ, M. B.; STYCZYNSKI, Z. **Smart grids - fundamentals and technologies in electricity networks**. Springer, 2014

CAMPOS, BRUNO P.; SOUZA, LUIZ R.; RIBEIRO, P. F. Mitigation of harmonic distortion with passive filters. In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2016.

CAMPOS, B. P.; SILVA, M. R. Demand Forecasting in Residential Distribution Feeders in the Context of Smart Grids. In: **International Conference on Industry Applications**, 2016.

CHEN, Y.; SMEDLEY, K. Three-Phase Boost-Type Grid-Connected Inverter. v. 23, n. 5, p. 2301–2309, In: **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, 2008.

CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems. **2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech**, p. 1–7, 2005.

CIGRE WG C4.112. **Guidelines for Power Quality Monitoring**, In: **Cigre Brochure**. 2014.

DIAS, T. C.; ROQUE, L. A. A. M.; RIBEIRO, P. F. Power Electronics in the Context of Renewables , Power Quality and Smart Grids. In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2016.

DOS SANTOS, K. A. G.; DUARTE, P. M.; RIBEIRO, P. F.; SILVEIRA, P. M. The Impact of Non-Sinusoidal Voltages on the Harmonic Generation of Power Electronics Converters . In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2016.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World A Review. **Energy Procedia**, v. 33, p. 311–321, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>>.

EKANAYAKE, J.; LIYANAGE, K.; JIANZHONG WU; YOKOYAMA, A.; JENKINS, N. **Smart grid - technology and applications**. WILLEY, 2012

ELIPSE. **Elipse Software**. Disponível em: <<http://www.elipse.com.br/port/index.aspx>>. Acesso em: 15 maio 2017.

FARHOODNEA, M.; MOHAMED, a; SHAREEF, H.; ZAYANDEHROODI, H. Power quality impact of grid-connected photovoltaic generation system in distribution networks. **SCORED 2012 - 2012 IEEE Student Conference on Research and Development**, p. 1–6, 2012. Disponível em: <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84879660141&partnerID=40&md5=56ddfdcbde7699ebbf171058f4dbdba7>>.

FERREIRA, D. D.; SEIXAS, J. M. De; CERQUEIRA, A. S.; DUQUE, C. A.; BOLLEN, M. H. J.; RIBEIRO, P. F. A new power quality deviation index based on principal curves. v. 125, p. 8–10, In: **ELSEVIER**, 2015.

FREITAS, C. M. **Embarcados**. Disponível em: <<https://www.embarcados.com.br/protocolo-modbus/>>. Acesso em: 20 abril 2017.

FRONIUS. Fronius datamanager Modbus TCP & RTU. 2013. Disponível em: <<http://www.fronius.com/Applikationen/contentserverdownload/downloadcsitem.aspx?id=276226>>.

FRONIUS. Fronius Datamanager 2.0, 2014.

GEIBEL, D.; DEGNER, T.; HARDT, C.; ANTCHEV, M.; KRUSTEVA, A. Improvement of Power Quality and Reliability with multifunctional PV-inverters in distributed energy systems. **2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**, v. 1, n. 1, p. 1–6, 2009. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5318856>.

GNOATTO, E.; FERRUZZI, Y.; RICIERI, R. P.; JUNIOR, M. M.; OLIVEIRA, A. T. E. Desempenho de painel fotovoltaico em um sistema isolado. 2013. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v1/043.pdf>.

GONZALES, R. M.; M.F., A.; A., B.; P. F., R. Microgrid Design Considerations for a Smart-Energy University Campus. In: **Innovative Smart Grid Technologies - Europe**, 2014.

GONZÁLEZ, P.; ROMERO, E.; MIÑAMBRES, V. M.; GUERRERO, M. A.; GONZÁLEZ, E. Grid-connected PV plants. Power quality and technical requirements. **9th International: 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, PQ 2014 - Proceedings**, p. 169–176, 2014.

GRADY, W. M.; THOMAS, H.; RAZON, A. An Evaluation Procedure for Estimating Voltage Ripple Caused by Cloud Shadows Moving Over High-Penetration PV Distribution Networks. p. 249–252, In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2014.

HECKTHEUER, A. L.; KRENZINGER, A. USO DE DIODOS DE BYPASS E DE BLOQUEIO NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. 1998.

Disponível em:

<http://www.abcm.org.br/anais/conem/2000/DC9754.pdf>International

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION'S, IEC 61850, Standard for Communication Networks and Systems in Substations, 2009

KADUREK, P.; COBBEN, J. F. G.; KLING, W. L.; RIBEIRO, P. F. Aiding Power System Support by Means of Voltage Control With Intelligent Distribution Substation. v. 5, n. 1, p. 84–91, In: **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2014.

KAPISCH, E. B.; DE ANDRADE, M. A. L.; DUQUE, C. A.; CERQUEIRA, S. A.; RIBEIRO, P. F. A Gapless Waveform Recorder for Monitoring Smart Grids. In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2016.

KRON. Protocolo MODBUS – Mult-K NG, 2015.

LOGESWARAN, T.; SENTHILKUMAR, A. A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Systems under Uniform and Non-Uniform irradiances. **Energy Procedia**, v. 54, p. 228–235, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.266>>.

MERRIAM WEBSTER. **Merriam Webster**. Disponível em: <<http://www.merriam-webster.com/dictionary/context>>. Acesso em: 11 janeiro 2017.

MOHASSEL, R. R.; FUNG, A.; MOHAMMADI, F.; RAAHEMIFAR, K. Application of Advanced Metering Infrastructure in Smart Grids. **Control and Automation (MED), 2014 22nd Mediterranean Conference of**, p. 822–828, 2014.

MOMOH, J. A.; MELIOPOULOS, S.; SAINT, R. Centralized and Distributed Generated Power Systems - A Comparison Approach: Future Grid Initiative White Paper. 2012. Disponível em: <http://pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/fgwhitepapers/momoh_future_grid_white_paper_gen_analysis_june_2012.pdf>.

NETTO, R. S.; RAMALHO, G. R.; RIBEIRO, P. F.; BELCHIOR, F. N.; BONATTO, B. D.; ANTONIO, C. Sistema Multi-Agentes como Plataforma de Monitoramento de Qualidade da Energia Elétrica em uma Microgrid. In: **XI CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2015.

NOUREDINE, H.; JEAN-CLAUDE, S. **Smartgrids**. (Book), ISBN: 978-1-84821-261-9, 2012

OLIVEIRA, T. E. C. De; BONATTO, B. D.; FILHO, J. M. C.; RIBEIRO, P. F.; SANTOS, I. N. Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário. In: **XI CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2015.

PEREZ, F.; SOUZA, P. V. G.; FILHO, H. K. R.; BONATTO, B. D.; MOTOKI, É.; RIBEIRO, P. F. Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia Integrados em Redes Elétricas Inteligentes. In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. **GTES 2014**, n. 1, p. 530, 2014.

PINTO, R. J. C.; CALADO, M. R. A.; MARIANO, S. J. P. S.; ESPIRITO-SANTO, A. E. V. Micro-generation with solar energy: Power quality and impact on a rural low-voltage grid. **Proceedings - 2015 9th International Conference on Compatibility and Power Electronics, CPE 2015**, p. 87–92, 2015.

PINZON, O. M. A.; GUIMARÃES, M. C. J.; SILVEIRA, M. P.; RIBEIRO, F. P. Power Measurements under IEEE 1459-2010 Standard on a Microgrid with Renewable Sources. In: **International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2016.

POPOVIC, Z.; CACKOVIC, V. Advanced Metering Infrastructure in the context of Smart Grids. p. 1509–1514, 2014. Disponível em: <<http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2065/ielx7/6844296/6850389/06850622.pdf?tp=&arnumber=6850622&isnumber=6850389>\n<http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2065/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6850622&queryText=Advanced+metering+infrastructure>>.

Portal Solar. Disponível em: <www.portalsolar.com.br>. Acesso em: 21 fev. 2017.

REID, w. E. Power Quality Issues- Standards and Guidelines. v. 160, n. March, p. 77–78, in: **IEEE Transactions on Industry Applications**, 1996.

SANTODOMINGO, R.; USLAR, M.; GÖRING, A.; GOTTSCHALK, M.; NORDSTRÖM, L.; SALEEM, A.; CHENINE, M. SGAM-based methodology to analyze Smart Grid solutions. **Energy Conference (ENERGYCON), 2014 IEEE International**, p. 751–758, 2014.

SCHLABBACH, J. Harmonic current emission of photovoltaic installations under system conditions. **2008 5th International Conference on the European Electricity Market, EEM**, 2008.

SILVA, L.R.M., DUQUE, C.A. & RIBEIRO, P.F. EURASIP J. Adv. Signal Process. (2015) 2015: 44. doi:10.1186/s13634-015-0229-7

ALVES, ROGÉRIO DOS SANTOS; SOUZA, A. S. de; Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **Igarss 2014**, n. 1, p. 530, 2014.

TESTA, A.; LANGELLA, R. Harmonic pollution in Italian distribution networks in coincidence with important sport events. **2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES**, p. 1–7, 2007.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: In: **ELSEVIER**, v. 14, n. 1, p. 506–511, 2010.

TORQUATO, R.; TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W. Analysis of the harmonic distortion impact of photovoltaic generation in Brazilian residential networks. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, p. 239–243, 2014.

TREFKE, J.; ROHJANS, S.; USLAR, M.; LEHNHOFF, S.; NORDSTRÖM, L.; SALEEM, A. Smart Grid Architecture Model use case management in a large European Smart Grid project. **4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe**, n. 978, p. 1–5, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6695266>>.

USLAR, M.; TREFKE, J. Applying the Smart Grid Architecture Model SGAM to the EV Domain. **28th EnviroInfo 2014 Conference**, 2014.

VOVOS, P. N.; KIPRAKIS, A. E.; WALLACE, A. R.; HARRISON, G. P. Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 476–483, 2007.