

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MATEUS ROSSATO POSTAL

**MICROGERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO PREDIAL EM
CORRENTE CONTÍNUA**

Porto Alegre

2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MICROGERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO PREDIAL EM CORRENTE CONTÍNUA

Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MICROGERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO PREDIAL EM CORRENTE CONTÍNUA

Projeto de diplomação apresentado ao
Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos
requisitos para graduação em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology–Göteborg,
Suécia

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flavio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Felipe Hernández García, FURGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul– Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre

2014

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, por todo apoio e conselhos dados que foram fundamentais durante toda graduação, e principalmente durante o trabalho. Dedico também aos meus amigos e colegas por todo incentivo. Sou eternamente grato por tudo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus amigos e familiares que me ajudaram inúmeras vezes durante minha graduação.

*“Nossa maior fraqueza é a desistência,
o caminho mais certo para o sucesso
é sempre tentar apenas mais uma vez.”*

Thomaz Edison.

RESUMO

A volta da utilização de corrente contínua em sistemas de distribuição está cada vez mais em pauta na atualidade. Existem diversos estudos sobre sua utilização em microrredes, tanto operando de maneira isolada, quanto operando em paralelo com a rede. A justificativa vem do fato das inúmeras conversões realizadas, para atender ao final uma carga que opera em corrente contínua.

Essas inúmeras conversões realizadas, além de gerarem perdas de energia, acabam por poluir a rede de distribuição, uma vez que cada dispositivo eletrônico conta com sua própria fonte chaveada; a maioria das fontes não é projetada com o intuito de gerarem pouca distorção harmônica.

A utilização de um único conversor juntamente com uma fonte de energia local, pode, além de melhorar a confiabilidade da instalação, contribuir com a diminuição de perdas de energia e com a diminuição da distorção harmônica injetada na rede.

ABSTRACT

The use of direct current (DC) for low voltage distribution systems is coming back. There are lots of researches about DC microgrids working in islanded mode or working with the utility grid. One of the motivations is that most of the loads work with DC current and need a dedicated AC/DC converter for the connection to the grid.

Those several converters produce many losses and harmonic distortion, once each electronic device has their own switching power supply, usually produced to be cheap and not designed to be lossless and harmonic distortion free.

The use of one converter with a DC bus, can improve the reliability, decrease the losses and decreases harmonics distortions at utility grid.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	13
2. REDES DE CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO	15
2.1. MICROGERAÇÃO DE ENERGIA.	15
2.2. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	17
2.3. PROTEÇÃO EM CC	22
2.4. ACUMULADORES (BANCO DE BATERIAS).....	24
2.5. CONVERSORES AC/DC	26
2.6. DISTORÇÃO HARMÔNICA	33
2.7. MODELO CARGA DE UMA REDE DE COMPUTADORES.	37
3. ESTUDO DE CASO	40
3.1. DEFINIÇÃO DO VALOR DE TENSÃO	40
3.2. ARQUITETURA DO SISTEMA	42
3.3. ESPECIFICAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	44
3.4. PROJETO DO BANCO DE BATERIAS.....	49
3.5. PROJETO DOS CONVERSORES	51
3.6. PROJETO DA PROTEÇÃO E MONITORAMENTO	63
3.7. ANÁLISE DE CUSTOS.....	67
4. CONCLUSÕES.....	71
5. REFERÊNCIAS	72

Índice de Figuras

Figura 1: Principais linhas de transmissão do sistema interligado nacional de energia elétrica	15
Figura 2: Gráfico representativo do fluxo de energia entre região sul e região sudeste/centro-oeste.....	16
Figura 3: Ilustração da confecção de um "wafer" de silício.....	18
Figura 4: Imagens de diferentes wafers de silício	18
Figura 5: Diferença entre célula monocristalina e policristalina.....	19
Figura 6: Mapa de radiação solar inclinada, média sazonal	20
Figura 7: Mapa de variabilidade média de radiação solar.....	20
Figura 8: Potencial anual Médio de energia solar	21
Figura 9: Variabilidade interanual da irradiação solar.....	21
Figura 10: Técnicas para disjuntores em CC, (a) Disjuntor tripolar em série, (b) chave ressonante híbrido.....	23
Figura 11: Interruptor estático de corrente (a); Proteção de carga(b).....	23
Figura 12: Bateria de Chumbo-acido	24
Figura 13: Estabilizador <i>stand by</i>	25
Figura 14: Estabilizador interativo	26
Figura 15: Topologias de retificadores a diodo	27
Figura 16: Formas de ondas correspondentes a entrada, saída e tensão reversa sobre os diodos do retificador.....	28
Figura 17: Formas de ondas correspondentes a entrada, saída e tensão reversa sobre e os diodos do retificador.....	28
Figura 18: Formas de onda dos circuitos trifásicos sobrepostos e forma de onda na carga.....	29
Figura 19: Formas de onda da alimentação trifásica, tensão de saída na ponte de Graetz e diodos em condução e determinado momento.....	30
Figura 20: Período de condução de um diodo na ponte de Graetz	31
Figura 21: Topologias de conversores CC-CC.....	32
Figura 22: Equações referentes as tensões de saída dos conversores CC-CC.....	33
Figura 23: Forma de onda da corrente e espectro harmônico de um circuito tipicamente utilizado como fonte de alimentação.....	38

Figura 24: Variação do valor das fases para diferentes equipamentos e ordem de harmônicas.....	39
Figura 25: Níveis de tensão pelo mundo	40
Figura 26: Arranjos de cabos para a distribuição de energia elétrica.....	41
Figura 27: Diagrama esquemático de uma fonte chaveada típica	41
Figura 28: Diagrama esquemático de um No-Break	42
Figura 29: Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico interligado a rede elétrica	43
Figura 30: Diagrama esquemático do sistema de microgeração de energia e distribuição em CC.....	44
Figura 31: Dados elétricos do Black-Black MG-Series da Hyundai.....	45
Figura 32: Curvas I-V do Black-Black MG-Series da Hyundai.....	46
Figura 33: Especificações mecânicas dos painéis fotovoltaicos	46
Figura 34: configuração dos painéis fotovoltaicos	47
Figura 35: Curva de carga típica da bateria BK-10V10T para diferentes temperaturas. 49	
Figura 36: Curva típica de descarga da bateria BK10V10T para determinadas correntes de descarga.	50
Figura 37: Curva típica de descarga da bateria BK10V10T para determinadas temperaturas de operação	50
Figura 38: Estrutura do bando de baterias	51
Figura 39: Níveis de tensão empregados no sistema.....	52
Figura 40: Diagrama de indutâncias para o conversor <i>boost</i>	54
Figura 41: Saída do circuito simulado no Psim.....	55
Figura 42: Ponte de Graetz no simulador Psim	56
Figura 43: Tensão de saída da ponte de Graetz	56
Figura 44: Distorção harmônica típica d a ponte de Graetz	57
Figura 45: Ponte de Graetz acoplado ao conversor Buck.....	59
Figura 46: Corrente de saída do conversor e corrente drenada de uma das fases.	59
Figura 47: Gráfico da distorção harmônica de corrente para diferentes cargas	60
Figura 48: distorção harmônica de corrente normatizada pela corrente média.....	61
Figura 49: Comparação entre harmônicos de corrente.....	61
Figura 50: Sistemas de aterramento.....	64
Figura 51: Dispositivos de proteção	65
Figura 52: Gráfico dos custos dos componentes do sistema	68

Índice de Tabelas

Tabela 1: Limites de distorção harmônica de tensão.....	35
Tabela 2: Limite de distorção harmônica de corrente	36
Tabela 3: Valores de referencia para distorção harmônica total de tensão	37
Tabela 4: Valores de referência para distorção harmônica individual de tensão.	37
Tabela 5: Harmônicos de corrente injetados na rede em relação a quantidade de equipamentos.....	39
Tabela 6: Tabela de áreas dos telhado e Pannel	47
Tabela 7: Parâmetros de calculo da Potência e Potencia instalada.....	48
Tabela 8: Tabela de Cargas	48
Tabela 9: Parâmetros de Projeto Conversor <i>Boost</i>	52
Tabela 10: Parâmetros calculados para o conversor <i>boost</i>	54
Tabela 11: Parâmetros de projeto conversor <i>Buck</i>	57
Tabela 12: Parâmetros calculados para o conversor Buck	58
Tabela 13: Distorção Harmônica Total	61
Tabela 14: Parâmetros de Projeto Conversor <i>Buck-Boost</i>	62
Tabela 15: Parâmetros calculados para o conversor <i>Buck-Boost</i>	63
Tabela 16: Correntes nominais e proteções.....	66
Tabela 17: Tabela de prioridades.....	67
Tabela 18: Custos de implementação do sistema	67
Tabela 19: Fatura de energia	69
Tabela 20: Investimento para transformação do sistema para barramentos em CC.....	69
Tabela 21: Investimento incremental	70

1. INTRODUÇÃO

A utilização de Corrente Alternada (CA) para a transmissão e distribuição de energia elétrica é a opção utilizada mundialmente desde o final do século 19, com a competição estabelecida entre Thomas Edison e George Westinghouse. Edison defendia o uso de corrente contínua já Westinghouse a utilização de Corrente Alternada.

Atualmente, surgem pesquisas, que indicam a possibilidade do uso de corrente contínua, motivadas pela grande difusão de equipamentos eletrônicos, que em sua maioria funcionam internamente com corrente contínua, contando com fontes chaveadas e conversores AC/DC para fazerem essa adequação de tensões. Por essa razão está sendo cada vez mais estudada alternativa de distribuição em corrente contínua.

A utilização da corrente alternada, entre outros aspectos, favorece o sistema de transmissão interligado de energia, como ocorre no Brasil. Em tese, as usinas despacham energia elétrica no sistema, as cargas espalhadas pelo sistema podem ser alimentadas por qualquer uma das usinas em questão. Nos últimos anos vem se falando cada vez mais na utilização de geração distribuída, onde pequenas centrais geradoras alimentam apenas cargas ligadas a ela.

Está cada vez mais em pauta a questão da auto produção de energia elétrica, geralmente com a utilização de painéis fotovoltaicos ou aerogeradores. Geração essa em que consumidores ligados à rede de distribuição, além de gerar sua própria energia podem entregar a energia sobressalente à rede, em troca recebe créditos em faturas de energia elétrica.

Nos casos citados acima, há a necessidade da instalação de inversores de frequência, para que seja possível a interligação do ponto de entrega de energia da rede com a energia produzida localmente. Por exemplo, para a sincronização dos aerogeradores, onde geralmente se utilizam geradores assíncronos e a frequência da tensão gerada depende da velocidade do vento é necessário utilizar um inversor de frequência. Outro exemplo são os painéis fotovoltaicos, onde ocorre a conversão da tensão de corrente contínua para corrente alternada, geralmente essa conversão também é realizada por inversores de frequência.

A proposta deste projeto de diplomação é justamente a discussão da utilização de um microgeração em corrente contínua, para o atendimento de determinadas cargas dentro de um prédio comercial. Essa geração acarretaria em uma melhora da qualidade de energia devido a retirada de cargas não lineares, que podem ser atendidas em corrente contínua. Além da diminuição das atuais cadeias de conversores CC/CA – CA/CC, reduzindo o número de conversores utilizados e assim melhorando o rendimento do sistema.

2. REDES DE CORRENTE CONTÍNUA EM BAIXA TENSÃO

2.1. MICROGERAÇÃO DE ENERGIA.

Hoje no Brasil contamos com um sistema interligado de geração e transmissão de energia elétrica, gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Geração esta de característica hidrotérmica, com grande ênfase nas usinas hidrelétricas. O Sistema Interligado Nacional (SIN) permite o fluxo de energia elétrica pelo sistema a fim de suprir energia de regiões que estejam deficitárias através de suas interligações de regiões. O mapa mostrado na Figura 1 nos dá uma visão mais geral de como se dá esta interligação no SIN, pontuando algumas das grandes bacias hidrográficas.

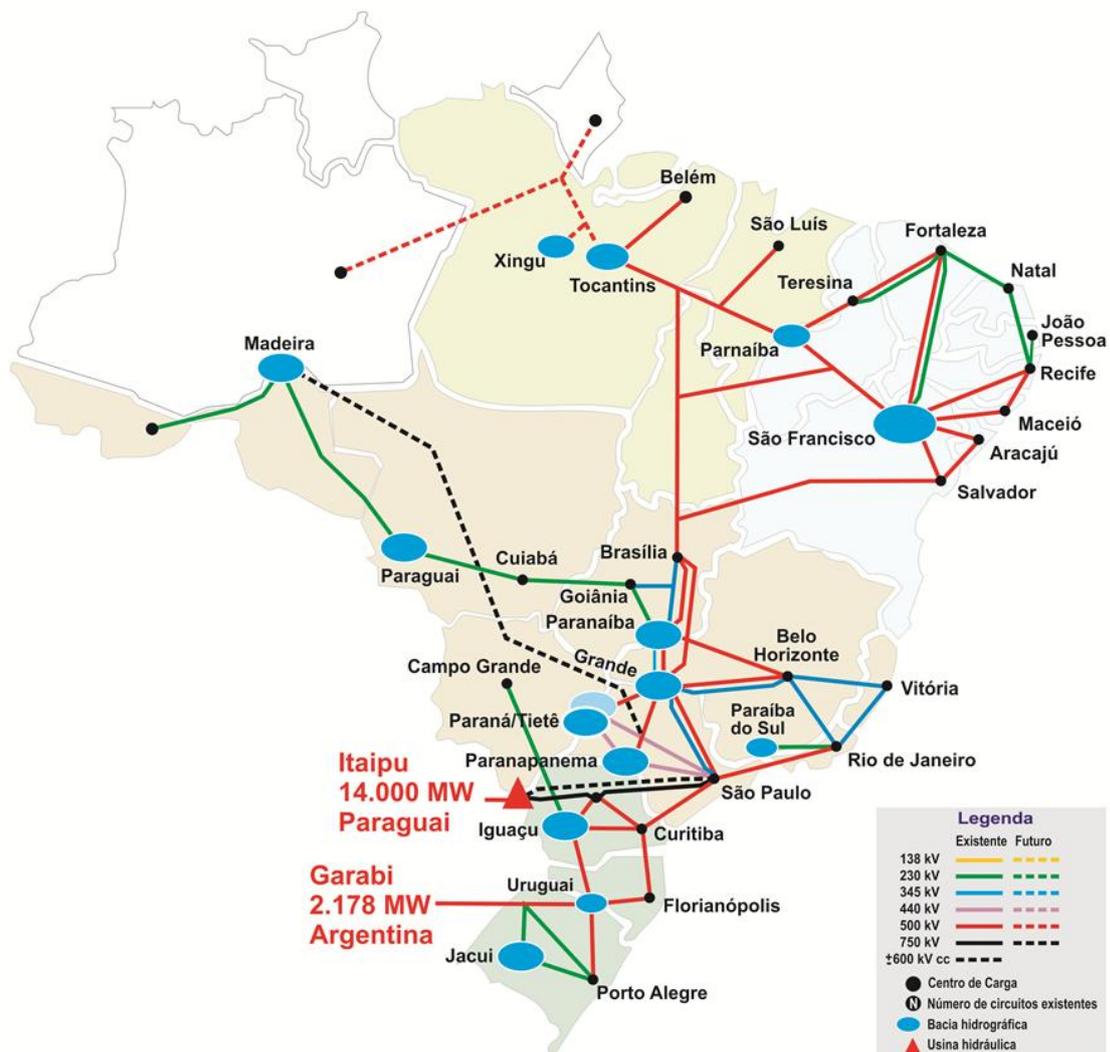


Figura 1: Principais linhas de transmissão do sistema interligado nacional de energia elétrica

Como se observa na Figura 1 grande parte da geração e interligação esta localizada na região sudeste/centro-oeste e região sul do Brasil, regiões com maiores níveis de industrialização. A Figura 2 mostra o histórico de fluxo de energia entre o sistema Sul e o sistema Sudeste/Centro-Oeste SIN.

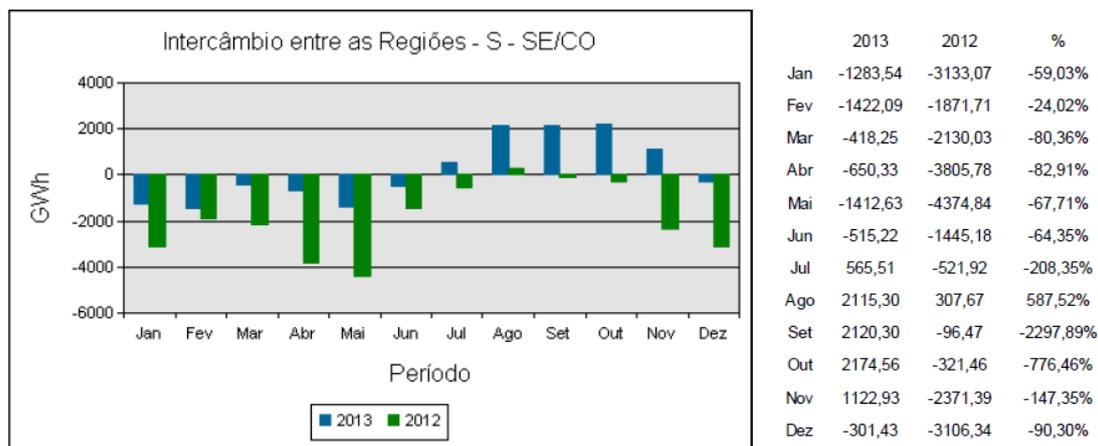


Figura 2: Gráfico representativo do fluxo de energia entre região sul e região sudeste/centro-oeste

Podemos notar que em 2013, a região sul acabou por fornecer energia elétrica para a região Sudeste/Centro-Oeste no período de julho a novembro, enquanto no restante do ano, a região sul recebeu energia da região sudeste/centro-oeste.

O fato de termos um sistema interligado nacional implica em alguns pontos negativos. Perturbações pontuais no sistema são irradiadas por todo o SIN, inclusive, dependendo da característica e intensidade da perturbação pode levar o sistema a instabilidade.

Além de problemas de perturbações temos ainda a questão do atendimento de cargas não lineares, cada vez mais comuns, que implicam em fator de potência baixo e distorções harmônicas elevadas. Fatos esses que implicam no sobredimensionamento do sistema de distribuição de energia elétrica como um todo.

O problema da qualidade de energia não se origina apenas na presença de cargas não lineares, mas também pela presença de unidades geradoras tais como aerogeradores e painéis solares. Os primeiros utilizam-se, geralmente, de geradores assíncronos, tendo assim a frequência da tensão gerada proporcional à velocidade a qual o aerogerador é submetido; o segundo gera tensões em corrente contínua. Ambos antes de serem integrados à rede de transmissão passam por circuitos de eletrônica de potência que têm por função transformar a tensão gerada em uma tensão senoidal de 60Hz, para então

integrar o SIN. Infelizmente essa transformação não é ideal, conta perdas e acaba por diminuir a qualidade da energia da rede.

Existe a chamada geração distribuída isolada de energia, onde a energia produzida não é interligada ao SIN, a mesma é utilizada, geralmente, pelo próprio produtor e fica próxima a carga a que vai atender. Hoje aproximadamente 1,7% da energia produzida no Brasil são de geração distribuída, sendo que a maioria se encontra da região norte do país, segundo o ONS.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, os microgeradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW), e os minigeradores, aqueles cujas centrais geradoras possuem de 101 kW a 1 megawatt (MW). As fontes de geração precisam ser renováveis ou com elevada eficiência energética, isto é, com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Operando em paralelo com o SIN não existe a possibilidade de “venda” de energia excedente da unidade consumidora para a concessionária, devido a diferenças tributárias. Acaba-se por optar pelo crédito de energia. Uma alternativa seria a geração isolada de energia, na qual a energia gerada pelo produtor não seria despachada ao SIN, o que implicaria em uma simplificação tanto na questão técnica quanto na questão burocrática.

2.2. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Painéis fotovoltaicos são estruturas compostas de células fotovoltaicas, células essas tipicamente feitas de silício; que transformam a energia da radiação solar em energia elétrica. Existem basicamente dois tipos de células fotovoltaicas baseadas em silício, e esta diferença está no modo em que os “*wafers*” de silício são produzidos. Células fotovoltaicas de silício monocristalinos e células fotovoltaicas de silício policristalinas.

As células são criadas a partir de uma semente de silício, esta é presa em uma haste e mergulhada em um depósito de silício fundido. A haste é tracionada enquanto gira, o silício fundido se resfria e se liga à semente, mantendo um sentido preferencial de ligação. O processo pode ser visualizado Figura 3

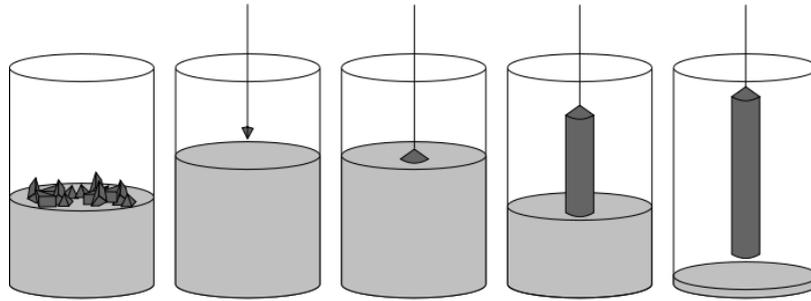


Figura 3: Ilustração da confecção de um "wafer" de silício.

O processo acaba por gerar um disco, "wafer" de silício monocristalino, onde toda a estrutura cristalina está em um sentido preferencial, fato que explica o porquê de algumas células fotovoltaicas serem circulares. A Figura 4 mostra imagens reais de wafers de silício.



Figura 4: Imagens de diferentes wafers de silício

Há também, as células policristalinas, que são basicamente obtidas através de fusão, às mesmas não tem um sentido preferencial para suas cadeias cristalinas. A diferença entre elas pode ser observada na Figura 5. Além da diferença visual, as duas apresentam comportamentos diferentes na geração de energia elétrica.

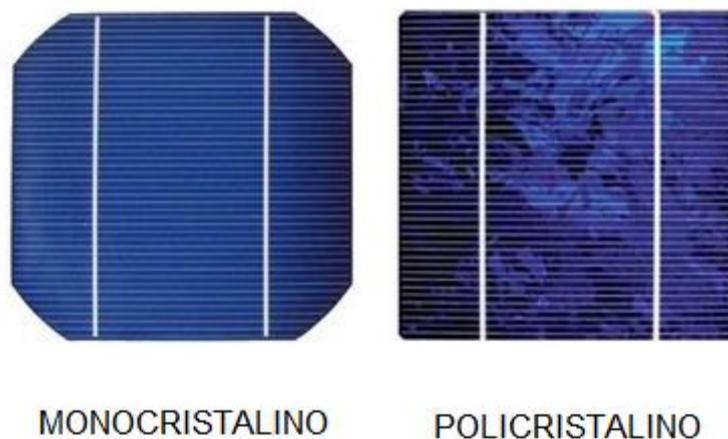


Figura 5: Diferença entre célula monocristalina e policristalina

Painéis com células monocristalinas apresentam um rendimento maior, porém têm um custo mais elevado. Painéis com células policristalinas apresentam um rendimento menor, porém têm um custo menos elevado.

A geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos depende de dois fatores: os painéis em si, já apresentados, e a irradiação solar. A irradiação incidente sobre uma determinada área não é um processo determinístico. De fato, existem inúmeras variáveis no processo, assim como em qualquer fenômeno meteorológico. Há estudos que mapeiam séries temporais sobre irradiação solar. Esses estudos são apresentados no Atlas Brasileiro de Energia Solar.

O atlas fornece informações que foram coletadas entre 1995 e 2005. Dentre elas, se destacam os mapas de radiação solar inclinada média sazonal, apresentado na Figura 6, onde é possível visualizar quais regiões no Brasil têm maiores médias de radiação solar em cada uma das estações do ano e a variabilidade média de radiação solar, apresentado na Figura 7, onde é possível visualizar o quanto varia essa radiação durante esses períodos.

Com base nesses gráficos obtém-se os valores padrões de potencial anual médio de energia solar, Figura 8, e a variabilidade interanual, Figura 9. Os dados contidos nesses gráficos nos levam aos valores de radiação global média de $5,2\text{kWh/m}^2$ com desvio padrão de aproximadamente $0,3\text{kWh/m}^2$ para a região sul do Brasil.

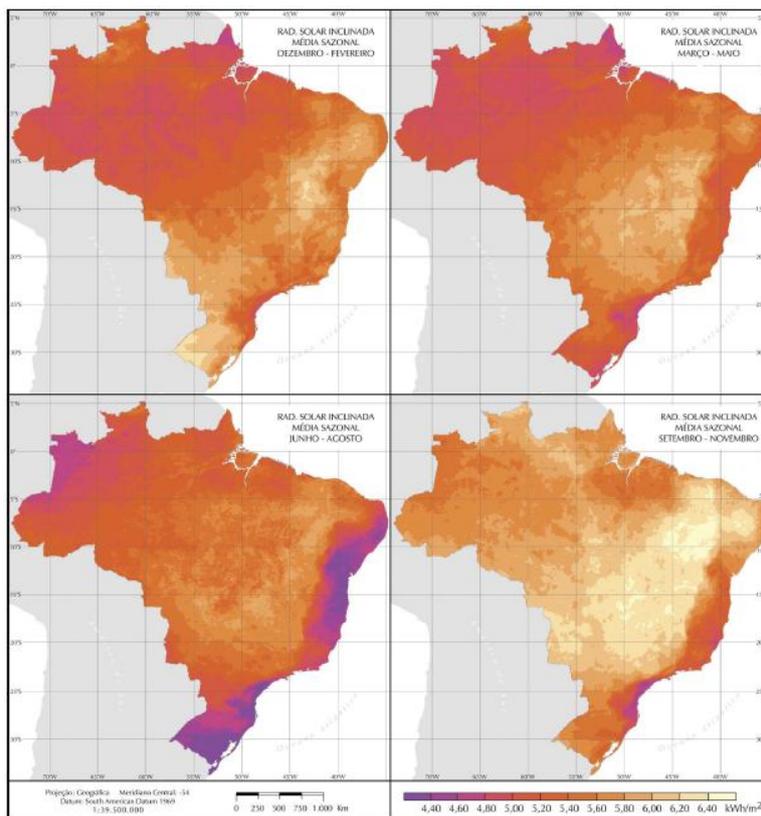


Figura 6: Mapa de radiação solar inclinada, média sazonal

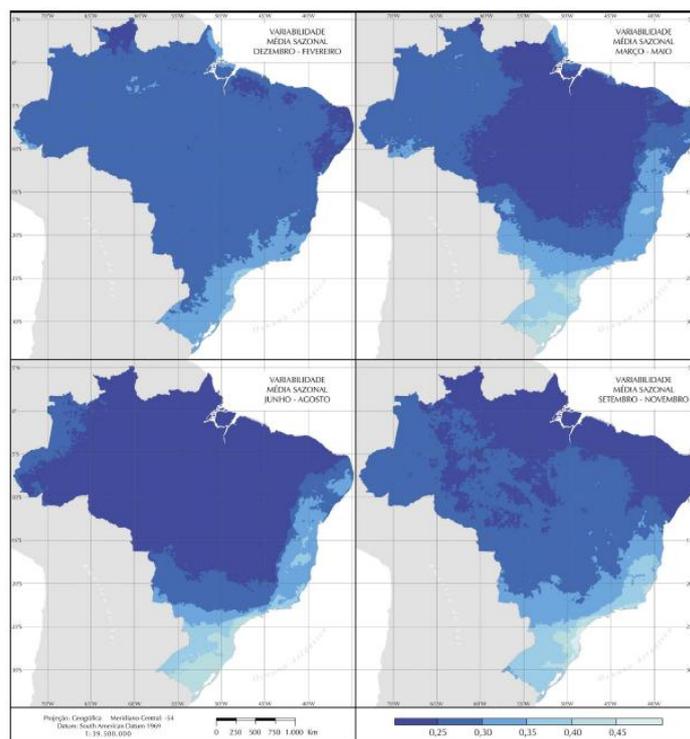


Figura 7: Mapa de variabilidade média de radiação solar.

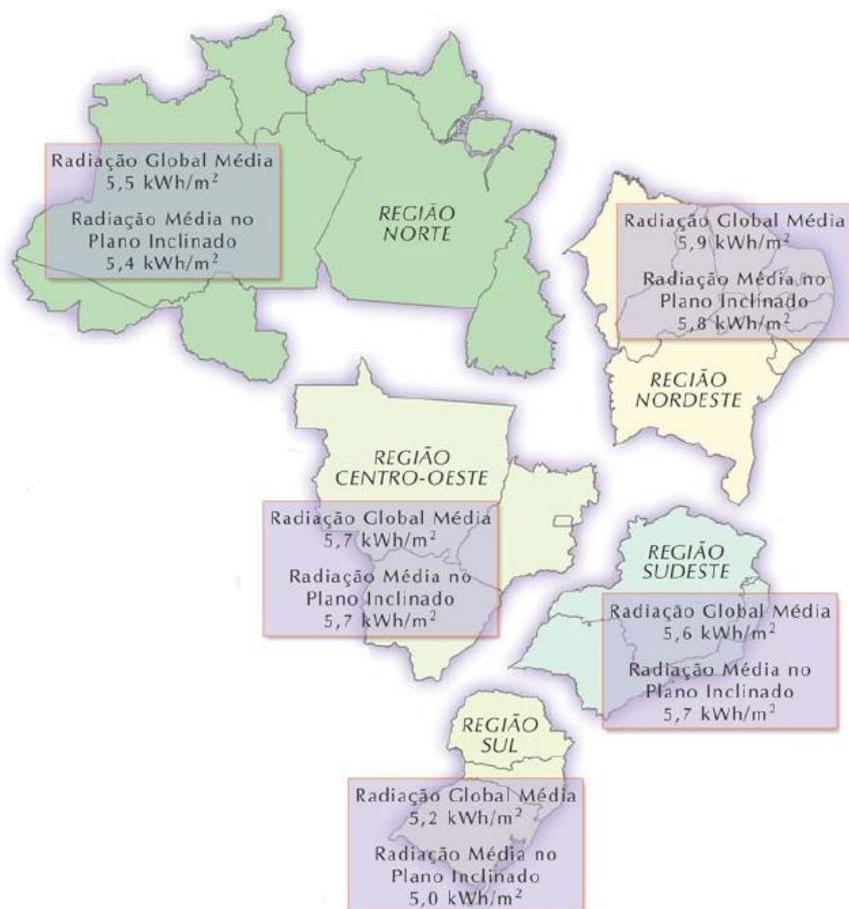


Figura 8: Potencial anual Médio de energia solar

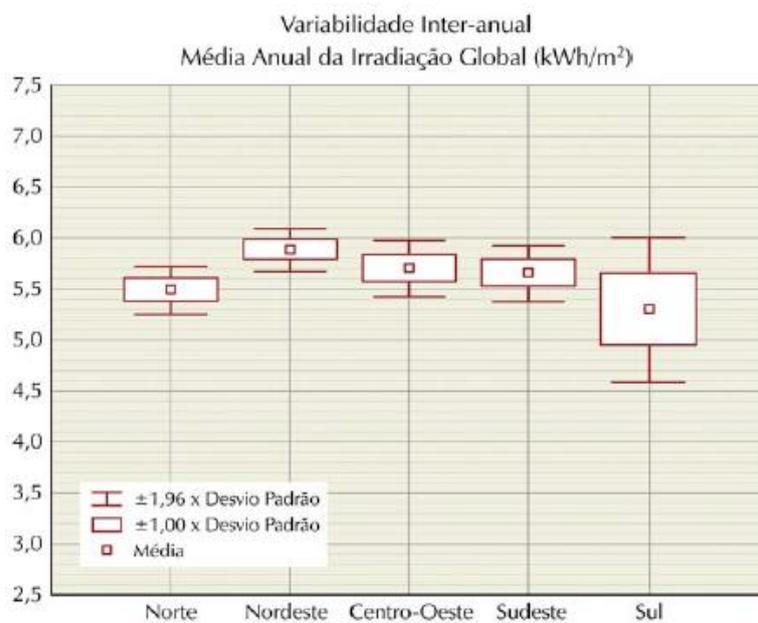


Figura 9: Variabilidade interanual da irradiação solar.

2.3. PROTEÇÃO EM CC

Quando se fala em instalações elétricas, o ponto de maior importância é a questão de proteção. É a proteção que irá garantir a segurança do usuário final e a integridade do sistema como um todo. Entre os tipos de proteções mais comuns a nível residencial podemos citar disjuntores. Existem também relés, seccionadores, para-raios de linha, fusíveis entre outras. Estas proteções são mais comumente encontradas em instalações de maior porte.

Com a ampla utilização da corrente alternada é natural que as proteções tenham sido desenvolvidas para a utilização na mesma. Naturalmente, utilizam-se aspectos característicos da forma de corrente no auxílio do funcionamento do equipamento de proteção. Fato esse que implica em um funcionamento não tão eficiente dos mesmos equipamentos se utilizados em corrente contínua.

Disjuntores termomagnéticos, por exemplo, utilizam a passagem por zero da corrente alternada para auxiliar na extinção do arco que se forma entre os seus contatos. Essa passagem por zero não ocorre na corrente contínua, acarretando em um tempo maior do seccionamento do circuito, prejudicando assim a seletividade e a estabilidade do sistema. Uma forma de extinguir o arco formado se dá pela retirada do ar de dentro do disjuntor (vácuo), ou simplesmente aumentando-se a distância entre os contatos elétricos. Considerando disjuntores utilizados em residências, como não há o acesso aos terminais internos do disjuntor, uma técnica é a utilização de um disjuntor multipolar fazendo com que o circuito em questão seja seccionado em mais de uma parte, como mostra a Figura 10

Outra técnica utilizada, principalmente para tensões mais elevadas, é o acréscimo de um circuito ressonante em paralelo ao disjuntor. O circuito ressonante “gera” uma passagem da tensão por zero, que acaba por auxiliar na extinção do arco como visto em (SALOMONSON,2007), a Figura 10 demonstra essa técnica. Logicamente que está técnica exige o projeto de um circuito auxiliar.

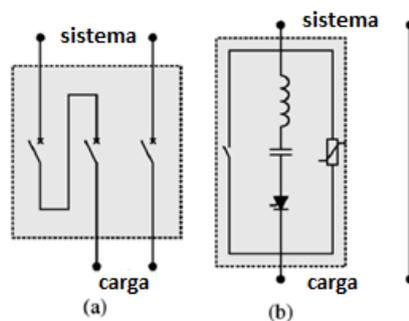


Figura 10: Técnicas para disjuntores em CC, (a) Disjuntor tripolar em série, (b) chave ressonante híbrido.

Existe ainda a possibilidade da utilização de chaves de estado sólido como proteção. Essas chaves são constituídas de dispositivos semicondutores como IGBT e GTO. As vantagens que as chaves de estado sólido proporcionam estão no fato de além de ter a capacidade de seccionar o circuito, elas ainda limitam a corrente na carga como exemplificado em (CUZNER,2008). Tal tecnologia já é utilizada, principalmente, em navios. As chaves de estado sólido tem a vantagem de serem mais rápidas, principalmente as baseadas em IGBT. Por se tratarem de circuitos eletrônicos, estão sempre suscetíveis a melhorias de topologias e componentes. Atualmente as chaves estáticas mais utilizadas apresentam topologias semelhantes às apresentadas na Figura 11.

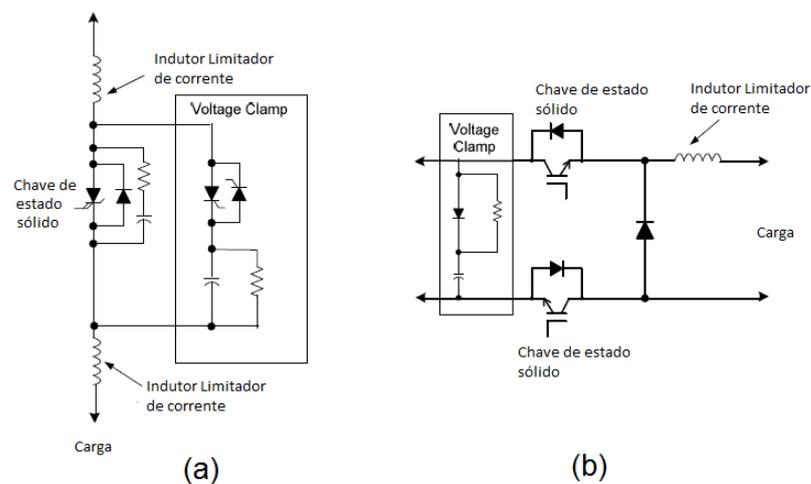


Figura 11: Interruptor estático de corrente (a); Proteção de carga(b).

No caso do circuito da Figura 11, ao utilizar diversos interruptores de corrente, para diferentes barramentos, por exemplo, deve-se utilizar o mesmo circuito de grampeamento de tensão a fim de garantir os mesmo parâmetros aos distintos barramentos.

2.4. ACUMULADORES (BANCO DE BATERIAS)

Atualmente quando se fala em acumulação de energia elétrica o método mais difundido é a utilização de banco de baterias, ainda que hajam muitos estudos de supercapacitores, que vêm para substituir as baterias em um futuro próximo.

O grande problema decorrente da utilização das baterias vem do fato que o método utilizado para o armazenamento desta energia se dá por elementos químicos altamente nocivos ao meio ambiente. Exemplo disso é a bateria mais difundida entre os veículos, bateria de chumbo ácido é um exemplo. Bateria essa que utiliza chumbo metálico como anodo, óxido de chumbo como catodo e ácido sulfúrico diluído como solução eletrolítica, assim como mostrado na Figura 12.

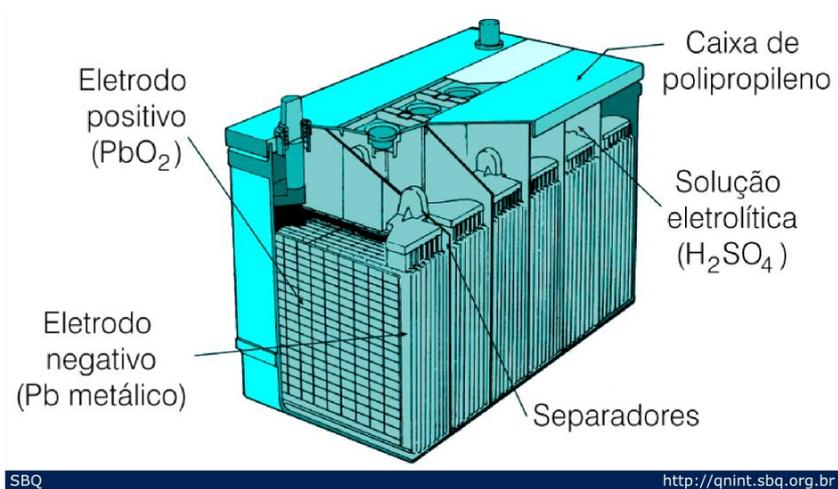


Figura 12: Bateria de Chumbo-ácido

Outra tecnologia bastante empregada em baterias, principalmente em dispositivos móveis é a bateria de íon de lítio. Esta bateria conta com sais de lítio dissolvidos em solventes não aquosos como eletrólito. Tal tecnologia possibilita a confecção de baterias com maiores densidades de carga e menos poluentes.

Baterias por si só armazenam quantidades relativamente pequenas de energia, em corrente contínua e, geralmente, com tensões na ordem de 3,6V a 12V.

Existem, aparelhos que são capazes de suprir energia em uma maior demanda por um tempo determinado e com uma tensão semelhante a da rede de distribuição de energia. Esses dispositivos são conhecidos como estabilizadores, *no-breaks*, ou ainda UPS - *Uninterruptable Power Supply* (fonte ininterrupta de energia). Esses dispositivos contam, como base de funcionamento, um banco de baterias, que acrescido de eletrônica de potência converte o nível de tensão da bateria para níveis semelhantes à tensão de rede. Há basicamente três tipos de estabilizadores:

A configuração mais comum de estabilizadores encontrado no mercado é chamada de *Offline/stand by*. A carga é ligada diretamente na rede de distribuição enquanto a mesma esta disponível. Assim que uma falta é detectada, o estabilizador é acionado e passa a suprir a carga ligada a ele. O esquemático deste estabilizador pode ser visualizado na Figura 13

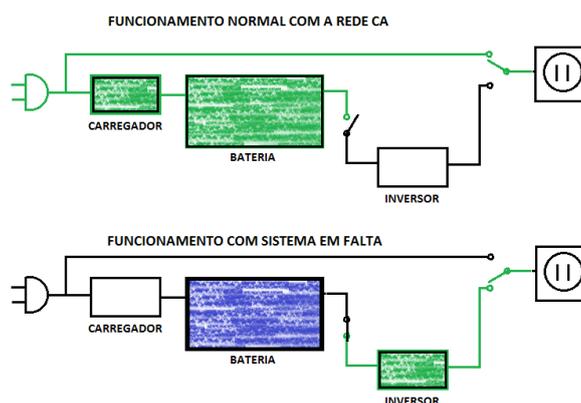


Figura 13: Estabilizador *stand by*

Outra arquitetura de estabilizador utilizada é a interativa, que se assemelha muito a *stand by*, porém conta ainda com uma regulagem inicial de tensão proveniente de um autotransformador presente na entrada do estabilizador. Essa regulagem se dá de forma automatizada através do ajuste dos “taps” do autotransformador de entrada. Sua arquitetura pode ser vista no diagrama presente na Figura 14

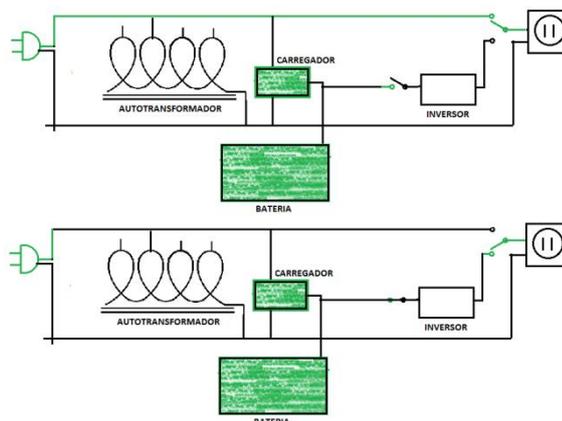


Figura 14: Estabilizador interativo

Existe, ainda, o estabilizador *on line*, onde sua topologia se distingue pelo fato existir um retificador na entrada da alimentação do estabilizador e, por conseguinte, um inversor de fase para o suprimento da carga, ou seja, a carga sempre estará sendo atendida pelo inversor. O inversor que hora estará sendo alimentado pela rede (retificada), hora sendo alimentado pelo banco de baterias.

A utilização desse sistema se justifica em ambientes em que seja necessária uma alta confiabilidade da energia. Este sistema também é utilizado em situações onde há um grande ruído na rede de alimentação e há cargas sensíveis ligadas a mesma, tais como sistemas de comunicação ou base de dados; uma vez que o estabilizador isola as cargas da rede.

2.5. CONVERSORES AC/DC

A conversão de uma tensão AC para uma tensão DC, se dá por meio de retificadores. Esses retificadores podem ser de meia onda, de onda completa, monofásico ou trifásico; além do mais podem ser implementados apenas com diodos ou com tiristores. Existem inúmeras topologias de conversores, porém as mais comuns e simples são as apresentadas a seguir.

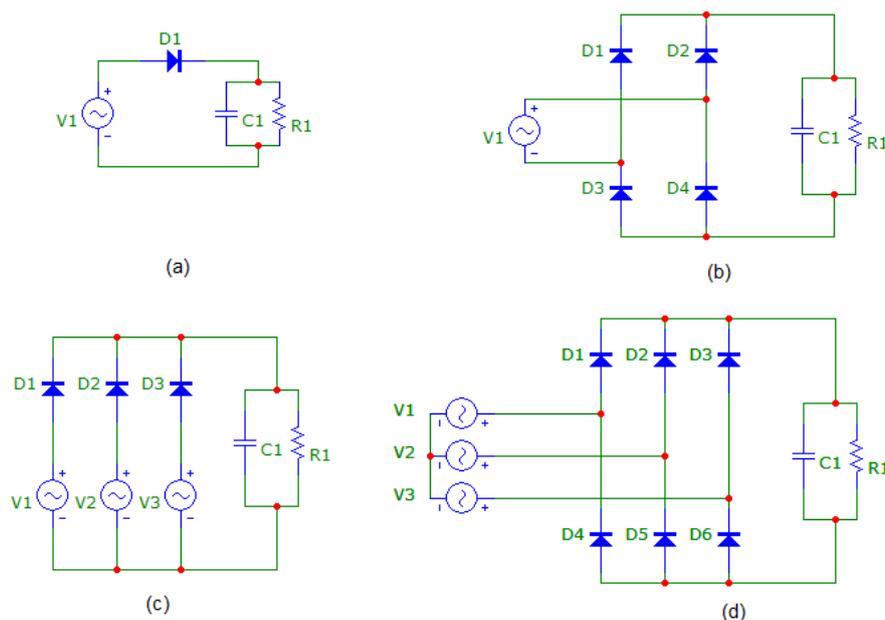


Figura 15: Topologias de retificadores a diodo

Na Figura 15, podemos ver um retificador monofásico de meia onda (a), retificador monofásico de onda completa (b), retificador trifásico meia onda (c) e retificador trifásico de onda completa (d).

Tiristores são dispositivos semicondutores que trabalham de forma semelhante aos diodos, porém para entrar em condução o mesmo deve receber um pulso de corrente de gatilho. Se não receber o gatilho, o tiristor irá bloquear tanto as tensões positivas quanto as negativas.

Retificadores com tiristores possibilitam a alteração da tensão média de saída do retificador controlando o ângulo de disparo do gatilho; sem a necessidade de utilização de um transformador rebaixador para isso.

Supondo uma carga resistiva e tensão de alimentação representada por:

$$V(\omega t) = \sqrt{2}V_0 \text{sen}(\omega t) \quad (1)$$

Para o retificador monofásico de meia onda representado na Figura 15(a) teremos as seguintes formas de ondas presentes na Figura 16:

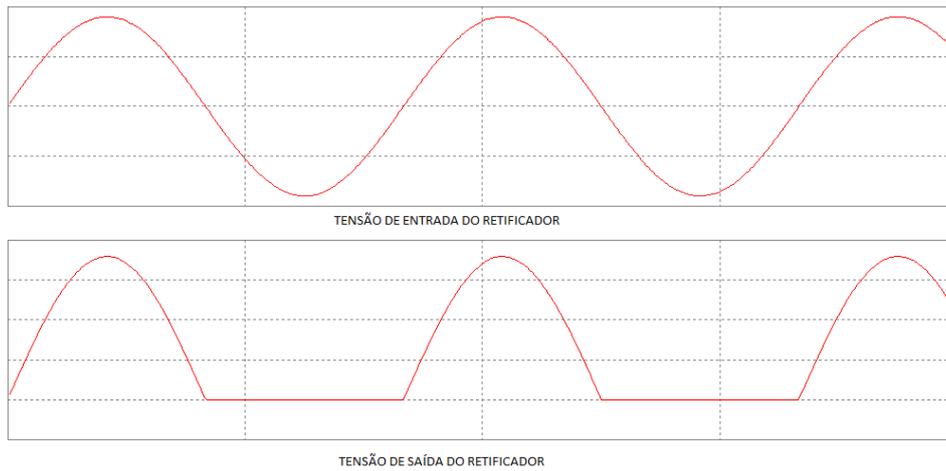


Figura 16: Formas de ondas correspondentes a entrada, saída e tensão reversa sobre os diodos do retificador

$$V_{méd} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\pi} \sqrt{2}V_0 \text{sen}(\omega t) d(\omega t) \quad (2)$$

$$V_{méd} = \frac{\sqrt{2}V_0}{2\pi} [-\cos(\omega t)]_0^{\pi} = \frac{\sqrt{2}V_0}{\pi} \quad (3)$$

Para o retificador monofásico de onda completa, representado na Figura 15(b), teremos como tensão de saída a onda representada na Figura 17.

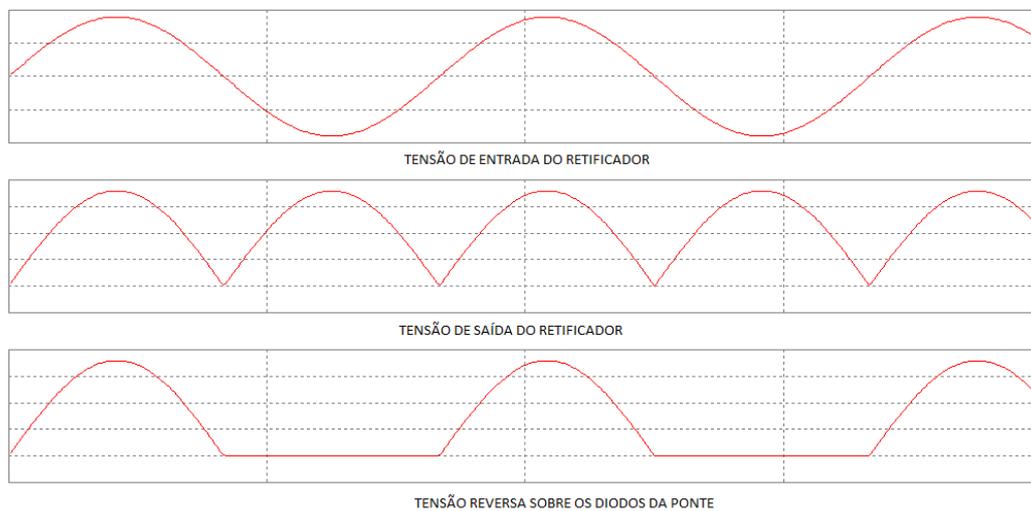


Figura 17: Formas de ondas correspondentes a entrada, saída e tensão reversa sobre e os diodos do retificador

$$V_{méd} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \sqrt{2}V_0 \text{sen}(\omega t) d(\omega t) \quad (4)$$

$$V_{méd} = \frac{\sqrt{2}V_0}{2\pi} [-\cos(\omega t)]_0^{2\pi} = \frac{2\sqrt{2}V_0}{\pi} \quad (5)$$

Como esperado, a tensão média do retificador de onda completa é duas vezes maior que a tensão média do retificador de meia onda.

Para o caso em que temos uma alimentação trifásica e um retificador trifásico de meia ponte, tal qual o representado na Figura 15 (c), teremos a seguinte formulação e formas de ondas representadas na Figura 18:

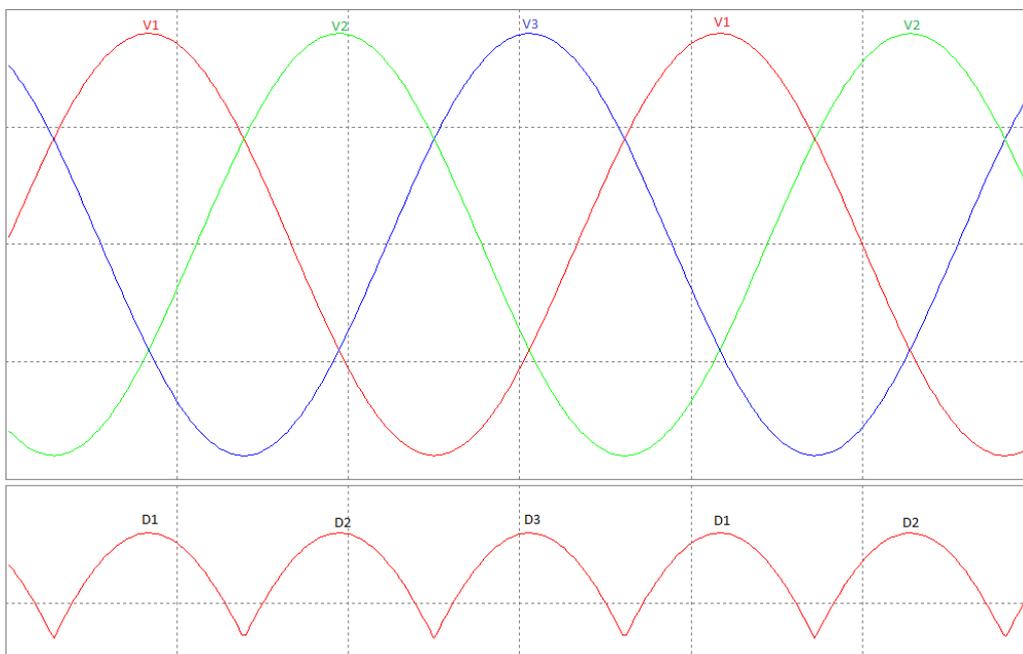


Figura 18: Formas de onda dos circuitos trifásicos sobrepostos e forma de onda na carga.

$$V_{méd} = \frac{3}{2\pi} \int_{\pi/6}^{5\pi/6} \sqrt{2}V_0 \text{sen}(\omega t) d(\omega t) \quad (6)$$

$$V_{méd} = \frac{3\sqrt{2}V_0}{2\pi} [-\cos(\omega t)]_{\pi/6}^{5\pi/6} = \frac{3\sqrt{3}\sqrt{2}V_0}{\pi} \quad (7)$$

Esses intervalos de integração ocorrem pois um diodo só vai entrar em condução assim que a tensão instantânea em uma fase for maior que a tensão instantânea que está alimentando a carga no momento, através de outro diodo. A Figura 18 representa, na

forma de onda da carga resistiva, quais diodos estão em condução em determinado momento. Sempre haverá apenas um diodo em condução a cada momento.

Ainda com uma alimentação trifásica, porém com retificador de onda completa, conhecido também como ponte de Graetz, teremos as seguintes situações mostradas na Figura 19.

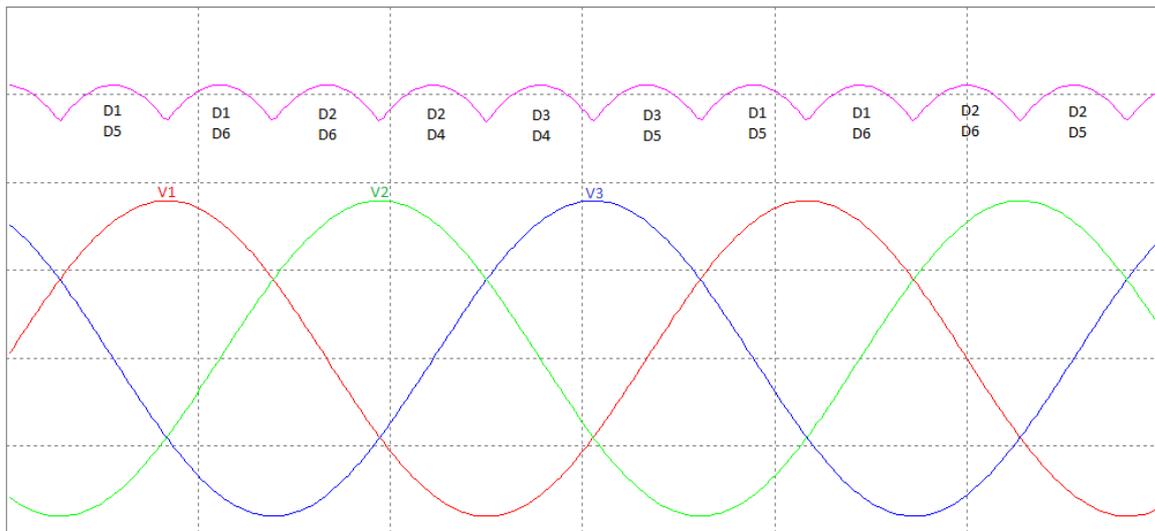


Figura 19: Formas de onda da alimentação trifásica, tensão de saída na ponte de Graetz e diodos em condução e determinado momento.

Assumindo agora a tensão como:

$$V(\omega t) = \sqrt{3}\sqrt{2}V_0 \cos(\omega t) \quad (8)$$

Ou seja, tensão de linha. Levando em consideração que cada diodo conduzirá por um período de $60^\circ(\pi/3)$, como se vê na Figura 20.

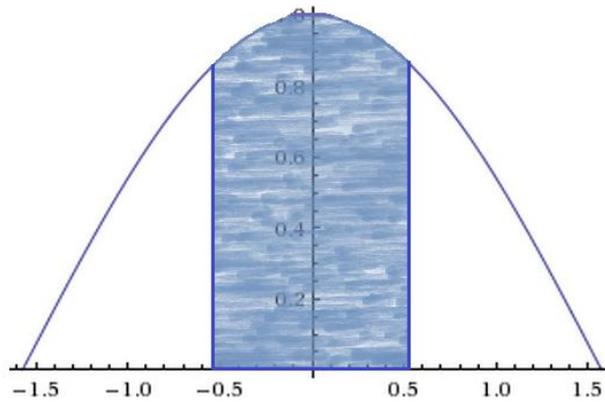


Figura 20: Período de condução de um diodo na ponte de Graetz

Aplicando a fórmula de tensão média chegamos a:

$$V_{méd} = \frac{3}{2\pi} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} 3\sqrt{2}V_0 \cos(\omega t) d(\omega t) \quad (9)$$

$$V_{méd} = \frac{3\sqrt{3}\sqrt{2}V_0}{2\pi} \left[\text{sen}(\omega t) \right]_{-\pi/6}^{\pi/6} = 2,34V_0 \quad (10)$$

Outra forma de alterar o nível de tensão é utilizando conversores CC-CC, dentre os quais se destacam o *Buck*, o *Boost* e o *Buck-Boost*. O primeiro é capaz de reduzir a tensão, o segundo apenas aumenta o nível de tensão e o terceiro é capaz tanto de aumentar quanto diminuir o nível de tensão. Na Figura 21, podemos ver a topologia dos três conversores CC-CC.

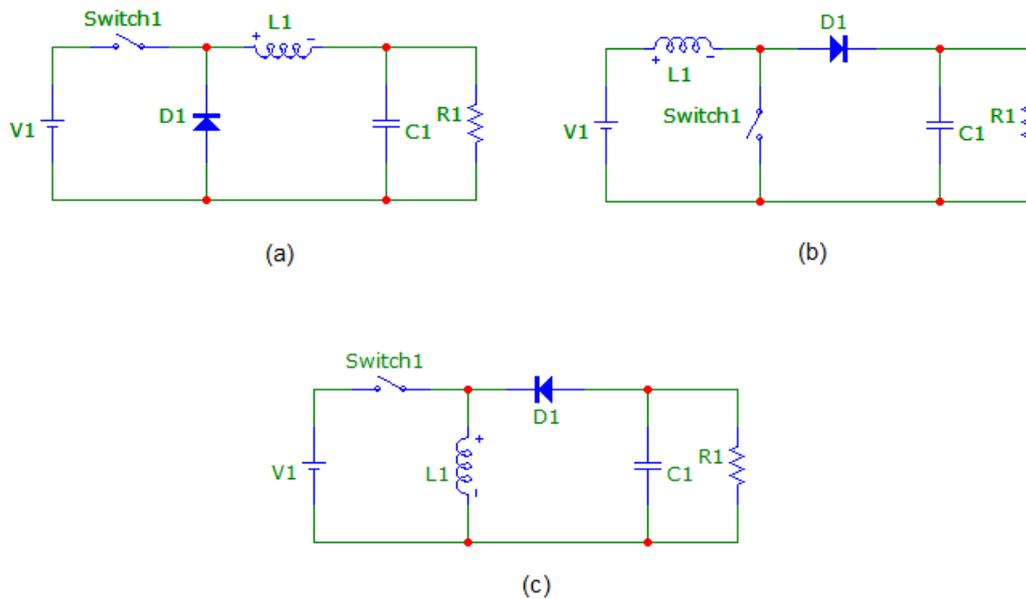


Figura 21: Topologias de conversores CC-CC

No que diz respeito ao seu funcionamento, os três atendem às mesmas premissas. Os três podem operar tanto em modo contínuo quanto em modo descontínuo. Os três trabalham com a premissa de carga e descarga de indutor. Indutor esse que é parte essencial dos conversores, ele irá definir o modo de operação do conversor. A tensão de saída dos três está relacionada com a razão cíclica utilizada, ou seja, a relação de tempo em que a chave fica ligada.

Sabendo que o circuito é chaveado com um determinado período T , a razão cíclica do conversor pode ser descrita por:

$$d = \frac{t_{on}}{T} \quad (11)$$

Onde:

d é razão cíclica,

t_{on} é tempo em que a chave fica ligada,

T é período de chaveamento.

Como dito anteriormente a tensão de saída dos conversores mostrados na Figura 21 são função da razão cíclica, e apresentam funções diferentes para o modo de condução contínua e modo de condução descontínua. Uma vez projetado o conversor e escolhido seu modo de operação, deve-se garantir que o mesmo não irá mudar de modo

de operação, independente da carga atendida. As equações podem ser vistas na Figura 22.

	Buck	Boost	Buck-Boost
Modo de condução Contínua	$\frac{V_s}{V_e} = d$	$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1-d}$	$\frac{V_s}{V_e} = \frac{d}{1-d}$
Modo de condução Descontínua	$\frac{V_s}{V_e} = \frac{2}{1 + \sqrt{1 + \frac{4K}{d^2}}}$	$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{4d^2}{K}}}{2}$	$\frac{V_s}{V_e} = \frac{d}{\sqrt{K}}$
K Crítico	$K_{crit} = 1 - d$	$K_{crit} = d(1 - d)^2$	$K_{crit} = (1 - d)^2$

Figura 22: Equações referentes as tensões de saída dos conversores CC-CC

O fator K representa o quanto a corrente no conversor decai em função do indutor presente no próprio conversor e da carga a qual o conversor atende.

$$K = \frac{2\tau}{T} = \frac{2L}{TR} \quad (12)$$

2.6. DISTORÇÃO HARMÔNICA

A qualidade de energia elétrica pode ser conceituada como o fornecimento de energia elétrica adequada visando a operação de um equipamento conforme a norma IEEE 1159-2014. Já em (BOLLEN,2003) a qualidade de energia é dividida em cinco conceitos: Qualidade de tensão, qualidade de corrente, qualidade de potência, qualidade de fornecimento e qualidade de consumo.

A qualidade de consumo é referente a distorção harmônica de corrente (por parte do cliente) e a distorção harmônica de tensão (por parte da concessionária), medidos no ponto de entrega de energia.

O fato de termos uma má qualidade de energia, além de implicar em uma baixa confiabilidade no sistema, implica em possíveis problemas na instalação e equipamentos ligados a rede, principalmente motivados pela distorção harmônica.

Dentre os principais problemas relacionados a distorção harmônica podemos citar:

- Aumento da corrente circulante nos condutores, principalmente no condutor neutro em circuitos trifásicos.
- Problemas de isolamentos das instalações elétricas devido à sobrecorrentes e sobretensões.
- Superdimensionamento de condutores, proteções e equipamentos.
- Interferência em equipamentos eletrônicos podendo ocasionar o mau funcionamento dos mesmos.
- Diminuição do fator de potência.

A qualidade de energia elétrica é definida por algumas normas, dentre elas podemos citar a norma europeia que define principalmente característica de tensão no ponto de entrega de energia. Os valores são observados semanalmente e a maioria dos valores são medidos durante dez minutos e processados como valores médios.

O PRODIST módulo 8-Qualidade de energia elétrica, utiliza os índices DTT (distorção harmônica total de tensão) e DIT_h (distorção harmônica individual de tensão), segundo as equações (13) e (14).

$$DTT = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} V_h^2}{V_1^2}} \cdot 100\% \quad (13)$$

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100\% \quad (14)$$

Onde:

DTT é distorção harmônica total de tensão,

DIT_h é distorção harmônica individual de tensão,

V_h é valor eficaz da tensão de ordem n ,

V_1 é valor eficaz da tensão fundamental,

h é ordem da componente harmônica.

A norma IEC 61000-4-7 diz respeito ao métodos de medições de harmônicos, e prevê três categorias de harmônicos, definidos pela janela de observação. Rapidamente variáveis, flutuantes, e quase estacionárias.

Existe ainda a norma IEEE-519, onde a grande diferença é a previsão da divisão da responsabilidade entre consumidor e concessionária quanto à qualidade da energia referente aos harmônicos. Sendo responsabilidade da concessionária o limite de distorção harmônica de tensão no ponto de entrega de energia, e responsabilidade do consumidor o limite de distorção harmônica de corrente no mesmo ponto. Podendo, as distorções harmônicas de corrente, serem calculadas pelas equações (15) e (16) análogas às equações (13) e (14).

$$DHI_T = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{n_{\max}} I_n^2}{I_1^2}} \cdot 100\% \quad (15)$$

$$DHI_I = \frac{I_n}{I_1} \cdot 100\% \quad (16)$$

Onde:

DHI_T é distorção harmônica total de corrente,

DHI_I é distorção harmônica individual de corrente,

I_n é valor eficaz da corrente de ordem n ,

I_1 é valor eficaz da corrente fundamental,

n é ordem da componente harmônica.

A norma IEEE-519 prevê também o cálculo das distorções harmônicas de tensão. O cálculo se dá por equações iguais às equações (13) e (14), sendo somente a nomenclatura diferenciada, sendo:

DHV_T é distorção harmônica total de tensão,

DHV_I é distorção harmônica individual de tensão.

Os limites de distorção harmônica, tanto de tensão, quanto de corrente, definidos pela norma IEEE-519 são dados segundo a Tabela 1 e Tabela 2 respectivamente.

Tabela 1: Limites de distorção harmônica de tensão

Tensão no ponto de entrega	Distorção individual de tensão (%)	Distorção total de tensão (%)
69kV e abaixo	3,0	5,0
69KV até 161kV	1,5	2,5
161kV e acima	1,0	1,5

Tabela 2: Limite de distorção harmônica de corrente

Máxima distorção harmônica de corrente percentual						
Ordens das harmônicas (harmônicas ímpares)						
Isc/II	<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	DHIt
<20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Harmônicas pares são limitadas a 25% das harmônicas ímpares

distorções de corrente que resultam em nível de corrente contínua, não são permitidas

*todos os equipamentos de geração são limitados a estes valores, independentemente da relação Isc/II

Como se pode observar na Tabela 1, a taxa de distorção harmônica em tensão proposta pela norma em questão, não deve ultrapassar o valor máximo de 5,0% de distorção total, calculado pela equação (13), nem o valor máximo de 3,0% de distorção individual de cada uma de suas componentes, segundo equação (14), para um fornecimento de até 69kV.

Já para harmônicos de corrente, prerrogativa de controle pelo consumidor, a determinação de níveis aceitáveis é apresentada pela Tabela 2. Facilmente verifica-se que existem muito outros casos especificados e que, conseqüentemente, o cálculo da taxa se torna um pouco mais complexo. Primeiro pelo fato de o fator decisivo não ser, como no caso da taxa de harmônicos de tensão, simplesmente o nível da tensão entregue, mas sim a razão da corrente de curto circuito pela corrente máxima de demanda no ponto de entrega de energia. Além do mais não são aceitas distorções que gerem um nível DC na rede.

No Brasil, temos determinações da ANEEL sobre qualidade de energia em seu módulo 8 dos Procedimentos de Rede (Prodist), que pode ser encontrado no próprio site da agência. O documento faz referência à distorção harmônica de tensão apenas, os mesmos são calculados pelas equações (13) e (14) para valores de distorção harmônica total de tensão (DTT) e distorção harmônica individual de tensão (DIT), respectivamente.

Além de determinar formas e métodos de medições, a norma determina limites de distorção harmônica de tensão para distintos casos, como podemos ver na Tabela 3 e na Tabela 4.

Tabela 3: Valores de referencia para distorção harmônica total de tensão

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6

Tabela 4: Valores de referência para distorção harmônica individual de tensão.

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 kV$	$1 kV < V_n \leq 13,8 kV$	$13,8 kV < V_n \leq 69 kV$	$69 kV < V_n < 230 kV$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

A Tabela 4 prevê um limite de distorção harmônica total de tensão máxima de 10% para um tensão nominal de até 1kV. Para cada harmônica individual é prevista uma distorção máxima. Chama a atenção a terceira, a quinta e a sétima harmônicas que tem como limite 6,5%, 7,5% e 6,5% respectivamente para uma tensão de até 1kV.

2.7. MODELO CARGA DE UMA REDE DE COMPUTADORES.

O modelo da carga permite calcular o valor da corrente e a sua forma de onda para distintas cargas. Para cargas lineares, a corrente é proporcional à tensão sobre a mesma e a forma de onda da corrente é igual a da tensão; para cargas não lineares o mesmo não é verdade.

Ao alimentarmos uma carga não linear com uma tensão senoidal, a forma de onda da corrente não será uma senoide. Neste caso, uma técnica é analisar a forma de

onda através do método da transformada de Fourier, obtendo uma soma de senóides com frequências múltiplas da frequência fundamental. Como visto no capítulo anterior, a taxa de distorção harmônica indica o quanto um sinal se assemelha ou não de uma senoide.

Existem diversos estudos sobre formas de ondas de equipamentos não lineares, dentre estes, se destacam os estudos sobre equipamentos utilizados em larga escala em conjuntos comerciais, tais como computadores, monitores, lâmpadas fluorescentes, impressoras, etc.

A Figura 23, retirada do manual de harmônicas do “*International Cooper Association*” exemplifica a forma de onda da corrente, a DHI_T e o espectro harmônico de uma carga que é tipicamente utilizada como fonte de alimentação de equipamentos eletrônicos.

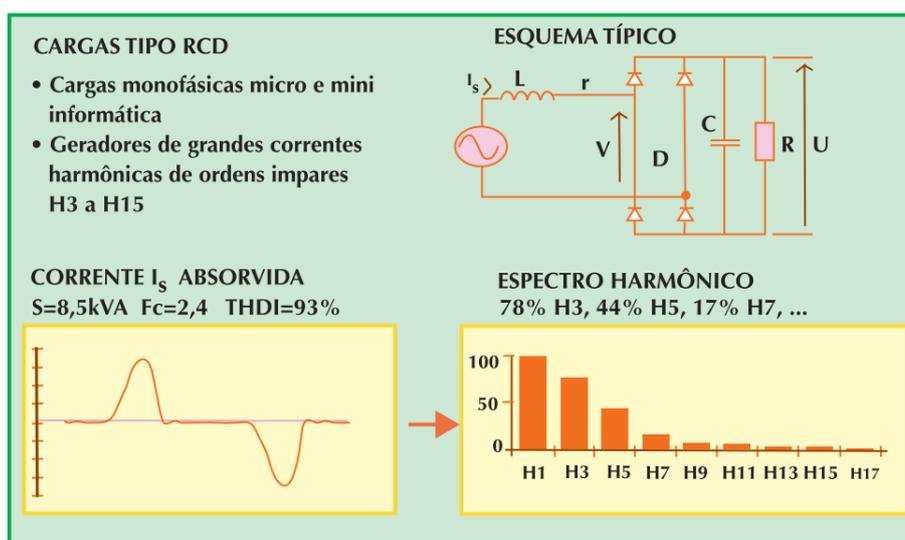


Figura 23: Forma de onda da corrente e espectro harmônico de um circuito tipicamente utilizado como fonte de alimentação.

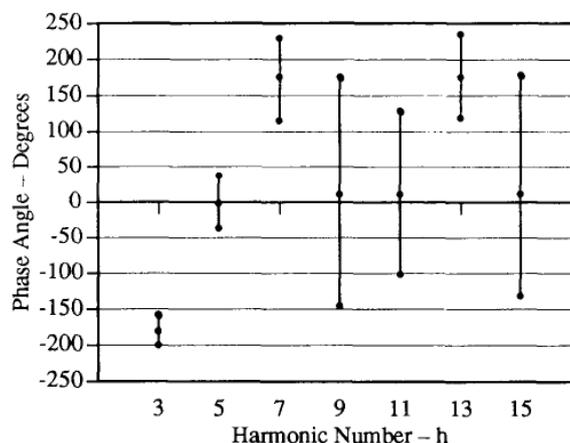
Os dados contidos na Figura 23 fornecem uma base para uma carga isolada. Por se tratar de um circuito não linear, o princípio da linearidade não se aplica. De fato, (GRANDY & THALLAN,2002), comprovam que, aumentando a quantidade de computadores ligados à rede, os resultados das DHI_T vão diminuindo a medida que a quantidade de equipamento aumenta, como pode ser visto Tabela 5.

Tabela 5: Harmônicos de corrente injetados na rede em relação a quantidade de equipamentos

I_{sc}/I_{L1}	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	I_{15}	THD _I	THD _V
	Percent of Fundamental Current – I_{L1} (Amps/kW)							% at Transformer Bus	
40	74 (6.6)	38 (3.3)	10 (0.9)	7 (0.6)	5 (0.5)	2 (0.2)	3 (0.2)	84	5.8
60	78 (6.7)	45 (3.9)	16 (1.4)	5 (0.4)	6 (0.5)	3 (0.2)	2 (0.2)	92	4.3
80	80 (6.8)	49 (4.2)	20 (1.7)	4 (0.4)	6 (0.5)	4 (0.3)	2 (0.2)	96	3.4
100	81 (6.9)	51 (4.4)	23 (1.9)	5 (0.4)	6 (0.5)	4 (0.4)	2 (0.2)	99	2.8
120	82 (6.9)	53 (4.5)	24 (2.1)	6 (0.5)	6 (0.5)	5 (0.4)	2 (0.2)	101	2.4
Stiff	87 (7.3)	64 (5.3)	38 (3.2)	16 (1.4)	2 (0.2)	4 (0.3)	4 (0.4)	115	0.0
Single Unit	88 (7.4)	68 (5.7)	44 (3.7)	22 (1.8)	6 (0.5)	5 (0.4)	6 (0.5)	122	0.0

A Tabela 5 correlaciona amplitude das harmônicas ímpares de corrente, com a razão da corrente de curto-circuito pela corrente da carga. Pelos dados podemos perceber que, quanto maior a corrente da carga menor a amplitude das harmônicas de corrente, e conseqüentemente menor a DHI_T . Esse efeito é causado pela diferença das fases de cada uma das harmônicas de corrente em cada um dos equipamentos.

O experimento realizado por (GRANDY & THALLAN,2002) em seis diferentes computadores resultou no gráfico exibido na Figura 24: Variação do valor das fases para diferentes equipamentos e ordem de harmônicas Figura 24, onde é possível ver a distribuição do valor da diferença de fase nas diferentes harmônicas.

**Figura 24: Variação do valor das fases para diferentes equipamentos e ordem de harmônicas**

Efeito esse também observado por (OLIVEIRA & QUITO,2006), onde o resultado obtido em equipamentos individuais se distingue dos obtidos em um conjunto de equipamentos.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. DEFINIÇÃO DO VALOR DE TENSÃO

Quando falamos em tensão alternada em baixa tensão, os níveis de tensões que temos no Brasil, são tipicamente 220/127V com uma frequência de 60Hz. Esse padrão muda de país para país não variando muito destes valores. Em sua maioria os valores de tensão estão entre 110V e 230V, com frequências de 50Hz ou 60Hz. Os padrões de tensão podem ser vistos na Figura 25.

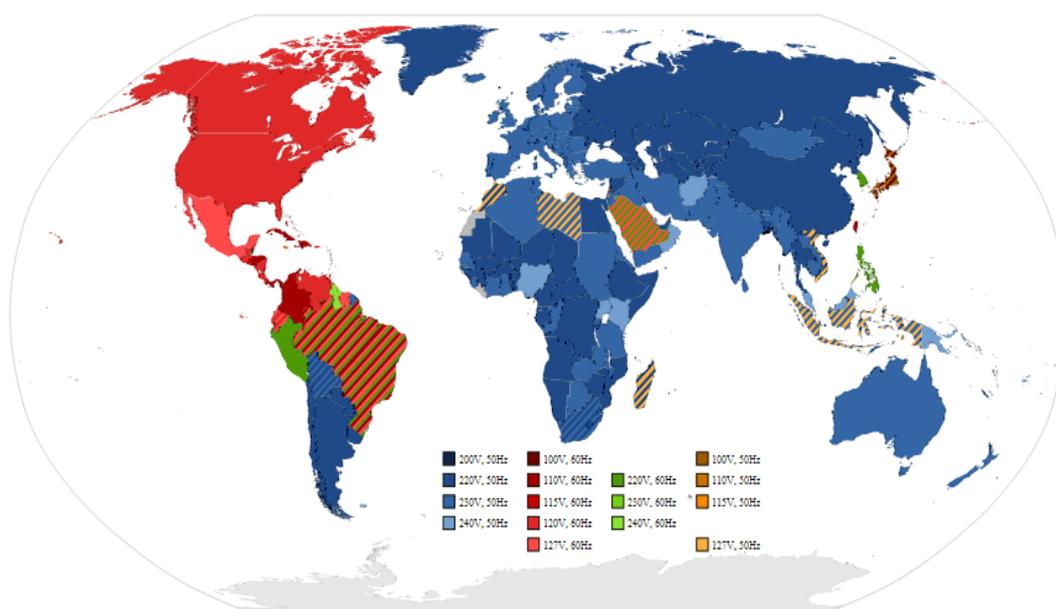


Figura 25: Níveis de tensão pelo mundo

Em corrente contínua, temos uma ampla gama de utilização de níveis de tensão. Em telefonia é muito comum a tensão de 48Vdc. Baterias de chumbo-ácido geralmente são de 12Vdc. Eletrônicos têm fontes chaveadas que transformam a tensão da rede para níveis de 20Vdc (*notebooks*), 12Vdc, 5Vdc e 3,3Vdc (computador *desktop*); entre tantas outras que existem.

(NIELSSON) propõe a utilização de uma tensão de ± 325 Vdc com a utilização de um condutor neutro, podendo assim ter +325Vdc entre condutor positivo e neutro, -325Vdc entre condutor negativo e neutro ou 650Vdc entre condutor negativo e condutor positivo, analogamente ao sistema trifásico, como pode ser visto na Figura 26.

(PATTERSON,2012) propõe um barramento com tensão de 380Vdc. De fato a maioria das propostas de alimentação em CC-BT são dessa ordem de grandeza.

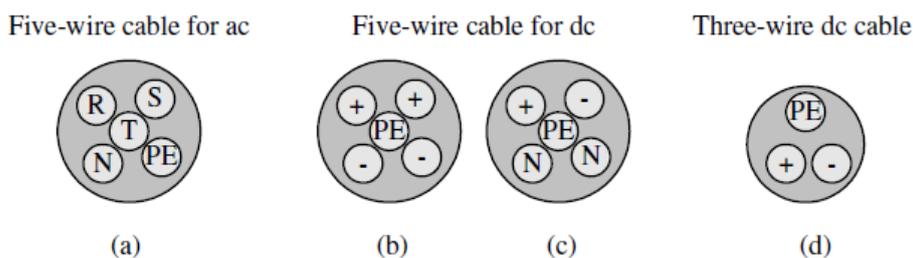


Figura 26: Arranjos de cabos para a distribuição de energia elétrica

Os fatos preponderantes para a escolha da tensão é a aplicação final da mesma e o dimensionamento dos condutores em questão. Uma tensão baixa exigiria um condutor com uma seção suficiente grande para diminuir as perdas por efeito Joule.

Com a proposta de utilização em consumidores residenciais e comerciais, há a necessidade da utilização de uma tensão que não interfira no funcionamento dos aparelhos já existentes. O valor mais adequado passa a ser de 115Vdc com a utilização apenas de um condutor positivo e um negativo. A utilização de um ponto médio, como o proposto por NIELSSON, pode ser adequada para aplicações mais técnicas; porém para aplicações residenciais a ideia é tornar o sistema o mais simples possível para o usuário final.

A utilização do nível de tensão de 115V é justificada levando em consideração a configuração típica de uma fonte chaveada. Contendo um bloco retificador, filtros, um conversor CC/CC e um circuito para supervisionar a carga. O diagrama esquemático pode ser visto na Figura 27.

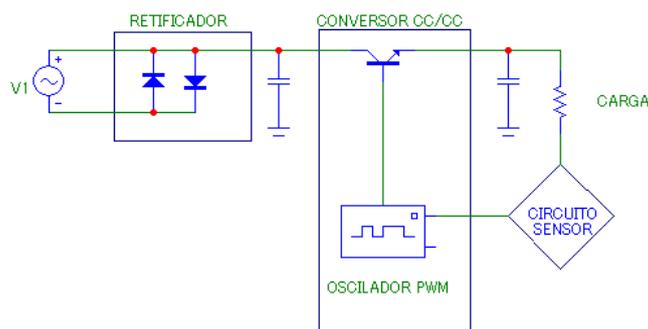


Figura 27: Diagrama esquemático de uma fonte chaveada típica

Note que para fonte chaveada, a entrada é um circuito retificador, a característica da tensão de alimentação é indiferente.

Como visto anteriormente o valor de tensão média da saída do retificador monofásico de onda completa é dado pela equação (5).

Uma breve análise do retificador monofásico de onda completa nos mostra que, se o mesmo for alimentado com uma tensão CC com valor nominal V_{cc} e desconsiderando a tensão reversa do diodo a tensão de saída será V_{cc} . Já que uma vez polarizado um dos braços do retificador ele irá conduzir enquanto estiver alimentado, sem ocorrer comutação dos diodos.

Para o caso em que temos uma tensão 220/127 V, aplicando os valores á equação (17), chegaremos ao seguinte resultado:

$$V_{méd} = \frac{2 \cdot \sqrt{2} \cdot 127}{\pi} = 114,34V$$

Ou seja, utilizando um barramento de tensão de 115Vcc, teremos nos equipamentos que utilizam fontes chaveadas uma diferença de tensão em torno de 0,5%.

3.2. ARQUITETURA DO SISTEMA

É comum em escritórios e indústrias a utilização de redes estabilizadas de energia. Essas redes alimentam cargas muito sensíveis ou cargas vitais, onde uma falta poderia ocasionar grandes perdas na produção.

Essas redes estabilizadas são compostas de “UPS” (*uninterruptible Power Supply*) fonte de alimentação ininterrupta, também conhecido como no-break. Seu esquema de funcionamento pode ser observado na Figura 28.

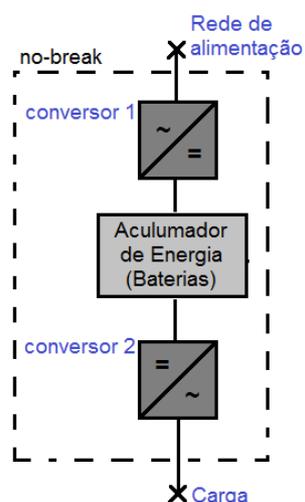


Figura 28: Diagrama esquemático de um No-Break

Como se pode observar, a entrada da rede de alimentação é retificada, conectada a um acumulador, tipicamente um banco de baterias; em seguida essa energia que está acumulada é novamente convertida em corrente alternada, para então alimentar as cargas ligadas a esse circuito estabilizado. Cabe ainda salientar que, em alguns equipamentos, caso o acumulador esteja completamente carregado, não há um caminho direto entre a rede de alimentação e a carga, ocorrendo a conversão de AC-CC e logo após CC-AC.

Em algumas residências são utilizados painéis fotovoltaicos para a geração de energia elétrica através da iluminação solar. Os sistemas implantados em residências contam com inversores de frequência para converter a tensão CC na saída dos painéis para a tensão CA da concessionária. O diagrama esquemático do sistema citado pode ser observado na Figura 29.

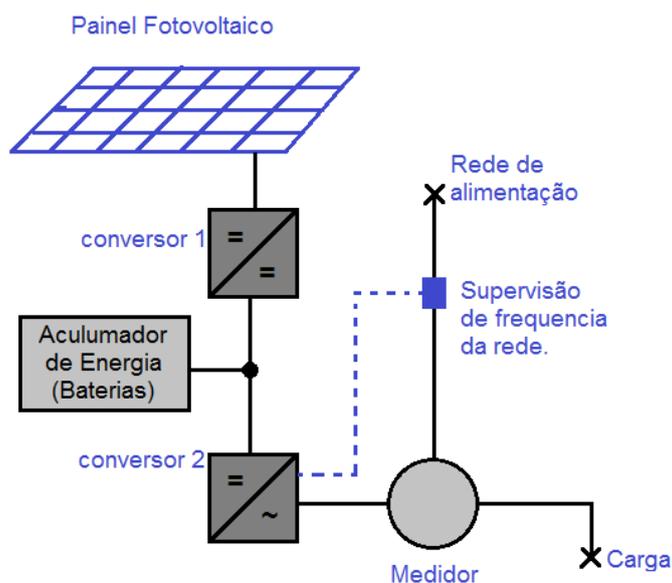


Figura 29: Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico interligado a rede elétrica

O conversor 2, nesse caso, é um inversor de frequência que tem por objetivo, transformar a tensão e corrente gerados pelo painel fotovoltaico em uma tensão com mesma amplitude, frequência e fase da rede elétrica. Além das conversões frequentes e repetitivas entre CA e CC, existe ainda a complexidade de sincronização com a rede, implicando em uma maior manutenção e possibilidade de falhas.

Baseado no que temos até então, a topologia que será utilizada no projeto de microgeração e distribuição em corrente contínua é representada pela Figura 30.

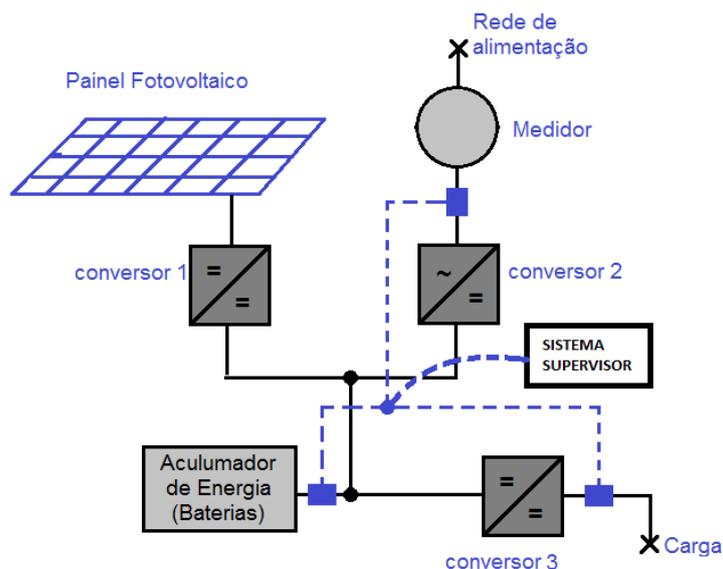


Figura 30: Diagrama esquemático do sistema de microgeração de energia e distribuição em CC

O sistema é composto por três conversores, sendo dois conversores CC-CC, e um conversor CA-CC. Além do painel fotovoltaico e do banco de baterias. O sistema conta também com um supervisor, que tem como objetivo o gerenciamento da carga e descarga do banco de baterias, e escolha do método de alimentação da rede em CC; se pela rede ou se pelo painel fotovoltaico.

A importância de colocar um elemento inteligente no sistema está no fato da melhor utilização da energia. Uma vez que a energia solar é perene, há a necessidade de utilizar energia da rede em determinadas situações. Com a utilização de um microcontrolador, por exemplo, pode-se criar uma curva de demanda dos circuitos atendidos pelo sistema, e deste modo prever qual o melhor momento de utilizar as energias disponíveis, qual o melhor momento de carregar os acumuladores, otimizando a utilização da energia e seu preço consequentemente.

3.3. ESPECIFICAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Existem diversos fornecedores de painéis fotovoltaicos. Foram escolhidos como exemplo demonstrativo os painéis solares Black-Black MG-Series da Hyundai, por apresentarem um *datasheet* mais didático, inclusive possibilitando a comparação entre células monocristalinas e policristalinas.

Os painéis Black-Black MG-Series são constituídos de sessenta células ligadas em série, têm dimensões de (983X1645X35)mm, ou seja, 1,61m² de área e um peso de aproximadamente 19kg. Tendo suas características elétricas apresentadas na Figura 31 retirada do *datasheet* disponibilizado no site da empresa.

Electrical Characteristics

| Poly-crystalline Type |

		HIS-M000MG		
		230	235	240
Nominal output (Pmpp)	W	230	235	240
Voltage at Pmax (Vmpp)	V	30.1	30.3	30.5
Current at Pmax (Impp)	A	7.7	7.8	7.9
Open circuit voltage (Voc)	V	37.1	37.4	37.7
Short circuit current (Isc)	A	8.2	8.3	8.3
Output tolerance	%	+3/-0		
No. of cells & connections	pcs	60 in series		
Cell type	-	6" Poly-crystalline silicon		
Module efficiency	%	14.2	14.5	14.8
Temperature coefficient of Pmpp	%/K	-0.43	-0.43	-0.43
Temperature coefficient of Voc	%/K	-0.32	-0.32	-0.32
Temperature coefficient of Isc	%/K	0.048	0.048	0.048

※ All data at STC (Standard Test Conditions). Above data may be changed without prior notice.

| Mono-crystalline Type |

		HIS-S000MG		
		240	245	250
Nominal output (Pmpp)	W	240	245	250
Voltage at Pmax (Vmpp)	V	30.1	30.3	30.5
Current at Pmax (Impp)	A	8.0	8.1	8.2
Open circuit voltage (Voc)	V	37.3	37.4	37.5
Short circuit current (Isc)	A	8.5	8.6	8.7
Output tolerance	%	+3/-0		
No. of cells & connections	pcs	60 in series		
Cell type	-	6" Mono-crystalline silicon		
Module efficiency	%	14.8	15.2	15.5
Temperature coefficient of Pmpp	%/K	-0.45	-0.45	-0.45
Temperature coefficient of Voc	%/K	-0.33	-0.33	-0.33
Temperature coefficient of Isc	%/K	0.032	0.032	0.032

※ All data at STC (Standard Test Conditions). Above data may be changed without prior notice.

Figura 31: Dados elétricos do Black-Black MG-Series da Hyundai

Como podemos perceber na Figura 31 a tensão de saída do painel varia de 30,1V a 30,5V, dependendo do modelo do painel. Os painéis com células monocristalinas apresentam uma eficiência maior, além de proporcionarem uma potência nominal maior em comparação aos painéis com células policristalinas. Ressaltando que os dados foram obtidos em laboratórios com condições de teste padrão.

Outro dado importante que o *datasheet* apresenta é a curva I-V dos painéis, curva esta que correlaciona tensão e corrente fornecida pelos painéis, em determinadas situações. Essas condições são a temperatura em que os painéis se encontram, e a irradiação incidente sobre os painéis. As curvas podem ser observadas na Figura 32.

Pode-se observar que para a tensão nominal do painel de 30V, a medida que a irradiação incidente aumenta, a corrente de saída e, conseqüentemente, a potência do painel aumentam. Ao passo que a temperatura ambiente interfere inversamente sobre a tensão de saída do painel; quanto maior a temperatura a que o painel está exposto, menor a tensão de saída da mesma.

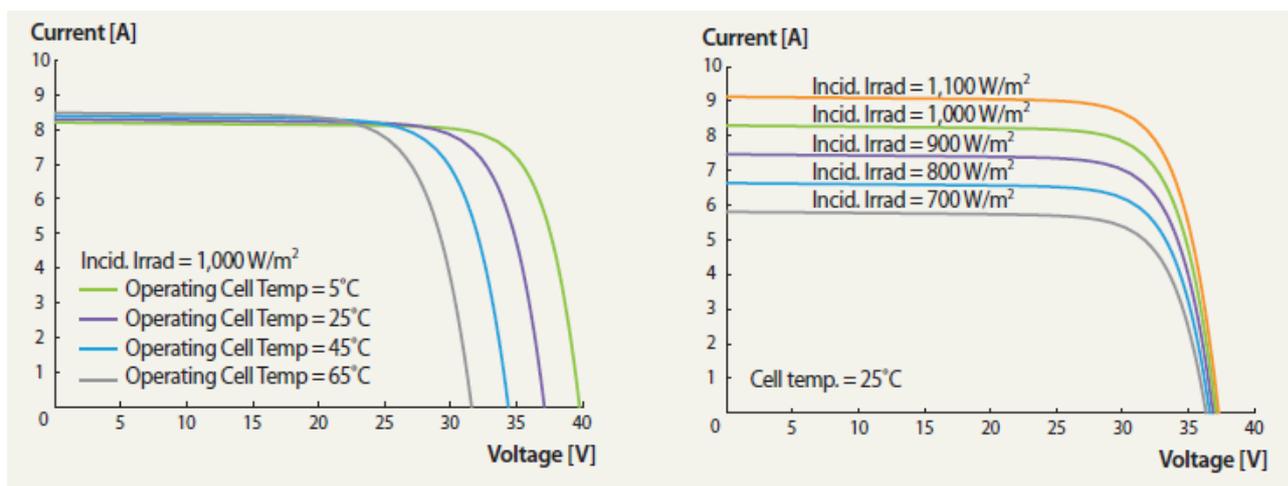


Figura 32: Curvas I-V do Black-Black MG-Series da Hyundai

Para o projeto da microgeração com painéis fotovoltaicos foi escolhido o painel HiS-S250MG Black-Black MG Series da Hyundai. Painel com 60 células fotovoltaicas monocristalinas em série de 250W de potência nominal. As especificações mecânicas do mesmo encontram-se representados na Figura 33.

Dimensions	983 mm (38.7")(W) × 1,645 mm (64.76")(L) × 35 mm (1.38")(H)
Weight	Approx. 19.0 kg (41.9 lbs)
Solar cells	60 cells in series (6 × 10 matrix)
Output cables	4 mm ² (12AWG) cables with polarized weatherproof connectors, IEC certified (UL listed), Length 1.0 m (39.4")
Junction box	IP65, weatherproof, IEC certified (UL listed)
Bypass diodes	3 bypass diodes to prevent power decrease by partial shade
Construction	Front : High transmission low-Iron tempered glass, 3.2 mm (0.126") Encapsulant : EVA Back Sheet : Weatherproof film (Black)
Frame	Clear anodized aluminum alloy type 6063 (Black)

Figura 33: Especificações mecânicas dos painéis fotovoltaicos

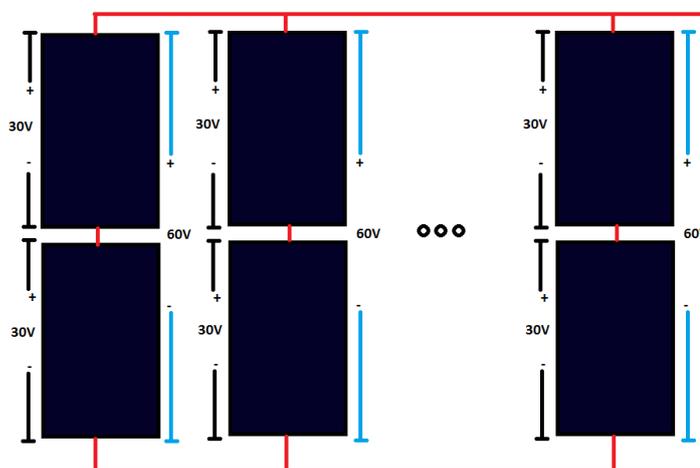
A edificação em que será instalado o sistema, conta com três telhados nos quais é possível a instalação dos painéis fotovoltaicos, um telhado com dimensões de (10,68x9,65)m; outro com dimensões de (11,38x9,19)m; e o terceiro com dimensões de (3,35x2,95)m. Para o painel fotovoltaico será considerada uma área de (1,15x1,8)m, pois para a instalação dos mesmos é necessário o espaçamento entre painéis. As áreas dos telhados estão resumidas na Tabela 6.

Tabela 6: Tabela de áreas do telhado e Painel

	L[m]	W[m]	A[m ²]
Area do Painel	1,15	1,8	2,07
Telhado 1	9,65	10,68	103,062
Telhado 2	9,19	11,38	104,5822
Telhado 3	3,35	2,95	9,8825

Na melhor configuração dos painéis foi possível colocar 45 painéis nos telhados um e dois, dispostos em uma configuração matricial de nove por cinco painéis, e dois painéis no telhado três, resultando em noventa e dois painéis.

Os painéis serão eletricamente conectados em uma configuração de 46 conjuntos de dois painéis em série, a fim de termos os 60V de tensão de saída como visto na Figura 34

**Figura 34: configuração dos painéis fotovoltaicos**

Para o cálculo da potência média necessária da rede de microgeração foi considerado a irradiação média de plano inclinado da região sul do Brasil, logo após aplicada a fórmula (18) segundo MARINOSKI,2005 e considerados os seguintes valores:

$$P_{cc} = \frac{(E/G_{poa})}{R}$$

(18)

Onde:

Pcc [kWp]: Potência média necessária;

E [kWh]: Consumo médio diário 10kWh

Gpoa [kWh/m²/dia]: Ganho por radiação solar: média mensal do total diário 5,0kWh/m²

Impressora simples	2	80	160
Ploter	2	100	200
		Potencia Total (VA)	9100

Analisando os dados, podemos perceber que o valor da potência média gerada pelos painéis é muito próximo ao valor da potência instalada. O que reforça a utilização de energia oriunda da rede elétrica e banco de baterias para armazenamento de energia.

3.4. PROJETO DO BANCO DE BATERIAS

Para o armazenamento da energia foi determinada a bateria BK-10V10T da Panasonic. Bateria recarregável de 12V com capacidade de 90Ah. As curvas de características de carga e descarga estão representadas nas Figura 35, Figura 36 e Figura 37 respectivamente, retiradas do catálogo do fabricante.

Analisando a Figura 35 podemos inferir a necessidade de uma valor de tensão de ao menos 15V, em temperatura ambiente, para uma carga plena das baterias. Próximo às 4 horas de recarga, visivelmente há uma alteração no comportamento, onde a curva de carga deixa de ser uma curva linear, indicando assim um limite de carga sobre os núcleos da bateria.

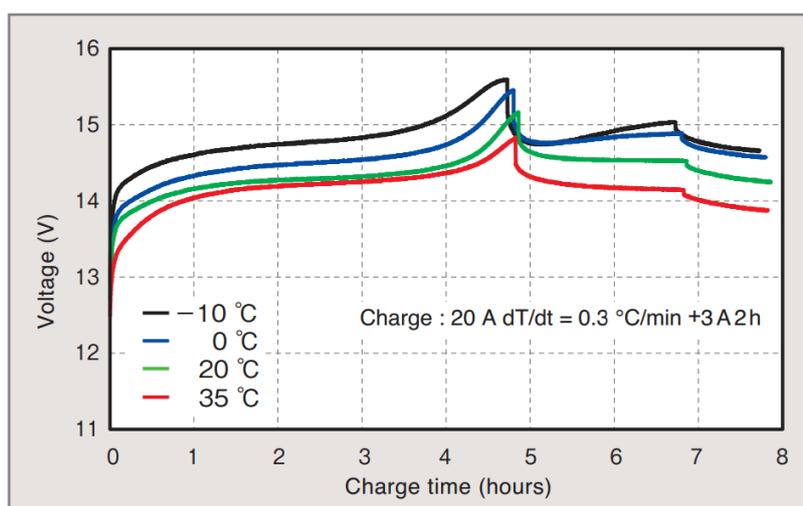


Figura 35: Curva de carga típica da bateria BK-10V10T para diferentes temperaturas.

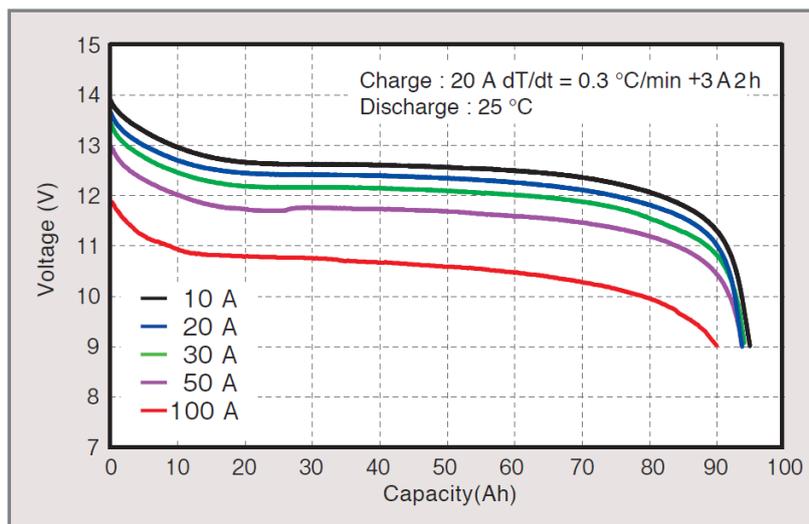


Figura 36: Curva típica de descarga da bateria BK10V10T para determinadas correntes de descarga.

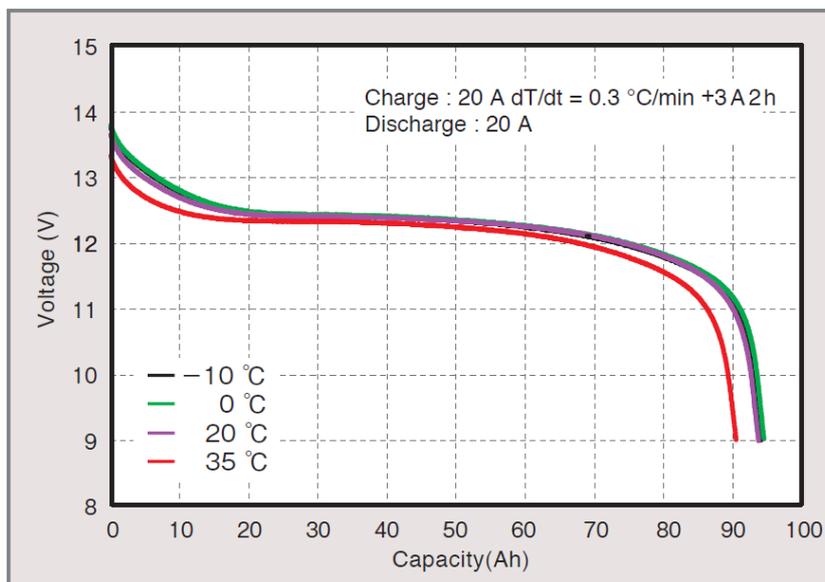


Figura 37: Curva típica de descarga da bateria BK10V10T para determinadas temperaturas de operação

Na Figura 36 é possível observarmos o comportamento da tensão pelo tempo para algumas correntes de descarga constantes. Pode-se observar que há uma diminuição na tensão de terminal da bateria quanto maior a corrente de descarga, devido a impedâncias internas da mesma.

Já a análise da Figura 37 nos indica que não há alterações significativas no comportamento de descarga da bateria decorrente da alteração da temperatura ambiente dentro do intervalo de -10°C a 35°C.

Projetou-se um banco de baterias com 20 unidades, quatro conjuntos de cinco baterias em série, de modo a alcançar os 60V. Essa configuração pode ser observada na Figura 38.

Com esse arranjo de baterias teremos um banco com uma tensão nominal de 60V com capacidade de 360Ah. Isso significa que para o sistema para o qual foi projetado (10kVA), há uma autonomia de aproximadamente 4h.

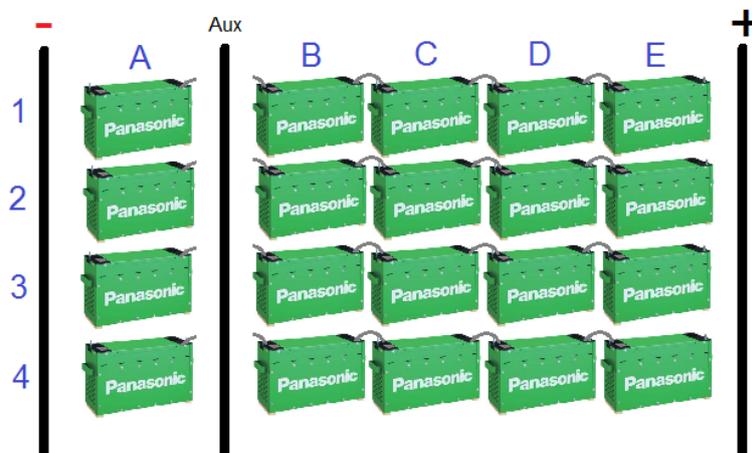


Figura 38: Estrutura do bando de baterias

Para a recarga da bateria, se faz necessário, geralmente, uma tensão 10% maior que a tensão nominal da bateria. A primeira opção para a recarga seria uma elevação da tensão interna do sistema em 10%, 66V, porém essa opção implicaria em mais um nível de tensão controlada no sistema.

Como observado na Figura 38, o banco de baterias conta com um barramento auxiliar. Esse barramento possibilita uma comutação para um arranjo de cinco grupos de quatro baterias em série, utilizado para a recarga das mesmas. Nessa configuração cada grupo de quatro baterias terá 48V de tensão nominal. Como a tensão do barramento é 60V, teremos uma tensão de recarga 25% maior que a tensão nominal da bateria, mesma razão proposta pelo catálogo apresentado na Figura 35.

3.5. PROJETO DOS CONVERSORES

Optou-se, com base na tensão de saída dos painéis fotovoltaicos, 60V, e com a premissa de diminuir a quantidade de elementos não lineares do sistema como um todo, pela utilização da tensão de 60Vdc internamente ao sistema. O esquema de níveis de tensão pode ser visualizado na Figura 39.

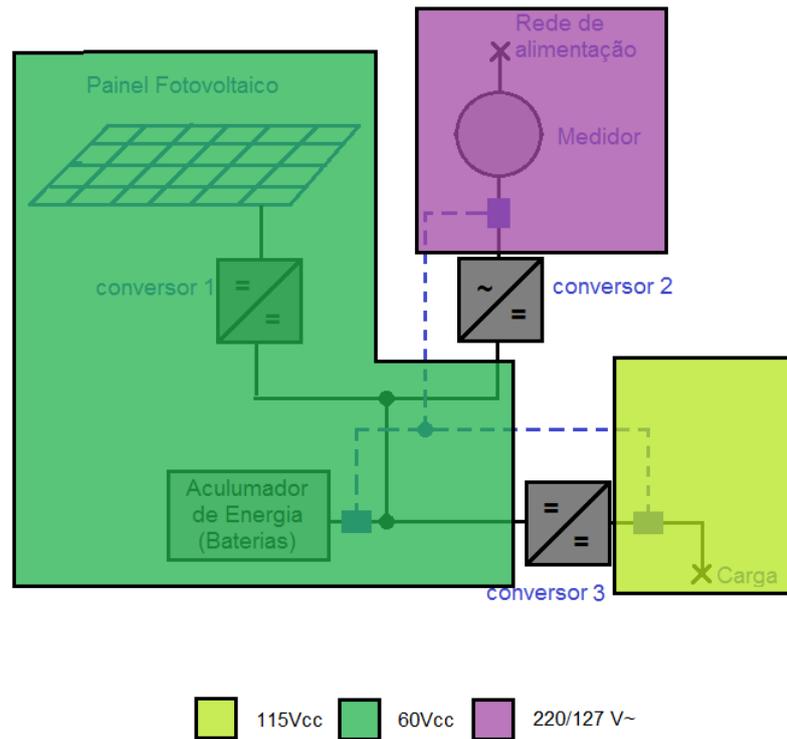


Figura 39: Níveis de tensão empregados no sistema

Para o conversor 3, foram definidos os parâmetros de projeto descritos na Tabela 9.

Tabela 9: Parâmetros de Projeto Conversor *Boost*

Conversor	<i>Boost</i>
Tensão de entrada	60Vcc
Tensão de saída	115Vcc
Potência nominal	10KVA
Frequência	10kHz

Como apresentado no capítulo de conversores, a relação da tensão de saída pela tensão de entrada do conversor operando em modo de condução contínuo, é dado pela equação (19).

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1-d} \quad (19)$$

Onde d é a razão cíclica do conversor.

Além da razão cíclica outro fator importante é o índice K do conversor, índice que indica se o conversor atua no modo contínuo ou modo descontínuo. Expresso pela equação (20).

$$K = \frac{2L}{TR} \quad (20)$$

Onde

L é o valor de indutância do conversor,

T é o período de chaveamento do conversor,

R é o valor da resistência de carga ligada ao conversor.

O valor de indutância do conversor define o modo de operação do mesmo. Seu valor deve ser escolhido de modo a não permitir que o conversor passe do modo de condução contínuo para descontínuo. A equação (21) determina o K crítico, valor limite de operação do modo contínuo para descontínuo; e o valor de L_{crit} associado ao K crítico pode ser obtido aplicando o resultado da equação (21) na equação (20) e resolvendo para L .

$$K_{crit} = d(1 - d)^2 \quad (21)$$

Para garantir que o modo de operação não mude a relação expressa pela inequação (22) deve ser mantida.

$$L_{mcc} > L_{crit} \quad (22)$$

Outro fator em que o indutor influi é na ondulação da corrente do conversor. O valor da indutância deve ser suficientemente grande a fim de “filtrar” a corrente, deixando-a constante. Para calcular o indutor em função da variação máxima de corrente utiliza-se a equação (23):

$$L_{mcc} = \frac{Ve.d}{\Delta I_L.Fs} \quad (23)$$

Onde:

Ve é a tensão de entrada,

d é a razão cíclica do conversor,

ΔI_L é a variação máxima de corrente aceitável,
 F_s é a frequência de chaveamento do conversor.

Como o cálculo do indutor pelo método do K_{crit} depende da carga ligada ao conversor e, além de atender a esse critério, é necessário o atendimento do critério da máxima ondulação de corrente, para isso foi utilizado o diagrama apresentado na Figura 40.

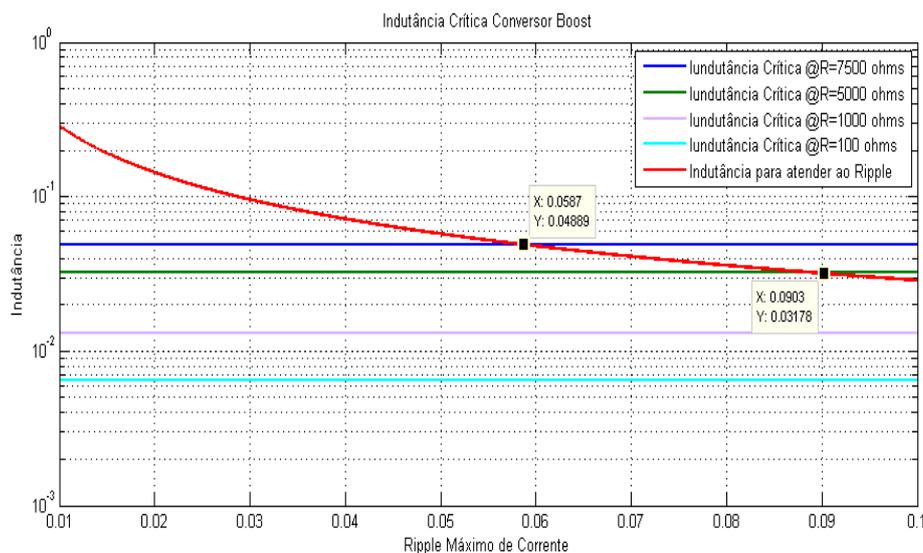


Figura 40: Diagrama de indutâncias para o conversor *boost*.

Para uma melhor visualização, foram desenhados juntos os gráficos das equações (20) e (23) que atendem a ondulação máxima de corrente, e de algumas indutâncias críticas referentes a algumas cargas ligadas aos conversores. O valor de indutância determinado para o conversor foi 100mH, que atende uma ondulação máxima de aproximadamente 30mA e uma carga máxima acima de 7500 Ω .

Os parâmetros calculados pela equação (21), equação (22) e equação (23), podem ser visualizados na Tabela 10.

Tabela 10: Parâmetros calculados para o conversor *boost*

d(razão cíclica)	0,47826
K_{crit}	0,130
L_{mcc}	100mH
ΔI_L	30mA

Para a validação do circuito, foi utilizado o programa de simulação PSim, programa destinado a circuitos de eletrônica de potência. O resultado da simulação pode ser visto na Figura 41.

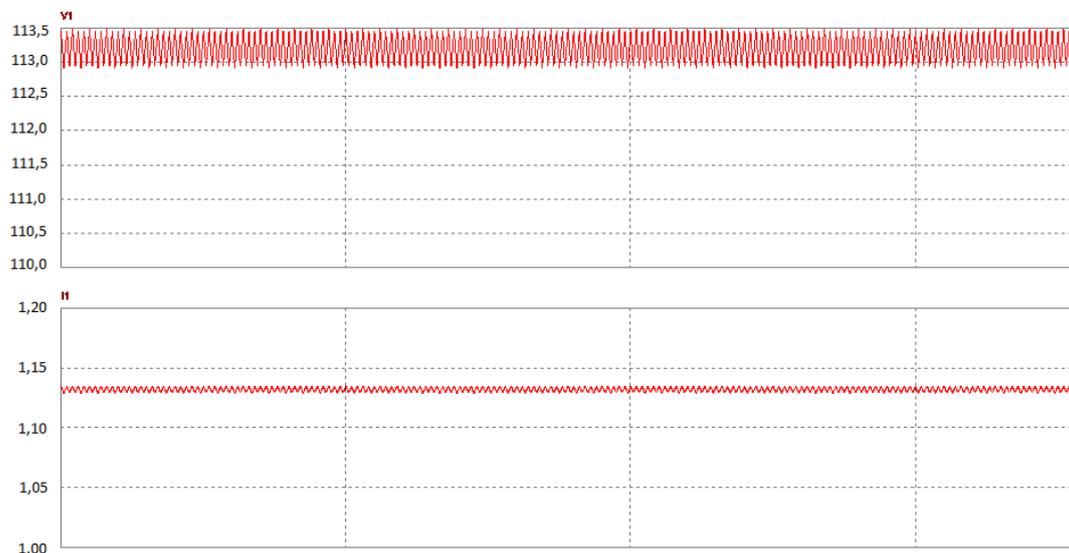


Figura 41: Saída do circuito simulado no Psim

Como observado na simulação realizada, a tensão de saída encontra-se em 115,5V e a corrente de saída tem uma ondulação de aproximadamente 30mA.

O conversor 2 pode ser dividido em dois sistemas separados, Figura 45, um retificador de onda completa ligado a um conversor Buck. O retificador escolhido foi uma ponte de Graetz que é um retificador trifásico, uma vez que, dentre os retificadores apresentados anteriormente, este é o que tem uma saída mais constante e com maior fator de potência.

Com o auxílio do programa de simulação Psim, o circuito da ponte de Graetz apresentado na Figura 42 foi validado novamente. O resultado da simulação pode ser visto na Figura 43.

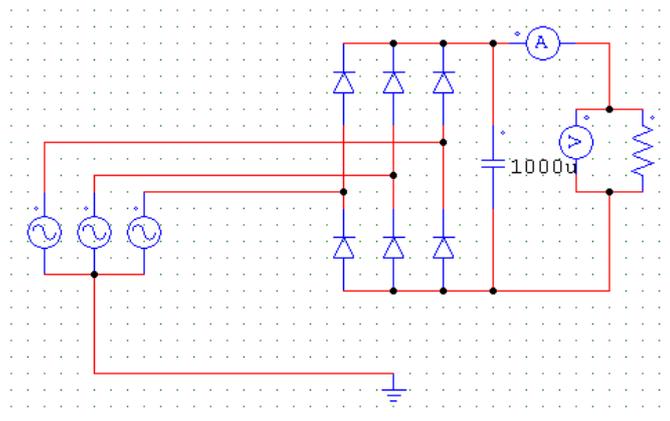


Figura 42: Ponte de Graetz no simulador Psim

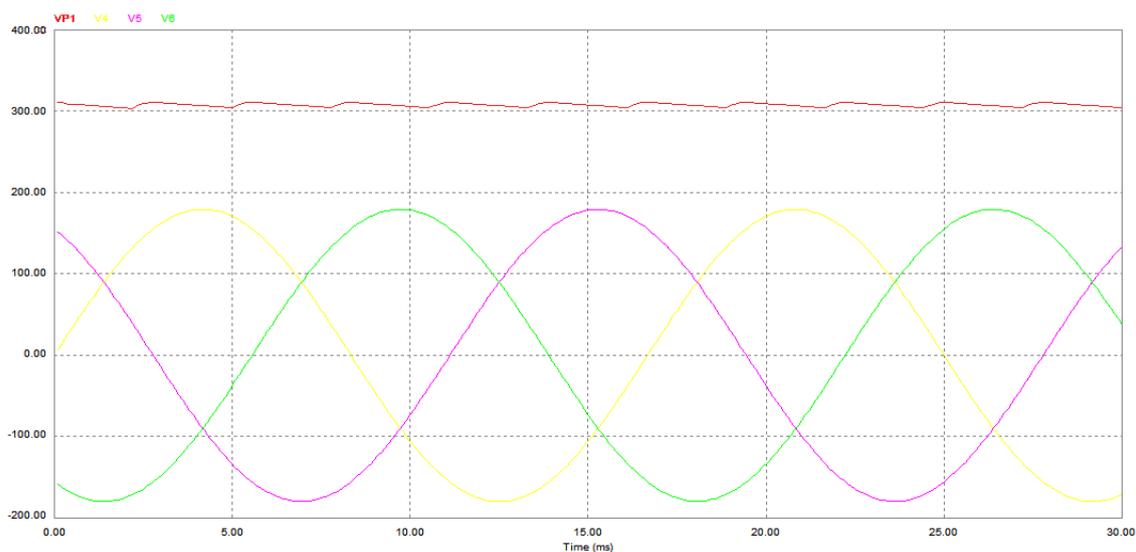


Figura 43: Tensão de saída da ponte de Graetz

Pode-se perceber que assim como previsto na equação (10), a tensão de saída da ponte de Graetz, é maior em módulo que a tensão de entrada de cada uma das fases. Há também uma ondulação na tensão de saída devido ao valor do capacitor utilizado e da carga ligada ao conversor.

A ponte de Graetz apresenta a característica de não conter harmônicas de 3ª ordem, a distorção harmônica típica da ponte de Graetz pode ser visualizada na Figura 44, retirada do manual **Harmônicas em instalações elétricas – Causas, efeitos e Soluções**. 2001, do instituto PROCOBRE.

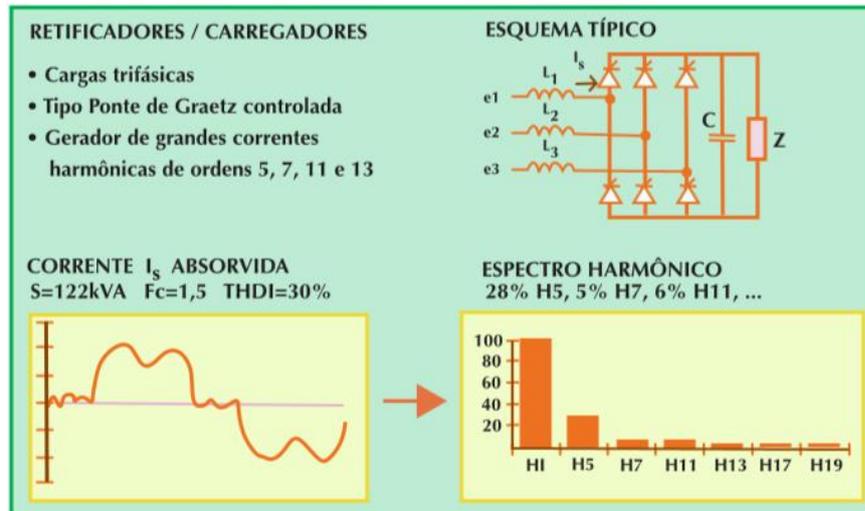


Figura 44: Distorção harmônica típica d a ponte de Graetz

A segunda parte do conversor 2, trata-se de um conversor *Buck*. É conveniente utilizar os parâmetros de projeto similares aos do conversor *Boost* projetado anteriormente, tais como potência e frequência de operação. Os parâmetros encontram-se na Tabela 11.

Tabela 11: Parâmetros de projeto conversor *Buck*

Conversor	<i>Buck</i>
Tensão de entrada	300Vcc
Tensão de saída	60Vcc
Potência nominal	10KVA
Frequência	10kHz

Assim como no conversor *boost*, o valor da indutância define o modo de operação. Seu valor deve ser escolhido de modo a não permitir que o conversor altere o modo de condução durante sua utilização. A equação (24) determina o K crítico.

$$K_{crit} = 1 - d \quad (24)$$

O valor da indutância crítica pode ser obtido, como no conversor *boost*, aplicando o K crítico à equação (20), ou pela equação (25).

$$L_{mcc} = \frac{Ve.(1-d)d}{2.Fs.Is} \quad (25)$$

Onde:

V_e é a tensão de entrada

d é a razão cíclica do conversor

I_s é a corrente de saída do conversor

F_s é a frequência de chaveamento do conversor.

Outro fator em que o indutor influi é na ondulação da corrente do conversor. O valor da indutância deve ser suficientemente grande a fim de “filtrar” a corrente, deixando-a mais constante possível. Para calcular o indutor em função da variação máxima de corrente utiliza-se a equação (26).

$$L_{mcc} = \frac{V_e \cdot (1-d)d}{\Delta I_L \cdot F_s} \quad (26)$$

Onde:

V_e é a tensão de entrada

d é a razão cíclica do conversor

ΔI_L é a variação máxima de corrente aceitável

F_s é a frequência de chaveamento do conversor.

Para o cálculo do indutor, pelo método do fator de operação, utilizou-se como base a corrente de carga da bateria utilizada no sistema, 20A. Salienta-se o fato de o valor do indutor é inversamente proporcional a corrente de saída do conversor, ou seja, o caso crítico se dá quando a corrente apresenta baixos valores.

Para o cálculo da indutância pela ondulação máxima da corrente de saída utilizou-se o mesmo valor do conversor *Boost*: 30mA. Os valores obtidos foram: 12mH para atender aos 20A de carga da bateria, e 160mH para suprir a ondulação máxima de 30mA. Os parâmetros do conversor *Buck* podem ser visualizados na Tabela 12.

Tabela 12: Parâmetros calculados para o conversor Buck

d(razão cíclica)	0,2
K_{crit}	0,8
L_{mcc}	160mH
ΔI_L	30mA

Utilizando a equação (26), é possível verificar que a corrente mínima para o conversor *Buck* operar no modo de condução contínuo é 15mA.

Para validação do circuito foi realizada a simulação do mesmo no Psim. O circuito pode ser visualizado na Figura 45, já a Figura 46, mostra a corrente de saída e corrente de entrada de uma das fases do conversor.

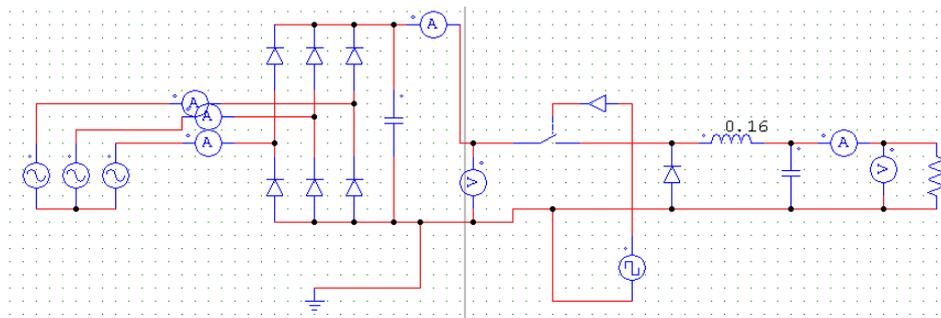


Figura 45: Ponte de Graetz acoplado ao conversor Buck

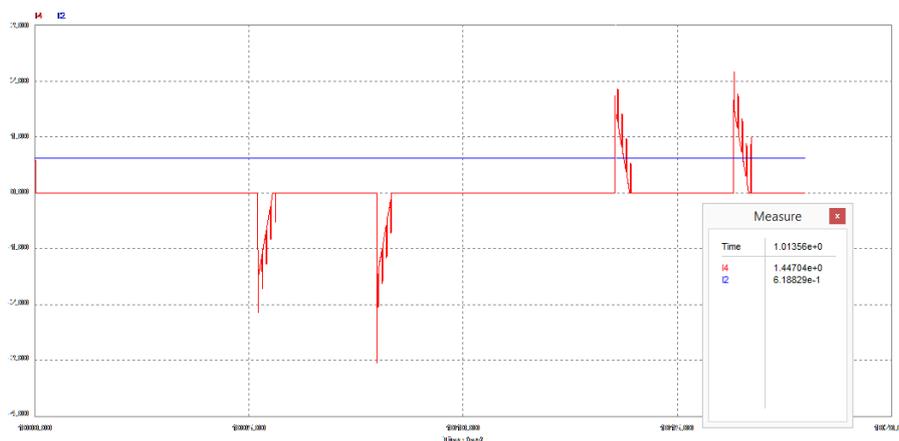


Figura 46: Corrente de saída do conversor e corrente drenada de uma das fases.

Analisando a Figura 46 podemos perceber que a corrente de saída do conversor se mantém constante à medida que a corrente drenada pelo conversor apresenta característica não senoidal, além da ocorrência de “*spikes*” decorrentes do chaveamento do conversor *Buck*. Naturalmente o conversor apresentará uma distorção harmônica de corrente.

O programa Psim, apresenta a ferramenta de cálculo da FFT do sinal. Para uma análise da relação entre a distorção harmônica de corrente e a carga, foram realizadas algumas simulações com diferentes valores de cargas alimentadas pelo conversor. O resultado está apresentado na Figura 47.

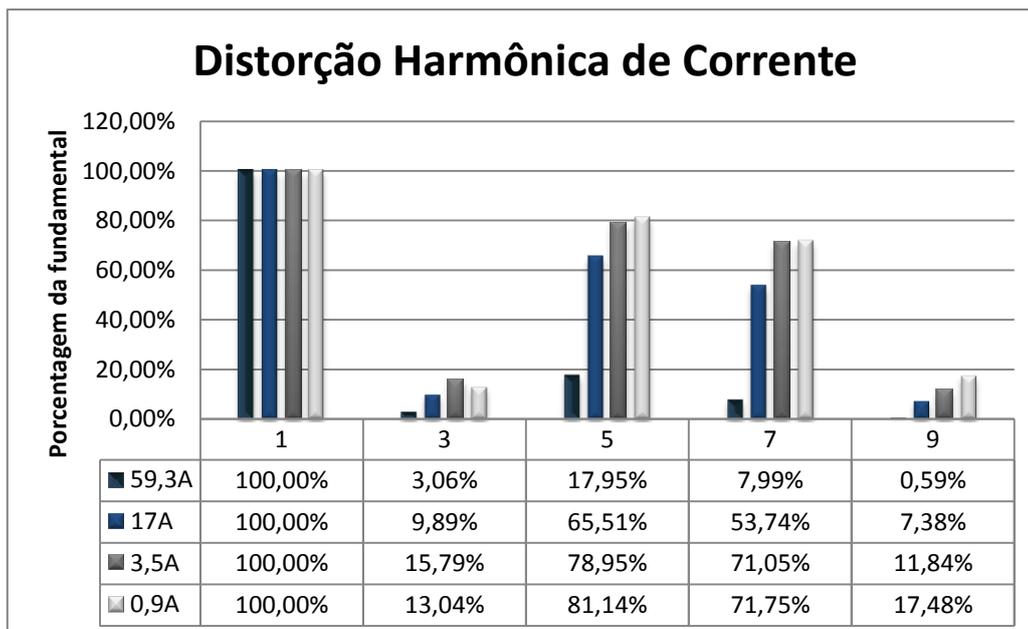


Figura 47: Gráfico da distorção harmônica de corrente para diferentes cargas

Observando os dados contidos no gráfico da Figura 47, podemos perceber uma diminuição da distorção harmônica de corrente a medida que a potência da carga aumenta. Além do mais, pode-se observar a baixa amplitude da harmônica de 3ª ordem; fato já mencionado em “**Harmônicas em Instalações Elétricas – Causas, Efeitos e Soluções**. 2001” para retificadores trifásicos.

No entanto há uma grande distorção para os casos em que o circuito opera com pouca corrente. Fato esse decorrente da amplitude da fundamental ter um valor muito baixo, o que essa característica acaba por mascarar a distorção harmônica do sinal. Um método utilizado para a compensação desse fenômeno é a normalização das componentes harmônicas de corrente pela corrente média da fase, e não pela amplitude da componente fundamental. Realizando esse cálculo, chegamos ao gráfico apresentado na Figura 48.

Para avaliarmos a eficiência do conversor, pelo ponto de vista de distorção harmônica de corrente; cabe uma comparação da distorção tipicamente provocada pelas cargas não lineares com a distorção do conversor projetado; além de comparar ambas com a norma IEEE-519. Os resultados da comparação são apresentados no gráfico da Figura 49.

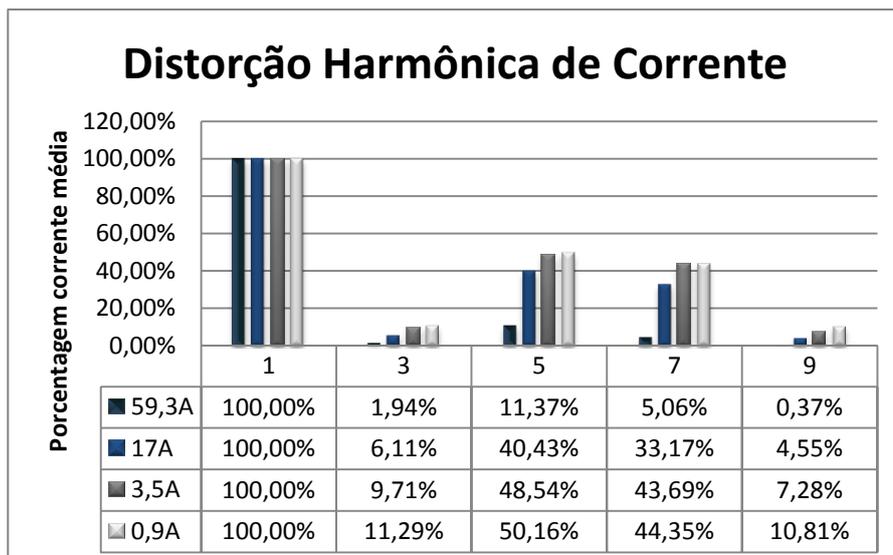


Figura 48: distorção harmônica de corrente normalizada pela corrente média

A distorção harmônica total da corrente foi calculada para o caso mostrado na Figura 48 pela equação (15). O resultado pode ser visto na Tabela 13.

Tabela 13: Distorção Harmônica Total

Corrente nominal	DHI _T
59,3A	12,6%
17A	52,85%
3,5A	66,43%
900mA	68,76%

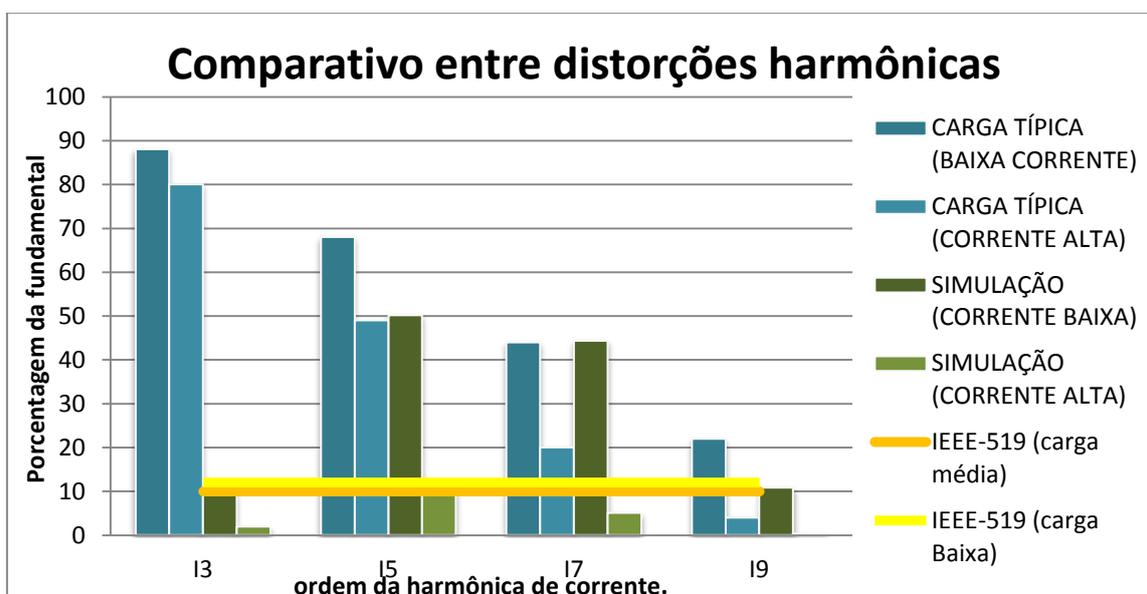


Figura 49: Comparação entre harmônicos de corrente

Os resultados contidos no gráfico da Figura 49 nos demonstram que tanto com a utilização do sistema de alimentação das cargas não lineares com corrente contínua, quanto com a alimentação pela rede de distribuição, a distorção harmônica de corrente diminui com o aumento da carga. Nos dois casos, carga leve e carga média, o sistema de alimentação com conversor CA-CC na entrada e barramento de corrente contínua se mostrou mais eficiente que a alimentação direta na rede de distribuição, pelo ponto de vista de distorção harmônica de corrente. Apenas o sistema de distribuição em corrente contínua, quando operando com carga elevada atende a norma IEEE-519, em todos os outros casos a distorção harmônica total de corrente supera o índice estabelecido de 10%.

Com a utilização do conversor trifásico, a harmônica preponderante passa a ser a de 5ª ordem. Um método simples para diminuir sua influencia e a utilização de um filtro sintonizado nessa frequência.

Finalmente para o conversor 1, foram definidos os seguintes parâmetros de projeto descritos na Tabela 14.

Tabela 14: Parâmetros de Projeto Conversor *Buck-Boost*

Conversor	<i>Buck-Boost</i>
Tensão de entrada	60Vcc
Tensão de saída	60Vcc
Potência nominal	10KVA
Frequência	10kHz

O conversor 1, na verdade, tem como função no circuito regular a tensão gerada pelos painéis fotovoltaicos, que em condições normais não devem ter uma grande variação de tensão, mantendo a tensão o mais constante possível. Essa característica leva ao cálculo dos parâmetros do conversor citados na Tabela 14, com uma tensão de entrada igual a tensão de saída.

Como apresentado no capítulo de conversores, a relação da tensão de saída pela tensão de entrada do conversor, operando em modo de condução contínuo, é dada pela equação:

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{d}{1-d}$$

Como nos outros conversores, o *Buck-Boost* também conta com o fator de carga K , equação (20). Igualmente para garantir que o modo de operação não mude a inequação (22), deve ser mantida.

Para este caso, o fator preponderante para a escolha do indutor do conversor será a ondulação da corrente do conversor. O valor da indutância deve ser suficientemente grande a fim de “filtrar” a corrente, deixando-a mais constante possível. Para calcular o indutor em função da variação máxima de corrente utiliza-se a mesma equação (23).

Os parâmetros do conversor *Buck-Boost* calculados pelas equações acima podem ser visualizados na Tabela 15.

Tabela 15: Parâmetros calculados para o conversor *Buck-Boost*

d(razão cíclica)	0,5
K_{crit}	0,25
L_{mcc}	100mH
ΔI_L	30mA

Ou seja, segundo os dados calculados, o conversor *Buck-Boost* terá a capacidade de operar em modo contínuo, mesmo que a tensão de entrada se eleve a 180V.

3.6. PROJETO DA PROTEÇÃO E MONITORAMENTO

Parte essencial de uma instalação elétrica, diz respeito justamente à sua proteção. Como já discutido anteriormente, a proteção realizada em um circuito em corrente alternada não tem a mesma eficácia em um circuito em corrente contínua.

O primeiro ponto no estudo da proteção, diz respeito ao sistema de aterramento utilizado na instalação. Como visto em (N.JAYAWARNA,2012) os dois sistemas de aterramento mais propícios para uma microrrede, são os sistemas TT e TN-C-S. Os esquemas de aterramento podem ser vistos na Figura 50(b) e Figura 50(d) respectivamente.

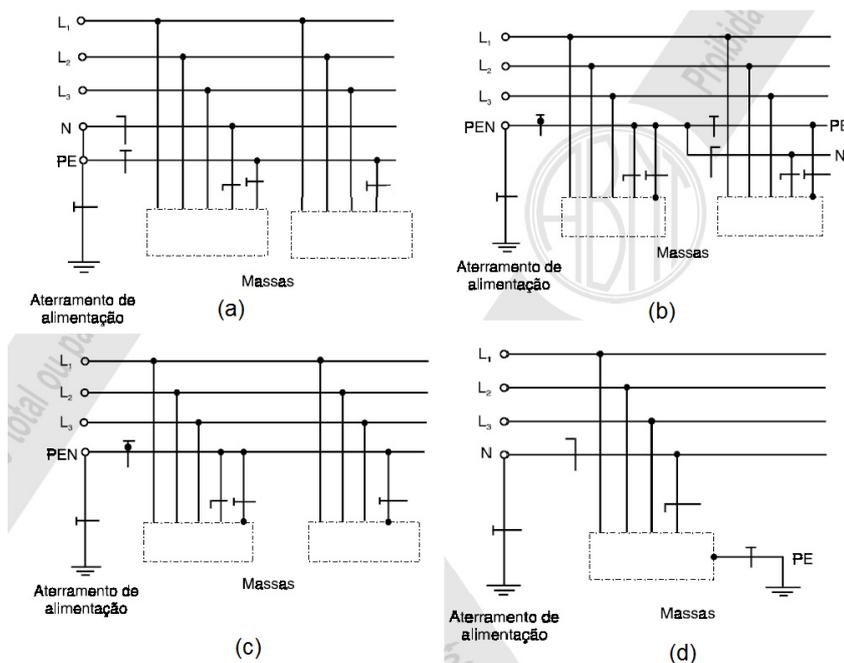


Figura 50: Sistemas de aterramento

O sistema TT implica em que cada equipamento tenha seu próprio aterramento, enquanto o sistema TN-S-C implica em os equipamentos estarem protegidos por condutores de proteção oriundos da instalação.

Em edificações residenciais e comerciais, praticamente, não se utiliza sistema de aterramento TT, pelas próprias características dos equipamentos utilizados e construção. Cabe, então, a utilização do sistema TN-S ou TN-S-C.

Assim como em uma instalação em corrente alternada as escolhas dos parâmetros dos dispositivos de proteção e sua localização devem ser feitas a fim de garantir uma correta seletividade. A localização dos dispositivos de proteção pode ser vistos no diagrama esquemático do sistema na Figura 51.

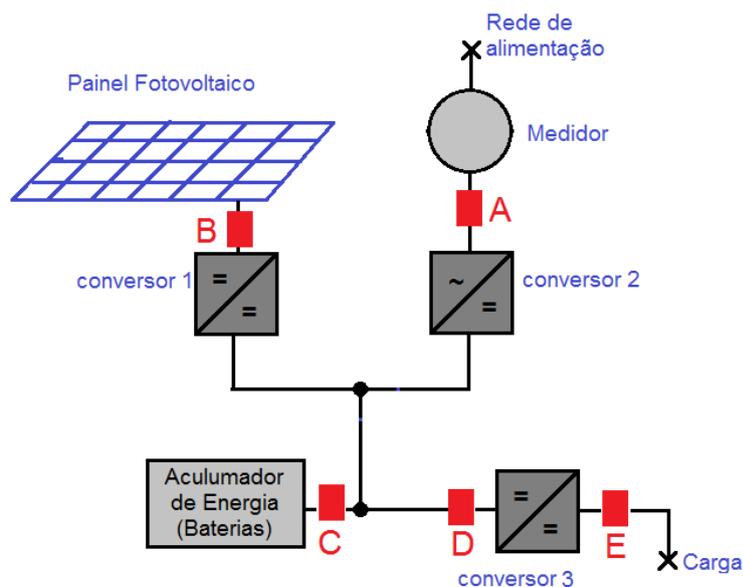


Figura 51: Dispositivos de proteção

Existem equipamentos de proteção, tais como chaves estáticas, que têm um desempenho melhor para circuitos com corrente contínua, principalmente em relação ao tempo de seccionamento. Dentre os fabricantes se destaca *L3-Power Paragon*, entretanto as chaves estáticas não são as mais adequadas ao sistema proposto, uma vez que essas chaves estáticas são desenvolvidas para um nível de tensão mais elevada.

Para o sistema apresentado, principalmente referente à tensão interna de operação, 60V, a utilização de disjuntores tripolares como em (SALOMONSSON,2007), já é suficiente, ainda mais pela simplicidade do mesmo.

Para o cálculo da proteção, criaram-se divisões no sistema para aumentar a seletividade e confiabilidade do mesmo. As divisões se deram na carga, separando-a em cinco circuitos/barramentos; e nos painéis fotovoltaicos, separando-os em grupos de três painéis.

Pela Figura 51, temos o disjuntor A, que tem como função a proteção da entrada do conversor 2 (retificador trifásico). A proteção B, que na verdade são 31 disjuntores que tem por função proteger cada grupo de três painéis fotovoltaicos, a fim de que os mesmos não sofram efeitos térmicos devido à sobrecorrente. Há também a necessidade da utilização de um disjuntor à jusante destes a fim de proteger a entrada do conversor 1 (*Buck-Boost*). A proteção C tem como função a proteção do banco de baterias, tanto na carga quanto na descarga; como a corrente de carga é mais elevada que a de descarga, a proteção foi calculada a fim de atender a esse quesito. O disjuntor D, tem como função a

proteção da entrada do conversor 3. A proteção E é composta de cinco disjuntores, um para cada barramento, e tem como função a proteção do conversor 3 (*Boost*).

As correntes máximas de cada parte do sistema estão listadas na Tabela 16, os dados foram retirados de seus respectivos *datasheets*.

Tabela 16: Correntes nominais e proteções

Descrição	Identificação	Corrente nominal	Proteção Projetada
Entrada Geral	A	120A	3x125A
Painéis	B.1	8,2A(individual)	3x25A(grupos de 3)
Painéis	B.2	100A	3x100A
Baterias	C	100A	3x125A
Conversor 3	D	90A	3x100A
Carga	E	17,4A(por barramento)	3x20A

Como observado na Tabela 16 as proteções projetadas garantem, além da proteção, a seletividade e a coordenação do sistema.

Além de proteção de sobre corrente, há a necessidade de proteção de inversão de corrente sobre os painéis fotovoltaicos, para o correto funcionamento do conversor *Buck-Boost* em sua saída.

O sistema de monitoramento é responsável pelo gerenciamento das cargas e da contribuição de cada uma das fontes de alimentação a cada momento. A função principal do sistema é o atendimento total dos barramentos CC. A presença de um banco de baterias implica em um elemento que parte do tempo é fonte, parte do tempo é carga, sendo necessária uma determinação de funcionamento.

O projeto do banco de baterias conta com uma reserva de 25% de sua carga para operar em emergência, ou seja, quando quaisquer uma das outras fontes de alimentação estiverem indisponíveis. Os outros 75% de capacidade estarão disponíveis para utilização caso a fonte primária de alimentação, painéis fotovoltaicos, estiverem indisponíveis.

A recarga das baterias é efetua pelos painéis fotovoltaicos, caso a energia gerada pelos mesmos não esteja sendo demandada por completo pelos barramentos de alimentação, caso contrario, as baterias serão recarregadas pela rede, via conversor. Foram definidas as prioridades de cada uma das formas de alimentação e carga, conforme Tabela 17

Tabela 17: Tabela de prioridades

Recurso	Prioridade Fornecimento	Prioridade Carga
Painel Fotovoltaico	Alta	-
Banco de Baterias	Média	Média
Rede (através de conversor)	Baixa	-
Barramento CC	-	Alta

O sistema de monitoramento tem também como objetivo o controle do nível de tensão em cada conversor, de modo a adequar e manter os níveis de tensão nos valores determinados. Os valores das tensões serão ajustados a partir do controle da razão cíclica de cada conversor.

Para o controle tanto dos níveis de tensão, quanto para o controle dos níveis de bateria e energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é proposta a utilização de um microcontrolador Arduino. Trata-se de um sistema de fácil programação, e conta com diversos módulos, inclusive de medição de tensão e corrente, além de ser de baixo custo.

3.7. ANÁLISE DE CUSTOS

Foram realizadas cotações de mercado dos diversos componentes utilizados no projeto. Dentre os itens contemplados estão: painéis fotovoltaicos, baterias do banco, retificador de onda completa trifásico, conversores CC-CC, e microcontrolador com seus módulos de medição de tensão.

Por se tratar de uma cotação feita por pessoa física e pouca quantidade de produto, e ter sido feita com poucos fornecedores, uma média de dois por componente, o preço final pode ter variações, porém serve como uma base para um pré-orçamento.

Além do valor dos componentes foi contabilizado também o valor de instalação dos componentes e acrescentado um BDI de 13%. Os valores podem ser visualizados na Tabela 18.

Tabela 18: Custos de implementação do sistema

Item	Un.	Valor unitário	Total	Custo instalação
Painel Fotovoltaico	92	R\$ 1.386,00	R\$ 127.512,00	R\$ 2.208,00
Baterias 105Ah	20	R\$ 459,00	R\$ 9.180,00	R\$ 960,00
Retificador 3F 10kVA	1	R\$ 8.000,00	R\$ 8.000,00	R\$ 72,00

Conversor CC-CC 800W	15	R\$ 990,00	R\$ 14.850,00	R\$ 540,00
Microcontrolador (completo)	1	R\$ 75,00	R\$ 75,00	R\$ 0,00
Sensores de tensão	6	R\$ 20,00	R\$ 120,00	R\$ 0,00
Total			R\$ 158.737,00	R\$ 4.158,00
BDI			13,00%	
Custo total geral			R\$ 184.660,81	

Como pode se observar na Figura 52, os painéis fotovoltaicos são responsáveis por aproximadamente 80% dos custos.

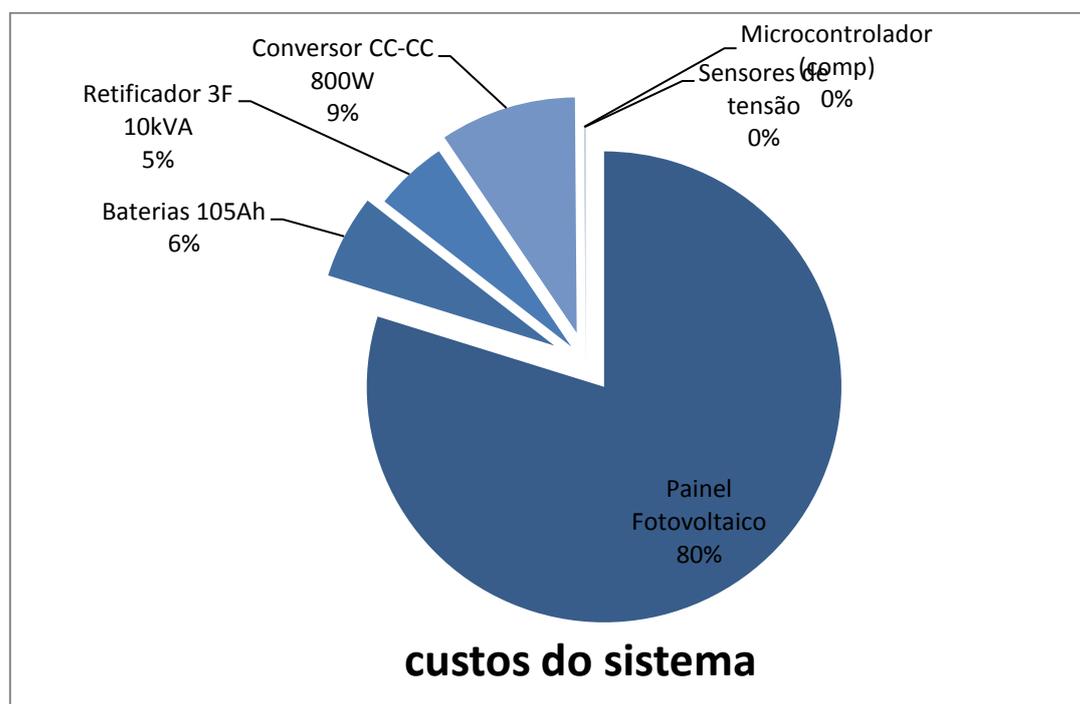


Figura 52: Gráfico dos custos dos componentes do sistema

Um índice bastante utilizado para a análise da viabilidade do projeto é o tempo de *payback* simples, que nada mais é que uma indicação de em quanto tempo o investimento se paga. Para isso foi considerado: O sistema fotovoltaico atende plenamente as cargas e a recarga das baterias. A carga atendida pelo barramento em CC tem um funcionamento de 8h diárias, 28 dias por semana. O Consumidor é do grupo A4 convencional, e tem uma tarifa de R\$0,20429 por kWh. O cálculo da fatura de energia sem impostos está representado na Tabela 19

Tabela 19: Fatura de energia

Tipo		A4 Convencional
Demanda	KVA	10
Potência Ativa	kW	10
Tempo utilização	h/mes	224
Energia	kWh/mês	2240
Custo	R\$/kWh	0,20429
Total	R\$/mês	457,61

Temos um investimento de R\$ 184.660,81, com um ganho mensal de R\$ 457,61. O *Payback* resulta num tempo de aproximadamente 33 anos e meio, ou seja, somente depois de 33 anos o investimento se paga. Normalmente este valor inviabiliza o projeto.

Outra possibilidade de implantação do sistema seria a conversão de um sistema de painéis fotovoltaicos existente com inversor de frequência, para o sistema com barramentos em CC, nesse caso teríamos o seguinte investimento representado na Tabela 20.

Apesar do investimento ser bem menor, aproximadamente 15% do valor da implantação total do sistema, não é possível calcular um *Payback*, uma vez que sem penalização sobre harmônicos de corrente, a utilização de um barramento de corrente contínua e conversores CC-CC para a diminuição dos mesmos, não gera um ganho monetário facilmente mensurável.

Tabela 20: Investimento para transformação do sistema para barramentos em CC

Item	Un.	Valor unitário	Total	Custo instalação	Valor Total
Retificador 3F 10kVA	1	R\$ 8.000,00	R\$ 8.000,00	R\$ 72,00	
Conversor CC-CC 800W	15	R\$ 990,00	R\$ 14.850,00	R\$ 540,00	
Microcontrolador (completo)	1	R\$ 75,00	R\$ 75,00	R\$ 0,00	
Sensores de tensão	6	R\$ 20,00	R\$ 120,00	R\$ 0,00	
Total CC			R\$ 23.045,00	R\$ 612,00	R\$ 23.657,00

Cabe também o estudo do investimento incremental, a diferença entre a utilização dos painéis fotovoltaicos com inversores de frequência, e a utilização dos

painéis fotovoltaicos com os retificadores e barramentos CC. Esse estudo pode ser visto na Tabela 21.

Tabela 21: Investimento incremental

Item	Un.	Valor unitário	Total
Inversor de frequência 1kVA	10	R\$ 799,00	R\$ 7.990,00
Retificador 3F 10kVA	1	R\$ 8.000,00	R\$ 8.000,00
Conversor CC-CC 800W	15	R\$ 990,00	R\$ 14.850,00
Microcontrolador(completo)	1	R\$ 75,00	R\$ 75,00
Sensores de tensão	6	R\$ 20,00	R\$ 120,00
Total CC			R\$ 23.045,00
Total CA			R\$ 7.990,00
Diferença			R\$ 15.055,00

Como observado, a diferença de preço de equipamentos do sistema de distribuição em CC é em torno de R\$15.000,00 a mais, em relação ao sistema convencional com inversores, valor em torno de 8% do investimento total.

No cálculo dos custos não foi contabilizado a manutenção do sistema, principalmente pelo fato de o sistema proposto não estar implementado. Entretanto cabe ressaltar que a distribuição em barramentos CC é mais robusta que o sistema utilizando inversores de frequência. O fato de ser uma geração isolada, não necessitando interligação com o SIN, além de ser mais simples, requer uma eletrônica e uma proteção não tão sensíveis, diminuindo assim a manutenção do sistema como um todo.

4. CONCLUSÕES

A utilização de um barramento em corrente contínua demonstra ser tecnicamente viável, ainda mais com a utilização de elementos que operam em corrente contínua, tais como painéis fotovoltaicos e banco de baterias. A utilização dos mesmos aumenta o nível de confiabilidade na instalação.

Sobre o ponto de vista de distorção harmônica de corrente, existe um ganho significativo com a utilização de um único conversor para atender cargas não lineares. Os resultados podem ser melhorados com a utilização de outras topologias de conversores. No entanto, atualmente sem fatores de penalização por excedentes de distorção harmônica de corrente, a utilização desse tipo de sistema depende unicamente da conscientização dos usuários.

Sobre o ponto de vista econômico, a utilização de um sistema de CC em BT com o intuito único de economia na fatura de energia elétrica não apresenta viabilidade. Contudo, se a implantação de uma rede de painéis fotovoltaicos for uma realidade, a utilização de barramentos de distribuição em CC, torna-se viável.

5. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL, PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Acesso ao sistema de Distribuição. Revisão 5. Brasília, 2012

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade de energia elétrica. Revisão 5. Brasília, 2014

BARBI, IVO – **Eletrônica de Potência**. 6 ed. Edição do autor. Florianópolis. 2006

CUZNER,R.M; VENKATARAMANAN.G. The Status of Micro-Grid Protection

DANIEL SALOMONSON AMBRA SANNINO. **Low Voltage DC Distribution System for Commercial Power System With Sensitive Electronic Load**

HYUNDAI SOLAR MODULE, Black - Black MG Séries – Datasheet 2012, Korea.

INTERNATIONAL COOPER ASSOCIATION BRAZIL. PROCOBRE. **Harmonicas em instalações elétricas – Causas, efeitos e Soluções**. 2001, Disponível em : <http://procobre.org/pt/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=635>

MARINOSKI, Deivis Luis; SALAMONI, Isabel Tourinho; RUTHER, Ricardo. **Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: Estudo de caso do edifício sede do CREA-SC**. In: I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável. São Paulo, jul 2004.

NIELSSON, Daniel **Efficiency analysis of low-and medium- voltage dc distribution**,

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS).**Intercâmbio entre Regiões**. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/intercambio_entre_regioes_out.aspx

_____.**O que é o SIN-Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx

_____.**Mapas do SIN**. Disponível em : http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx

OLIVEIRA, Renato Antônio; QUITO, Tercius Murilo **PROJETO E ANÁLISE DE UM FILTRO PASSIVO DE CORRENTE DE HARMÔNICAS PARA UM COMPUTADOR DE USO PESSOAL**, Monografia de graduação em engenharia elétrica, UNVERSIDADE DE BRASILIA.2006)

PATTERSON, Brian T. **DC Come Home**, IEEE power& energy magazine pg 60, november/december 2012

PEREIRA, E.B; MARTINS,F.R; ABREU, S.L; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**.1.ed São José dos campos ,2006

Quimica nova Interativa – PubliSBQ- **Pilhas e Baterias: Funcionamento e Impacto Ambiental** - encontrado em:
<http://qnint.sbq.org.br/qni/visualizarConceito.php?idConceito=45>

SALOMONSSON, Daniel **Low-Voltage DC Distribution System for Commercial Power System With Sensitive Eletronic Loads**, 2007

IEEE std 1159-1995. IEEE Recommended Practice for monitoring Electric Power Quality.

BOLLEN, M.H.J., What is power quality? Electric Power Systems Research 66,2003, pag 5-14.

Thomas M. Blooming, P.E **APPLICATION OF IEEE STD 519-1992 HARMONIC LIMITS**

GAMA, P.H.R.P e OLIVEIRA, A., Conservação de Energia e sua relação com a qualidade de Energia Elétrica, XV SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica(1999), Brasil.

Norma IEC1000-4-7

IEEE – Std 519/1992 – “recommended Practices and Requirements For Harmonic Control in Electrical Power System”