

# ESTUDO NORMATIVO DA QUALIDADE DE ENERGIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

**Ricardo Augusto Pufal** - pufal@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Superintendência de Infraestrutura

**Arno Krenzinger** - arno.krenzinger@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Escola de Engenharia – Departamento de Engenharia de Materiais

**Resumo** – Com a maior necessidade mundial de energia para alimentar os processos produtivos, para ampliar o conforto às comunidades, junto às restrições que começam a ser impostas à utilização de sistemas que liberam CO<sub>2</sub>, a aplicação de sistemas fotovoltaicos (PV) para a geração de energia elétrica tem aumentado muito nos últimos anos, principalmente aqueles conectados à rede elétrica. Os principais problemas de sistemas PV conectados à rede são a distorção harmônica, as inter-harmônicas, o ilhamento, os desvios de frequência, e também o comportamento do sistema sob os efeitos de deformações da qualidade de energia da rede, tais como subtensão momentânea (sag), interrupções momentâneas (dip), sobretensão momentânea (swell), flutuação de tensão (flicker), micro-cortes de tensão (notches), transitórios e ruído. Este trabalho visa apresentar os mais importantes normativos técnicos internacionais existentes e também reunir discussões a respeito do assunto com algumas proposições para minimizar ou, até mesmo, resolver os problemas. Além do mais, por se tratar de sistemas geradores que estão ligados à rede elétrica, são analisados requisitos para proteger a segurança de pessoas, instalações e equipamentos.

**Palavras-Chave:** Qualidade de energia, Sistemas Fotovoltaicos, Geração Fotovoltaica.

## 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, com a crescente necessidade de substituição das fontes produtoras de energia através de combustíveis fósseis (carvão, petróleo, gás, etc.), com o objetivo de redução da poluição do planeta, do efeito estufa e as novas legislações a respeito do seqüestro de CO<sub>2</sub>, tem sido observado um grande crescimento dos sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. Muitos países possuem programas específicos de incentivo a utilização destes sistemas, entre os quais podem ser ressaltados a Alemanha, a Espanha, o Japão, os Estados Unidos da América, a Coreia do Norte (Sung-Hun Ko et al, 2006). Estes sistemas apresentam algumas desvantagens, tais como elevados custos de instalação, baixa eficiência na conversão de energia e potência variável, que depende das condições meteorológicas (E. Imamura, Y. Uchiyama, 2004) (AM Sharaf, ARNMRU Haque, 2005). O elemento de conexão do sistema fotovoltaico (PV) com a rede é constituído de inversores (que são considerados como equipamentos que funcionam na não-linearidade, pois tratam-se de reconstituidores da forma de onda de maneira discreta), e estes, devem possuir sistemas de monitoramento e correção dos distúrbios/alterações que os mesmos possam causar à rede de distribuição de energia. Dentre os distúrbios encontram-se alguns derivados do próprio sistema PV, tais como distorção harmônica, inter-harmônicos, o ilhamento, desvios de frequência e outros gerados pela má qualidade do sistema de distribuição de energia elétrica da concessionária, tais como, subtensão momentânea (sag), interrupções momentâneas (dip), sobretensão momentânea (swell), flutuação de tensão (flicker), micro-cortes de tensão (notches), transitórios e ruído que a rede poderá gerar e afetar o sistema. Este trabalho apresentará os principais normativos técnicos a serem seguidos e também algumas aplicações propostas elaboradas com o propósito de minimizar os efeitos da utilização de sistemas fotovoltaicos (PV) quando conectados à rede.

## 2. PRINCIPAIS NORMATIVOS TÉCNICOS INTERNACIONAIS APLICÁVEIS

As principais normas técnicas que tratam deste assunto são as seguintes:

- IEEE Standard 929, “IEEE Recommended Practice For Utility Interface Of Photovoltaic (PV) Systems”,; 2000;
- IEEE Standard 1159, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”,1995;
- IEC 61000 4-7,“Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto”, 2009-2010;
- IEC 61000-4-30, “ Testing and Measurement Techniques—Section 30: Power Quality Measurement Methods”, 2008.
- IEC 61000-3-2, “Electromagnetic compatibility. Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤16A per phase)”, Dezembro 2001;
- IEEE Standard 519, “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”, 1992;
- IEC 62116, “Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters,” Agosto 2006, Draft;
- EN 50160 – European Norm - CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardisation), “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution Systems”, 1994;

- DIN V VDE 0126-1-1:2006, "Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid", VDE-publisher, Berlin/Germany, (Norma Alemã) Fevereiro 2006.

### 3. PROBLEMAS DE QUALIDADE DE ENERGIA E A NORMATIZAÇÃO

A qualidade de energia diz respeito à continuidade de fornecimento, que é sinônimo de confiabilidade, disponibilidade e sistema livre de interrupções, além disso, as características deste fornecimento (tensão, frequência, etc.) devem ser mantidas dentro dos limites especificados pelos normativos técnicos inseridos em intervalos de tempo definidos. A distorção das premissas acima, degradam a qualidade da energia, acarretando aumento de perdas na distribuição da energia (harmônicos e inter-harmônicos), gerando interferência em redes e sistema de telecomunicações (*flicker*) e ocasionando problemas de funcionamento de dispositivos / equipamentos eletrônicos sensíveis, afetando bastante os inversores do sistema PV, sendo que os principais desvios são subtensões (*sag*), sobretensões (*swell*) momentâneas, interrupções momentâneas (*dip*) ou não e transitórios ou surtos, que causam grandes prejuízos econômicos aos agentes envolvidos (concessionária de energia e consumidor). Já, mais especificamente aos sistemas PV conectados a rede, além dos problemas descritos acima que dependem intrinsecamente da qualidade da energia da rede da concessionária, haverá um efeito importante também, decorrente da qualidade da rede, que é o ilhamento, ou seja, refere-se à situação de geração do sistema PV, quando a rede da distribuidora é desligada por algum motivo. O sistema PV deverá ser auto-desconectado para que não afete a segurança das pessoas, dos equipamentos e das instalações.

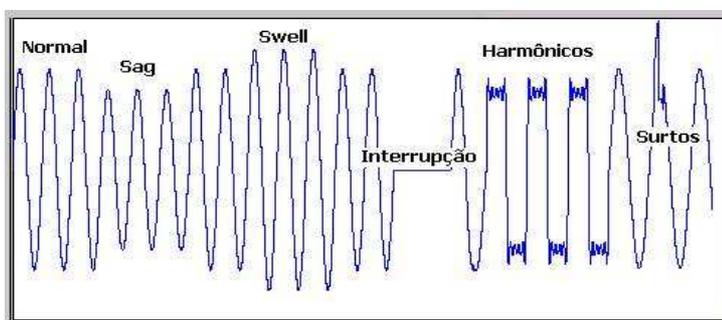


Figura 1. Formas de ondas típicas dos itens de qualidade de energia mais comuns

Muitos equipamentos e dispositivos são sensíveis aos distúrbios de tensão. A sensibilidade destes equipamentos frente aos distúrbios podem ser considerados e apresentados sob a forma de curvas. Uma dessas curvas é a curva do Computer Business Equipment Manufacturers Association (CBEMA). Embora CBEMA tenha sido extinto, e a curva do Information Technology Industry Council (ITIC) ter tomado seu lugar, a curva CBEMA é provavelmente a mais conhecida das curvas de aceitabilidade de energia (Geun-Joon Lee, et al, 2004).

A curva CBEMA é mostrada na figura 2.a e a curva ITIC na figura 2.b.

A escala vertical mostra o desvio da amplitude da tensão de valor nominal, e a escala horizontal mostra a duração de um evento de perturbação como visto no lado da carga. A escala vertical da figura 2 é mostrada em porcentual, embora esta possa ser apresentada em valores eficazes da tensão e a escala horizontal na figura 2 é logarítmica, mas esta escala pode ser apresentada de forma linear e / ou "ciclos", ambas para as duas curvas. Pequenos distúrbios de tensão correspondem ao canto inferior esquerdo das curvas CBEMA e ITIC, e condições normais de operação são mostrados próximos à linha horizontal central. A curva ITIC mais recente é mostrada na figura 2.b. Nas figuras 2.a e 2.b, a "gama de funcionamento aceitável" é mostrada como a região compreendida entre a sobretensão (linha superior) e subtensão (linha inferior) das curvas. Então, as regiões de sobretensão e subtensão das curvas de aceitabilidade de energia são importantes para com isso dar uma maior visibilidade aos efeitos de eventos momentâneos de distúrbios tensão.

Outro grande problema de qualidade de energia, como foi dito anteriormente, refere-se às distorções nas formas de onda, tanto de tensão como de corrente.

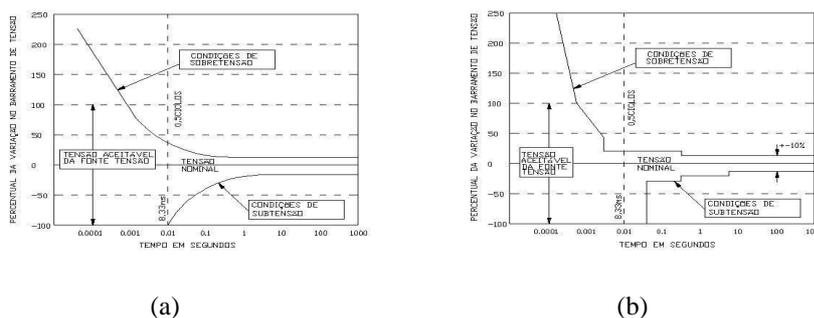


Figura 2. Curvas de aceitabilidade de qualidade de energia (vulnerabilidade) do CBEMA(a) e do ITIC (b)

A distorção da forma de onda é definida como um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal, na frequência fundamental, e é caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral. Existem cinco tipos principais de distorções da forma de onda:

Harmônicos, inter-harmônicos (componentes de frequência, em tensão ou corrente, que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental do sistema supridor (50 ou 60Hz)), nível CC, *notch ou notching* (distúrbio de tensão causado pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra), ruídos (interferências eletromagnéticas) entre outros.

A variação da frequência do sistema também é um problema de qualidade de energia, pois a mesma afeta uma grande parte de equipamentos e dispositivos do sistema elétrico.

Variações na frequência de um sistema elétrico são definidas como sendo desvios no valor da frequência fundamental deste sistema (50 ou 60 Hz). A frequência do sistema de potência está diretamente associada à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema, aos quais os sistemas PV deverão ser conectados. Pequenas variações de frequência podem ser observadas como resultado do balanço dinâmico entre carga e geração no caso de alguma alteração (pequenas variações como veremos pelos normativos a seguir).

Variações de frequência que ultrapassam os limites para operação normal em regime permanente definidos pelas normas técnicas podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, saída de um grande bloco de carga ou pela saída de operação de uma grande fonte de geração. Em sistemas isolados, entretanto, como é o caso da geração própria, na eventualidade de um distúrbio, a magnitude e o tempo de permanência das máquinas operando fora da velocidade, resultam em desvios da frequência em proporções mais significativas.

As normas internacionais, em especial a IEEE 519, a IEEE 1159, as IEC's série 61000, a EN 50160, a IEEE 1547 e a IEEE 929 abordam os problemas descritos anteriormente. A seguir será abordada a visão de algumas destas normas principalmente em relação à medição dos fenômenos e das implementações.

### 3.1 Considerações da norma IEEE 929

Esta norma contém orientações relativas aos equipamentos e funções necessárias para garantir um funcionamento compatível de sistemas PV que estão conectados em paralelo com a concessionária de energia elétrica. Isso inclui os elementos relativos à segurança de pessoas, proteção do equipamento, qualidade de energia e operação do sistema de energia da concessionária. Também contém informações a respeito de ilhamento dos sistemas fotovoltaicos quando a rede da concessionária não energizada, relativos ao controle de tensão e frequência, bem como técnicas para evitar o ilhamento de sistemas PV distribuídos. Em conjunto com esta norma, há o documento UL 1741 elaborado pelo *Underwriters Laboratories*, que é um procedimento de ensaio, que pode ser executada por um órgão independente, para verificar se um inversor para uso do sistema PV interligado a rede elétrica atende as recomendações descritas na mesma. O procedimento de teste de segurança, vai, entre outras coisas, testar o inversor para uma resposta adequada, conforme detalhado na norma, com relação à perda da rede da concessionária ou as condições da rede quando estão operando "fora dos limites" normativos, tais como sobre e sub-tensão, distorção harmônica maior do normatizado, etc.. Um aspecto importantíssimo do mesmo teste é o de verificar se o inversor não funcionará como um "gerador-ilha" independente, quando da falta da rede.

### 3.2 Considerações da norma IEEE 519

Esta norma refere-se aos limites impostos aos sistemas de geração distribuída, com relação à qualidade de energia, mais especificamente sobre as harmônicas (e o sistema PV encontra-se aqui representado). Serão apresentadas duas tabelas que ilustram estes limites.

Tabela 1 – Limites, em percentual, de distorção harmônica de corrente para sistema PV considerado como geração dispersa (com  $I_{sc} / I_L > 50$ ) - IEEE-519

$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Nota:  $I_{sc}/I_L$  - Razão entre a corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) no ponto de conexão do sistema com a rede e a máxima corrente de carga (componente da frequência fundamental) ( $I_L$ ) - tabela 10.5 da IEEE 519.

Tabela 2 – Limites, em percentual, de distorção harmônica de corrente para um sistema PV considerado como um equipamento de geração de energia em paralelo com a rede – IEEE 519 (Tabela 10.3 da IEEE 519)

$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

### 3.3 Considerações da norma IEEE 1159

Esta norma refere-se basicamente a efeitos de *sag*, *dip* e *swell* relacionados a tensão, que são de bastante importância para que os fenômenos de ilhamento sejam detectados. Como sabemos, o a detecção do ilhamento está diretamente associado aos desvios de tensão dos valores nominais e do tempo de duração dos mesmos, para que não se tenha um sistema se desconectando/conectando sem necessidade e também, desconectando-se quando necessário. Esta norma aplica-se a estes tipos de fenômenos relacionados com as formas de onda da tensão, principalmente. Serão apresentadas apenas duas tabelas relativas às definições de cada um destes fenômenos.

Tabela 3 – Variações de tensão de curta duração usando a IEEE 1159 (duração apresentada em milissegundos para sistemas de 60Hz)

Type of variation	Category of short duration variation		
	Instantaneous	Momentary	Temporary
Interruption (ms)		8.33 – 3000	3000-60000
Sag (ms)	8.33 – 500	500 - 3000	3000-60000
Swell (ms)	8.33 – 500	500 - 3000	3000-60000

Tabela 4 – Magnitudes típicas de tensão para variações de curta duração Em sistemas de distribuição de energia (em p.u.)

Type of variation	Category of short duration variation		
	Instantaneous	Momentary	Temporary
Interruption (pu)		< 0.1	< 0.1
Sag (pu)	0.1 to 0.9	0.1 to 0.9	0.1 to 0.9
Swell (pu)	1.1 to 1.8	1.1 to 1.4	1.1 to 1.2

### 3.4 Visão da norma IEEE 61000 4-7

A norma IEC 61000-4-7 é aplicável aos instrumentos de medição destinados à medir os componentes espectrais, na faixa de frequência de até 9 kHz, que são sobrepostos sobre a frequência fundamental, dos sistemas de distribuição de energia, em 50 Hz e 60 Hz. Por considerações práticas, o presente padrão distingue entre harmônicas, inter-harmônicas e de outros componentes acima do *range* de frequências harmônicas, até 9 kHz.

Esta norma define os instrumentos de medição a serem utilizados para testes de emissões de harmônicos em equipamentos individuais, bem como para a avaliação global das harmônicas / inter-harmônicas de tensão e corrente em sistemas de distribuição de energia (E. Gunther., 2006). Isso é particularmente importante, para que se saiba a real “poluição” da rede e quanto isso pode afetar o desempenho do sistema PV.

Um dos aspectos mais importantes da norma é a definição de janelas de tempo a ser utilizado para a amostra da forma de onda antes da análise usando a transformada de Fourier, para facilitar o desenho de um instrumento que opera basicamente da mesma maneira para sistemas de 50 Hz e 60 Hz. A largura da janela é definida como 10 ciclos para sistemas de 50 Hz e 12 ciclos para 60 Hz, que corresponderia basicamente uma janela de 200 ms.

Isso resulta em uma resolução de frequência na saída da Transformada de Fourier de 5 Hz para ambos os sistemas (50 Hz e 60 Hz).

### 3.5 Visão da norma IEEE 61000 4-30

Esta norma define os métodos de medição e de interpretação de resultados dos parâmetros de qualidade de energia em sistemas de fornecimento de energia, nos quais incluem-se os sistemas PV. Ela descreve os métodos de medição de cada parâmetro relevante de qualidade de energia (frequência, tensão da fonte de alimentação ou da rede, *flicker*, interrupções (*dip*) e sobretensões (*swell*) da fonte de alimentação ou da rede, interrupções de tensão, transitórios de tensão, desbalanço de tensão de alimentação ou da rede, harmônicos de tensão, inter-harmônicos de tensão, sinalização de tensão na alimentação ou rede, mudanças rápidas de tensão e por fim as medidas de desvio (acima ou abaixo do permitido) dos parâmetros.

### 3.6 Visão da norma IEC 61000-3-2

Quando se tem sistemas de pequeno porte, com inversores, para fazer a conexão do sistema PV com a rede, é possível ter harmônicas de corrente injetadas na rede pública de alimentação. A norma IEC 61000-3-2 aplica-se a equipamentos elétricos e eletrônicos que tenham uma corrente de entrada de até 16 A por fase, conectado a uma rede pública de baixa tensão alternada, de 50 ou 60 Hz, com tensão fase-neutro entre 220 e 240 V.

### 3.6 Visão da norma IEC 1547-2003

Esta norma refere-se a fornecer um padrão uniforme para a interligação de recursos distribuídos com sistemas de energia elétrica, proporcionando requisitos relevantes para o desempenho, operação, análise, considerações de segurança e manutenção da interligação.

#### 4. TÉCNICAS QUE MINIMIZAM OS PROBLEMAS DE QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE

Nesta secção apresentam-se algumas técnicas que possibilitam a redução dos problemas de qualidade.

Para evitar o ilhamento do sistema PV, vários métodos anti-ilhamento (AIM) têm sido estudados, que são classificados em métodos passivos e ativos. Quando um inversor é equipado com um relé de sobre-tensão (OVR), um relé de sub-tensão (UVR), um relé de sobre frequência (OFR) e um relé de sub-frequência (UFR), considera-se que o inversor tem o método anti-ilhamento passivo. Contudo, estes esquemas passivos tem uma relativa grande zona de não detecção (ZND) de ilhamento, porque ele só monitora a tensão e a frequência no ponto de acoplamento comum (PCC) na saída do inversor. Ao contrário destes métodos passivos, esquemas ativos de anti-ilhamento fazem uma perturbação na saída da corrente do inversor do sistema PV através da injeção de um sinal ativo. Devido a esta perturbação, o equilíbrio de potência entre a energia gerada pelo sistema PV e a potência da carga local pode ser quebrado. Por conseguinte, os métodos ativos anti-ilhamento são geralmente considerados mais eficazes do que os passivos com relação a detecção de ilhamento. Por outro lado, a qualidade da energia e a saída de geração de potência do sistema, pode ser prejudicada pelo AIM devido a esta perturbação, porque pode alterar a magnitude ou frequência da corrente de saída. Portanto, é necessário para o projeto do inversor do sistema PV que satisfaça as normas de qualidade de energia e da capacidade de detecção de ilhamento (Byunggyu Yu, ET al, 2008).

Os métodos anti-ilhamento ativos são classificados em três partes, com respeito aos parâmetros de variação. Conforme mostrado na Eq. ( 1 ), estes são, respectivamente, a mudança de magnitude da corrente ( $I_m$ ), frequência ( $f$ ), e ângulo de fase de partida ( $\theta$ ) da saída inversor de corrente (Byunggyu Yu, ET al, 2008).

$$I_{inv} = I_m \times \text{sen}(2\pi ft + \theta) \tag{1}$$

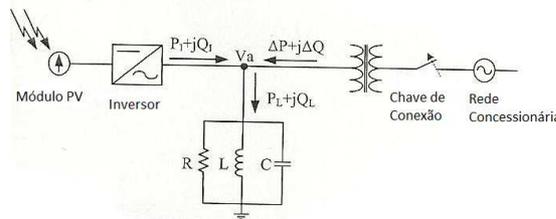


Figura 3. Esquema típico de um sistema PV conectado à rede, onde o ponto de acoplamento comum é  $V_a$

A Fig. 3 apresenta um diagrama esquemático típico sistema PV conectado à rede. A Fig. 4 apresenta o circuito utilizado para simulação e a Fig.6 apresenta o fluxograma do sistema anti-ilhamento que foi implementado por Byunggyu Yu, et all em 2008.

Outro método anti-ilhamento, o método de desvio de frequência ativo (AFD – *active frequency drift*) utiliza a variação da potência efetiva que é implementada pelo aumento/diminuição periódica da variação de magnitude de corrente na saída do inversor. É um método simples de anti-ilhamento, e o desvio de frequência ativo é injetado no inversor de corrente por um período determinado e assim, o ilhamento pode ser detectado. Em caso de grandes variações de tensão quando o sistema está conectado a rede, o método AFD será removido após o período projetado. Ao contrário da maioria dos métodos anti-ilhamento que deterioram da qualidade de energia, o método AIM proposto apresenta alto desempenho de detecção de ilhamento e boa qualidade de energia.

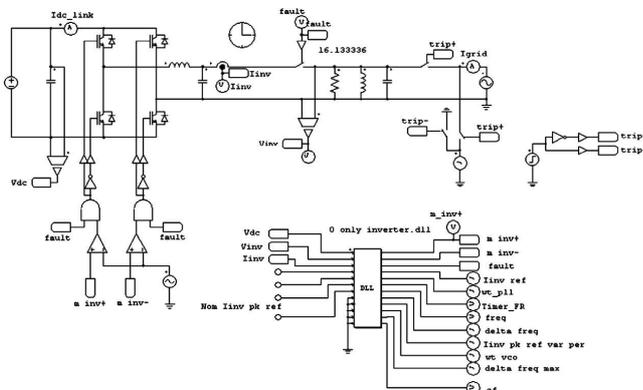


Figura 4. Circuito utilizado para simulação do método proposto

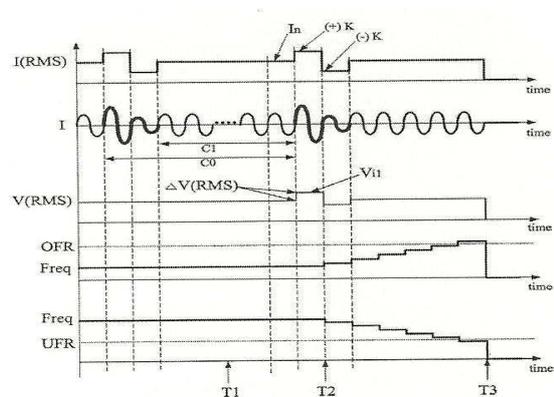


Figura 5. Formas de onda de funcionamento: de comando do inversor RMS ( $I$  (RMS)), corrente do inversor ( $I$ ) e tensão RMS do inversor ( $V$  (RMS)), frequência (Freq).

Ao contrário do método AFD convencional usado cortando frações positivas, este método AIM propõe cortar frações positivas e negativas para melhorar a resposta transitória, como mostrado na Fig. 7 (Byunggyu Yu, ET all, 2008).

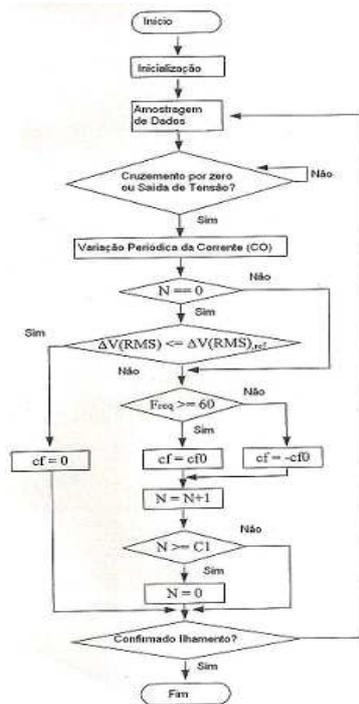


Figura 6. Fluxograma do sistema de anti-ilhamento

O fator de qualidade é definido como a Eq. (4) conforme a IEEE 1547.1, 2005.

$$R = P_R / V_N^2 = P_I / V_{il}^2 \quad (2)$$

$$V_{il} = (P_I / P_R)^{1/2} \times V \quad (3)$$

$$Q_f = ((|Q_L| \times |Q_C|)^{-1/2}) / P \quad (4)$$

Das Eqs. (3) e (4) é de se ressaltar que o ilhamento de tensão não está relacionado com o fator de qualidade ( $Q_f$ ) sob a potência de saída constante do inversor  $P$ .

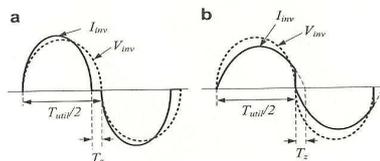


Figura 7. Forma de onda de tensão e corrente com o método AFD: (a) corte de frações positivas (b) corte de frações negativas

A saída de tensão do inversor pode ser escrita como na Eq. (5) em função da corrente nominal de comando do inversor ( $I_n$ ), quando a rede é desconectada. Além desta condição de ilhamento, há somente uma perturbação na potência do inversor que é propositada pelo AIM, quando ele é usado. Por este pressuposto, o aumento da tensão de ilhamento ( $V_{il}$ ) como na Fig. 5 podendo ser calculado como na Eq. (6) com o incremento da corrente de comando (+  $K\%$ ) e a diferença de tensão RMS ( $\Delta V(RMS)$ ), após o ilhamento também é determinada pelo aumento da corrente de comando do inversor como na Eq. (7), e os sinais de incremento de corrente, tensão e frequência no inversor são mostrados na Fig. 5 (Byunggyu Yu, ET all, 2008).

$$V_N = R \times I_n \quad (5)$$

$$V_{il} = R \times (1 + K) \cdot I_n \quad (6)$$

$$\Delta V(RMS) = V_{il} - V_N = K \times V_N \quad (7)$$

onde:

- $V_N$  é a tensão nominal do inversor [V]
- $R$  é a resistência de carga local [X]
- $I_n$  é a corrente nominal de saída do inversor [A]
- $K$  é a razão da variação inversor de corrente  $I_n$  (%)

$V_{il}$  é a tensão ilhamento como mostrado na figura 8 [V]  
 $\Delta V (RMS)$  é a diferença de tensão RMS entre dois ciclos consecutivos de linha [V]

Como mostrado na Eq. (7), o desvio de tensão após o ilhamento é proporcional à variação da corrente de referência quando o modelo AIM proposto é utilizado. Como resultado, o modelo AIM proposto utiliza este grande desvio de tensão pelo comando da corrente quando a rede está desconectada (Byunggyu Yu, ET all, 2008).

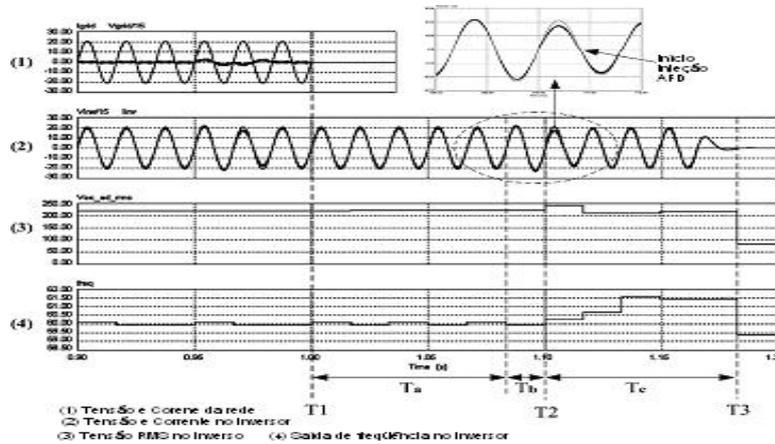


Fig. 8. Os resultados da simulação de detecção de ilhamento pelo método anti-ilhamento apresentado

A fração de corte ( $cf$ ), é definida como na Eq. (8) deve ser determinada pelo fator de qualidade ( $Q_f$ ).

$$cf = (2T_z)/T_{util} \quad (8)$$

Tendo em vista a IEEE 1547-2005 sugerir um fator de qualidade igual a unidade (1,0) e a IEEE 929-2000 determinar para o mesmo fator o valor de 2,5, foram escolhidas duas frações de corte, uma de 2% e outra de 5%. Foi feita simulação para demonstrar a viabilidade o modelo proposto AIM usando a variação de potência eficaz. A simulação do processo de anti-ilhamento foi testado para o pior caso de condições de carga para o ilhamento, baseado na norma IEEE 1547. Depois que a rede é desligada, a tensão no terminal e a frequência permanecem dentro dos limites ( $0,88 < V < 1,10$  por unidade e  $59,3 < f < 60,5$ ) durante o intervalo  $T_a$ . No entanto, a tensão terminal aumenta cerca de 9% (19,5 V), pelo aumento da magnitude da corrente de referência durante  $T_b$ . Porque o aumento de tensão é superior ao limite de tensão (10 V), o método é AFD injetado no inversor de corrente durante  $T_c$  como mostrado na Fig. 8. Finalmente, o ilhamento é impedido (Byunggyu Yu, ET all, 2008).

A Fig. 9 mostra a comparação da qualidade de energia entre os três casos com AIM (AIM passiva, o modelo proposto AIM com 2 frações de corte) e os métodos AFD. O modelo proposto AIM apresenta alto fator de potência e baixas harmônicas (coma as 2 frações de corte) apenas comparável ao AIM passivo, e os métodos AFD com fração de corte de 5% tem a menor qualidade de energia entre eles. Este método apresenta boa capacidade de anti-ilhamento e boa qualidade de energia, porque não há desvio frequência de corrente ou não há desvio do ângulo inicial de fase com a condição de rede conectada. A metodologia apresentada neste trabalho pode ser combinada com outros métodos ativos anti-ilhamento, e não o método AFD (Byunggyu Yu, ET all, 2008).

Abordaremos agora alguns aspectos relativos à diminuição do conteúdo harmônico.

Uma das estruturas mais versáteis do condicionador de energia é obtido com dois conversores CC/CA completamente controlados e ligados *back-to-back*. Neste caso, dependendo da estrutura do controle, os conversores podem ter diferentes funções de compensação. Por exemplo, eles podem funcionar como filtro ativo série e filtros de derivação para compensar simultaneamente correntes de carga harmônicas e flutuações de tensão. Neste caso, o equipamento é chamado de *Unified Power Quality Conditioner* (UPQC).

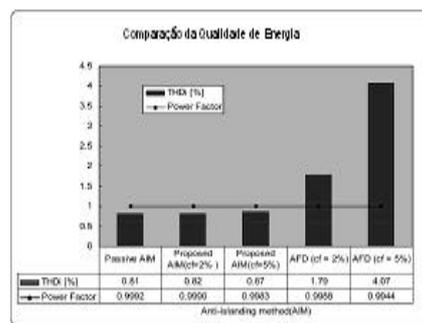


Figura 9. Comparação de qualidade de energia no que diz respeito aos métodos anti-ilhamento (AIMs).

Filtro ativo paralelo é um dispositivo adequado para compensação baseada em corrente. Esta configuração inclui compensação de correntes harmônicas e de potência reativa. O filtro ativo série é normalmente usado para compensação baseada em tensão. Neste caso, harmônicas de tensão, afundamentos de tensão e sobretensões transitórias são compensados (Marcelo C. Cavalcanti et al,2005).

Outras aplicações podem ser encontradas na literatura tais como: compensação de componentes da frequência fundamental, compensação de potência reativa, controle de fluxo de potência ativa e regulação de tensão. Neste caso, a estrutura é chamada Unified Power Flow Controller (UPFC) (Marcelo C. Cavalcanti et al,2005).

Convencionalmente, com a ligação à rede, a conversão de sistemas fotovoltaicos (PV) de energia são compostos de um conversor CC-CC e um inversor. O conversor CC-CC é que controla a faixa do ponto máximo de potência do painel de energia fotovoltaica e o inversor controla a forma de onda da corrente do sistema para ter uma baixa distorção harmônica total (THD) e estar em fase com a tensão da rede elétrica a qual está conectada. No entanto, o uso de um conversor CC-CC com um inversor diminui a eficiência do sistema (Marcelo C. Cavalcanti et al,2005).

O objetivo deste sistema é construir um sistema de conexão entre o sistema de geração PV e uma rede trifásica utilizando apenas um conversor CC-CA. O sistema aumenta a eficiência de conversão e também fornece funções úteis, operando como fonte de energia, bem como compensador de harmônicos e reativos quando o sol está disponível. Durante períodos de baixa irradiação, o sistema funciona apenas como compensador de harmônicos e de potência reativa. Além disso, um conversor CC-CC é adicionado para realizar a compensação para afundamentos de tensão e sobretensões (Marcelo C. Cavalcanti et al,2005).

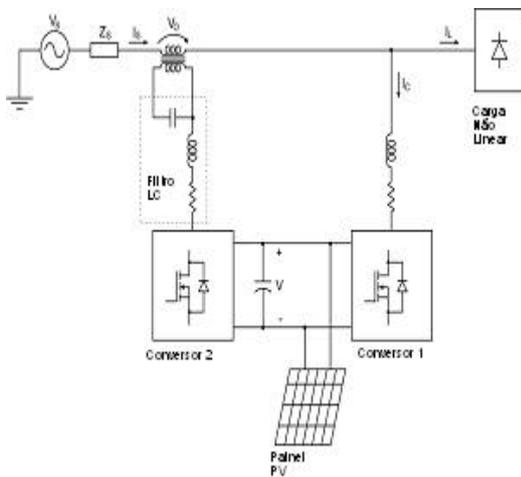


Figura 10. Sistema de geração PV com dois conversores realizando a função UPQC

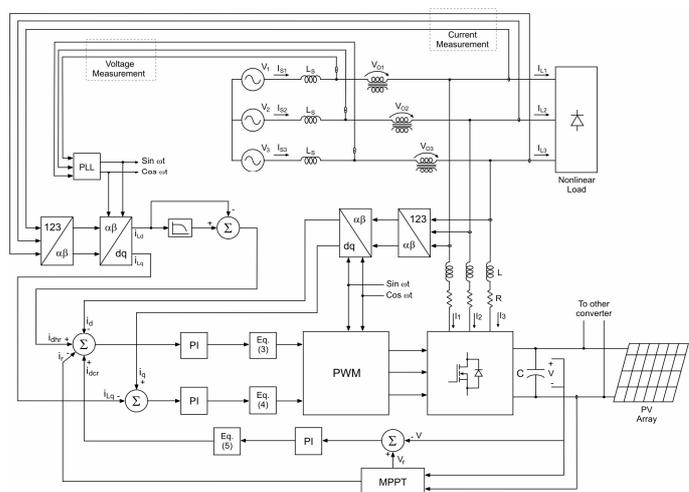


Figura 11. Diagrama de blocos do Sistema PV / compensações de correntes harmônicas e de corrente reativa

Nas Figs. 10 e 11 estão apresentados os esquemas implementados por Marcelo C. Cavalcanti, et al,2005, para o sistema de compensação com dois compensadores, na Fig.10 o controlador do conversor 1 possui sistema de compensação baseada em corrente. Como dito anteriormente, este sistema desenvolve boa resposta na correção da distorção harmônica e de compensação de energia reativa, quando o mesmo está sendo utilizado com baixa insolação.

A modelagem deste sistema foi implementado de acordo com as seguintes equações (Marcelo C. Cavalcanti et al,2005):

$$v_{nd} = (v_d + \omega.L.i_q - u_d) / V \tag{9}$$

$$v_{nq} = (v_q - \omega.L.i_d - u_q) / V \tag{10}$$

$$i_{der} = (2/3)^{-1/2} \times [(V.u_{dc}) / (V_{grid})] \tag{11}$$

onde,  $v_{nd}$  é a tensão de referência normalizada do eixo d (conversor 1),  $v_{nq}$  é a tensão de referência normalizada do eixo q (conversor 1),  $v_d$  é a tensão da rede no eixo d,  $v_q$  é a tensão da rede no eixo q,  $\omega$  é a frequência angular do sistema,  $L$  é a indutância do filtro de saída,  $u_d$  é a saída de corrente do controlador no eixo d,  $u_q$  é a saída de corrente do controlador no eixo q,  $u_{dc}$  é a saída de tensão do controlador e  $V_{grid}$  é a amplitude da tensão da rede da concessionária (Marcelo C. Cavalcanti et al,2005).

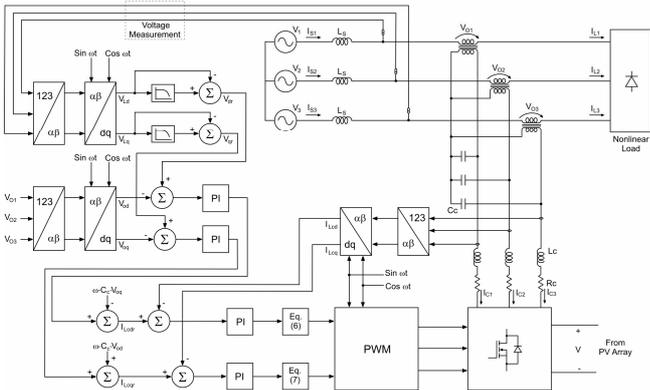


Figura 12. Diagrama de blocos do Sistema PV / compensação de oscilações de tensão

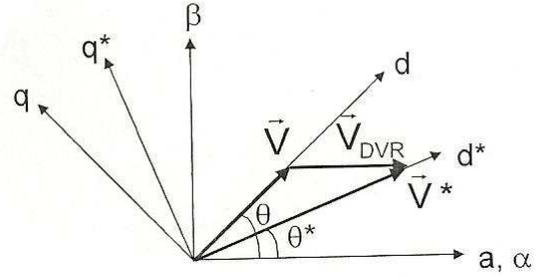


Figura 13. Eixos de referência do sistema durante uma queda de tensão

Na Fig.12 está mostrado o diagrama de blocos do controlador do conversor 2 com sistema de compensação baseada em tensão. O compensador de tensão é um sistema que detecta a tensão de alimentação e verifica se o ângulo da sua magnitude ou fase desviam-se do valor desejado e fornece a necessária tensão de compensação. Ele pode ser usado para compensação de harmônicos ou afundamentos de tensão e sobretensões transitórias, no ponto de acoplamento comum (PCC), mantendo a tensão de carga no valor nominal. O sistema é modelado e controlado usando-se um vetor referencial orientado da tensão de rede. Equações (12) e (13) vem da figura (12) (Marcelo C. Cavalcanti et all,2005).

$$v_{nd2} = (v_{od} - \omega.L_c.i_{cq} - u_{d2}) / V \quad (12)$$

$$v_{nq2} = (v_{oq} + \omega.L_c.i_{cd} - u_{q2}) / V \quad (13)$$

onde,  $v_{nd2}$  é a tensão de referência normalizada do eixo d (conversor 2),  $v_{nq2}$  é a tensão de referência normalizada do eixo q (conversor 2),  $v_{od}$  é a tensão injetada no eixo d,  $v_{oq}$  é a tensão injetada no eixo q,  $\omega$  é a frequência angular do sistema,  $L_c$  é a indutância do filtro,  $u_{d2}$  e  $u_{q2}$  são as saídas de corrente do compensador PI nos eixos q e d (Marcelo C. Cavalcanti et all,2005).

O compensador de variação de tensão (DVR) é composto basicamente de um sistema de armazenamento de energia, um link-CC, um conversor CC-CA e um transformador (Fig. 10).

Para descobrir qual a tensão de referência deve ser aplicada à carga quando ocorre uma queda de tensão, é necessário determinar o vetor tensão antes do compensador de variação de tensão. A saída de sinais do PLL são usadas para informar em um curto espaço de tempo os valores de  $V_d$ ,  $V_q$  e  $\theta$ . Durante os afundamentos de tensão, as variações no ângulo  $\theta$  originam outro referencial síncrono girado em relação ao ângulo original de referência  $\theta^*$  (Fig. 13). O vetor tensão de referência pode ser obtido pela passagem no PLL dos sinais de saída  $V_d$ ,  $V_q$  e  $\omega$  através de filtros passa-baixa.

Estes filtros têm lentidão para respostas dinâmicas e suas saídas correspondem a um vetor de amplitude de tensão de rotação síncrona e a frequência permanece aproximadamente igual as do vetor da tensão pré-falta.

A diferença entre os vetores de referência e da tensão de rede deve ser injetada pelo DVR para compensar as variações de tensão (Marcelo C. Cavalcanti et all,2005),

$$\Delta V_d = V^*_d - v_d \quad (14)$$

$$\Delta V_q = V^*_q - v_q \quad (15)$$

Da figura 13 tem-se:

$$V_{DVR,d} = V^*_d - v_{grid} \cos(\theta - \theta^*) \quad (16)$$

$$V_{DVR,q} = V^*_q - v_{grid} \sin(\theta - \theta^*) \quad (17)$$

onde  $V^*_d$  é a tensão de referência na carga no eixo d,  $V^*_q$  é a tensão de referência na carga no eixo q,  $V_{DVR,d}$  é a tensão de referência no DVR no eixo d,  $V_{DVR,q}$  é a tensão de referência no DVR no eixo q,  $\theta$  é o ângulo do vetor de tensão da rede e  $\theta^*$  o ângulo do vetor de tensão de referência da carga. Desde que  $V^*_q$  fosse zero, a Eq. (17) poderia ser simplificada para (Marcelo C. Cavalcanti et all,2005):

$$V_{DVR,q} = -v_{grid} \sin(\theta - \theta^*) \quad (18)$$

Esta topologia apresenta melhora a funcionalidade quando o sistema de geração fotovoltaica é colocado em paralelo com a rede. O sistema pode ser conectado a uma rede trifásica de qualquer concessionária de energia elétrica se

um transformador coincidindo com o sistema PV for usado. O excelente desempenho do sistema foi verificado a partir resultados da simulação utilizando o Matlab. A onda de tensão no painel fotovoltaico segue a tensão de referência para todas as condições de irradiação. Além disso, o controlador também compensa harmônicas e potência reativa.

O bom desempenho do sistema DVR foi verificado a partir de resultados simulados e experimentais. A onda de tensão na carga segue a tensão de referência, mantendo a tensão na carga no valor nominal (Marcelo C. Cavalcanti et al, 2005).

Apresenta-se a seguir outro sistema de conexão com do sistema PV com a rede, utilizando um inversor de corrente controlada de um único estágio.

Em Sung-Hun Ko et al, 2006, foi apresentado outro modelo que controlador que melhora sensivelmente a emissão de harmônicas, bem como o fator de utilização do sistema (SUF) que normalmente é de 20% para os sistemas PV e o fator de potência passou para 100%.

Para reduzir a complexidade, custo e número de conversões de potência, o que resulta em maior eficiência, foi usado para tal, um inversor corrente controlada (CCVSI) de único estágio. A operação do sistema foi dividida em dois (modos sol e noite). No modo noite, o inversor CCVSI opera para compensar a energia reativa demandada pelas cargas não-lineares ou variações da carga. No modo sol, o sistema proposto executa o controle de qualidade de energia (PQC) para reduzir as correntes harmônicas e melhorar o fator de potência, bem como o acompanhamento do ponto de máxima potência (MPPT) para fornecimento de energia ativa dos painéis PV simultaneamente (Sung-Hun Ko et al, 2006).

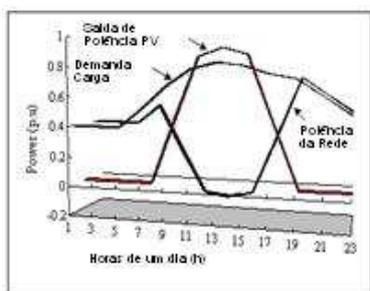


Figura 14. Um típico padrão de operação diária de um sistema conectado com PV

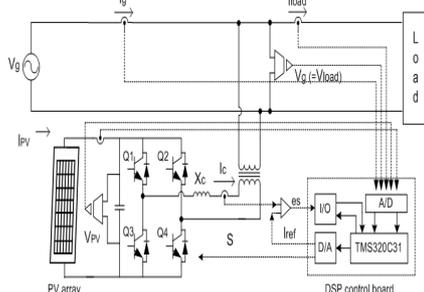


Figura 15. Configuração ilustrativa do sistema

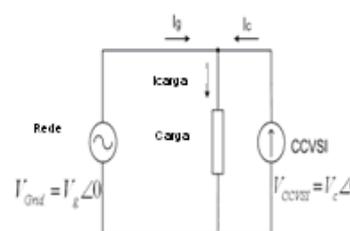


Figura 16. Circuito equivalente do sistema

A Fig.14 apresenta um gráfico típico de operação diária de um sistema PV, na Fig. 15 está mostrado o diagrama esquemático do sistema e na Fig. 16 o circuito equivalente do sistema apresentado por Sung-Hun Ko et al, 2006.

Um sistema PV opera mais ou menos de oito horas por dia. Isso significa que o fator utilização do sistema (SUF) para um sistema fotovoltaico é inferior a 20% (considerando-se períodos chuvosos e / ou muito nublado). É interessante notar que mesmo é válido durante um período de sol, embora os sistemas PV convencionais injetem energia com fator de potência unitário na rede, a potência global do sistema é baixa devido a demanda de potência reativa solicitada pela carga. Se a demanda de potência reativa da carga é variável, mesmo quando a energia do sistema PV é injetada na rede com fator de potência unitário, o fator de potência global do sistema ficará baixo (Sung-Hun Ko et al, 2006).

Isto pode ser pior durante o período de sol, quando os painéis PV podem fornecer a demanda de potência ativa para toda a carga e a potência reativa exigida pela carga será fornecida pela rede ( fator de potência da rede é pior). Portanto, é necessário desenvolver um sistema PV conectado à rede para casas residenciais e escritórios com um controlador de laço único de corrente para melhorar a qualidade de energia da rede. A fim de evitar um grande número de componentes envolvidos em sistemas de dois estágios (um conversor CC-CC e um inversor), foi utilizado um conversor de energia usando um único estágio (CCVSI) (Sung-Hun Ko et al, 2006).

Este sistema PV conectado a uma rede, é equipado com um algoritmo PQC diretamente acoplado, ele dá a primeira prioridade para MPPT. O sistema requer apenas um CCVSI, que pode controlar o fluxo de corrente (operação MPPT) para uma baixa distorção harmônica total (THD) e um fator de potência unitário, bem como simultaneamente fornece potência reativa. O CCVSI executa mais rápido a resposta em relação a um VCVSI (inversor tensão controlada) e alcança o fator de potência unitário no ponto de acoplamento comum. Além disso, o CCVSI mantém a THD corrente dentro do limite para toda a gama de funcionamento do inversor, sem exigir hardware adicional ou controle complexo. Neste sistema, o CCVSI é programado para realizar o MPPT durante as horas de sol e filtragem dos reativos para o resto do dia (SUF aumenta a 100%) . Como a corrente gerada a partir da CCVSI pode ser controlada independentemente da tensão, os controles de potência ativa e reativa são dissociados. Assim, a operação com fator de potência unitário para todo intervalo de carga é possível. Esta é uma das principais vantagens dos CCVSI ( Sung-Hun Ko et al, 2006).

A corrente de carga ( $I_{load}$ ) é continuamente alimentada pela corrente da rede ( $I_{grid}$ ) e pela corrente do inversor CCVSI ( $I_c$ ) e pode ser expressa pela Eq. 19 (Sung-Hun Ko et al, 2006).;

$$I_{load} = I_g + I_c \tag{19}$$

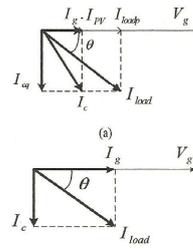


Figura 17. Diagrama fasorial do sistema no modo de operação da carga indutiva. a) estado com sol b) estado da noite

Durante o modo noite, a demanda de potência ativa da carga ( $P_{load}$ ) deve ser igual a potência da rede para atingir o fator de potência unitário. Aí a corrente necessária da rede ( $I_g^*$ ) pode ser reescrito conforme Eq.20. (Sung-Hun Ko et all, 2006).

$$I_g^* = Re[I_{load}] = (P_{load} / V_g) \quad (20)$$

No modo de sol, a rede fornece corrente inferior que a demandada pela carga, pois como o sistema PV também fornece o resto da demanda ativa de corrente da carga. Neste modo, a potência ativa no CCVSI flui a partir do lado CC para o barramento CA (rede ou carga). Isso significa que tanto a rede e o sistema alimentam a carga com potência ativa. O restante da potência reativa da carga será fornecido pelo CCVSI, considerando a capacidade permanente e de avaliação do inversor. Daí a Eq. (20) pode ser reescrita da seguinte forma (Sung-Hun Ko et all, 2006).;

$$I_g^* = Re[I_{load}] - Re[I_c] = (P_{load} - P_{PV}) / V_g \quad (21)$$

A corrente do CCVSI deve controlar não só a compensação da energia reativa de corrente da rede em função da carga, mas também para reduzir a corrente ativa correspondente a saída de potência do sistema PV. Para gerenciar o fluxo de energia do todo o sistema, a corrente CCVSI deve ser controlada para compensar a corrente reativa da rede, dependendo da condição de carga. Portanto, a desejada corrente CCVSI ( $I_c^*$ ) deve ser controlada de uma forma que ele atenda a corrente reativa a demanda de carga, conforme apresentado em (21) (Sung-Hun Ko et all, 2006).:

$$I_c = I_{load} - I_g^* \quad (22)$$

O sistema proposto PV utiliza uma malha de controle interno de corrente controle externo e loops de feedback para melhorar a qualidade da rede elétrica e acompanhamento de ponto de potência máxima (MPPT), do painel PV. Para reduzir a complexidade, custo e número de conversões de potência, o que resulta em maior eficiência, um único CCVSI foi usado. Foi demonstrado que o sistema tem um bom desempenho em qualquer modo de operação, noite ou sol. Em modo noite, o inversor de corrente controlada (CCVSI) opera para compensar a potência reativa exigido pelas cargas não não-lineares ou pelas variação de cargas. No modo sol, o sistema proposto PV executa o PQC para reduzir harmônicas de corrente e melhorar o fator de potência, bem como o MPPT para fornecer energia ativa do painel PV simultaneamente. O sistema proposto melhora o fator de utilização do sistema (SUF) em 100%, que é geralmente baixo para os sistemas PV (20%). Resultados experimentais a partir de um CCVSI de 1kVA confirmaram a validade do sistema PV e incluíram modelação matemática e simulações (Sung-Hun Ko et all, 2006).

## 5. CONCLUSÃO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentam pouca disponibilidade de fornecimento de energia se comparados a outros sistemas (fator de utilização do sistema inferior a 20%), devido às condições climáticas. Mas por outro lado, podem funcionar como sistemas reguladores da qualidade de energia da rede nos momentos de baixa insolação e de uma boa performance de alimentação de carga, em especial quando há insolação adequada, incluindo baixa emissão de harmônicos com uma THD baixa. Neste trabalho apresentamos os normativos técnicos internacionais aplicáveis, uma vez que a normatização brasileira ainda não apresenta normas específicas. Estas normas determinam os requisitos mínimos de desempenho para sistemas PV quando conectados à rede elétrica.

Estes requisitos dizem respeito à geração de harmônicas (corrente e tensão) e ilhamento por parte do sistema PV e subtensões (*sag*), sobretensões (*swell*) momentâneas, interrupções momentâneas (*dip*) ou não e transitórios ou surtos, que são problemas relacionados principalmente com a rede.

Apresentaram-se alguns sistemas que melhoram o desempenho dos sistemas PV no que tange a melhora da qualidade de energia (sistemas com dispositivos anti-ilhamento, com diminuição da distorção harmônica, aumento do fator de potência da rede, melhoram as variações de tensão e regulam o fluxo de potência reativa) e também que atendam os principais normativos técnicos internacionais.

Por fim, este trabalho é um apoio ao desenvolvimento de técnicas de criação e aprimoramento de sistemas PV para serem conectados à rede, que além de atenderem as necessidades de geração de energia cumpram com os requisitos normativos, e com isso contribuam para o melhoramento da qualidade de energia junto às cargas.

### **Agradecimentos.**

Os autores agradecem o apoio financeiro do CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. O Laboratório de Energia Solar da UFRGS é associado ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia.

### **REFERÊNCIAS**

- AM Sharaf, ARNMRU Haque, "Low cost utility interconnected photovoltaic scheme for residential/village/cottage electricity," presented at System Theory, 2005. SSST '05. Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on, 2005.
- Byunggyu Yu, Mikihiko Matsui, Junghun So, Gwonjong Yu, "A high power quality anti-islanding method using effective power variation", publicado na Solar Energy, n. 82, pp. 368-378, 2008.
- E. Imamura, Y. Uchiyama., "Analysis of financial E. Imamura, Y. Uchiyama., "Analysis of financial support for photovoltaic system installation with the economic simulation model," presented at Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth ; IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994.
- EN 50160 – European Norm – CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardisation), "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution Systems", 1994.
- E. Gunther, Senior Member, IEEE, "Harmonic and Interharmonic Measurement According to IEEE 519 and IEC 61000-4-7", IEEE, 0-7803-9193-4/06, pp. – 2006.
- Geun-Joon Lee, Senior Member, IEEE, Mihaela M. Albu, Member, IEEE, and Gerald Thomas Heydt, Fellow, "A Power Quality Index Based on Equipment Sensitivity, Cost, and Network Vulnerability", IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 19, no. 3, julho 2004, p.p 1504-1510.
- Gianfranco Chicco, Jürgen Schlabach, Filippo Spertino, "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations", publicado na Solar Energy, n. 83, pp.1026-1039, 2009.
- IEC 61000 4-7, "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto", 2009-2010.
- IEC 61000-4-30, "Testing and Measurement Techniques — Section 30: Power Quality Measurement Methods", 2008.
- IEC 62116, "Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters," Agosto 2006, Draft.
- IEEE Std. 519, "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems", 1992.
- IEEE Std. 929, "Recommended Practice For Utility Interface Of Photovoltaic (PV) Systems",; 2000.
- IEEE Std. 1159, "Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", 2009.
- IEEE Std. 1547, "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", 2003.
- Marcelo C. Cavalcanti, Gustavo M. Azevedo, Bruno A. Amaral, Francisco A.S. Neves, "A Photovoltaic Generation System with Unified Power Quality Conditioner Function", publicado no IEEE 0-7803-9252-3/05 pp.750-755, 2005.
- Martins, Júlio S., Couto, Carlos ;Afonso, João Luiz, "Qualidade de Energia Eléctrica", apresentado no Terceiro Congresso Luso-Moçambicano de Energia – CLME`2003- 2003, PP. 219-231.
- Sung-Hun Ko, Seong-Ryong Lee, Hooman Dehbonei and C.V. Nayar- "A Grid-Connected Photovoltaic System with Direct Coupled Power Quality Control" published in Journal of IEEE, 1-4244-0136-4/06/2006, PP. 5203-5208.

### **NORMATIVE STUDY FOR THE ENERGY QUALITY ON GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**

**Abstract** – *Because of the need for energy increasing for production processes and for extending comfort to the communities, allied to the restrictions that have been imposed to the use of systems that emit CO<sub>2</sub>, the application of photovoltaic (PV) to generate electric power has increased greatly in recent years, especially those systems connected to the grid. The main problems of grid-connected PV systems are the harmonic distortion, inter-harmonics, the islanding, the deviations of frequency, and also the system's behavior under the deformations of the power quality of the network effects, such as momentary undervoltage (sag), momentary interruptions (dip), swells, voltage fluctuation (flicker), voltage transients (notches), transients and noise. The aim of this paper is to present the most important international normative technical and gather several discussions about this topic with some suggestions to minimize or even solve the problems. Moreover, due to the fact that power generators are connected to the power grid, requirements are analyzed to protect the safety of people, facilities and equipment.*

**Key words:** Energy Quality, Photovoltaic Systems, Photovoltaic Generation.