



UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA

ÍCARO BERND

RAFAEL ADELINO TOMAZ

SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Palhoça

2012

**ÍCARO BERND
RAFAEL ADELINO TOMAZ**

SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica Telemática da Universidade do Sul de Santa Catarina, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof.^o Roberto Francisco Coelho, M.Eng.

Palhoça
2012

ÍCARO BERND
RAFAEL ADELINO TOMAZ

SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica Telemática da Universidade do Sul de Santa Catarina.

Palhoça, 04 de julho de 2012.

Prof^o. Orientador Roberto Francisco Coelho, M.Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Prof^a. Sheila Santisi Travessa, M.Eng.
Universidade do Sul de Santa Catarina

Dedico este trabalho aos meus amigos. (Ícaro Bernd)

Dedico este trabalho a minha mãe Teresinha Maria da Silva pelo afeto e incentivo incondicional. (Rafael Adelino Tomaz)

AGRADECIMENTOS

Ícaro agradece:

Ao professor e mestre Roberto Francisco Coelho pelo conhecimento transmitido no decorrer do curso e, sobretudo, no desenvolvimento deste trabalho, com sua inestimável paciência, orientação e amizade.

A todos os demais professores do curso de Engenharia Elétrica Telemática por seus conhecimentos compartilhados e, em especial, para os professores Djan Rosário, Maurici José Dutra, Sheila Santisi Travessa e Glauco Ligeiro, pela amizade e ajuda prestada sempre que necessário.

Aos colegas da universidade neste período de graduação, principalmente os amigos Bruno Filippe Espindola, Cleber Jandir dos Santos, Darci Cidade Júnior, Fernando Lila, Luciano Pedro Demoro, Makely Dalprá, Rafael Adelino Tomaz, Rafael Paulo dos Santos e Willian Fernandes Pinheiro, que me acompanharam desde o início desta trajetória e, pelos quais, estimo profunda amizade.

À minha mãe que, mesmo distante, sei que roga sempre pelo meu sucesso.

Às amigadas que fiz dentro e fora da universidade, todas essenciais no incentivo à continuação de minha jornada acadêmica, apoiando-me e mostrando-me os grandes companheiros que encontrei, tanto nos momentos mais difíceis quanto nos de maior alegria.

Rafael agradece:

Ao Professor Roberto Francisco Coelho pela orientação, paciência, amizade e por transmitir um pouco do seu enorme conhecimento durante estes seis meses.

A todos os colegas que tive durante a graduação, especialmente, a Bruno Filippe Espínola, Cleber Jandir dos Santos, Darci Cidade Júnior, Ícaro Bernd, Luciano Pedro Demoro, Rafael Paulo dos Santos e Willian Pinheiro, pelo imensurável tempo passado juntos na realização de atividades acadêmicas e momentos de descontração. Todos possuem um futuro promissor e serão excelentes engenheiros!

À minha mãe Teresinha Maria da Silva, por todo amor, incentivo e por desde jovem propiciar-me o acesso a um estudo de qualidade, sempre enfatizando o quão importante seria para minha vida.

Agradeço à minha esposa, Naita Silva, por todo incentivo e por entender os vários momentos de ausência.

Aos meus amigos, principalmente a Aurineide Besen, Aline Farias, Amanda Martins, Daniel Elias Mehler, Guilherme Fernando da Silva, José Renato Schmidt, Miguel Armando Pereira Júnior e Renata Patrícia de Almeida, por tornarem esta passagem mais suave.

“O único lugar aonde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.” (Albert Einstein)

RESUMO

Este trabalho consiste no estudo, projeto e simulação de um conversor CC/CA para conexão de um arranjo fotovoltaico à rede elétrica comercial. Faz-se isto a partir de um sistema rastreador de máxima potência e um inversor de tensão monofásico, com modulação PWM três níveis. São controladas duas variáveis: a corrente de saída no indutor, que deve ser senoidal e apresentar reduzida distorção harmônica total, e a tensão CC do barramento de entrada. Para alcançar os objetivos propostos, o estudo inicia-se com uma breve introdução sobre o histórico da energia fotovoltaica e pela apresentação dos conceitos físicos e matemáticos necessários para entendimento de tal. Logo após, são vistos os estágios de potência e realizada uma análise detalhada das duas malhas de controle empregadas. Por fim, simulações são apresentadas para que se comprove toda a teoria envolvida.

Palavras chave: Sistemas fotovoltaicos. Inversor de tensão. Modulação três níveis.

ABSTRACT

This work consists on the study, design and simulation of a DC/AC converter for connecting a photovoltaic array to main grid. It is accomplished by a maximum power point tracker system and a single-phase voltage inverter, operating with three-level SPWM modulation. In the proposed system, two variables are controlled: the output inductor current, in order to obtain low total harmonic distortion and consequently high power factor, and the DC input bus voltage. For achieving the proposed aims, the study begins by a brief introduction about the photovoltaic history and by an analysis concerning the physical and mathematical concepts necessary for understanding the system operation. Furthermore, the system power stages and a detailed analysis of the two employed control loops are also presented. Finally, simulation results are used for validating the theory.

Keywords: Photovoltaic array. Voltage inverter. Three levels modulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Componentes da radiação solar.....	22
Figura 2: Corte transversal de uma célula fotovoltaica.....	23
Figura 3: Estrutura de célula, módulo e arranjo.....	24
Figura 4: Pontos importantes na curva característica de um módulo fotovoltaico.....	25
Figura 5: Curva de saída com mudança de radiação.....	26
Figura 6: Curva de saída com mudança de temperatura.....	26
Figura 7: Circuito de potência.....	28
Figura 8: Arranjo para obter sinais de chaveamento.....	29
Figura 9: Resultados da modulação PWM senoidal três níveis.....	29
Figura 10: Primeira etapa de funcionamento.....	30
Figura 11: Segunda etapa de funcionamento.....	31
Figura 12: Quarta etapa de funcionamento.....	32
Figura 13: Quinta etapa de funcionamento.....	32
Figura 14: Sexta etapa de funcionamento.....	33
Figura 15: Oitava etapa de funcionamento.....	33
Figura 16: Principais formas de onda em todas as etapas de funcionamento.....	34
Figura 17: Circuito de potência com malha de controle de saída.....	35
Figura 18: Diagrama de blocos referente à malha de controle da corrente de saída.....	36
Figura 19: Modulação PWM senoidal três níveis.....	36
Figura 20: Circuito equivalente.....	38
Figura 21: Circuito de potência com barramento CC.....	43
Figura 22: Circuito de potência e suas duas malhas de controle.....	45
Figura 23: Diagrama em bloco de todo o sistema.....	45
Figura 24: Diagrama de blocos do controle de corrente.....	46
Figura 25: Arranjo fotovoltaico composto por 15 módulos.....	50
Figura 26: Alteração de radiação e temperatura.....	52
Figura 27: Atuação do controle sobre tensão, corrente e potência de fornecimento.....	53
Figura 28: Atuação do controle na corrente de saída.....	53
Figura 29: Corrente deformada em relação à tensão.....	54
Figura 30: Circuito completo com filtro.....	55
Figura 31: Corrente e tensão em fase.....	55
Figura 32: Transformada de Fourier.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Resumo das principais normas existentes	20
Tabela 2: Requisitos mínimos pela potência instalada.....	21
Tabela 3: Especificações do módulo fotovoltaico KYOCERA, KC200GT.....	49
Tabela 4: Principais componentes de simulação.	51

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	JUSTIFICATIVA.....	14
1.2	OBJETIVO.....	14
1.2.1	Objetivo Geral	14
1.2.2	Objetivos Específicos	15
2	CONCEITOS IMPORTANTES	16
2.1	FATOR DE POTÊNCIA	16
2.1.1	Fator de deslocamento.....	16
2.1.2	Distorção harmônica total.....	17
2.2	QUALIDADE DE ENERGIA.....	18
2.2.1	Afundamento.....	18
2.2.2	Swell.....	18
2.2.3	Sobretensão	19
2.2.4	Subtensão.....	19
2.3	NORMAS DE CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA	19
2.4	RADIAÇÃO SOLAR	21
2.5	TEMPERATURA	22
2.6	CONCEITOS DE CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO FOTOVOLTAICO	22
2.6.1	Célula Fotovoltaica.....	23
2.6.2	Módulo Fotovoltaico	23
2.6.3	Arranjo Fotovoltaico	23
2.7	CURVAS CARACTERÍSTICAS.....	24
2.8	INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E RADIAÇÃO.....	25
3	ESTÁGIOS DE PROCESSAMENTO DE ENERGIA.....	27
3.1	CIRCUITOS DE RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA.....	27
3.2	INVERSOR DE TENSÃO	27
3.2.1	Modulação PWM	28
3.2.2	Etapas de funcionamento.....	29
3.2.3	Estratégias de Controle.....	34
3.2.3.1	Controle de corrente de saída	35
3.2.3.2	Controle de tensão do barramento CC.....	42
4	SIMULAÇÕES	49
4.1	ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO.....	51
4.2	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	51
5	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICE A - CÁLCULO DO INDUTOR, CAPACITOR E COMPENSADORES.....	61

1 INTRODUÇÃO

No século XX, após a crise energética da década de 1970, tornou-se evidente a relação existente entre qualidade de vida e consumo de energia, cuja base, até então, era os combustíveis fósseis. Assim sendo, iniciou-se a busca por fontes alternativas de energia, entre as quais está a energia solar. De fato, nesta época, desenvolveram-se os primeiros sistemas de energia solar fotovoltaica para o uso residencial e comercial, conectadas ou não à rede elétrica, já que até a década de 1960 a maior parte dos sistemas existentes tinha como finalidade principal gerar energia elétrica para satélites.

Ainda nos anos de 1970, melhorias na fabricação, no desempenho e na qualidade dos módulos fotovoltaicos ajudaram a reduzir custos e abriram oportunidades para aplicações terrestres em zonas remotas - distantes das redes elétricas. Em muitos países, foram aplicados sistemas autônomos em postos de saúde no meio rural, refrigeração, bombeamento de água, telecomunicações, eletrificação rural, além do suprimento do mercado mundial de produtos fotovoltaicos. (<http://www.unicamp.br>)

Porém, somente na década de 1990 é que os sistemas de energia fotovoltaica residencial e comercial interligados à rede tiveram crescimento expressivo, impulsionado, entre outros fatores, pela dependência por combustíveis fósseis, mudanças climáticas, principalmente as discussões sobre o efeito estufa, e acidentes com outras tecnologias geradoras de energia, como energia nuclear.

Nos países onde os sistemas fotovoltaicos estão difundidos, este crescimento está ligado a projetos governamentais, que subsidiando a implantação, estimulam a utilização de energias renováveis, haja vista o fato de a energia fotovoltaica ainda ser de alto custo em comparação às tarifas aplicadas a geração convencional.

Atualmente, no Brasil, não há números significativos com relação à geração fotovoltaica, apesar do enorme potencial que o país possui. Um dos principais entraves no mau aproveitamento energético, neste caso, é a falta de regulamentação clara e o incentivo a tal tecnologia.

Apesar deste panorama, existem muitos projetos em andamento ou recentemente concluídos, inclusive com a implementação de uma usina geradora de grande porte instalada no nordeste do país, conectada ao sistema interligado nacional de energia, controlado pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (www.jornaldaenergia.com.br)

De forma geral, mais de 90% dos sistemas fotovoltaicos está interligado à rede elétrica, fator que justifica o presente estudo, cuja finalidade consiste no projeto, dimensionamento e validação via simulação de um sistema eletrônico para processamento de energia solar fotovoltaica, permitindo que seja injetada na rede com qualidade.

Tal geração visa reduzir o consumo de energia elétrica, uma vez que parte da demanda será localmente suprida. Ademais, no caso de geração excedente, a energia será direcionada à rede elétrica comercial que, neste contexto, pode ser passa interpretada também, como backup, apenas complementando a geração alternativa.

1.1 JUSTIFICATIVA

O trabalho justifica-se pela tendência cada vez maior de interligação de sistemas, baseados no emprego de energias renováveis, à rede elétrica comercial. Neste âmbito, a energia solar destaca-se no Brasil, em virtude de o país possuir um enorme potencial ainda não explorado e estar passando por um processo de regulamentação que possibilitará a microgeração, viabilizada através do emprego de medidores digitais bidirecionais, também em fase de regulamentação e com previsão de liberação para uso comercial a partir de outubro de 2012.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 Objetivo Geral

Compreender o funcionamento e os processos de um sistema fotovoltaico a partir da otimização de seu desempenho, a fim de propor um método de controle para interconectá-lo à rede elétrica comercial, almejando alcançar a qualidade mínima, da geração ao fornecimento da energia gerada à rede, requerida pelas normas vigentes no Brasil.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Descrever os conceitos e funcionamento de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica;
- Identificar as legislações e normas existentes no Brasil acerca de sistemas fotovoltaicos;
- Caracterizar os circuitos e componentes eletrônicos necessários à implementação de sistemas fotovoltaicos;
- Verificar os sistemas de controle envolvidos para garantia de qualidade no fornecimento de energia à rede elétrica comercial;
- Dimensionar sistemas fotovoltaicos conectados com a rede elétrica, simulando-os para comprovação de resultados.
- Propor método para interconexão da energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos à rede elétrica comercial.

2 CONCEITOS IMPORTANTES

Inicialmente, à apresentação do tema de pesquisa em foco, abordar-se-ão alguns conceitos fundamentais à compreensão dos sistemas de microgeração propriamente dita, detalhados a seguir.

2.1 FATOR DE POTÊNCIA

O Fator de Potência (FP), em sua forma mais ampla, é dado pela razão entre a potência ativa (P) e a potência aparente (S), geradas ou consumidas por qualquer sistema, sendo P a potência média e S o produto entre os valores eficazes da tensão e corrente aplicados a tal sistema. Assim sendo, matematicamente, tem-se:

$$FP = \frac{P}{S} \quad (2.1)$$

Em que:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (2.2)$$

$$S = V_{ef} I_{ef} \quad (2.3)$$

Em regimes senoidais, em que a tensão e a corrente não apresentam nenhum tipo de distorção, o fator de potência pode ser mensurado através da defasagem entre a tensão e a corrente, confundindo-se, portanto, com o próprio fator de deslocamento do sistema.

2.1.1 Fator de deslocamento

O fator de deslocamento é dado pela defasagem entre as componentes fundamentais de tensão e corrente do sistema. Considerando-se a necessidade de apresentarem a mesma frequência e serem perfeitamente senoidais, tem-se:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{S \cos(\phi)}{S} = \cos(\phi) \quad (2.4)$$

Logicamente, quando as formas de onda envolvidas deixam de ser senoidais, o conceito de fator de potência torna-se mais amplo, sendo necessário recorrer-se ao conceito de Distorção Harmônica, descrito a seguir.

2.1.2 Distorção harmônica total

A Distorção Harmônica Total (*Total Harmonic Distortion - THD*) mede o quão distorcida uma forma de onda de corrente ou tensão está em relação a uma referência senoidal. Normalmente a distorção harmônica surge devido ao emprego de cargas não lineares, como retificadores, reatores de iluminação, fontes chaveadas, dentre outros.

Na presença de distorção harmônica de tensão e corrente, o fator de potência passa a ser expresso por:

$$FP = \cos(\phi) \cos(\gamma) \quad (2.5)$$

Sendo $\cos(\gamma)$ definido como fator de distorção harmônica, expresso por:

$$\cos(\gamma) = \frac{1 + (THD_p)}{\sqrt{1 + (THD_I)^2} \cdot \sqrt{1 + (THD_V)^2}} \quad (2.6)$$

Em que:

$$THD_p = \sum_{n=2}^{\infty} \frac{V_{n_ef} \cdot I_{n_ef} \cdot \cos(\phi_n)}{V_{1_ef} \cdot I_{1_ef} \cdot \cos(\phi_1)} \quad (2.7)$$

$$THD_I = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{I_{p-n}}{I_{p-1}} \right)^2} \quad (2.8)$$

$$THD_V = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{V_{n_ef}}{I_{1_ef}} \right)^2} \quad (2.9)$$

Particularmente, quando a tensão é puramente senoidal, visto que é imposta pelo barramento, enquanto a corrente, por ser drenada pela carga, é distorcida, o conjunto de equações anteriormente apresentado pode ser resumido por (2.10), em que ϕ representa a defasagem entre as componentes fundamentais de tensão e corrente.

$$FP = \frac{\cos(\phi)}{\sqrt{1+(THD_i)^2}} \quad (2.10)$$

2.2 QUALIDADE DE ENERGIA

Qualquer problema de energia manifestado em desvio de tensão, corrente ou frequência, e que resulte em falha ou mau funcionamento de equipamento, é considerado um problema de qualidade de energia. (BORGONOVO, 2005)

Com base neste conceito e analisando a realidade atual, em que grande parte dos equipamentos possui algum tipo de eletrônica, percebem-se mudanças nas características da rede que não podem ser desprezadas na análise ou incorporação de novos elementos. Os principais distúrbios, conforme a Norma IEEE1159 (1995).

2.2.1 Afundamento

É o resultado da diminuição da tensão eficaz entre 0,1 e 0,9 pu, durante um período de meio ciclo em até um minuto, podendo normalmente ser ocasionada pela introdução de grandes cargas no sistema.

2.2.2 Swell

Swell, ou elevação de tensão, é o inverso do afundamento, sendo o resultado do aumento da tensão eficaz entre 1,1 e 1,8 pu, com duração entre meio ciclo e um minuto.

Pode ocorrer devido ao desligamento de grandes cargas ou energização de bancos de capacitores conectados ao sistema.

2.2.3 Sobretensão

A sobretensão é definida como sendo o aumento do valor eficaz de tensão em 10%, por um período maior que um minuto. Pode ser causada pelo desligamento de grandes cargas ou pela energização de bancos capacitivos ou, ainda, pela seleção incorreta de derivações em transformadores.

2.2.4 Subtensão

Adversa à sobretensão é estabelecida pela redução do valor eficaz de tensão em 10%, por um período menor que um minuto. Em geral, é causada pela introdução de grandes cargas ou pelo desligamento de bancos capacitivos ligados ao sistema.

2.3 NORMAS DE CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA

Atualmente, para que seja conectado qualquer sistema fotovoltaico à rede elétrica, é necessário que se cumpram vários requisitos mínimos, destacados nas mais importantes normas, IEC 61727 (2004), IEEE 15472 (2003) e IEEE 1547.1 (2004) e na Resolução Normativa nº 482/2012, da ANEEL.

A seguir, apresenta-se a Tabela 1, resumindo os principais itens a serem observados em cada norma, similares no que diz respeito aos harmônicos de corrente e injeção de corrente contínua, limitada a percentuais de apenas 0,5 a 1% da corrente nominal, objetivando evitar saturação dos transformadores de distribuição.

Contudo, tais correntes, por serem de baixa amplitude, não podem ser precisamente mensuradas, a menos que sejam desenvolvidos circuitos de medição mais

acurados ou inseridos transformadores de baixa frequência entre o inversor e a rede, de modo a bloquear as componentes de corrente contínua.

Tabela 1: Resumo das principais normas existentes

Norma	IEC61727	IEEE1547	ANEEL482/2012
Potência Nominal	10 kW	30 kW	10 kW
Limites das harmônicas de corrente ímpares.	(3-9) - 4% (11-15) - 2% (17-21) - 1,5% (23-31) - 0,6%	(2-10) - 4% (11-16) - 2% (17-22) - 1,5% (23-34) - 0,6% (>35) - 0,3%	(3-9) - 4% (11-15) - 2% (17-21) - 1,5% (23-31) - 0,6%
	Harmônicos pares presentes nestes intervalos devem ser inferiores a 25% do limite listado para as harmônicas ímpares.		
Máximo THD de corrente	5%	5%	5%
Fator de potência para 50% da potência nominal	0,90	-	0,92
Injeção de corrente CC	Menos de 1% de corrente nominal de saída	Menos de 0,5% da corrente nominal de saída	Menos de 1% de corrente nominal de saída
Variação de tensão	85% - 110% (196 V – 253 V)	88% - 110% (97 V – 121 V)	---
Variação de frequência	50 Hz \pm 1 Hz	59,3 Hz a 60,5 Hz	59,9 Hz a 60,1 Hz

Fonte: Baseada em Souza, (2009, p.8)

Dando ênfase à norma brasileira, através da resolução acima mencionada, observam-se, através da Tabela 2, os requisitos mínimos do sistema em relação à potência instalada, destacando-se a presença de um item obrigatório, o anti-ilhamento, empregado para detectar o estado de operação do sistema.

O efeito de ilhamento, por sua vez, consiste na interrupção da operação do sistema de microgeração após a desconexão da rede elétrica, seja por desligamento intencional, por acidente ou por algum dano. Os esquemas disponíveis para detecção de faltas da rede são, normalmente, categorizados em passivos e ativos: os primeiros não influenciam na qualidade da energia, haja vista que monitoram somente os parâmetros da rede; enquanto os métodos ativos introduzem uma perturbação na rede e monitoram seu efeito. Tais perturbações podem afetar a qualidade da energia, além de serem as possíveis causadoras de problemas em outros pontos do sistema.

Tabela 2: Requisitos mínimos pela potência instalada.

Equipamento	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito		Sim	Sim
Medição	Medidor Bidirecional	Medidor de 4 Quadrantes	Medidor de 4 Quadrantes
Ensaio	Sim	Sim	Sim
Elemento de desconexão	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW

Fonte: Resolução Normativa nº 482/2012, da ANEEL.

2.4 RADIAÇÃO SOLAR

No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio, sendo que, durante este processo, parte da massa é transformada em energia, que se propaga no vácuo à velocidade da luz, sob a forma de ondas eletromagnéticas e, em virtude da distância, atinge parcialmente a superfície terrestre.

Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, a parte externa da atmosfera terrestre está exposta a uma radiação média de 1366 W/m². Contudo, devido aos fenômenos de reflexão e absorção na camada atmosférica, somente cerca de 1000 W/m² chegam à superfície da Terra sob a forma de radiação direta, quando medida na linha do Equador, ao meio dia. Evidentemente, a radiação solar não é constante em todas as partes do planeta, variando de acordo com latitude, nebulosidade e outros fenômenos meteorológicos. (COELHO, 2008)

A Figura 1 apresenta as componentes principais da radiação solar, na forma difusa, direta e refletida pela camada atmosférica.

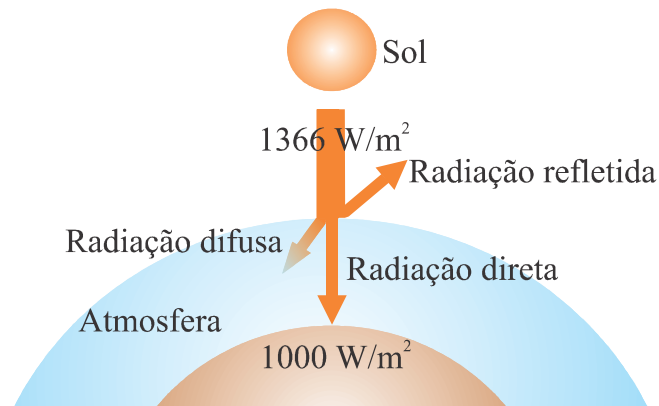


Figura 1: Componentes da radiação solar.
Fonte: Coelho, (2008, p.17)

Observa-se que a radiação solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta e uma difusa, sendo a soma de ambas considerada a radiação total.

2.5 TEMPERATURA

Temperatura é uma grandeza física que mensura o grau de agitação das moléculas. (COELHO, 2008) Em sistemas constituídos apenas por partículas idênticas, esta definição associa-se à medida da energia cinética por partícula do sistema em equilíbrio térmico.

2.6 CONCEITOS DE CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO FOTOVOLTAICO

Com relação ao funcionamento, célula, módulo e arranjo são similares, porém, diferenciam-se pelos níveis de tensão, corrente e potência. De modo resumido, pode-se dizer que a célula é o elemento básico na construção de um módulo, e este é o elemento básico de um arranjo.

2.6.1 Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é responsável por transformar a energia solar em eletricidade, sendo este fenômeno chamado de efeito fotovoltaico. Uma célula é composta de uma fina camada de um material semicondutor constituído, principalmente, de silício com certo grau de pureza que, quando exposto à radiação solar, absorve fótons com energia suficiente para fazer com que os elétrons se tornem livres, originando a corrente elétrica. Normalmente uma célula fotovoltaica mede entre 100 e 200 cm², gerando aproximadamente 0,6 V de tensão para uma potência entre 1 W e 3 W. (COELHO, 2008)

Na Figura 2, visualizam-se as partes integrantes de uma célula fotovoltaica.

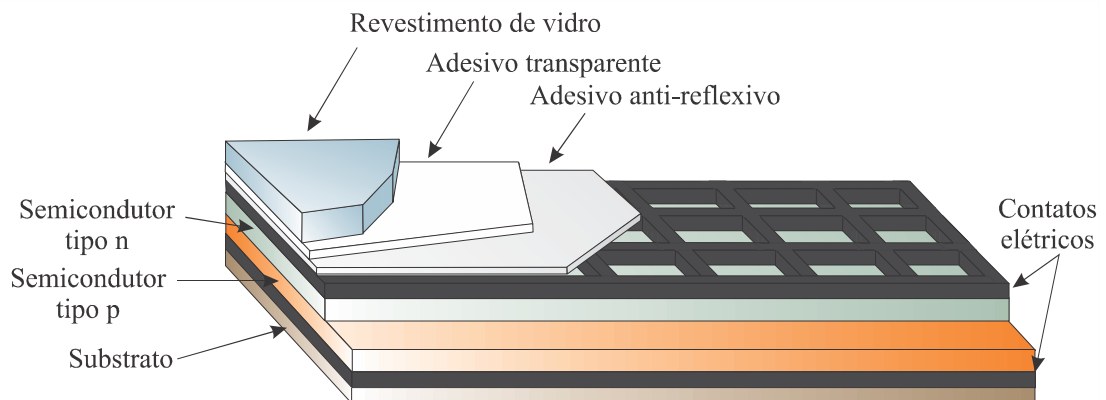


Figura 2: Corte transversal de uma célula fotovoltaica.
Fonte: Coelho (2008, p. 19)

2.6.2 Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos consistem em ligações de células em série e/ou paralelo, de modo a elevar a potência de saída.

2.6.3 Arranjo Fotovoltaico

Arranjos fotovoltaicos, por outro lado, são obtidos a partir da ligação série e/ou paralela de módulos, possibilitando alcançar altos níveis de potência, dependendo da configuração montada. Assim, a Figura 3 diferencia os elementos abordados.

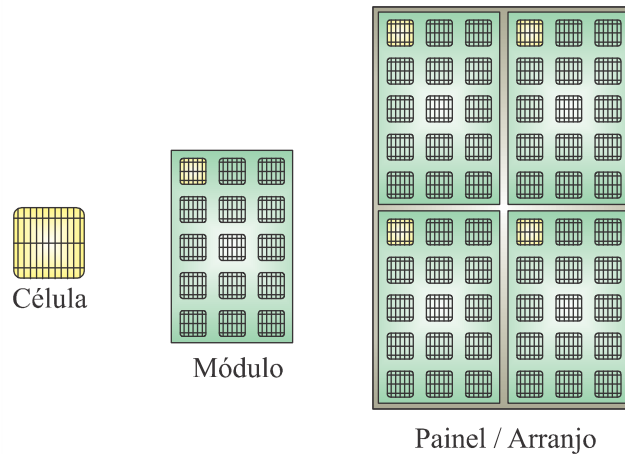


Figura 3: Estrutura de célula, módulo e arranjo.
 Fonte: Coelho (2008, p. 20).

2.7 CURVAS CARACTERÍSTICAS

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, arranjo) geralmente é expressa em curvas (corrente *versus* tensão), que podem ser influenciadas pela radiação solar incidente, temperatura e características da carga conectada.

Todavia, em tais curvas alguns pontos merecem destaque, haja vista que contemplam as condições sob as quais os fabricante realizam seus ensaios, sendo denominadas de Condições Padrões de Teste (*Standard Test Condition - STC*). A Figura 4 apresenta a curva característica de saída de um módulo fotovoltaico para $S=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$ com os principais pontos indicados, dos quais se ressaltam:

- Corrente de curto circuito (I_{cc}): máxima corrente que pode entregar um dispositivo fotovoltaico sob condições determinadas de radiação e temperatura, correspondendo à tensão nula e, por consequência, potência nula.
- Tensão de circuito aberto (V_{ca}): máxima tensão que pode entregar um dispositivo fotovoltaico sob condições determinadas de radiação e temperatura, correspondendo à circulação de corrente nula e, portanto, potência nula.
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): corrente gerada pelo dispositivo sob potência máxima, em condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como especificação de corrente nominal.

- Tensão de máxima potência (V_{mp}): tensão gerada pelo dispositivo na condição de máxima potência, sob condições determinadas de radiação e temperatura. É também utilizada como especificação de tensão nominal.
- Ponto de máxima potência (P_{mp}): é o valor máximo de potência que pode ser gerado pelo dispositivo fotovoltaico. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto V-I é máximo.

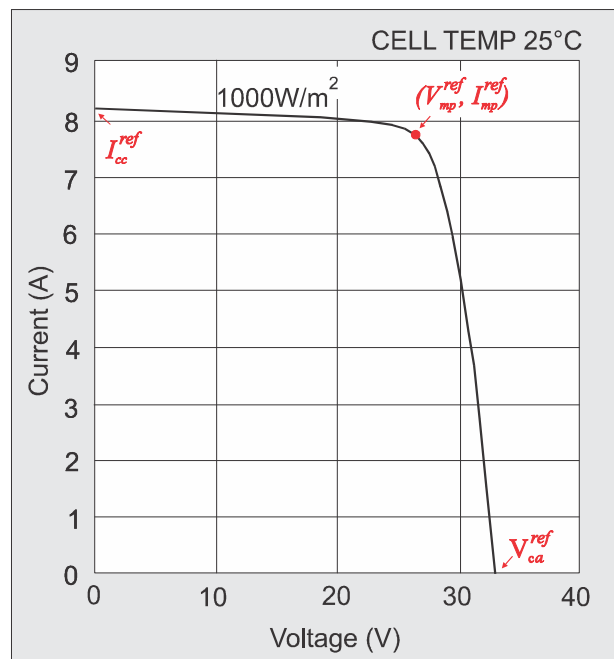


Figura 4: Pontos importantes na curva característica de um módulo fotovoltaico.
Fonte: Coelho (2008, p. 21).

2.8 INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E RADIAÇÃO

Dois fatores devem ser levados em consideração para dimensionar adequadamente um sistema de geração fotovoltaica: temperatura e radiação. Ambas as grandezas influenciam diretamente a tensão, corrente e potência de saída de um módulo fotovoltaico, alterando, portanto, a curva de geração I-V.

O resultado de uma mudança na intensidade de radiação, reflete-se em uma variação proporcional na corrente de saída para qualquer valor de tensão, que se mantém praticamente constante, conforme observado na Figura 5.

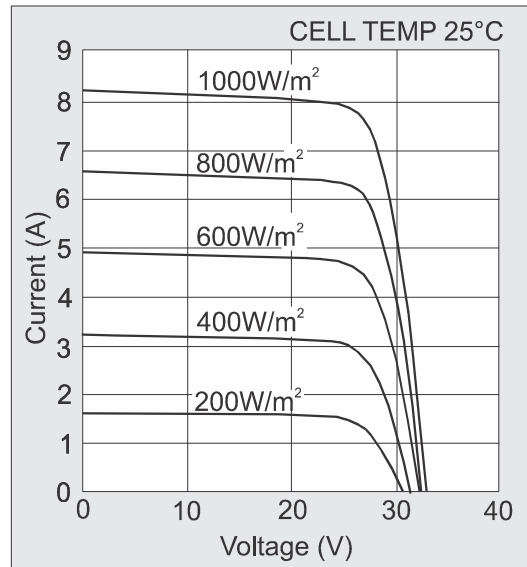


Figura 5: Curva de saída com mudança de radiação.
 Fonte: Coelho (2008, p. 21).

Por outro lado, o aumento da temperatura é percebido por redução da tensão gerada, conforme ilustrado na Figura 6.

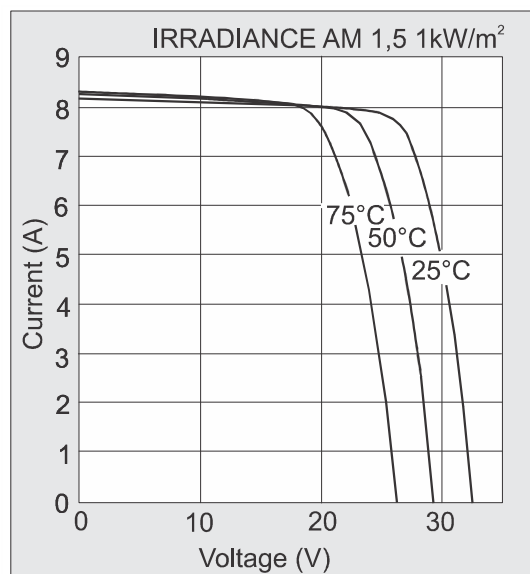


Figura 6: Curva de saída com mudança de temperatura.
 Fonte: Coelho (2008, p. 21).

3 ESTÁGIOS DE PROCESSAMENTO DE ENERGIA

Na presente pesquisa, cujo objetivo é transferir a potência ativa gerada por módulos fotovoltaicos à rede elétrica comercial, discorrer-se-á ao longo deste capítulo a respeito de todos os estágios de processamento de energia necessários para que se obtenha o resultado desejado.

3.1 CIRCUITOS DE RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Para obter conversão fotovoltaica com elevada eficiência, faz-se necessário o aperfeiçoamento da transferência de potência que, em sistemas fotovoltaicos, torna-se complexa devido ao acoplamento da potência gerada com parâmetros ambientais, ou seja, radiação e temperatura.

Logo, para garantir que o sistema atue no ponto de máxima potência (MPP), são utilizados circuitos capazes de modificar o ponto de operação do conjunto módulo-carga, estabelecendo a máxima transferência de potência sob qualquer condição ambiental. Estes circuitos, denominados de rastreadores de máxima potência (MPPT), são obtidos pelo processamento da energia gerada por módulos fotovoltaicos através de conversores estáticos.

3.2 INVERSOR DE TENSÃO

Inversor de tensão é um circuito eletrônico que tem por objetivo converter tensões contínuas em alternadas, necessárias à alimentação de determinada carga, atendendo às condições específicas exigidas.

Para realizar a interface entre o conjunto de módulos fotovoltaicos e a rede elétrica, será utilizado um inversor monofásico de ponte completa com modulação PWM (*Pulse Width Modulation*) senoidal três níveis, com controle da corrente de saída, de modo a mantê-la senoidal, com baixo fator de distorção harmônica e sincronizada com a rede

elétrica comercial, e da tensão do barramento CC, permitindo a extração da máxima potência do arranjo fotovoltaico. A Figura 7 retrata o circuito de potência empregado.

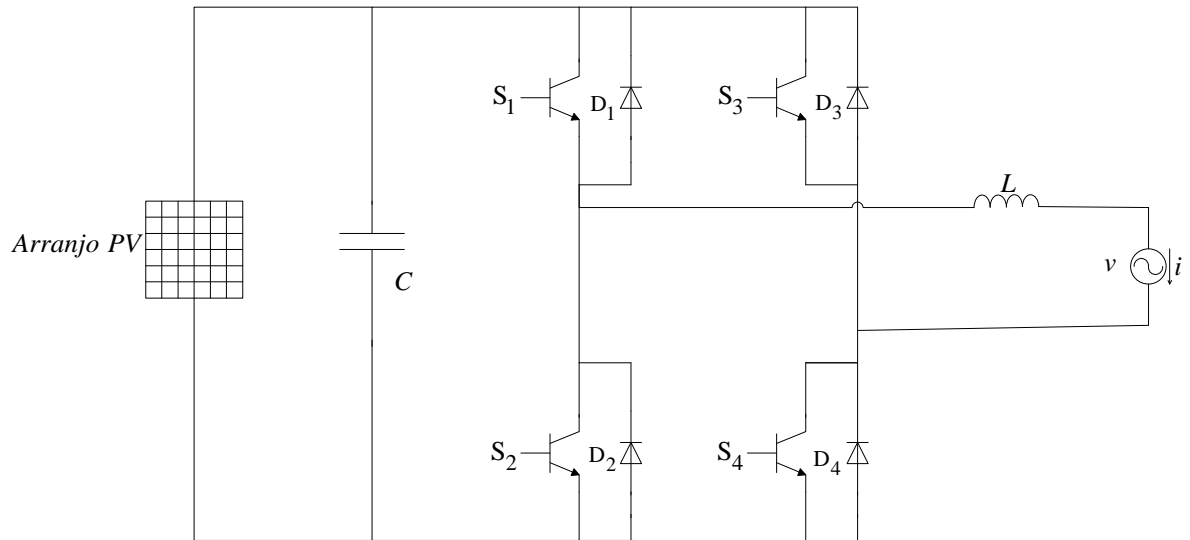


Figura 7: Circuito de potência.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

3.2.1 Modulação PWM

O modulador pode ser entendido como uma interface que, a partir do sinal de modulação, é capaz de gerar os pulsos para comandar os interruptores que compõem o sistema.

No caso em análise, empregar-se-á a modulação PWM senoidal três níveis, cuja implementação ocorre pela utilização de dois sinais portadores triangulares defasados de 180° . Comparando-se ambas as portadoras com o sinal modulador, através de um arranjo de comparadores, têm-se os pulsos de acionamento dos interruptores. Tal arranjo, visualizado na Figura 8, permite obter os resultados presentes na Figura 9.

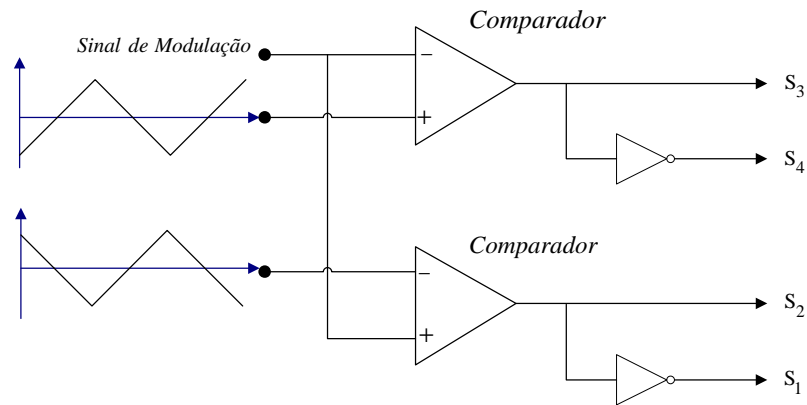


Figura 8: Arranjo para obter sinais de chaveamento.
 Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

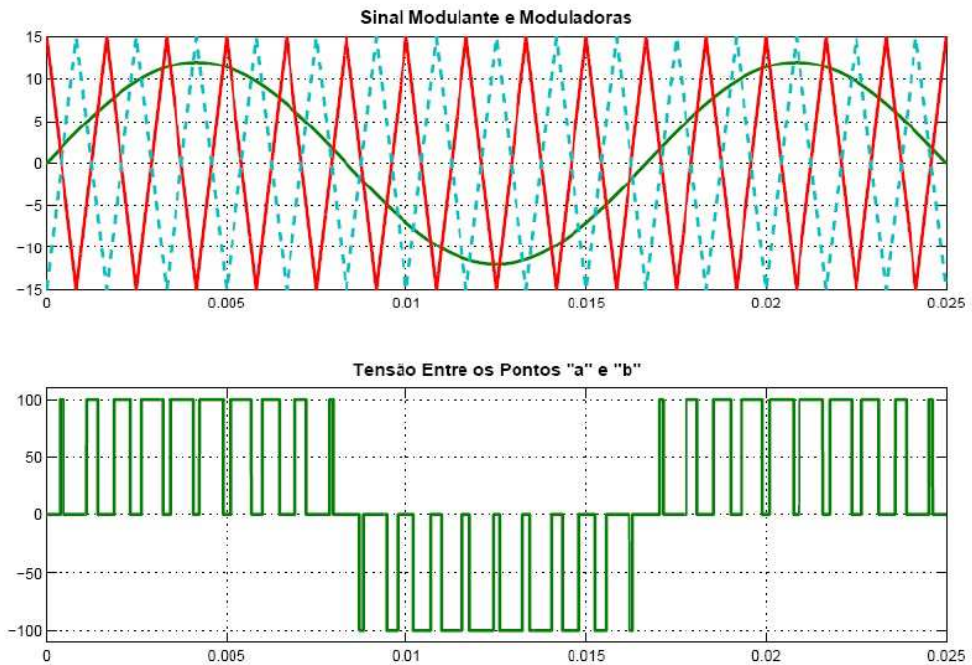


Figura 9: Resultados da modulação PWM senoidal três níveis.
 Fonte: Maccarini (2009, p. 25)

3.2.2 Etapas de funcionamento

Mediante o emprego da modulação PWM senoidal três níveis, nota-se que o inversor apresenta oito etapas distintas de funcionamento, sendo quatro referentes ao semiciclo positivo da rede elétrica e as demais ocorridas no semiciclo negativo, conforme explicitado a seguir.

1ª Etapa (t_0, t_1): Os interruptores S_1 e S_4 encontram-se comutados e conduzindo, enquanto os diodos D_2 e D_3 estão bloqueados, sendo o circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 10, de onde se observa:

- O indutor L armazena energia;
- A corrente no indutor cresce com taxa de $i = \frac{V_{in} - V(\text{sen}\omega t)}{L}$;
- A tensão sobre os diodos D_2 e D_3 é $-V_{in}$;
- A fonte V_{in} fornece energia para rede elétrica e L .

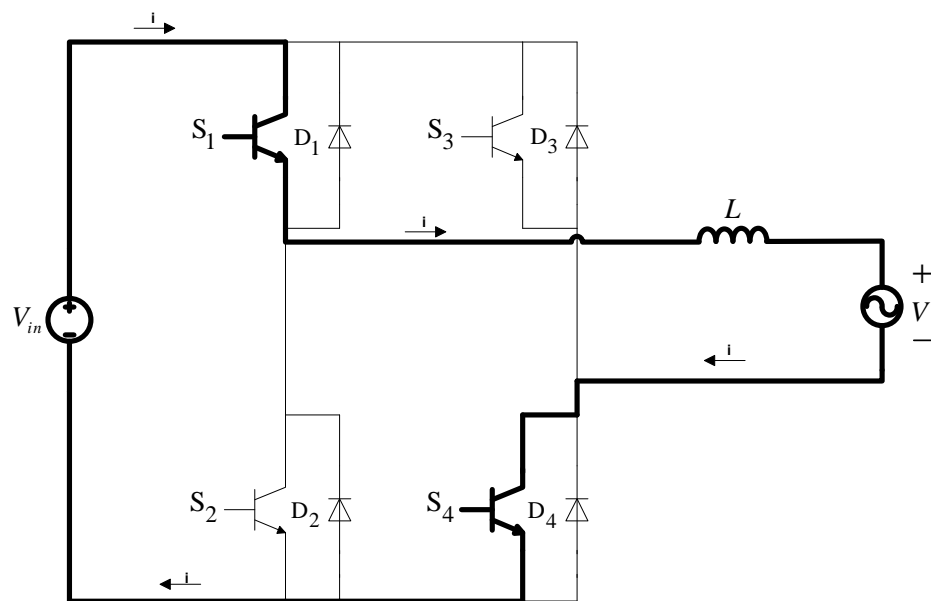


Figura 10: Primeira etapa de funcionamento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

2ª Etapa (t_1, t_2): Os interruptores S_1 e S_3 encontram-se comutados, porém, somente S_1 e D_3 estão conduzindo, enquanto os diodos D_2 e D_4 estão bloqueados. Esta etapa é conhecida como roda livre, sendo contemplada na Figura 11, e suas características descritas abaixo:

- O indutor L fornece energia à rede elétrica;
- A corrente no indutor decresce à taxa de $i = \frac{-V(\text{sen}\omega t)}{L}$;
- A tensão sobre os diodos D_2 e D_4 é $-V_{in}$;
- A fonte V_{in} não fornece energia, permanecendo desconectada do sistema.

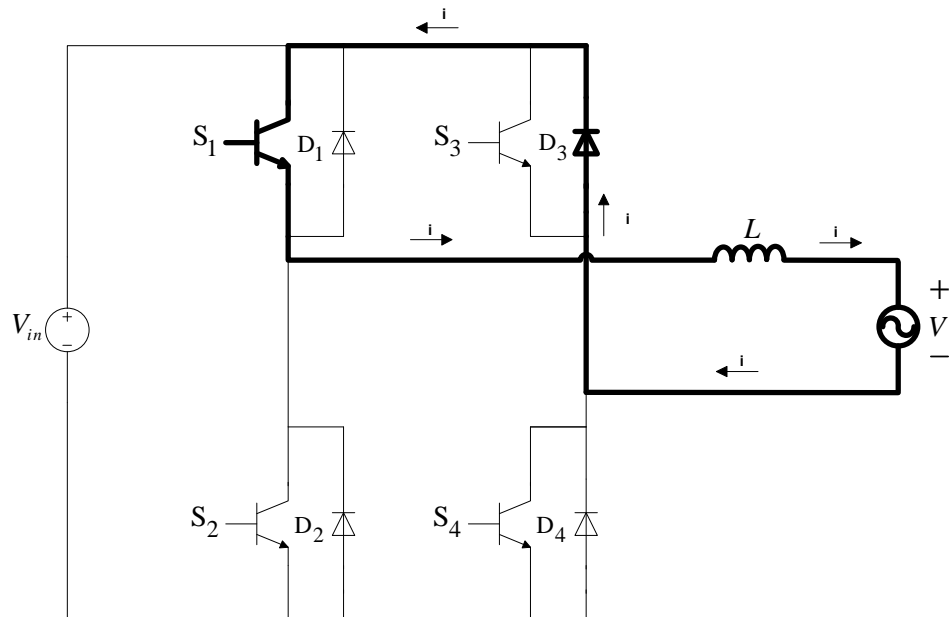


Figura 11: Segunda etapa de funcionamento.
 Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

3ª Etapa (t_2, t_3): Os interruptores S_1 e S_4 encontram-se comutados e conduzindo, por outro lado, os diodos D_2 e D_3 estão bloqueados, tal como ocorrido na 1ª etapa.

4ª Etapa (t_3, t_4): Os interruptores S_2 e S_4 encontram-se comutados, porém, somente S_4 e D_2 estão conduzindo e, os diodos D_1 e D_3 , por sua vez, bloqueados. Esta etapa segue retrata na Figura 12, sendo caracterizada por:

- O indutor L fornece energia à rede elétrica;
- A corrente no indutor decresce à taxa de $i = \frac{-V(\text{sen}\omega t)}{L}$;
- A tensão sobre os diodos D_1 e D_3 é $-V_{in}$;
- A fonte V_{in} não fornece energia.

5ª Etapa (t_4, t_5): Os interruptores S_2 e S_3 encontram-se comutados e conduzindo, enquanto os diodos D_1 e D_4 estão bloqueados. Esta etapa é apresentada na Figura 13 e, suas características, informadas abaixo.

- O indutor L armazena energia;
- A corrente no indutor cresce à taxa de $i = \frac{V_{in} + V(\text{sen}\omega t)}{L}$;

- A tensão sobre os diodos D_1 e D_4 é V_{in} ;
- A fonte V_{in} fornece energia para rede elétrica e L .

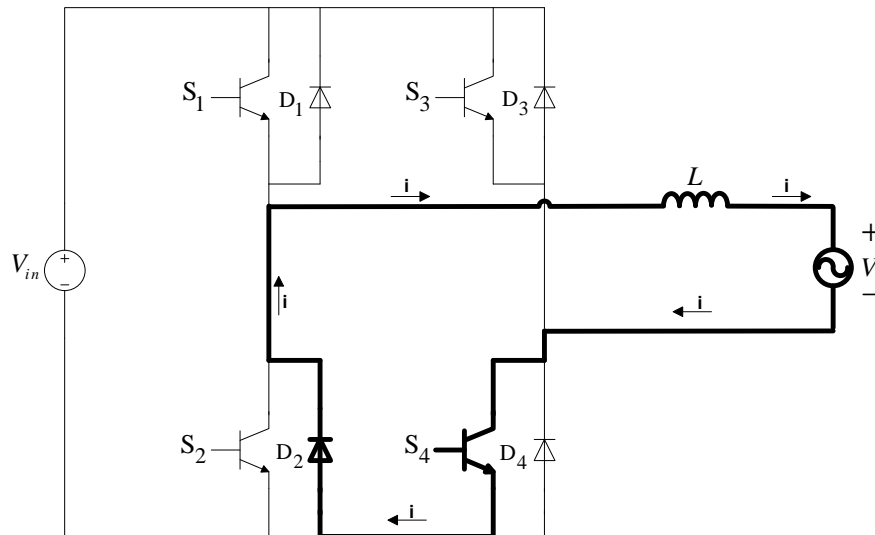


Figura 12: Quarta etapa de funcionamento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

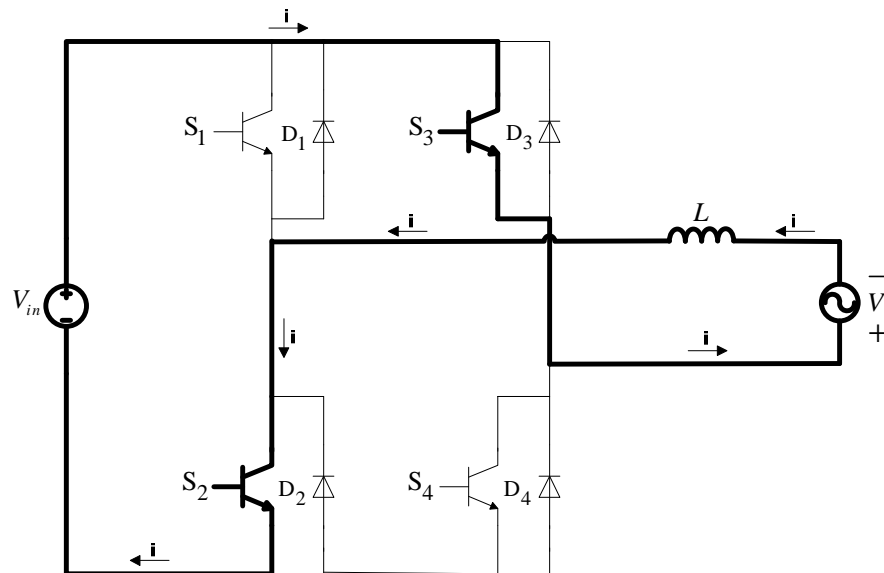


Figura 13: Quinta etapa de funcionamento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

6ª Etapa (t_5, t_6): Os interruptores S_1 e S_3 encontram-se comutados, porém, somente S_3 e D_1 estão conduzindo e, por sua vez, os diodos D_2 e D_4 estão bloqueados. Esta etapa é conhecida como roda livre, sendo ilustrada na Figura 14, e caracterizada a seguir:

- O indutor L fornece energia à rede elétrica;

- A corrente no indutor decresce à taxa de $i = \frac{V(\text{sen}\omega t)}{L}$;
- A tensão sobre os diodos D_2 e D_4 é V_{in} ;
- A fonte V_{in} não fornece energia, encontrando-se com os terminais em aberto.

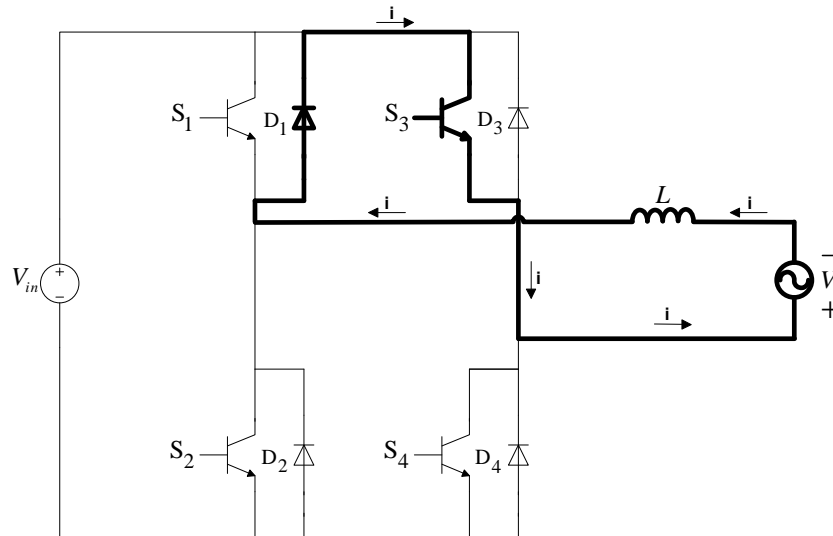


Figura 14: Sexta etapa de funcionamento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

7ª Etapa (t_6, t_7): Os interruptores S_2 e S_3 encontram-se comutados e conduzindo e os diodos D_2 e D_3 , bloqueados, remetendo à 5ª etapa.

8ª Etapa (t_7, t_8): Os interruptores S_2 e S_4 encontram-se comutados, porém, somente S_2 e D_4 estão conduzindo. Os diodos D_1 e D_3 estão bloqueados, conforme Figura 15.

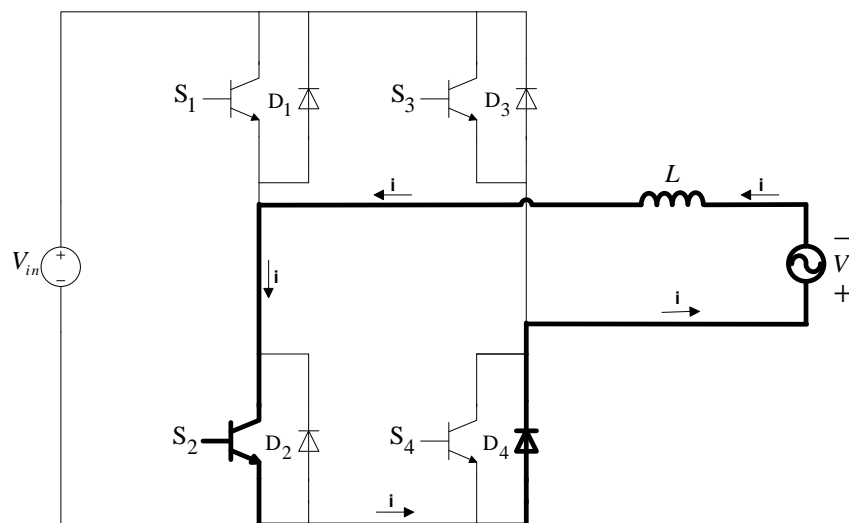


Figura 15: Oitava etapa de funcionamento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

As características pertinentes à etapa são:

- O indutor L fornece energia à rede elétrica;
- A corrente no indutor decresce à taxa de $i = \frac{V(\text{sen}\omega t)}{L}$;
- A tensão sobre os diodos D_1 e D_3 é V_{in} ;
- A fonte V_{in} não fornece energia.

As principais formas de onda, resultantes das oito etapas de operação, podem ser visualizadas conforme Figura 16.

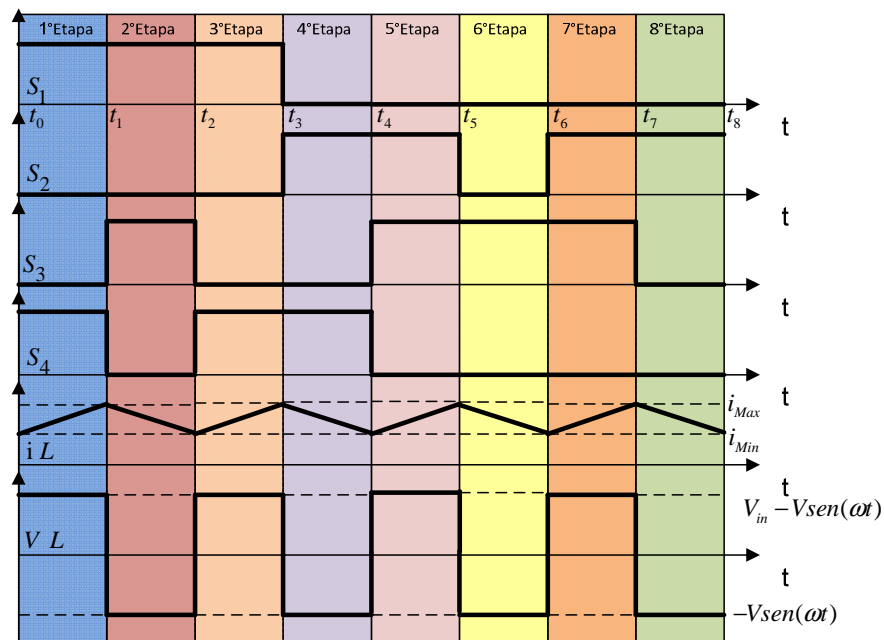


Figura 16: Principais formas de onda em todas as etapas de funcionamento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

3.2.3 Estratégias de Controle

No decorrer desta seção será realizada uma análise detalhada do controle requerida à concepção do estudo, a partir da qual serão propostas duas malhas de controle, operando conjuntamente, para controlar a corrente de saída do sistema e a tensão contínua do barramento CC.

3.2.3.1 Controle de corrente de saída

Conforme outrora mencionado, realizar-se-á o controle da corrente de saída para garantir que o sistema apresente algumas características específicas, quais sejam:

- Baixo fator de distorção harmônica;
- Reduzido fator de deslocamento;
- Bidirecionalidade.

A fim de alcançar o objetivo proposto apresenta-se, na Figura 17, o circuito de potência juntamente com a malha para controle da corrente instantânea de saída.

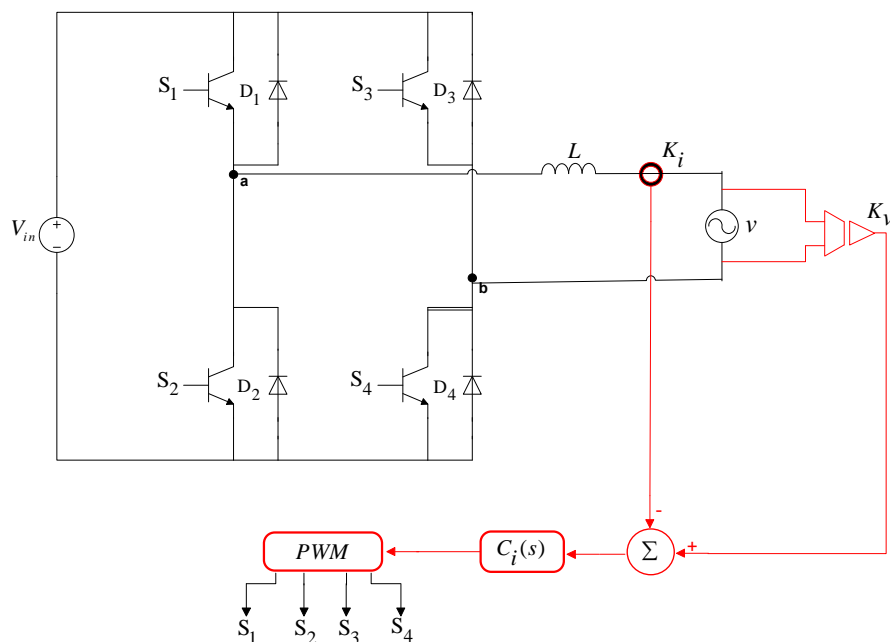


Figura 17: Circuito de potência com malha de controle de saída.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Nota-se que para efeito de projeto da malha de controle da corrente de saída, a tensão de entrada é considerada constante. Esta suposição é válida desde que, quando a malha de tensão seja projetada, tal hipótese seja mantida.

O projeto de cada um dos blocos que compõem o sistema é definido a partir do conhecimento do diagrama de blocos, obtidos pela análise da Figura 17 e ilustrado na Figura 18.

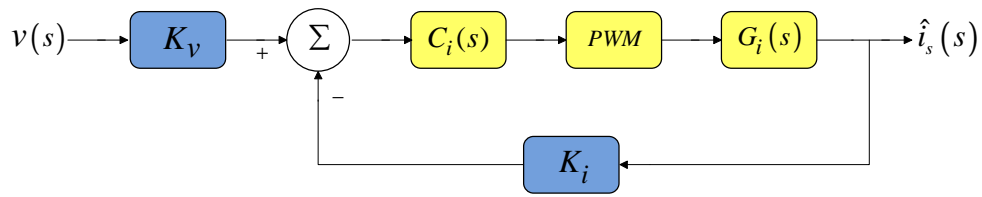


Figura 18: Diagrama de blocos referente à malha de controle da corrente de saída.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

A seguir, descrevem-se cada um dos blocos que compõem o diagrama.

3.2.3.1.1 Modulador PWM

Em termos de controle, torna-se necessário definir a função de transferência do modulador PWM senoidal. Para tal finalidade, considera-se a Figura 18, originada a partir da Figura 9, contabilizando-se apenas um ciclo das portadoras.

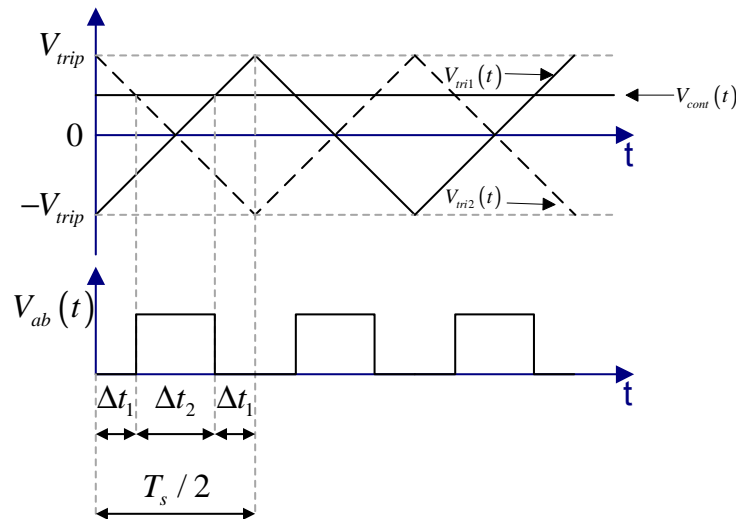


Figura 19: Modulação PWM senoidal três níveis.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Considerando-se o período da portadora como T_s e sua amplitude variando de $-V_{trip}$ até V_{trip} , é possível derivar uma equação capaz de descrever seu comportamento contabilizando o intervalo no qual V_{tr1} é crescente, conforme segue:

$$V_{tr1}(t) = -V_{trip} + \frac{4V_{trip}}{T}t \quad (3.1)$$

Nota-se, ainda, que em determinado instante de tempo, dado por $t = \Delta t_1 + \Delta t_2$, o sinal da portadora é estabelecido por $V_{tri1} = V_{cont}$. Desta forma, substituindo-se tal igualdade em (3.1), tem-se:

$$V_{tri1}(t) = -V_{trip} + \frac{4V_{trip}}{T}(\Delta t_1 + \Delta t_2) \quad (3.2)$$

Adicionalmente, analisando-se a Figura 19, tem-se que $\Delta t_1 = \frac{[1-\delta]T}{4}$ e $\Delta t_2 = \frac{\delta T}{2}$. Assim, encontra-se:

$$\Delta t_1 + \Delta t_2 = \frac{[1-\delta]T}{4} + \frac{\delta T}{2} \quad (3.3)$$

E, por fim:

$$\Delta t_1 + \Delta t_2 = \frac{[1+\delta]T}{4} \quad (3.4)$$

Portanto, substituindo (3.4) em (3.2), manipulando-se o resultado obtido e, posteriormente, aplicando-se a transformada de Laplace, determina-se:

$$PWM = \frac{\delta(s)}{V_{cont}(s)} = \frac{1}{V_{trip}} \quad (3.5)$$

3.2.3.1.2 Função de transferência para controle da corrente de saída

Considerando-se a Figura 17, durante o semiciclo positivo da tensão da rede, a combinação de acionamento dos interruptores gera o seguinte resultado:

- S₁ e S₄ conduzindo, tem-se $V_{ab} = V_{in}$
- S₁ e S₃ conduzindo, tem-se $V_{ab} = 0$ V
- S₁ e S₄ conduzindo, tem-se $V_{ab} = V_{in}$
- S₂ e S₄ conduzindo, tem-se $V_{ab} = 0$ V

Mediante o resultado obtido, verifica-se que V_{ab} assume dois possíveis valores no semiciclo positivo: $V_{ab} = V_{in}$ ou $V_{ab} = 0$ V. Sabendo-se que o valor de V_{in} é estabelecido durante o intervalo $\Delta t = \delta T$ e que $V_{ab} = 0$ V, no intervalo $\Delta t = (1 - \delta)T$, o valor em um período de comutação, da tensão média referente a V_{ab} , é expresso por:

$$\langle V_{ab} \rangle = \delta V_{in} \quad (3.6)$$

Em que $\langle V_{ab} \rangle$, denota o valor médio no período de comutação.

Assim, o circuito comutado da Figura 17, pode ser representado por seu equivalente médio, conforme Figura 20.

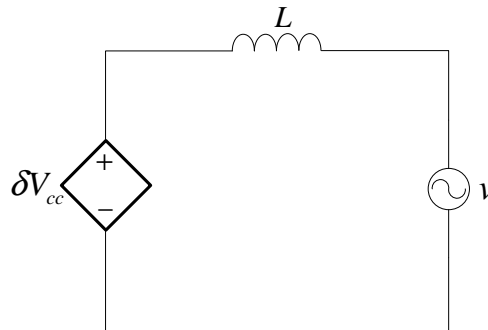


Figura 20: Circuito equivalente.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Escrevendo-se a equação da malha fechada, tem-se:

$$-V_{in}\delta + V_L + v = 0 \quad (3.7)$$

Reorganizando a equação, define-se:

$$V_{in}\delta - v = \frac{Ldi}{dt} \quad (3.8)$$

Ressalta-se que esta equação somente é válida no caso em que V_{in} e v sejam constantes dentro do período de comutação, ou seja, a frequência de comutação deve ser suficientemente superior à frequência da rede elétrica e à frequência de oscilação da tensão do barramento CC.

Em virtude de (3.8) representar uma equação não linear, para que lhe seja aplicada a transformada de Laplace, culminando na obtenção da planta, deve-se primeiramente linearizá-la.

Tal procedimento será realizado considerando-se que cada grandeza variante no tempo é composta por uma componente contínua (ponto de operação), designada por letra maiúscula, e por uma perturbação em torno deste ponto.

$$i = I + \hat{i} ; \delta = \Delta + \hat{\delta} ; V_{in} = V_{in} ; v = V$$

Substituindo-se tais termos na equação (3.8), tem-se:

$$L \frac{dI}{dt} + L \frac{d\hat{i}}{dt} = V_{in} \Delta + V_{in} \hat{\delta} - V \quad (3.9)$$

Isolando-se apenas os termos CC em (3.9), obtém-se:

$$L \frac{dI}{dt} = V_{in} \Delta - V \quad (3.10)$$

Como $\frac{dI}{dt} = 0$, escreve-se:

$$\Delta = \frac{V}{V_{in}} \quad (3.11)$$

Em relação aos termos CA, tem-se a seguinte equação, agora linearizada:

$$L \frac{d\hat{i}}{dt} = V_{in} \hat{\delta} \quad (3.12)$$

Aplicando-se, finalmente, a transformada de Laplace em (3.12), encontra-se:

$$Ls\hat{i}(s) = V_{in}\hat{\delta}(s) \quad (3.13)$$

Reorganizando-se (3.13), obtém-se a função de transferência da planta:

$$G_i(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{\delta}(s)} = \frac{V_{in}}{sL} \quad (3.14)$$

3.2.3.1.3 Ganho do sensor de corrente

O sensor de corrente é o dispositivo responsável pela leitura da corrente injetada na rede, possibilitando sua realimentação para fechamento da malha de controle, sendo designado por K_i , e representando a relação entre a corrente que atravessa o sensor e a tensão proporcional aplicada em seus terminais.

Nas simulações será adotado $K_i = 0,10 \frac{V}{A}$.

3.2.3.1.4 Compensador Proporcional Integral

A função de transferência do compensador Proporcional Integral (PI) é definida de acordo com a equação (3.15).

$$C_i(s) = K_C \frac{s + \omega_z}{s} \quad (3.15)$$

Os parâmetros a serem definidos são K_C e ω_z , sendo necessárias duas equações obtidas através da análise em resposta em frequência (diagramas de Bode), a partir das especificações da frequência de cruzamento (ω_c) e da margem de fase (M_ϕ) do sistema compensado.

Com base no diagrama de blocos do sistema completo, pode-se definir a função de transferência de laço aberto compensada ou $FTLA_C$, dada por:

$$FTLA_C = C_i G_i(s) K_i PWM \quad (3.16)$$

Substituindo-se cada bloco do sistema por sua função de transferência correspondente, tem-se:

$$FTLA_C(s) = K_C \frac{s + \omega_z}{s} \frac{1}{V_{trip}} \frac{V_{in}}{sL} K_i \quad (3.17)$$

Organizando a equação, encontra-se:

$$FTLA_C(s) = \frac{K_C K_i V_{in} (s + \omega_z)}{s^2 L V_{trip}} \quad (3.18)$$

Como a resposta será em função da frequência, as entradas e saídas são definidas como senoidais, portanto, $s = j\omega$, logo:

$$FTLA_C(\omega) = \frac{K_C K_i V_{in} (j\omega + \omega_z)}{(j\omega)^2 L V_{trip}} \quad (3.19)$$

Desta forma, tem-se a equação final para a função de transferência de laço aberto compensado:

$$FTLA_C(\omega) = -\frac{K_c K_i V_{in} (j\omega + \omega_z)}{\omega_c^2 L V_{trip}} \quad (3.20)$$

Logo, determina-se o módulo e a fase:

$$|FTLA_C|(\omega) = \frac{K_c K_i V_{in} \sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2}}{\omega_c^2 L V_{trip}} \quad (3.21)$$

$$\angle FTLA_C(\omega) = 180^\circ + \text{tg}^{-1} \frac{\omega_c}{\omega_z} \quad (3.22)$$

Pelas definições de frequência de cruzamento e margem de fase, sabe-se que:

$$M\varphi = 180^\circ + \angle FTLA_C |_{\omega=\omega_c} \quad (3.23)$$

$$|FTLA_C|(\omega) = 1 |_{\omega=\omega_c} \quad (3.24)$$

Portanto:

$$M\varphi = 180^\circ + 180^\circ + \text{tg}^{-1} \frac{\omega_c}{\omega_z} \quad (3.25)$$

Como $180^\circ + 180^\circ = 360^\circ = 0^\circ$, escreve-se:

$$\text{tg}(M\varphi) = \frac{\omega_c}{\omega_z} \quad (3.26)$$

Logo, para se encontrar a frequência do zero do compensador, determina-se:

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\text{tg}(M\varphi)} \quad (3.27)$$

Finalmente, para determinar o ganho do compensador, com base na equação (3.21), emprega-se:

$$\frac{K_c K_i V_{in} \sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2}}{\omega_c^2 L V_{trip}} = 1 \quad (3.28)$$

Desta maneira:

$$K_c = \frac{\omega_c^2 L V_{trip}}{K_i V_{in} \sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2}} \quad (3.29)$$

E assim, substituindo-se a equação (3.27) na equação (3.29), define-se:

$$K_c = \frac{\omega_c^2 LV_{trip}}{K_i V_{in} \sqrt{\omega_c^2 + \frac{\omega_c^2}{\text{tg}^2(M\varphi)}}} \quad (3.30)$$

Reorganizando a equação, encontra-se:

$$K_c = \frac{\omega_c LV_{trip}}{K_i V_{in} \sqrt{\frac{\text{tg}^2(M\varphi)+1}{\text{tg}^2(M\varphi)}}} \quad (3.31)$$

E, finalmente:

$$K_c = \frac{\omega_c LV_{trip}}{K_i V_{in}} \sqrt{\frac{\text{tg}^2(M\varphi)}{\text{tg}^2(M\varphi)+1}} \quad (3.32)$$

3.2.3.2 Controle de tensão do barramento CC

A determinação do compensador de corrente finaliza a obtenção da função de transferência de todos os blocos que compõem a malha para o controle da corrente instantânea de saída do inversor, no qual o barramento foi considerado como uma fonte CC. Entretanto, na prática, a tensão V_{in} é obtida pelo controle da tensão aplicada a um banco capacitivo, suprido pela potência oriunda do arranjo fotovoltaico.

Para fins de modelagem, um sistema fotovoltaico pode ser entendido como uma fonte de corrente CC, cuja magnitude varia em função da radiação solar e temperatura. Baseado nesta premissa, a estrutura de potência pode ser redesenhada conforme Figura 21, em que I_{pv} é a corrente proveniente do arranjo e V_{in} , a tensão de entrada do inversor.

Partindo-se do princípio de conservação da energia e que o sistema opera com rendimentos unitários, pode-se escrever que:

$$P_{in} = P_o \rightarrow I_{in} V_{in} = \frac{V_p I_p}{2} \quad (3.33)$$

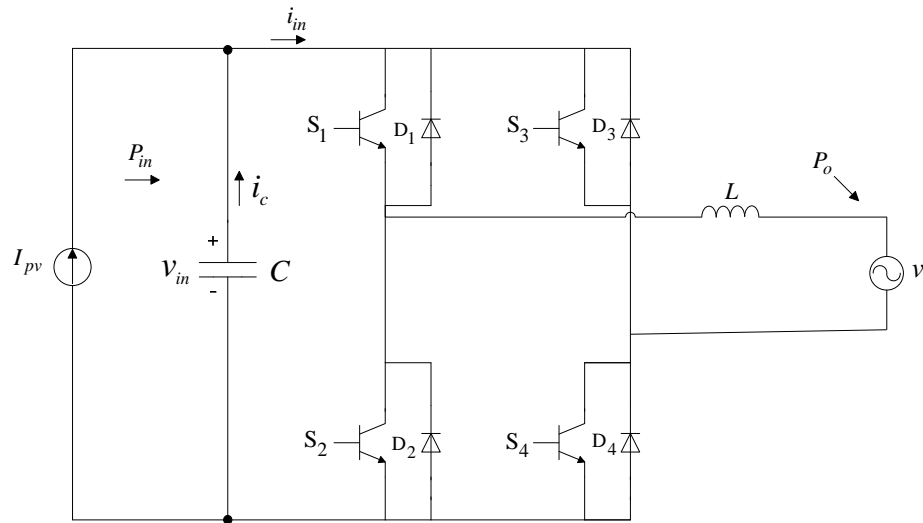


Figura 21: Circuito de potência.com barramento CC.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Considerando-se que i_{in} é a soma da corrente I_{pv} com a corrente i_c , define-se:

$$(I_{pv} + I_c)V_{in} = \frac{V_p I_p}{2} \quad (3.34)$$

Distribuindo-se os termos e reorganizando a equação, tem-se:

$$\frac{dv_{in}}{dt} + \frac{I_{pv}}{C} = \frac{V_p I_p}{2Cv_{in}} \quad (3.35)$$

Conforme mencionado, cada grandeza que varia no tempo tem uma componente contínua (ponto de operação) e uma perturbação em torno deste ponto. Assim, escreve-se:

$$v_{in} = V_{in} + \hat{v}_{in}; \quad I_p = i_p + \hat{i}_p$$

Demais termos não apresentam perturbação no ponto de operação, logo não são decompostos. Assim, substituindo-se os termos perturbados em (3.35), tem-se:

$$\frac{d(V_{in} + \hat{v}_{in})}{dt} + \frac{I_{pv}}{C} = \frac{V_p (i_p + \hat{i}_p)}{2C(V_{in} + \hat{v}_{in})} \quad (3.36)$$

Distribuindo-os retirando o termo nulo, devido à derivação, obtém-se:

$$\frac{d\hat{v}_{in}}{dt} + \frac{I_{pv}}{C} = \frac{V_p i_p + V_p \hat{i}_p}{2CV_{in} + 2C\hat{v}_{in}} \quad (3.37)$$

Reorganizando, simplificando e desprezando o termo de segunda ordem:

$$\frac{d\hat{v}_{in}}{dt} 2CV_{in} + 2I_{pv} V_{in} + 2I_{pv} \hat{v}_{in} = V_p \hat{i}_p + V_p \hat{i}_p \quad (3.38)$$

Desta forma, isolando os termos CC, pode-se escrever:

$$I_{pv} = \frac{V_p \hat{i}_p}{2V_{in}} \quad (3.39)$$

Considerando agora os termos CA, tem-se:

$$2CV_{in} \frac{d\hat{v}_{in}}{dt} + 2\hat{v}_{in} I_{pv} = V_p \hat{i}_p \quad (3.40)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (3.40), encontra-se:

$$2CV_{in} s \hat{v}_{in}(s) + 2I_{pv} \hat{v}_{in}(s) = V_p \hat{i}_p(s) \quad (3.41)$$

E, novamente, reorganizando os termos, obtém-se:

$$\frac{\hat{v}_{in}(s)}{\hat{i}_p(s)} = \frac{V_p}{2CV_{in} s + 2I_{pv}} \quad (3.42)$$

Assim, substituindo (3.39) em (3.42), descreve-se:

$$G_v(s) = \frac{\hat{v}_{in}(s)}{\hat{i}_p(s)} = \frac{V_p}{2CV_{in} s + \frac{V_p \hat{i}_p}{V_{in}}} \quad (3.43)$$

Logo, com a função de transferência da planta de controle da tensão do barramento definida, encontra-se a equação que regula a tensão do barramento CC conforme a variação da corrente de saída $\hat{i}_p(s)$, possibilitando controlá-la:

$$\hat{v}_{in}(s) = G_v(s) \hat{i}_p(s) \quad (3.44)$$

A partir da relação estabelecida em (3.44), é possível propor uma estratégia para controle da tensão do barramento, regulando-se para tanto, o pico da corrente injetada na rede. A estrutura de potência do sistema, com adição da nova malha de controle é apresentada na Figura 22.

O sensor de tensão com ganho K_{vc} lê a tensão do barramento de entrada que, ao ser aplicada a um subtrator, gera um erro não compensado. Este, por sua vez, é aplicado ao compensador C_v , gerando um erro compensado que, multiplicado pela antiga referência de corrente, origina uma nova referência, cujo pico varia em função da tensão do barramento.

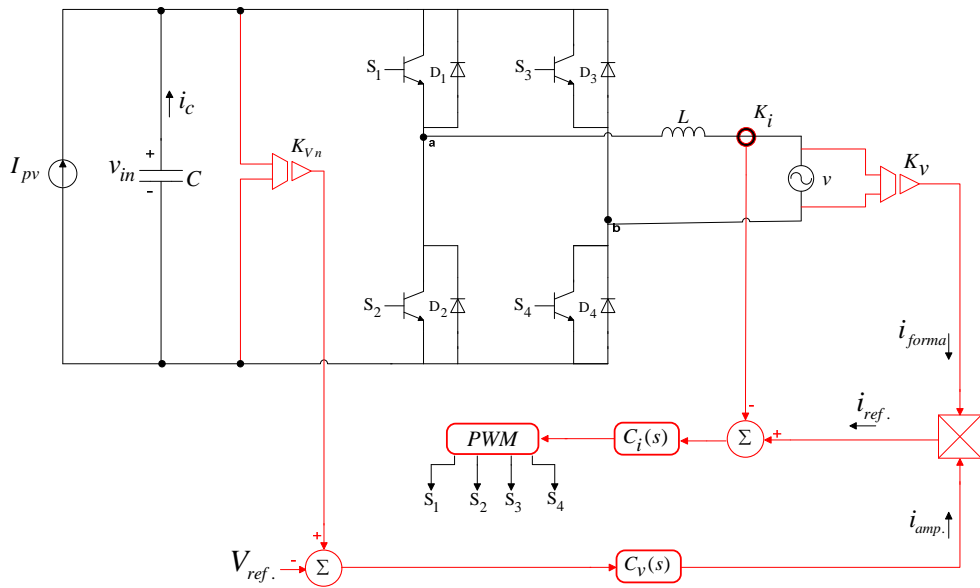


Figura 22: Circuito de potência e suas duas malhas de controle.
 Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

A seguir, tem-se a representação do diagrama em blocos do sistema como um todo.

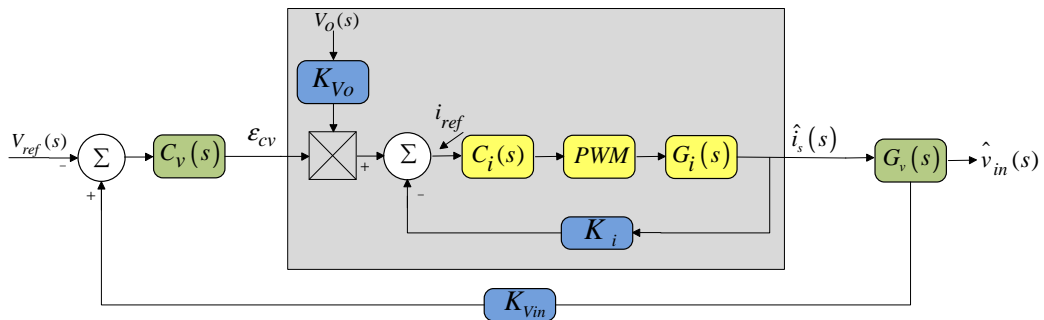


Figura 23: Diagrama em bloco de todo o sistema.
 Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Considerando o diagrama de bloco apresentado, objetiva-se determinar o compensador de tensão $C_v(s)$. Para tanto, de antemão, busca-se a simplificação do diagrama de blocos referente à região hachurada, cuja função de transferência de malha fechada é dada por:

$$FTMF(s) = \frac{C_i(s).PWM.G(s)}{1 + C_i(s).PWM.G(s).K_i} \quad (3.45)$$

Com base nas deduções apresentadas na seção, substituindo-se (3.15), (3.5) e (3.14) em (3.45) e, considerando $s=j\omega$, tem-se:

$$FTMF(\omega) = \frac{\left(K_c \frac{j\omega + \omega_z}{j\omega} \right) \cdot \left(\frac{1}{V_{trip}} \right) \cdot \left(\frac{V_{in}}{j\omega L} \right)}{1 + \left(K_c \frac{j\omega + \omega_z}{j\omega} \right) \cdot \left(\frac{1}{V_{trip}} \right) \cdot \left(\frac{V_{in}}{j\omega L} \right) \cdot K_i} \quad (3.46)$$

Isolando-se os termos:

$$FTMF(\omega) = \frac{K_c V_{in} (j\omega + \omega_z)}{(j\omega)^2 V_{trip} L + K_c V_{in} K_i (j\omega + \omega_z)} \quad (3.47)$$

Tendo em vista que a região sombreada refere-se à malha de corrente instantânea, posteriormente projetada para frequência de cruzamento de 2 kHz, e que a malha de tensão será projetada para operar em baixas frequências, faz-se necessário determinar o comportamento da malha fechada referente à região sombreada nesta condição, isto é, baixa frequência, implicando em $j\omega \rightarrow 0$.

$$FTMF(0) = \frac{K_c V_{in} \omega_z}{K_c V_{in} K_i \omega_z} \quad (3.48)$$

Ou seja:

$$FTMF(0) = \frac{1}{K_i} \quad (3.49)$$

Deste modo, define-se que a função de transferência da planta de controle da corrente em baixa frequência é dada por um ganho $\frac{1}{K_i}$. Substituindo-se esta relação no arranjo apresentado na Figura 23, obtém-se um novo diagrama de blocos, representado na Figura 24.

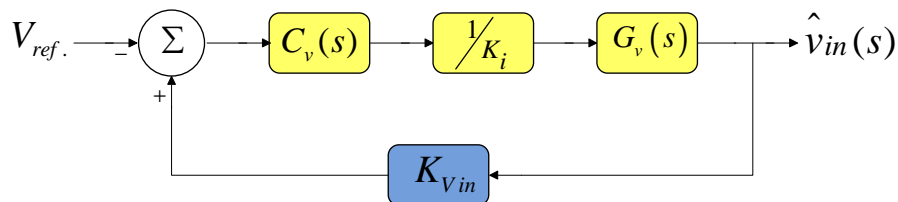


Figura 24: Diagrama de blocos do controle de corrente.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Conforme anteriormente elucidado, a função de transferência do compensador PI é dada pela equação (3.15), assim, definem-se os parâmetros de K_c e ω_z , obtidos

através da resposta em frequência, a partir das especificações de frequência de cruzamento e da margem de fase do sistema compensado.

Destarte, definindo-se a função de transferência de laço aberto compensado ($FTLA_C$), tem-se:

$$FTLA_C = C_v \frac{1}{K_i} G_v(s) K_{vin} \quad (3.50)$$

Substituindo cada bloco do sistema por sua função de transferência correspondente, determina-se:

$$FTLA_C(s) = K_c \frac{s + \omega_z}{s} \cdot \frac{1}{K_i} \cdot \frac{V_p}{2CV_c s + \frac{V_p I_p}{V_c}} \cdot K_{vin} \quad (3.51)$$

Reorganizando a equação:

$$FTLA_C(s) = \frac{K_{vin} K_c V_p}{K_i} \frac{s + \omega_z}{s \left(2CV_{in} s + \frac{V_p I_p}{V_{in}} \right)} \quad (3.52)$$

Fazendo-se, $s = j\omega$, obtém-se:

$$FTLA_C(s) = \frac{K_{vin} K_c V_p}{K_i} \frac{j\omega + \omega_z}{j\omega \left(2CV_{in} j\omega + \frac{V_p I_p}{V_{in}} \right)} \quad (3.53)$$

Com a função de transferência de laço aberta compensada definida, definem-se módulo e fase:

$$|FTLA_C| = \frac{K_{vin} K_c V_p}{K_i} \frac{\sqrt{\omega^2 + \omega_z^2}}{\omega \sqrt{\left(\frac{V_p I_p}{V_{in}} \right)^2 + (2C\omega V_{in})^2}} \quad (3.54)$$

$$\angle FTLA_C = \text{tg}^{-1} \frac{\omega}{\omega_z} - 90^\circ - \text{tg}^{-1} \left(\frac{2C\omega V_{in}^2}{V_p I_p} \right) \quad (3.55)$$

A partir da definição de frequência de cruzamento e margem de fase, tem-se:

$$M\varphi = 180^\circ + \angle FTLA_C |_{\omega=\omega_c} \quad (3.56)$$

$$|FTLA_C| = 1 \Big|_{\omega=\omega_c} \quad (3.57)$$

Portanto:

$$M\varphi = 90^\circ + \operatorname{tg}^{-1} \frac{\omega_c}{\omega_z} - \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{2C\omega_c V_{in}^2}{V_p i_p} \right) \quad (3.58)$$

Reorganizando-se:

$$\operatorname{tg} \left[M\varphi + \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{2C\omega_c V_{in}^2}{V_p i_p} \right) - 90^\circ \right] = \frac{\omega_c}{\omega_z} \quad (3.59)$$

Logo, para se encontrar a frequência do zero do compensador, escreve-se:

$$\omega_z = \frac{\omega_c}{\operatorname{tg} \left[M\varphi + \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{2C\omega_c V_{in}^2}{V_p i_p} \right) - 90^\circ \right]} \quad (3.60)$$

Finalmente, para determinar o ganho do compensador, com base na equação (3.54) e na definição demonstrada na equação (3.57), emprega-se:

$$\frac{K_{vin} K_c V_p}{K_i} \frac{\sqrt{\omega^2 + \omega_z^2}}{\omega \sqrt{\left(\frac{V_p I_p}{V_{in}} \right)^2 + (2C\omega V_{in})^2}} = 1 \quad (3.61)$$

Desta maneira:

$$K_c = \frac{K_i \omega_c \sqrt{\left(\frac{V_p I_p}{V_{in}} \right)^2 + (2C\omega_c V_{in})^2}}{K_{vin} V_p \sqrt{\omega_c^2 + \omega_z^2}} \quad (3.62)$$

Assim sendo, substituindo a equação (3.60) na equação (3.62), define-se:

$$K_c = \frac{K_i \sqrt{\left(\frac{V_p I_p}{V_c} \right)^2 + (2C\omega_c V_{in})^2}}{K_{vin} V_p \sqrt{1 + \frac{1}{\left(\operatorname{tg} \left[M\varphi + \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{2C\omega_c V_{in}^2}{V_p i_p} \right) - 90^\circ \right] \right)^2}}} \quad (3.63)$$

4 SIMULAÇÕES

Neste capítulo, objetiva-se apresentar os resultados do estudo teórico demonstrado nas seções anteriores. Para tanto, foram parametrizados valores visando aproximá-los, ao máximo, daqueles factíveis e comerciais, buscando validar a pesquisa, de forma a demonstrar a possibilidade de sua aplicação, comercialmente.

Logo, com base no exposto, adotou-se o módulo fotovoltaico da empresa KYOCERA, KC200GT como modelo, haja vista tal equipamento ser usualmente utilizado. Assim, conforme as especificações técnicas fornecidas pelo fabricante, apresentam-se na Tabela 3, suas características.

Tabela 3: Especificações do módulo fotovoltaico KYOCERA, KC200GT

Especificações: $S = 1000 \text{ W/m}^2, T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ e $AM = 1,5$		
Potência máxima	P_{mp}	200,1 W
Tensão de máxima potência	V_{mp}	26,3 V
Corrente de máxima potência	I_{mp}	7,61 A
Tensão de circuito aberto	V_{ca}	32,9 V
Corrente de circuito aberto	I_{cc}	8,21 A
Coefficiente de temperatura	u_I	$3,18 \cdot 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$
Especificações: $S = 800 \text{ W/m}^2, T = 47 \text{ }^\circ\text{C}$ e $AM = 1,5$		
Potência máxima	P_{mp}	142,2 W
Tensão de máxima potência	V_{mp}	23,2 V
Corrente de máxima potência	I_{mp}	6,13 A
Potência máxima	P_{mp}	142,2 W

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico, KC200GT, fabricado pela KYOCERA. Disponível em: <www.kyocerabrasil.com.br>

O projeto proposto neste trabalho foi desenvolvido para uma rede comercial de $V_{ef} = 220 \text{ V}$, ou seja, $V_p = 311 \text{ V}$ com frequência no padrão brasileiro de 60 Hz, estimando-se, ainda, um fornecimento aproximado de 3000 W pelo arranjo fotovoltaico, composto por 15 módulos, conforme observado na Figura 25.

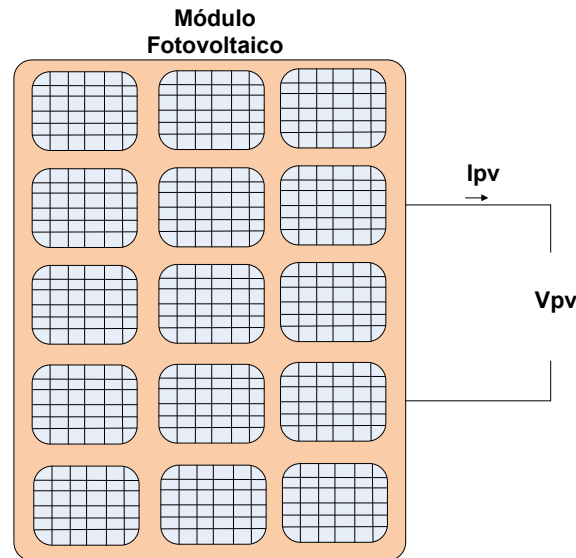


Figura 25: Arranjo fotovoltaico composto por 15 módulos.
 Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Com tal arranjo, espera-se uma tensão no barramento de corrente contínua de no máximo 394,5 V, considerando-se as condições padrões de teste, haja vista o arranjo estar conectado com os módulos em série e uma potência máxima de 3001,5 W.

Considerando-se, todavia, um arranjo fotovoltaico em condições adversas, apresentando queda da radiação solar para 800 W/m^2 e temperatura extrema de 47° C , observa-se a presença de, no mínimo, 348,0 V e potência fornecida de 2133 W.

Com esta configuração, o sistema satisfaz a necessidade imposta no projeto para potência e tensão desejadas, sem a necessidade de implementação de um transformador para interligação do sistema com a rede, tendo em vista que a tensão presente no barramento CC é superior à tensão de pico da rede.

O sistema simulado contempla duas malhas de controle, conforme exposto na seção 3 e, ainda, uma rotina para extração de máxima potência do arranjo fotovoltaico através do emprego da estratégia de rastreamento de máxima potência.

Para o caso em análise, utilizou-se um bloco C de tal forma que, com a variação da temperatura, o algoritmo implementado gerou uma referência que, comparada à saída do sensor de tensão do barramento CC, ocasionou o sinal de erro, o qual após compensado, multiplicou-se pela referência de forma de corrente.

Entretanto, por extrapolar o escopo deste trabalho, tal método de rastreamento não será abordado, ainda que sua utilização permita a verificação aprimorada do funcionamento global do sistema. Logo, para maior detalhamento deste algoritmo, referencia-se a pesquisa de Coelho (2010).

4.1 ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO

Para o desenvolvimento do presente projeto, todos os valores dos componentes do circuito de simulação, apresentados na Tabela 5, foram obtidos a partir do apêndice, cujas equações encontram-se deduzidas e comprovadas no capítulo 3.

Tabela 4: Principais componentes de simulação.

Componentes	Valor
Capacitor de entrada	2,24 mF
Indutor de Saída	2,72 mH
Ganho do Compensador PI de Corrente	22,27
Constante de Tempo compensador PI de Corrente	68.916 μ s
Ganho do Compensador PI de Tensão	6,6
Constante de Tempo do compensador PI de Tensão	29,5 ms

Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

4.2 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Através da utilização de programa específico para simulações, implementou-se o circuito proposto para o sistema, conforme retrata a Figura, intentando, com isto, verificar o comportamento do sistema após as perturbações (radiação e temperatura) no módulo fotovoltaico.

As simulações decorrentes serão baseadas nos perfis de radiação e temperatura apresentados na Figura 25, dos quais se obtiveram os parâmetros de saída do módulo fotovoltaico, ou seja, a partir de variações da radiação incidente e temperatura na superfície do arranjo, serão realizadas simulações, sendo os resultados obtidos comparados aos teóricos, fornecidos pelo fabricante sob as mesmas condições ambientais.

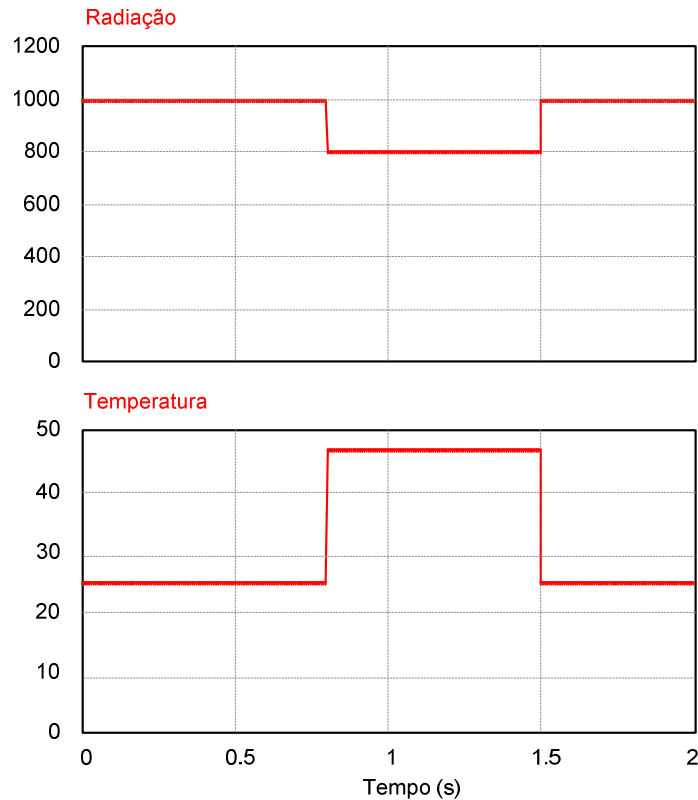


Figura 26: Alteração de radiação e temperatura.
 Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Ao analisar a Figura 27, o comportamento do sistema pode ser percebido através das linhas vermelhas, enquanto as linhas azuis denotam o comportamento esperado ou ideal, conforme modelo matemático anteriormente abordado no capítulo 3 e deduzido no apêndice.

Não obstante, é possível verificar-se na Figura 27 a variação de tensão fornecida pelo módulo fotovoltaico, bem como o comportamento da corrente fornecida à rede comercial, pela variação fornecida na Figura 26.

De modo similar, através da Figura 28, observam-se a variação de tensão fornecida pelo módulo fotovoltaico e o comportamento da corrente fornecida à rede comercial, conforme variação estabelecida à Figura 26.

O resultado da Figura 27 é, de fato, extremamente satisfatório, apesar das oscilações ocorridas na tensão, corrente e potência geradas pelo arranjo fotovoltaico no instante em que as perturbações na radiação e temperatura acontecem. De toda forma, o tempo de resposta, ocasionado em virtude das perturbações, é curto, assim, tal dinâmica é desprezível perante o tempo no qual o sistema se estabelece no regime permanente.

Ademais, tal resposta foi obtida para aplicação de degraus de radiação e temperatura, contudo, em aplicações reais, não ocorrem oscilações tão abruptas, principalmente no que tange à temperatura, em virtude da inércia térmica.

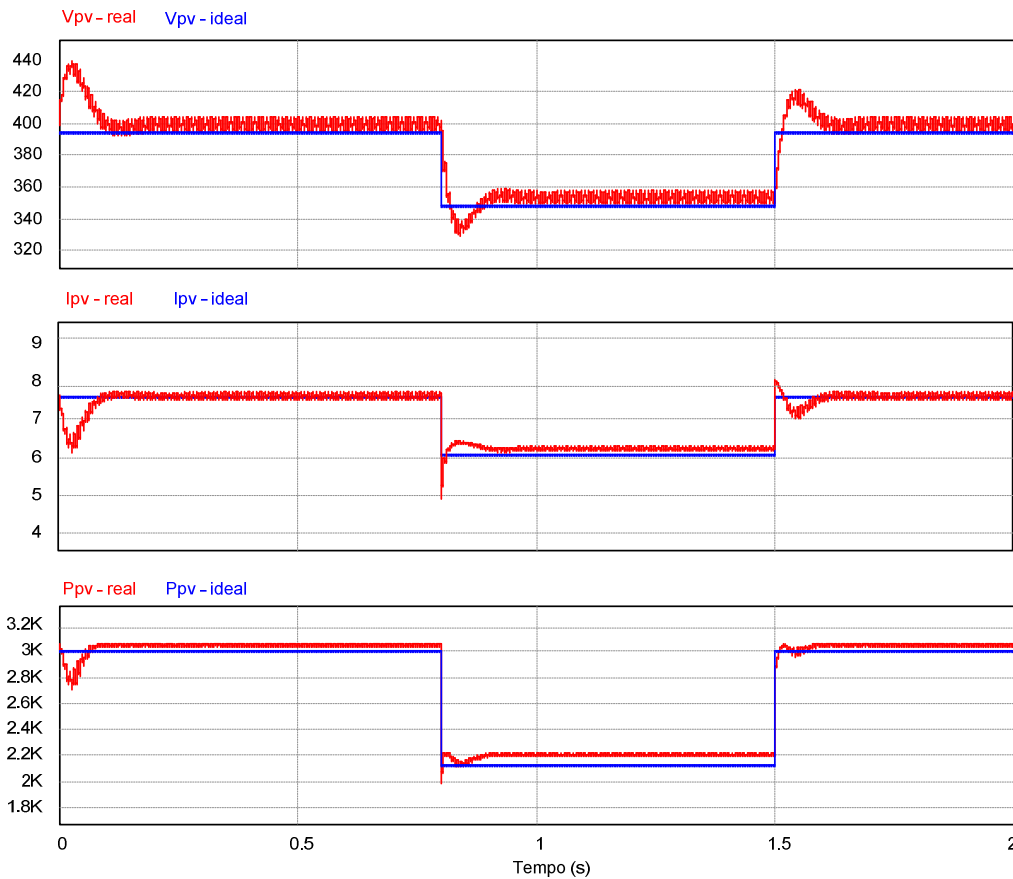


Figura 27: Atuação do controle sobre tensão, corrente e potência de fornecimento.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

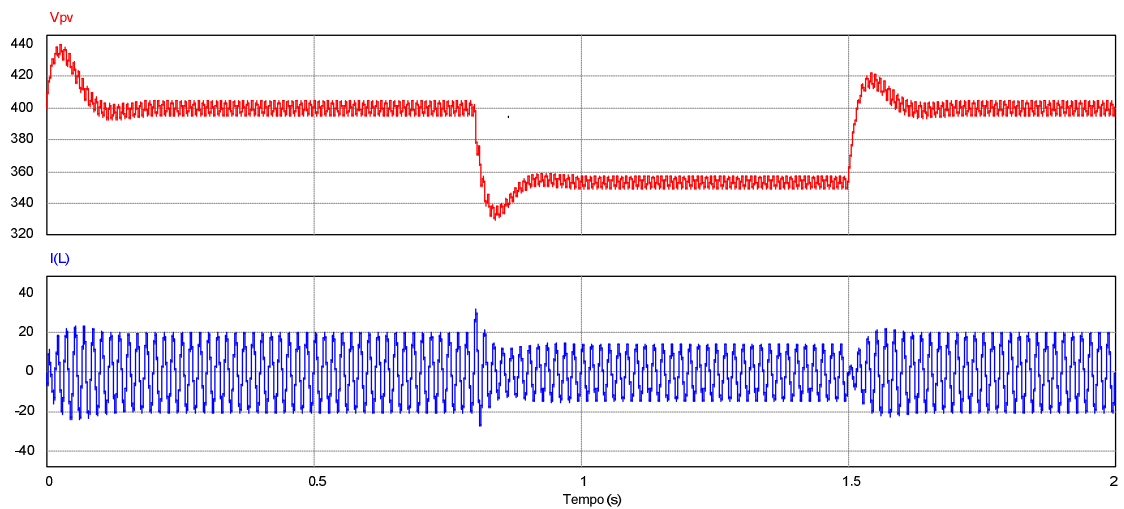


Figura 28: Atuação do controle na corrente de saída.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Por outro lado, na análise da saída do inversor esperava-se uma corrente senoidal e sincronizada com a tensão da rede, porém, como pode-se observar na Figura 29, a corrente apresenta uma distorção causada devido à presença de uma componente de 120 Hz na tensão do barramento, inerente à pulsação de potência em sistemas monofásicos que, quando multiplicada pela componente de forma da corrente, a introduz distorções na frequência de 180 Hz.

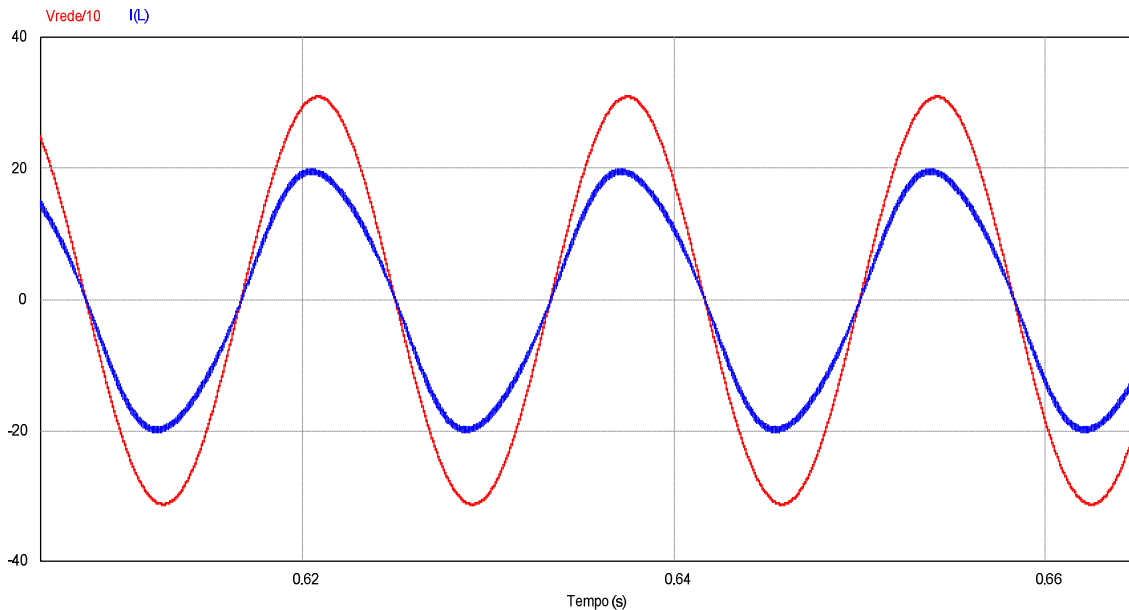


Figura 29: Corrente deformada em relação à tensão.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

Para resolver o referido problema, é necessário eliminar a componente de 120 Hz presente na amostra da tensão do barramento CC. Para tanto, adicionou-se à saída de tensão do barramento, um filtro rejeita faixa de 2ª ordem, centrada na frequência a ser bloqueada, ou seja, em 120 Hz, conforme Figura 30.

Para comprovar esta estratégia, reapresenta-se na Figura 31 a forma de onda da corrente na saída juntamente com a tensão da rede, demonstrando que estão em fase e não há distorção, validando, assim, a qualidade de energia fornecida à rede.

Por fim, confirma-se, extraído a transformada de Fourier da corrente da rede, conforme Figura 32, que a distorção foi eliminada. Verifica-se perante tal resultado a existência de apenas uma componente relevante de frequência, centrada em 60 Hz.

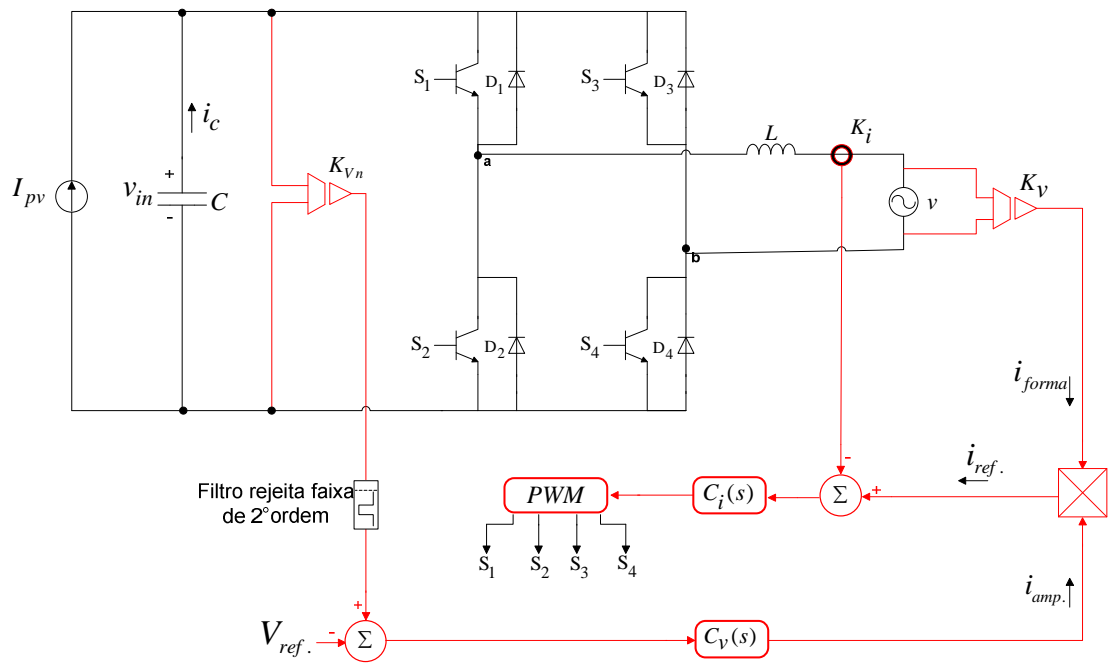


Figura 30: Circuito completo com filtro.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

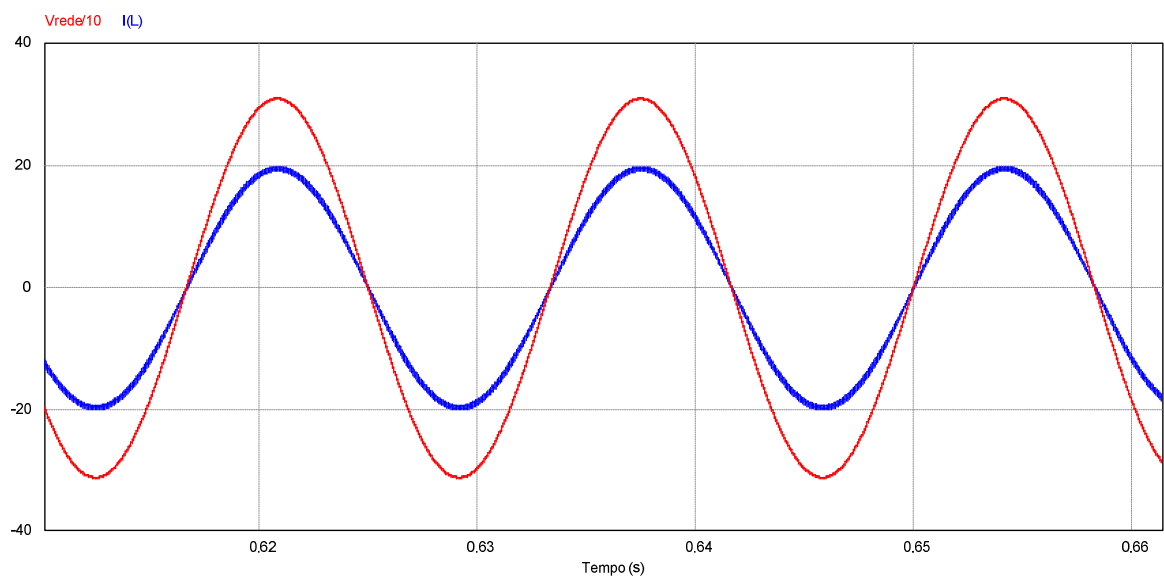


Figura 31: Corrente e tensão em fase.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

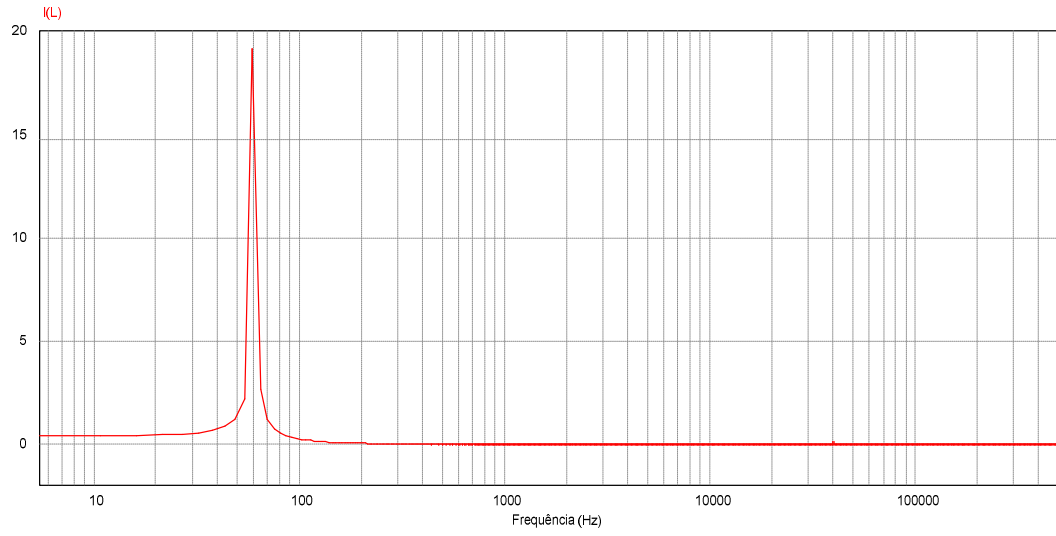


Figura 32: Transformada de Fourier.
Fonte: Elaborado pelos autores, 2012.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho, demonstrou-se o estudo para interligação de um sistema para conexão de arranjo fotovoltaico à rede elétrica, desde as normas definidas pela ANEEL, até as deduções matemáticas, definição de componentes e simulações.

Objetivando a fluidez das análises, as informações foram dispostas de forma clara e simples, sendo os capítulos por breves introduções e caracterização prévia do secção em foco, não impossibilitando, todavia, que cada uma das partes seja estudada individual e independente.

Desta forma, no Capítulo 1 contextualizou-se breve histórico acerca da energia solar e sua difusão como fonte de geração de energia no mundo, haja vista seu significativo potencial energético, justificando-se, assim, a relevância do tema de pesquisa.

No Capítulo 2, apresentaram-se aspectos e elementos importantes, em conformidade às definições do IEEE, como fator de potência e qualidade de energia, a fim de servir como parâmetro para elaboração do estudo. Ainda no mencionado capítulo, abordaram-se as normas vigentes, inclusive legislação recente da ANEEL, a respeito de conexão de sistemas fotovoltaicos, além da conceituação desta matriz energética, retratada através de suas grandezas envolvidas no processo de geração, funcionalidade e características de comportamento, no que tange ao fornecimento de energia elétrica.

O Capítulo 3, sequencialmente, destinou-se ao estudo das malhas de controle do sistema, demonstrando como o conceito de rastreamento de máxima potência atua na melhoria de seu desempenho e, ainda, discorreu-se sobre inversão de energia, modulação PWM três níveis, etapas de funcionamento, passo a passo, e a estratégia utilizada para o controle, apresentando os componentes envolvidos e suas respectivas formas de emprego. Não obstante, adicionalmente ao apêndice apresentado nesta pesquisa, no capítulo demonstrou-se a dedução matemática de cada um dos blocos do sistema, valores essenciais para o desenvolvimento do capítulo subsequente.

Por fim, no Capítulo 4, foi demonstrada a simulação realizada com o sistema completo através de um programa de simulação, abrangendo de fotogeração à rede comercial padrão, monitorando cada um dos pontos cruciais. Logo, a partir da análise dos valores alcançados com os valores teoricamente estipulados, consideram-se os resultados extremamente satisfatórios, haja vista que se aproximam dos respectivos valores teóricos esperados.

Destarte, a pesquisa acerca da microgeração fotovoltaica consiste em um projeto de implementação factível e essencial, sobretudo ao que tange ao aproveitamento da capacidade de geração. Tal assertiva encontra embasamento nas condições estabelecidas pelas atuais regulamentações empregadas no Brasil, permitindo que o sistema de geração de energia fotovoltaica seja implementado nas diversas áreas e regiões, desde segmentos de pequeno porte, como residências, a setores mais expressivos, como comércios e indústrias.

Em contrapartida, há de se considerar a necessidade de melhorias quanto à disponibilidade da tecnologia em larga escala, haja vista as restrições orçamentárias impostas pelos elevados custos inerentes à sua implementação. Contudo, importa salientar que, apesar de sua utilização ser pouco vultosa, o cenário nacional é bastante promissor à intensificação de sistemas fotovoltaicos, estando sua disseminação, diretamente relacionada à popularização da tecnologia.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 10 abr 2012.

_____. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de Energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Resolução Normativa 482, de 19 de abril de 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 19 mai 2012.

BORGONOVO, D.; **Análise Modelagem e Controle de Retificadores PWM Trifásicos**. 2005, 274 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

“Characteristics of the Utility Interface for Photovoltaic (PV) Systems”; IEC 61727; 2002.

COELHO, F. R.; **Estudo dos Conversores Buck e Boost Aplicados ao Rastreamento de Máxima Potência de Sistemas Solares Fotovoltaicos**. 2008, 192 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

COELHO, R.F; CONGER, F; MARTINS, D.C. A MPPT approach based on temperature measurements applied in PV systems. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), 2010.

“IEEE Standard for Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, IEEE Std. 1159; 1995.

“IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”; IEEE Std. 1547; 2003.

“IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems”, IEEE Std. 1547.2; 2003.

“IEEE Draft Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, IEEE Std. 1547.1; 2004.

JORNAL DA ENERGIA. Disponível em

<http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=8099&id_tipo=3&id_secao=8> Acesso em: 04 abr 2012.

“Limits for Harmonic Current Emission (equipment input current up to and including 16A per phase)”; EN 61000-3-2; 1995.

KYOCERA SOLCAR BRASIL. Manual de Treinamento de Energia Solar Fotovoltaica para Clientes e Distribuídos Kyocera. Catálogo requerido ao fabricante.

KYOCERA SOLCAR BRASIL. Características de Módulos Fotovoltaicos. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5195.pdf>>: Acesso em 12 abr 2012.

MACCARINI, C. M.; **Inversor Monofásico Sincronizado para Conexão de um Gerador Eólico à Rede Elétrica**: Estudo Projeto e Implementação; 2009, 179 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Florianópolis, 2009.

MORAIS, S. A.; **Redistribuidor de Potência Aplicado a Transformadores de Distribuição de Energia Elétrica**. 2008,181 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

SOUZA, A. C. K.; **Estudo e Otimização de Conversores Estáticos Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Comercial**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS: FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA. Disponível em

<http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf> Acesso em: 04 abr 2012.

APÊNDICE A - CÁLCULO DO INDUTOR, CAPACITOR E COMPENSADORES

Especificações de projeto.

$$V_{in} := 400V$$

$$f_s := 2010^3 \text{ Hz}$$

$$V_{rede_pico} := 311V$$

$$V_{rede_eficaz} := \frac{V_{rede_pico}}{\sqrt{2}} = 219.91V$$

$$P_{in} := 3 \cdot 10^3 \text{ W}$$

$$I_{in} := \frac{P_{in}}{V_{in}} = 7.5A$$

$$f_{rede} := 60\text{Hz}$$

$$\eta := 0.95$$

$$P_{out} := \eta \cdot P_{in} = 2.85\text{kW}$$

$$I_{rede_pico} := 2 \cdot \frac{P_{out}}{V_{rede_pico}} = 18.328A$$

$$I_{rede_eficaz} := \frac{I_{rede_pico}}{\sqrt{2}} = 12.96A$$

$$V_{tri_pico} := 15V$$

$$K_{PWM} := \frac{1}{V_{tri_pico}}$$

$$K_i := 0.1 \frac{V}{A}$$

$$K_v := \frac{1}{400} = 2.5 \times 10^{-3}$$

Cálculo do indutor de saída

$$\Delta I_L := 0.1 \cdot I_{rede_pico} = 1.833A$$

$$L := \frac{V_{in}}{4\Delta I_L \cdot f_s} = 2.728\text{mH}$$

Compensador de corrente

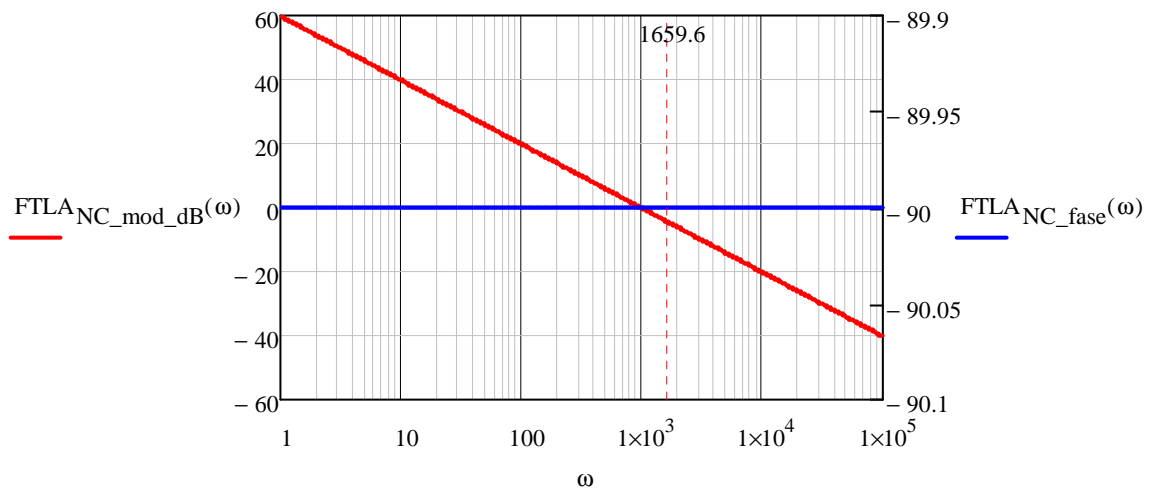
$$j := \sqrt{-1}$$

$$G_i(\omega) := \frac{V_{in}}{j \cdot \omega \cdot L}$$

$$FTLA_{NC}(\omega) := K_{PWM} \cdot G_i(\omega) \cdot K_i$$

$$FTLA_{NC_mod_dB}(\omega) := 20 \log(|FTLA_{NC}(\omega)|)$$

$$FTLA_{NC_fase}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(FTLA_{NC}(\omega))$$



Determinação do compensador PI

$$M_{\phi_comp} := 60 \cdot \frac{\pi}{180} = 1.047$$

$$\omega_{C_comp} := \frac{2 \cdot f_s \cdot 2\pi}{10} = 2.513 \times 10^4 \cdot \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

$$K_c := \frac{\omega_{C_comp} \cdot L \cdot V_{tri_pico}}{K_i \cdot V_{in}} \cdot \sqrt{\frac{(\tan(M_{\phi_comp}))^2}{1 + (\tan(M_{\phi_comp}))^2}} = 22.267$$

$$\omega_z := \frac{\omega_{C_comp}}{\tan(M_{\phi_comp})} = 1.451 \times 10^4 \cdot \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

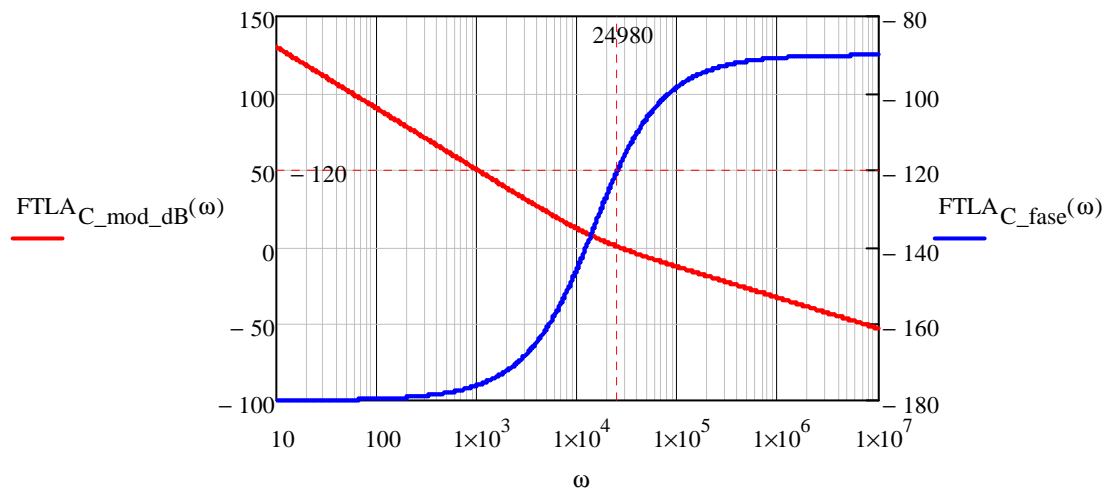
$$T := \frac{1}{\omega_z} = 68.916 \mu\text{s}$$

$$C_i(\omega) := K_c \cdot \frac{(j \cdot \omega + \omega_z)}{j \cdot \omega}$$

$$FTLA_C(\omega) := FTLA_{NC}(\omega) \cdot C_i(\omega)$$

$$FTLA_{C_mod_dB}(\omega) := 20 \log(|FTLA_C(\omega)|)$$

$$FTLA_{C_fase}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(FTLA_C(\omega))$$



Compensador de Tensão

Cálculo do capacitor de entrada

$$\Delta V_c := 0.01 \cdot V_{in} = 4 \text{ V}$$

$$M := \frac{V_{rede_pico}}{V_{in}} = 0.777$$

$$C := \frac{\sqrt{2} M \cdot \frac{P_{out}}{V_{rede_eficaz}} - \frac{P_{out}}{\eta \cdot V_{in}}}{4\pi \cdot f_{rede} \cdot \Delta V_c} = 2.238 \times 10^{-3} \cdot \text{F}$$

Compensador de tensão

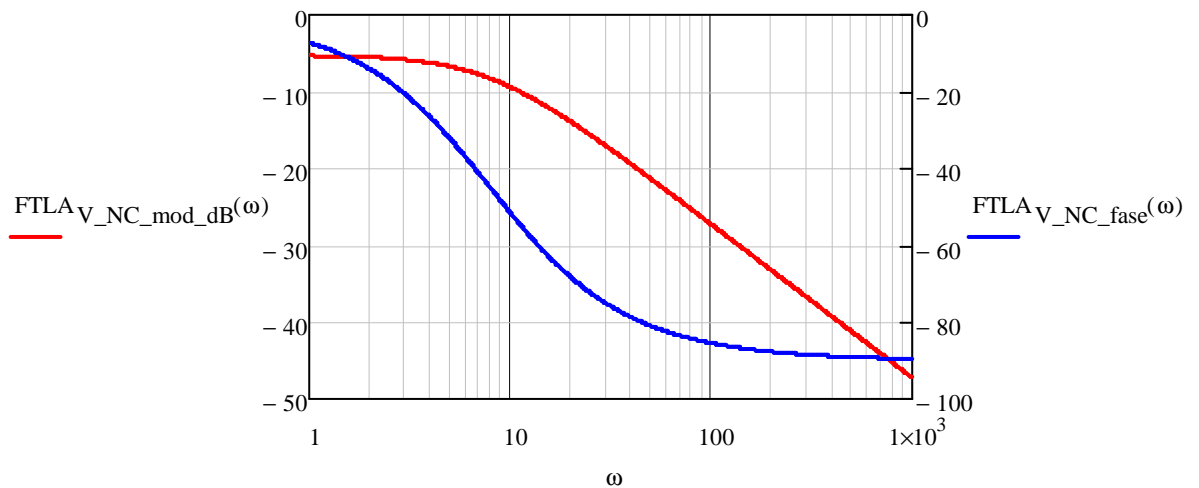
$$j := \sqrt{-1}$$

$$G_V(\omega) := \frac{V_{\text{rede_pico}}}{j \cdot \omega \cdot 2 \cdot C \cdot V_{\text{in}} + \frac{V_{\text{rede_pico}} \cdot I_{\text{rede_pico}}}{V_{\text{in}}}}$$

$$\text{FTLA}_{V_NC}(\omega) := \frac{G_V(\omega) \cdot K_V}{K_I}$$

$$\text{FTLA}_{V_NC_mod_dB}(\omega) := 20 \log(|\text{FTLA}_{V_NC}(\omega)|)$$

$$\text{FTLA}_{V_NC_fase}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(\text{FTLA}_{V_NC}(\omega))$$



Determinação do compensador PI

$$M_{\phi_comp} := 60 \cdot \frac{\pi}{180} = 1.047$$

$$\omega_{C_comp} := \frac{f_{\text{rede}} \cdot 2\pi}{10} = 37.699 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

$$\omega_z := \frac{\omega_{C_comp}}{\tan\left(M_{\phi_comp} + \text{atan}\left(\frac{2C \cdot \omega_{C_comp} \cdot V_{\text{in}}^2}{V_{\text{rede_pico}} \cdot I_{\text{rede_pico}}}\right) - \frac{\pi}{2}\right)} = 33.85 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

$$T := \frac{1}{\omega_z} = 29.542 \text{ms}$$

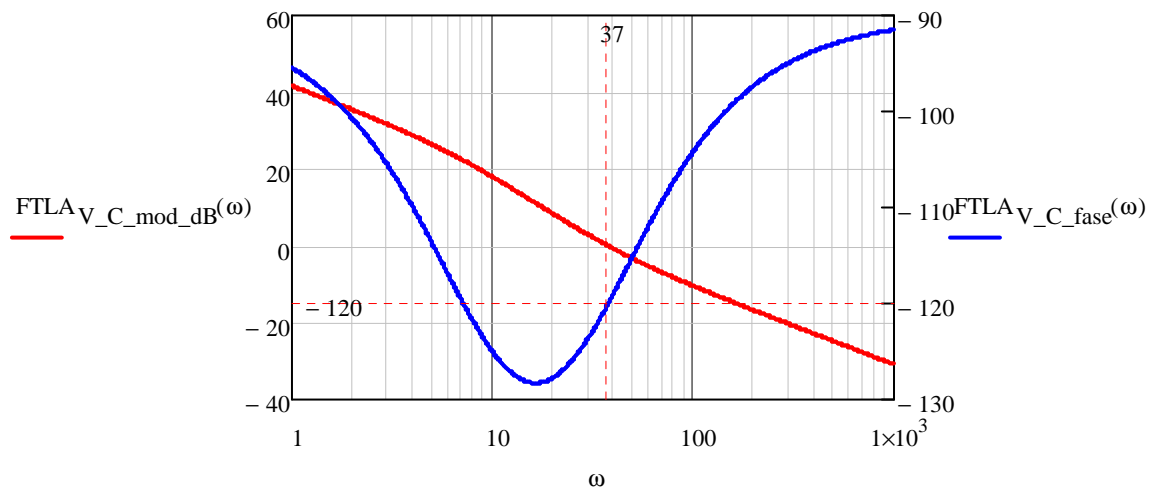
$$K_c := \frac{K_i \cdot \sqrt{\left(\frac{V_{\text{rede_pico}} \cdot I_{\text{rede_pico}}}{V_{\text{in}}}\right)^2 + (2C \cdot \omega_{C_comp} \cdot V_{\text{in}})^2}}{K_v \cdot V_{\text{rede_pico}} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{\left(\tan\left(M_{\phi_comp} + \text{atan}\left(\frac{2C \cdot \omega_{C_comp} \cdot V_{\text{in}}^2}{V_{\text{rede_pico}} \cdot I_{\text{rede_pico}}}\right) - \frac{\pi}{2}\right)\right)^2}} = 6.602$$

$$C_v(\omega) := K_c \cdot \frac{(j \cdot \omega + \omega_z)}{j \cdot \omega}$$

$$\text{FTLA}_{V_C}(\omega) := \text{FTLA}_{V_NC}(\omega) \cdot C_v(\omega)$$

$$\text{FTLA}_{V_C_mod_dB}(\omega) := 20 \log(|\text{FTLA}_{V_C}(\omega)|)$$

$$\text{FTLA}_{V_C_fase}(\omega) := \frac{180}{\pi} \cdot \arg(\text{FTLA}_{V_C}(\omega))$$



$$L = 2.728 \times 10^{-3} \text{H}$$

$$K_i = 0.1 \Omega$$