

ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA CONVERSOR BOOST FOTOVOLTAICO OPERANDO NOS MODOS MPPT E LPPT

Cássia C. C. dos Santos, Jean P. da Costa, Carlos M. O. Stein, Emerson G. Carati, Rafael Cardoso e Zeno L. I. Nadal

Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco – PR, Brasil
e-mail: cassiasantos@alunos.utfpr.edu.br, jpcosta@utfpr.edu.br, cmstein@utfpr.edu.br, emerson@utfpr.edu.br, rcardoso@utfpr.edu.br, zeno.nadal@copel.com

Resumo – Este artigo propõe uma estratégia de controle composta por um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) e um algoritmo de rastreamento do ponto de potência limitado (LPPT) para conversores *boost* aplicados a um sistema fotovoltaico. Primeiramente, uma técnica MPPT tradicional é implementada e a partir disso, a técnica de LPPT proposta nesse trabalho é desenvolvida sem adição de novos sensores. O LPPT desenvolvido pode ser empregado tanto em sistemas fotovoltaicos que possuem apenas um conversor *boost* no estágio CC como também em sistemas com múltiplos conversores compartilhando o mesmo barramento CC do lado do inversor. Além disso, a estratégia proposta pode contribuir com o controle do inversor fotovoltaico quando o sistema necessita limitar a potência ativa gerada. é demonstrado que uma rápida resposta dinâmica de transição entre os modos de operação pode ser obtida com a estrutura proposta. Resultados experimentais em um arranjo de 3 kW são apresentados para dar suporte a teoria desenvolvida e ilustrar o bom desempenho do sistema.

Palavras-chave – Geração Fotovoltaica. Perturbação e Observação (P&O). Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT). Rastreamento do Ponto de Potência Limitada (LPPT).

CONTROL STRATEGY FOR PHOTOVOLTAIC BOOST CONVERTER OPERATING IN MPPT AND LPPT MODES

Abstract – This paper proposes a control strategy composed of a maximum power point tracking algorithm (MPPT) and a limited power point tracking algorithm (LPPT) for boost converters of grid connected photovoltaic systems. First of all, a traditional MPPT technique is implemented and after that, the LPPT technique proposed in this work is developed without adding new sensors. The developed LPPT can be used both in photovoltaic systems that have only one boost converter in the dc stage as well as in systems with multiple converters sharing the same dc bus on the inverter side. In addition, the proposed strategy can contribute to the control of the photovoltaic inverter when the system needs to limit the active power

generated. It is demonstrated that a fast dynamic response between the transition of operation modes can be obtained with the proposed structure. Experimental results in a 3 kW setup are presented to support the developed theory and illustrate the good performance of the system.

Keywords – Limited Power Point Tracking (LPPT). Maximum Power Point Tracking (MPPT). Perturb and Observe (P&O). Photovoltaic Generation.

NOMENCLATURA

$P_{m\acute{a}x}$	Potência máxima do arranjo fotovoltaico.
P_{ref}	Potência de referência.
v_{pv}	Tensão do arranjo fotovoltaico.
i_{pv}	Corrente do arranjo fotovoltaico.
v_{ref}	Tensão de referência gerada pelo controle.
v_{erro}	Erro de tensão.
PI	Controlador Proporcional Integral.
$G(s)$	Função de transferência da planta do sistema.
$U(s)$	Função de transferência da ação de controle.
$Y(s)$	Função de transferência da saída do sistema.
$H(s)$	Função de transferência do sensor de tensão.
Δt	Intervalo de tempo entre as variações de tensão do algoritmo de MPPT/LPPT.
Δv	Perturbação de tensão do algoritmo de MPPT/LPPT.
v_{mp}	Tensão de máxima potência.
P_{pv}	Potência do arranjo fotovoltaico.
k_1	Perturbação de tensão do algoritmo de LPPT em regime transitório.
k_2	Perturbação de tensão do algoritmo de LPPT em regime permanente.
C_{in}	Capacitância de entrada.
R_{Cin}	Resistência do capacitor de entrada.
R_L	Resistência do indutor.
R_{on}	Resistência do interruptor.
v_D	Tensão do diodo.
R_D	Resistência do diodo.
C	Capacitância do conversor.
C_{bar}	Capacitância do barramento.
f	Frequência de comutação.
MPP	Maximum Power Point.
MPPT	Maximum Power Point Tracking.
LPPT	Limited Power Point Tracking.
GD	Geração Distribuída.
CPG	Constant Power Generation.

Manuscript received 02/19/2020; first revision 05/30/2020; accepted for publication 08/24/2020, by recommendation of Editor Demercil de Souza Oliveira Jr. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2020.3.0006>

CC	Corrente Contínua.
P&O	Perturbação e Observação.
STC	<i>Standard Test Conditions.</i>
SAS	<i>Solar Array Simulation.</i>

I. INTRODUÇÃO

A alta penetração de Geração Distribuída (GD), em especial a fotovoltaica conectada em baixa tensão, pode impactar significativamente na qualidade de energia no sistema elétrico de distribuição [1], [2]. Países que possuem altos níveis de penetração de GD, como Dinamarca, Alemanha e Espanha, já reportaram alguns dos problemas típicos desses sistemas. Como por exemplo, sobretensão ao longo do alimentador da rede de distribuição. Isso ocorre porque, em alguns momentos do dia, quando a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é maior que a potência ativa demandada pelas cargas locais, há um fluxo de potência reverso, aumentando a tensão em alguns pontos do alimentador, podendo causar problemas de sobretensão [3]–[5].

A sobretensão pode ser mitigada por meio do ajuste dos taps dos transformadores nas subestações, o que pode levar a uma redução na vida útil deste devido ao grande número de ajustes que pode ser demandado durante o dia [6]. Outra possível solução é aumentar a seção dos condutores de alguns alimentadores afim de reduzir a impedância, ou ainda, pode ser considerada a instalação de armazenadores de energia em locais estratégicos da rede de distribuição [7], [8]. Entretanto, as técnicas citadas geralmente envolvem altos investimentos [9].

Uma solução mais interessante considera o gerenciamento ativo do sistema de geração fotovoltaico, nesse caso, o monitoramento e o controle do sistema de geração é realizado de forma dinâmica [1], [5], [10]–[15]. O sistema fotovoltaico pode ser comandado para tomar ações de controle, ajudando a evitar violações de tensão, como por exemplo, o sistema fotovoltaico pode operar com fator de potência controlado ou rastrear o ponto de potência limitada LPPT (do inglês, "*Limited Power Point Tracking*") e não mais operar no modo de rastreamento de máxima potência MPPT (do inglês, "*Maximum Power Point Tracking*") [16].

Limitar a potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos a um certo nível mostrou-se uma abordagem eficaz contra sobretensões, sendo já exigido pelos códigos de rede da Alemanha e Dinamarca [17]. No código dinamarquês, por exemplo, a limitação de potência é chamada de restrição absoluta de energia [18]. Além disso, a potência fotovoltaica pode exceder a potência máxima de entrada do inversor fotovoltaico, o que é provável que ocorra, uma vez que o pico de potência do arranjo dos painéis fotovoltaicos é geralmente maior que a potência máxima do inversor [19].

O foco da maioria dos estudos encontrados na literatura é a extração da máxima potência dos painéis fotovoltaicos, ou seja, rastrear o MPP (do inglês, "*Maximum Power Point Tracking*"), utilizando as técnicas de MPPT, como apresentado em [20], [21]. Entretanto, soluções que consideram aplicações onde é necessário que o controle do sistema fotovoltaico limite a potência ativa de saída dos painéis, conhecidos por LPPT ou como geração de potência constante CPG (do inglês, "*Constant Power Generation*"), ainda são pouco exploradas na

literatura [18], [19], [22]–[28].

Em [26], [27] os autores propõem métodos de rastreamento de potência limitada visando minimizar o estresse de energia e as perdas do conversor fotovoltaico. Em [28] é desenvolvida uma técnica para que a geração de energia seja constante e atenda aos requisitos impostos pela rede. O algoritmo determina, em tempo real, o incremento de tensão necessário e a frequência das perturbações de tensão, com o objetivo de melhorar a resposta dinâmica e reduzir as oscilações de potência do sistema fotovoltaico. Entretanto, apesar do algoritmo proposto se mostrar promissor em emulação, resultados em experimentos reais, considerando implementação em microcontroladores, não foram apresentados.

Em [19] os autores propõem uma técnica de limitação de potência que controla a corrente do indutor do conversor *boost* fotovoltaico. O valor de potência limitada desejada é dividido pela tensão do arranjo gerando uma referência de corrente. Caso esse valor de referência de corrente seja menor que a referência de corrente gerada pelo MPPT, o modo LPPT é ativado. Contudo, mais uma vez, os autores não apresentam resultados experimentais que comprovem o funcionamento dessa técnica.

Durante o desenvolvimento desse trabalho, além de arranjos com painéis reais, foram utilizadas duas fontes de potência, de empresas distintas, capazes de emular arranjos fotovoltaicos. Foi possível verificar, que os emuladores podem adicionar oscilações que não são encontradas em comportamento real dos arranjos de painéis fotovoltaicos. O que pode comprometer conclusões somente com resultados emulados. Por esse motivo, resultados experimentais focados na dinâmica do arranjo fotovoltaico são de extrema importância para conclusões sobre os métodos propostos.

Partindo dessas premissas, esse trabalho propõe uma estratégia de controle para o estágio de Corrente Contínua (CC) do sistema fotovoltaico. Com a técnica proposta é possível extrair a máxima potência dos módulos fotovoltaicos por meio dos algoritmos de MPPT assim como operar em modo de potência limitada, através dos algoritmos de LPPT. Além disso, uma rápida e suave transição é obtida através da estratégia proposta contribuindo com o inversor em momentos onde a potência de saída deve ser limitada.

A estratégia de LPPT proposta é de simples implementação pois, não necessita de malhas de controle adicionais, utiliza apenas a malha de controle de tensão presente na estratégia tradicional de MPPT. Por este motivo, não necessita de sensores adicionais, utilizando apenas os de corrente e de tensão que já são utilizados no algoritmo de Perturbação e Observação (P&O). A estratégia de LPPT proposta também pode ser combinada a outras técnicas de MPPT.

Para validar os algoritmos propostos nesse trabalho e a análise teórica desenvolvida, resultados experimentais e de simulação são apresentados. Primeiramente, testes são realizados em uma bancada experimental com um arranjo fotovoltaico de 3 kWp com um único conversor *boost*. Nesse teste são utilizados nove painéis de 340 Wp conectados em série, um conversor *boost* e uma carga elétrica que emula o inversor conectado à rede elétrica responsável pelo controle da tensão do barramento CC em um valor constante. Em seguida, os algoritmos são testados em um sistema fotovoltaico onde

o estágio CC possui 3 conversores *boost* compartilhando o mesmo barramento CC conectado ao inversor, em que cada conversor tem como entrada um arranjo de 680 Wp composto por dois painéis de 340 Wp. Por fim, o desempenho dos algoritmos são testados também considerando dois diferentes emuladores de arranjos fotovoltaicos assim como painéis reais. Em todos os experimentos, os algoritmos propostos foram implementados em um microcontrolador TMS320F28377S.

II. ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA

A estratégia de controle desenvolvida pode ser aplicada tanto em um sistema fotovoltaico tradicional com apenas um conversor *boost* no estágio CC como também em sistemas que possuem mais conversores *boost* que compartilham o mesmo barramento CC do lado do inversor. Nesse trabalho, o algoritmo proposto é testado experimentalmente em duas configurações de *hardware*. O primeiro teste consiste de um sistema com o estágio CC composto por um único conversor *boost* e o segundo teste com três conversores *boost* no estágio CC.

A Figura 1 ilustra uma visão geral da topologia de *hardware* que será tomada como base. Na Figura 1 é possível observar, em destaque, o estágio CC onde será o foco do controle desenvolvido. Esse estágio é composto por arranjos fotovoltaicos de 1 a n, onde cada arranjo tem seu respectivo conversor CC-CC. Todos os conversores compartilham o mesmo barramento CC que é conectado diretamente ao inversor conectado à rede elétrica de distribuição. A potência extraída de cada um dos arranjos é controlada de forma independente pelo respectivo conversor CC-CC.

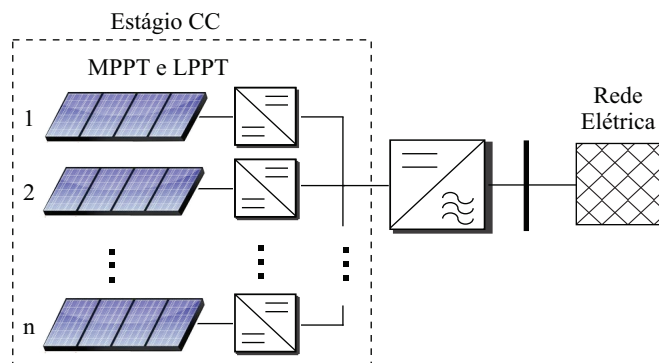


Figura 1. Esquema geral do sistema fotovoltaico considerando mais de um conversor *boost* no estágio CC.

A estratégia de operação do controle proposto consiste em realizar a transição do ponto de máxima potência ($P_{m\acute{a}x}$) para um ponto de potência limitada quando a potência de referência (P_{ref}), que pode ser a potência limite do inversor ou a enviada por um operador externo, for menor que a $P_{m\acute{a}x}$ disponível no sistema fotovoltaico. A implementação da estratégia proposta é ilustrada no diagrama de blocos da Figura 2. O algoritmo ilustrado pelo bloco MPPT/LPPT recebe os valores de tensão (v_{pv}) e corrente (i_{pv}) do arranjo fotovoltaico e gera por meio do MPPT uma tensão de referência (v_{ref}). Quando for necessário limitar a potência gerada um valor de potência de referência P_{ref} é enviada ao algoritmo. Caso essa potência seja menor que a $P_{m\acute{a}x}$ disponível no arranjo fotovoltaico a tensão de

referência, enviada para o sistema de controle, será gerada pelo LPPT.

A tensão de referência gerada pelo algoritmo desenvolvido é então comparada com a tensão medida no arranjo. O erro entre essas duas variáveis (v_{erro}) é o sinal de entrada do controlador proporcional integral (PI) que gera uma ação de controle $U(s)$, atuando sobre a planta $G(s)$, formada pelo arranjo fotovoltaico e o conversor *boost*. Ainda dentro do sistema de controle a saída da planta $Y(s)$ é realimentada por um sensor de tensão que gera um ganho $H(s)$.

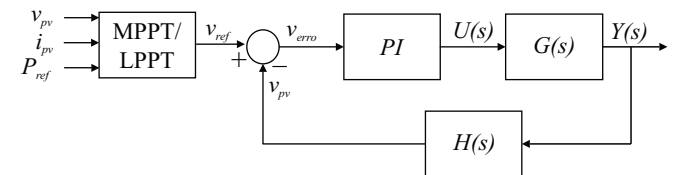


Figura 2. Diagrama de blocos simplificado da estrutura do controle.

O algoritmo de LPPT desenvolvido foi baseado no algoritmo de MPPT P&O convencional, mas diferente deste algoritmo que tem como objetivo rastrear o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico, o algoritmo proposto tem como princípio encontrar o ponto de operação em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico corresponda a P_{ref} . Em ambos os algoritmos, a cada intervalo de tempo (Δt), aplica-se uma perturbação de tensão no arranjo (Δv) e verifica-se a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico.

Considerando que o arranjo fotovoltaico está operando no ponto $P_{m\acute{a}x}$, observa-se no gráfico apresentado na Figura 3 .a que um incremento na v_{pv} resulta em uma movimentação do ponto de operação para o lado direito da curva, reduzindo a amplitude da potência até P_{ref} . Essa movimentação pode ser vista também na curva I-V do arranjo fotovoltaico, como ilustra a Figura 3 .b. Ao incrementar a tensão do painel, a corrente do painel diminui, indo da tensão de máxima potência (v_{mp}) para a tensão de referência gerada pelo algoritmo. A limitação de potência também pode ser feita pelo lado esquerdo da curva, entretanto, o algoritmo levará um tempo maior para encontrar a mesma P_{ref} , pois a variação de tensão é maior. Além disso, pequenos valores de P_{ref} correspondem a pequenos valores de v_{pv} , impondo valores maiores de razão cíclica, o que diminui muito o ganho do conversor, prejudicando a sua função de elevação de tensão.

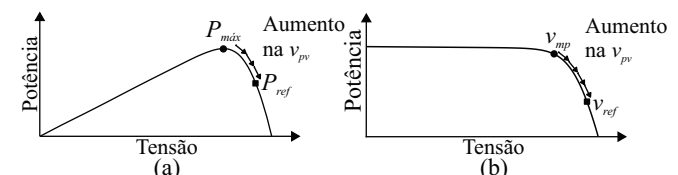


Figura 3. Curvas características do painel fotovoltaico. (a) P-V e (b) I-V.

Com base no comportamento dinâmico da potência do painel fotovoltaico descrito anteriormente, definiu-se o algoritmo de LPPT ilustrado no fluxograma da Figura 4. Antes da inicialização do algoritmo de LPPT, o modo MPPT será previamente ativado para que o algoritmo possa saber qual a potência máxima disponível e com base nesse valor decidir se o modo LPPT deve ser ativado.

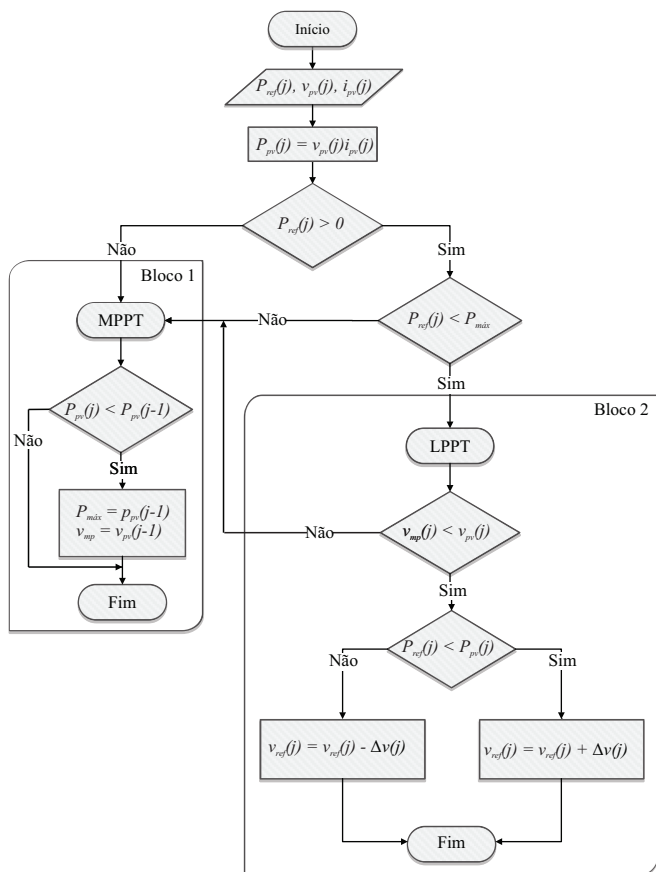


Figura 4. Fluxograma do algoritmo de LPPT.

No início do algoritmo são lidos os valores da P_{ref} , v_{pv} e i_{pv} no instante de amostragem j e então a potência do arranjo (P_{pv}) é calculada. A primeira condição verificada é se a P_{ref} é maior que zero ($P_{ref} > 0$), caso não seja maior significa que nenhuma limitação de potência está sendo solicitada, então o MPPT é ativado e o valor da $P_{m\acute{a}x}$ disponível para extração é calculado pelo algoritmo do Bloco 1. Em seguida é necessário saber o valor da $P_{m\acute{a}x}$, para verificar se a geração do sistema deve ser limitada ou não ao ser comparada com a P_{ref} . Assim, nesse bloco é verificado se a P_{pv} no instante atual é menor que a P_{pv} no instante anterior, caso essa condição seja verdadeira significa que a potência calculada no passo anterior é a $P_{m\acute{a}x}$ e então esse valor é utilizado na condição para ativação do LPPT.

Caso a P_{ref} seja maior que zero é verificado se a P_{ref} é menor que a $P_{m\acute{a}x}$ (calculada anteriormente pelo Bloco 1). Caso essa condição seja falsa o MPPT continuará ativado, porém, se verdadeira, o algoritmo de LPPT é ativado e a tensão de referência é calculada pelo algoritmo do Bloco 2. Nesse bloco é verificado se a P_{ref} é menor que a P_{pv} , se sim significa que a P_{ref} está à direita do P_{pv} , então a tensão de referência é incrementada por Δv a cada iteração, caso contrário significa que a P_{ref} está a esquerda do P_{pv} e então a tensão de referência é decrementada por Δv a cada iteração.

Ainda dentro do Bloco 2 a cada instante de amostragem é verificado se a v_{mp} é menor que a tensão atual do arranjo v_{pv} , caso essa condição não seja satisfeita, significa que o ponto de máxima potência do arranjo mudou devido a uma diminuição na irradiância e então o MPPT deverá ser ativado. Esse

comportamento pode ser visualizado na Figura 5.

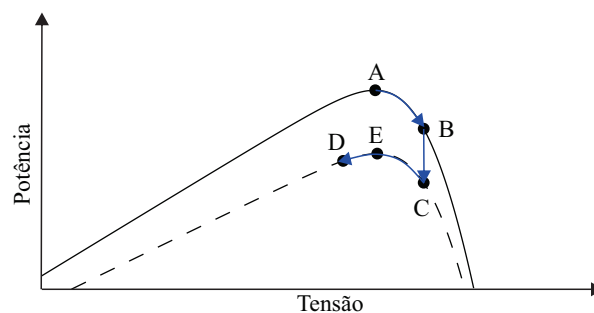


Figura 5. Comportamento do sistema fotovoltaico quando há diminuição na irradiância de 1000 W/m^2 para 800 W/m^2 .

Na Figura 5 estão ilustradas duas curvas P-V de um sistema fotovoltaico. A curva contínua corresponde há uma irradiância maior que a curva tracejada. Supondo que o sistema esteja inicialmente representado pela curva contínua, o seu ponto de máxima potência corresponde ao ponto A. O sistema está operando no ponto A com o MPPT ativado, quando uma P_{ref} é solicitada o LPPT então é ativado e o sistema se desloca para o ponto B. Quando há uma diminuição na irradiância, a curva que representa o sistema passa a ter o comportamento da curva tracejada. Assim, o ponto de operação se desloca para C. No ponto C o algoritmo percebe que a P_{pv} passou a ser menor que a P_{ref} e então a tensão é decrementada até atingir o ponto D. No ponto D, a v_{pv} é menor que a v_{mp} , então, como mostra o Bloco 2 do algoritmo da Figura 4, o MPPT é ativado para que a máxima potência correspondente a nova irradiância seja encontrada, deslocando o ponto de operação para o ponto E.

No algoritmo proposto a perturbação de tensão Δv é adaptativa, possuindo dois valores k_1 e k_2 . Quando o algoritmo LPPT é ativado ou quando ocorre uma alteração na P_{ref} a perturbação de tensão é igual a k_1 . Quando a potência alcança o valor desejado o degrau de tensão é alterado para k_2 , diminuindo as variações de tensão em regime permanente. A Figura 6 ilustra o fluxograma que descreve a parte do algoritmo de LPPT que decide qual Δv deve ser selecionado.

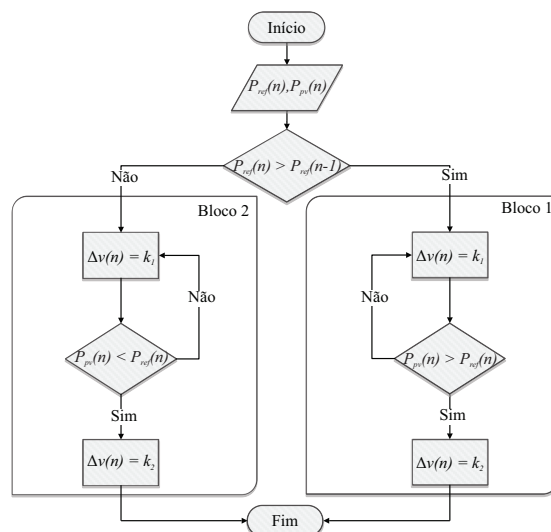


Figura 6. Fluxograma do algoritmo para o cálculo do passo de tensão do LPPT.

No início desse algoritmo são lidos os valores de P_{ref} e P_{pv} no instante de amostragem j e a primeira condição a ser verificada é se a P_{ref} atual é maior que a P_{ref} do instante anterior. Caso essa condição seja satisfeita, o Bloco 1 do algoritmo é selecionado, caso contrário, o Bloco 2 é selecionado. Ambos os blocos iniciam com um valor de incremento de tensão igual a k_1 , esse valor de incremento inicial é um valor relativamente alto para que o sistema chegue o mais rápido possível a P_{ref} .

No Bloco 1, a cada iteração é verificado se a P_{pv} é maior que a P_{ref} , essa verificação é realizada partindo do princípio de operação da curva P-V, de que se a P_{ref} atual é maior que a P_{ref} anterior, a potência de referência atual então está a esquerda da P_{pv} . Assim, caso a P_{pv} se torne maior que a P_{ref} , ou seja, ultrapasse o valor da P_{ref} solicitada, significará que o valor da P_{ref} foi encontrado, então o incremento de tensão passa a ser k_2 , o valor de k_2 é relativamente pequeno para que as alterações de potência em torno de P_{ref} sejam as menores possíveis. Nesse trabalho os valores de k_1 e k_2 foram determinados de forma empírica, de modo que melhor atendesse o algoritmo no período transitório e em regime. Os valores utilizados para os testes desse trabalho estão comentados na Seção III.

No Bloco 2, ao contrário do Bloco 1, é verificado se a P_{pv} é menor que a P_{ref} , pois se a P_{ref} atual é menor que a anterior, a potência de referência atual está a direita da P_{pv} . Assim, caso a P_{pv} se torne menor que P_{ref} , ou seja, ultrapasse o valor da P_{ref} atual, significará que o valor da P_{ref} foi encontrado e então o incremento de tensão passa a valer k_2 .

O comportamento do sistema fotovoltaico durante a transição do modo de operação MPPT para o modo LPPT é ilustrado na Figura 7. Observa-se que a P_{ref} é menor que a $P_{máx}$, então, conforme a lógica do algoritmo ilustrado na Figura 4, o modo LPPT é ativado. Como a potência atual P_{pv} corresponde a $P_{máx}$, significa que a P_{ref} é menor que P_{pv} , então, conforme o Bloco 2 do algoritmo da Figura 4, a tensão é incrementada.

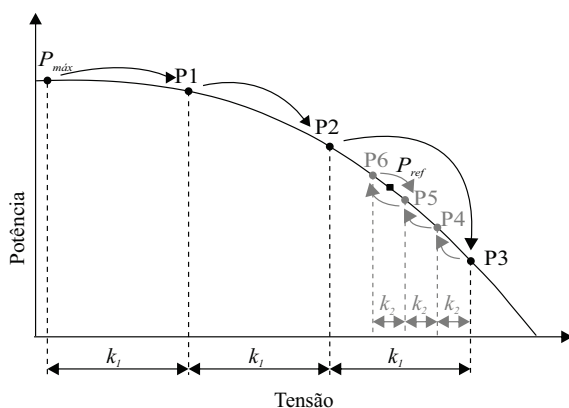


Figura 7. Princípio de funcionamento do algoritmo de LPPT.

Observa-se na Figura 7 que a P_{ref} não mudou, conseqüentemente o seu valor não será maior que a P_{ref} do instante anterior, então, conforme o algoritmo da Figura 6, a variação de tensão do LPPT iniciará em k_1 . A potência do sistema passará a valer P1, como P1 ainda é maior que P_{ref} , ocorre um novo incremento de tensão k_1 e a potência do sistema diminuirá para P2. Como P2 ainda é maior que

P_{ref} ocorre um novo incremento de tensão k_1 e a potência do sistema diminuirá para P3 que é menor que P_{ref} , ultrapassando seu valor. Então, conforme o algoritmo da Figura 6 a variação de tensão passa a ter o valor de k_2 .

Ainda analisando a Figura 7, observa-se que além da variação de tensão mudar seu valor de k_1 para k_2 , o sentido da variação de tensão também muda. Já que a P_{pv} passou a ser menor que P_{ref} , a tensão é decrementada, conforme impõe o algoritmo da Figura 4. Assim, o ponto de operação vai para P4. Como a potência continua sendo menor que P_{ref} a tensão é decrementada até P5, que ainda é menor que P_{ref} , então a tensão é decrementada até atingir P6. Nesse ponto pelo algoritmo da Figura 4 a tensão deve ser incrementada e pelo algoritmo da Figura 6 a variação de tensão continua sendo k_2 . Assim, a potência P_{pv} permanecerá variando em torno da P_{ref} entre os pontos P6 e P5 até que o controle externo forneça um novo valor de P_{ref} , a irradiância mude ou não seja mais enviado um valor de P_{ref} .

Na implementação do algoritmo desenvolvido foi considerado também a inicialização do PI. Caso o controlador PI iniciasse imediatamente seria gerado um pico na corrente do indutor, já que o erro entre a tensão de referência e a tensão do arranjo seria elevado. Então, antes do PI ser iniciado, a tensão de referência é igualada a tensão do arranjo, com isso o controle tem um início suave e não prejudica a partida do sistema pelo conversor *boost*.

Os valores de Δv e Δt , dos algoritmos de MPPT e LPPT, devem ser escolhidos de forma conjunta. A frequência da perturbação de tensão deve ser baixa o suficiente, para que o sistema possa atingir o estado estacionário antes da próxima perturbação. A amplitude da variação de tensão aplicada deve ser alta o suficiente, para que o controle não seja afetado pelo ruído e a oscilação resultante do controlador PI ao perturbar a tensão de referência. Um valor alto em Δv melhora o desempenho dinâmico, mas piora o estado estacionário do sistema, ou seja, o sistema irá encontrar mais rapidamente o MPP e a P_{ref} , mas as oscilações em torno desses serão maiores. Um valor baixo de Δv demora mais para rastrear o MPP e a P_{ref} , mas melhora o desempenho do estado estacionário.

III. VERIFICAÇÃO EXPERIMENTAL

O desempenho da estratégia de controle proposta foi verificado em dois casos distintos de teste. No Caso I o algoritmo foi testado em um conversor *boost* e no Caso II o algoritmo foi testado em um sistema composto por três conversores *boost* conectados em paralelo compartilhando o mesmo barramento CC. A Figura 8 ilustra a configuração do circuito dos conversores *boost* utilizado. Seus parâmetros são relacionados na Tabela I.

Os módulos utilizados para os arranjos fotovoltaicos foram o MaxPower CS6U-340P da Canadian Solar. A Tabela II apresenta os parâmetros do módulo, sob condições de teste padrão STC (do inglês, "Standard Test Conditions") de irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C .

A. Caso I

A Figura 8 ilustra o circuito montado para os testes do Caso I, que é composto por um arranjo fotovoltaico, um conversor

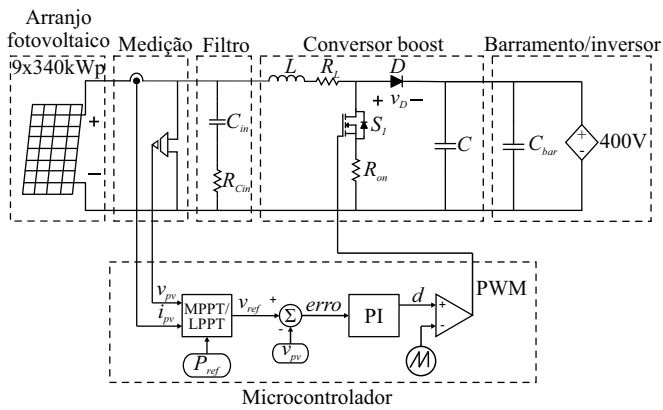


Figura 8. Diagrama simplificado do experimento do sistema com um único conversor *boost*.

Tabela I
Parâmetros do Circuito da Figura 8

Parâmetro	Símbolo	Valor
Capacitância de entrada	C_{in}	1100 μF
Resistência do capacitor de entrada	R_{Cin}	0,1 Ω
Indutância	L	439 μH
Resistência do indutor	R_L	19 $m\Omega$
Resistência do interruptor	R_{on}	3,3 $m\Omega$
Tensão no diodo	v_D	0,7 V
Resistência do diodo	R_D	12,5 $m\Omega$
Capacitância do conversor	C	235 μF
Capacitância do barramento	C_{bar}	3 $m\text{F}$
Frequência de comutação	f	40 kHz

boost, um barramento CC e uma fonte de tensão constante de 400 V. O arranjo do Caso I é composto por 9 painéis de 340 Wp conectados em série, resultando em uma tensão máxima de 338,4 V, corrente máxima de 9,05 A e potência de 3,06 kWp. Para o MPPT foi configurado $\Delta v = 7,0$ V, para o LPPT foram utilizados $k_1 = 5,0$ V e $k_2 = 0,5$ V e para ambos os algoritmos foi utilizado $\Delta t = 0,5$ s.

1) *Resultados de Simulação*: O primeiro teste foi realizado sob condições de teste padrão, com a irradiância configurada em 1000 W/m^2 e a temperatura em 25°C , e sem solicitação de limitação de potência, para apenas observar o comportamento do sistema com o MPPT ativado. A Figura 9 ilustra o comportamento da tensão em preto, da corrente em vermelho e da potência do arranjo em laranja, mostra também o comportamento da razão cíclica em azul para esse teste.

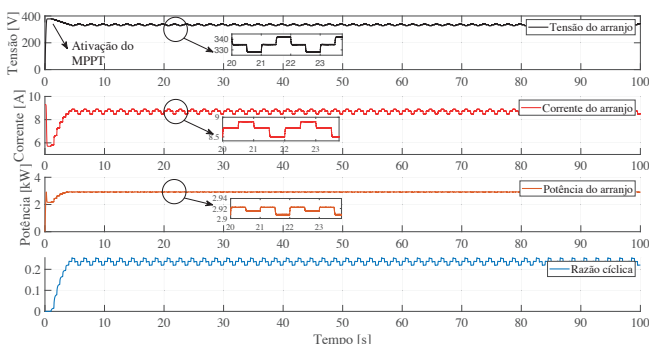


Figura 9. Comportamento do MPPT na simulação para o Caso I.

Tabela II
Dados do Painel MaxPower CS6U - 340P

Parâmetro	Símbolo	Valor
Potência nominal	$P_{m\acute{a}x}$	340 W
Tensão de MPP	v_{mp}	37,6 V
Corrente de MPP	i_{mp}	9,05 A
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	45,9 V
Corrente de curto circuito	I_{sc}	9,62 A

O gráfico da tensão do arranjo mostra que a tensão foi decrementada do seu valor de 378,22 V até 328,12 V, mostra também que os incrementos de tensão ocorreram em intervalos de 0,5 s e tinham um valor de 7,0 V. Ao contrário da tensão, o gráfico da corrente mostra que teve seu valor incrementado de 5,70 A até o valor de 8,88 A. Ao atingir o ponto de máxima potência em 4 s, como mostra o gráfico da potência do arranjo, a tensão ficou variando em torno de 335,52 V e a corrente ficou variando em torno de 8,72 A, resultando em uma potência gerada de 2,92 kW.

O segundo teste foi realizado para avaliar o controle proposto alternando entre o MPPT e o LPPT sob STC. Assim, em 30 s uma P_{ref} de 2,25 kW é solicitada ativando o LPPT e em 70 s o MPPT é ativado novamente. A Figura 10 ilustra o comportamento da tensão em preto, da corrente em vermelho e da potência do arranjo em laranja. Mostra também a razão cíclica em azul para esse teste.

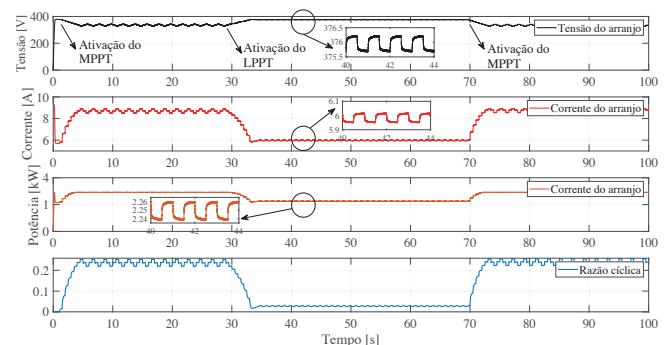


Figura 10. Transição entre os modos de operação MPPT e LPPT na simulação para o Caso I.

O gráfico da tensão do arranjo mostra que a partir de 30 s a tensão foi incrementada de 342 V até 377 V. Ao contrário da tensão, o gráfico da corrente do arranjo mostra que a partir de 30 s a corrente teve seu valor decrementado de 8,50 A até o valor de 5,85 A. Ao atingir o ponto de potência limitada em 35 s, como mostra o gráfico da potência do arranjo, a tensão ficou variando entre 376,2 e 375,7 V, e a corrente ficou variando entre 5,99 e 6,01 A, resultando em uma potência média gerada de 2,25 kW. Quando a P_{ref} para de ser solicitada em 70 s, o sistema leva 2s para atingir novamente o ponto de máxima potência.

2) *Resultados Experimentais*: Para a avaliação experimental do algoritmo desenvolvido foi utilizado um microcontrolador modelo TMS320f28377S da Texas Instruments, que é um microprocessador. Na entrada do conversor *boost* foi utilizado um arranjo fotovoltaico composto nove painéis de 340 Wp da Canadian Solar

conectados em série. Na saída do conversor foi conectada uma carga elétrica configurada como uma fonte de tensão constante no valor de 400 V. Como esses testes experimentais foram realizados com módulos fotovoltaicos reais, o sistema foi submetido a irradiância e temperatura diferentes das condições de teste padrão simuladas. Mas é possível comprovar o funcionamento do algoritmo desenvolvido pelo comportamento das curvas de tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico.

O primeiro teste permite verificar o comportamento dinâmico da tensão, corrente e potência do arranjo com o MPPT ativado. A Figura 11 ilustra o comportamento da tensão do arranjo em preto, da corrente do arranjo em vermelho e da potência do arranjo em laranja tanto na conexão do arranjo no conversor, como depois do controle ser ativado. É possível verificar que quando o controle está com o MPPT ativado, a tensão do painel é decrementada até atingir o valor de 308,1 V e a corrente é incrementada até atingir 5,9 A, resultando em uma potência de 1,8 kW. Essa operação leva 6,0s.

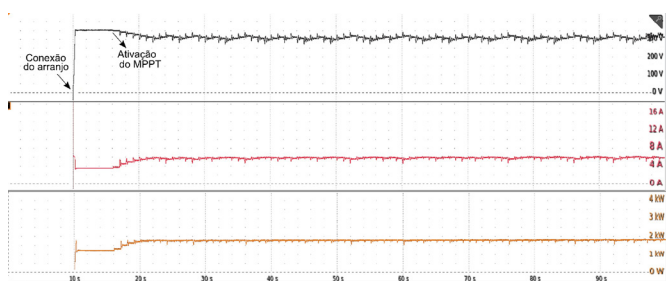


Figura 11. Comportamento do MPPT no teste experimental para o Caso I.

O segundo teste realizado permite analisar a transição dos modos de MPPT e LPPT. A Figura 12 ilustra o comportamento da tensão em preto, da corrente em vermelho e da potência do arranjo em laranja. Em 30 s a P_{ref} foi configurada em 1,50 kW. O gráfico da tensão do arranjo mostra que a partir de 30 s a tensão foi incrementada de 300 V até 344,5 V e o gráfico da corrente mostra que a corrente teve seu valor decrementado de 6,0 A até o valor de 4,26 A. Observa-se que a potência levou 10 s para atingir o ponto de potência limitada, gerando um valor médio de 1,46 kW. Quando o MPPT é ativado novamente a tensão é decrementada até 300,8 V e a corrente é incrementada até 5,9 A, voltando a gerar após 2 s a potência máxima de 1,8 kW.

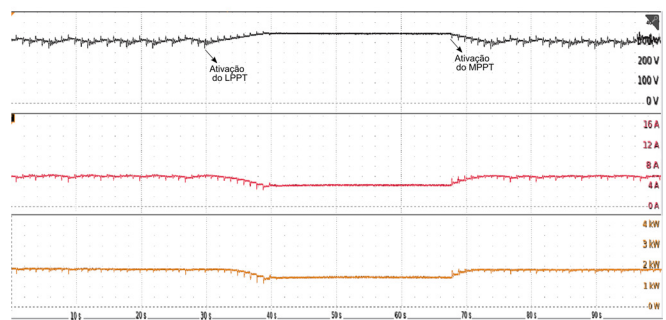


Figura 12. Comportamento do na transição entre o MPPT e o LPPT no teste experimental para o Caso I.

B. Caso II

A Figura 13 mostra o circuito simplificado montado para os testes do Caso II. Este ensaio será realizado com o estágio CC composto por três conversores *boost* conectados em paralelo compartilhando o barramento CC (400 V) conectado a uma fonte de tensão que emula o comportamento de um inversor conectado à rede. Cada conversor tem como entrada um arranjo fotovoltaico composto por 2 painéis conectado em série, assim cada arranjo do Caso II tem uma tensão máxima de 75,2 V, corrente máxima de 9,05 A e potência máxima de 680,6 W.

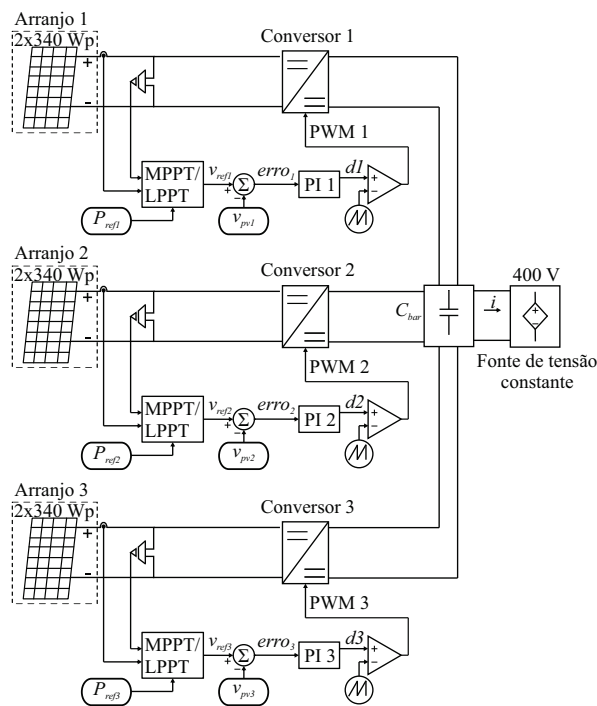


Figura 13. Diagrama simplificado do experimento com três conversores *boost*.

1) *Resultados de Simulação:* No primeiro teste realizado para o Caso II o algoritmo de MPPT estava ativado, resultando no comportamento da tensão, corrente e potência de cada um dos arranjos ilustrados na Figura 14. Essa Figura mostra que os gráficos do arranjo 1 em azul, do arranjo 2 em vermelho e do arranjo 3 em amarelo ficaram sobrepostos, isso porque cada um dos arranjos estava submetido a uma irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C. As tensões dos arranjos ficaram variando em torno 75,7 V com degraus de 5 V em intervalos de 0,5 s, conforme projetado resultando em uma tensão média de 75,7 V. As correntes ficaram variando em torno de 8,95 A resultando em um valor médio de 8,80 A. Tal comportamento das tensões e das correntes impactaram diretamente no valor das potências obtidas que foram de 663,8 W para cada arranjo.

No segundo teste realizado para o Caso II enviou-se ao sistema de controle uma P_{ref} de 1,50 kW no instante de 16 s, potência essa que foi dividida igualmente nos três conversores. A Figura 15 ilustra o comportamento das tensões, correntes e potências de cada um dos arranjos. Observa-se que as curvas de corrente, tensão e potência de cada um dos arranjos ficaram sobrepostas, indicando que cada conversor

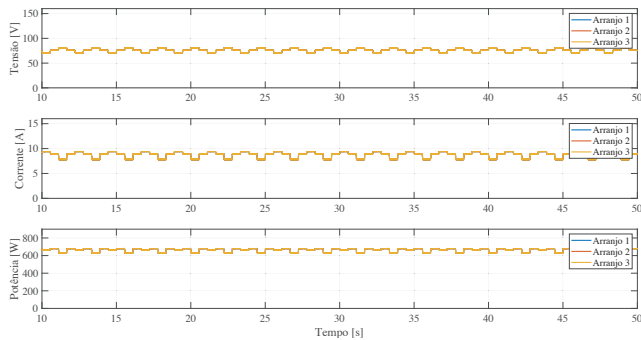


Figura 14. Resultado simulação dos três conversores *boost* conectados em paralelo com MPPT ativado.

boost processou o mesmo valor. No gráfico de tensão, quando a P_{ref} é solicitada, a tensão é incrementada do valor 70,84 V até o valor de 85,72 V com degraus de 5 V e a corrente é decrementada do valor 9,39 A até atingir o valor 5,34 A. Quando o valor da P_{ref} foi atingindo em 18 s, a tensão ficou variando em torno de 85,39 V com amplitude de variação de 0,1 V e a corrente ficou variando em torno de 5,59 A.

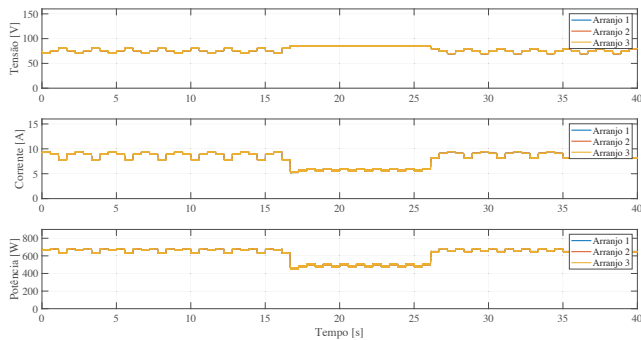


Figura 15. Resultado simulação dos três conversores *boost* conectados em paralelo com LPPT ativado.

2) *Resultados Experimentais*: A Figura 16 mostra uma foto da bancada experimental desenvolvida para o experimento do Caso II. Como entrada para a *boost* 1 foi utilizada uma fonte emuladora da empresa Regatron, para o *boost* 2 uma fonte emuladora da empresa Hitech e para o *boost* 3 dois painéis reais da empresa Canadian Solar.

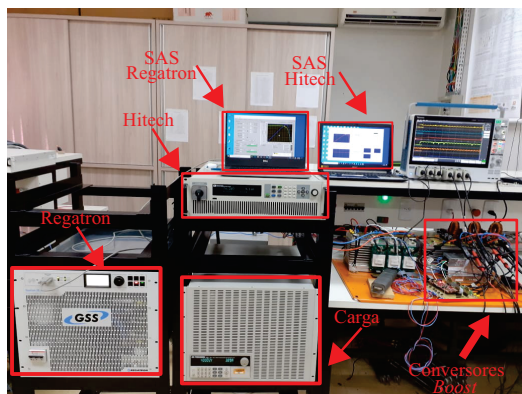


Figura 16. Foto da bancada experimental do Caso II: três conversores *boost*, duas fontes emuladoras e a carga elétrica configurada para regular a tensão do barramento.

Cada fonte foi configurada como um arranjo composto por dois painéis de 340 Wp conectados em série sob STC. O arranjo de painéis reais estava submetido a uma irradiância e temperatura fora das condições de teste padrão. O laboratório onde os testes foram realizados não possuía centro de medição com sensores de irradiância e temperatura, por esse motivo os valores de irradiância e temperatura aos quais os módulos reais estavam submetidos são desconhecidos. A carga elétrica foi configurada como fonte de tensão constante de 400 V. Cada arranjo do Caso II tem uma tensão máxima de 75,2 V, corrente máxima de 9,05 A e potência máxima de 680,6 W. Na Figura 16 está destacado cada uma das fontes emuladoras e seus respectivos programas SAS (do inglês, "Solar Array Simulation").

O primeiro teste realizado para o Caso II foi a análise do comportamento da tensão, corrente e potência com o MPPT ativado. A Figura 17 ilustra o comportamento da tensão do arranjo 1 em preto, do arranjo 2 em azul claro, do arranjo 3 em vermelho e da corrente do arranjo 1 em verde, do arranjo 2 em laranja e do arranjo 3 em azul escuro. A Tabela III dispõe os valores de corrente, tensão e potência obtidos em cada um dos arranjos.

Os valores de tensão, corrente e potência dos arranjos 1 e 2 ficaram próximos dos valores de tensão, corrente e potência do arranjo sob STC, que são 75,2 V, 9,05 A e 680,6 W, respectivamente, pois tiveram como entrada as fontes emuladoras, que foram configuradas também sob STC. Diferente, do que ocorreu com o arranjo 3, que tinha como entrada um arranjo composto por painéis reais, que não estavam sob condições de testes padrão.

Tabela III

Valores Médios dos Arranjos do Sistema Fotovoltaico com o MPPT Ativado para o Teste Experimental do Caso II.

	Tensão [V]	Corrente [A]	Potência [W]
Arranjo 1	73,9	9,4	694,7
Arranjo 2	72,0	9,5	684,0
Arranjo 3	64,5	3,2	206,4

No segundo teste realizado para o Caso II, enviou-se ao sistema de controle uma P_{ref} de 150 W no instante de 16,7 s, potência essa que foi dividida igualmente nos três conversores. A Figura 18 ilustra o comportamento da tensão do arranjo 1 em preto, do arranjo 2 em azul claro, do arranjo 3 em vermelho e da corrente do arranjo 1 em verde, do arranjo 2 em laranja e do arranjo 3 em azul escuro. O arranjo 1, arranjo 2 e arranjo 3 levaram 2,0 s, 2,4 s e 1,2 s respectivamente para atingirem o ponto de potência limitada. A Tabela IV dispõe os valores médios de tensão, corrente e potência dos arranjos do sistema fotovoltaico com o LPPT ativado para esse teste.

Tabela IV

Valores Médios dos Arranjos do Sistema Fotovoltaico com o LPPT Ativado para o Teste Experimental do Caso II.

	Tensão [V]	Corrente [A]	Potência [W]
Arranjo 1	90,94	0,55	50,02
Arranjo 2	93,25	0,54	50,36
Arranjo 3	80,33	0,62	49,80

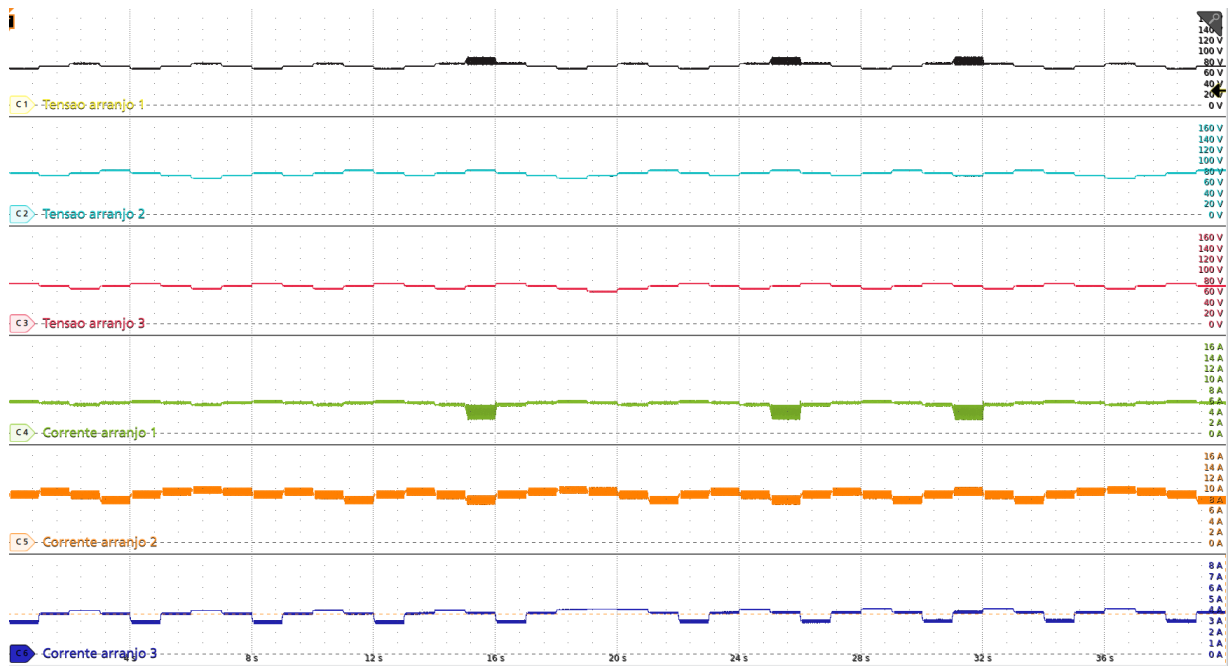


Figura 17. Resultado experimental: conversor operando no modo MPPT.

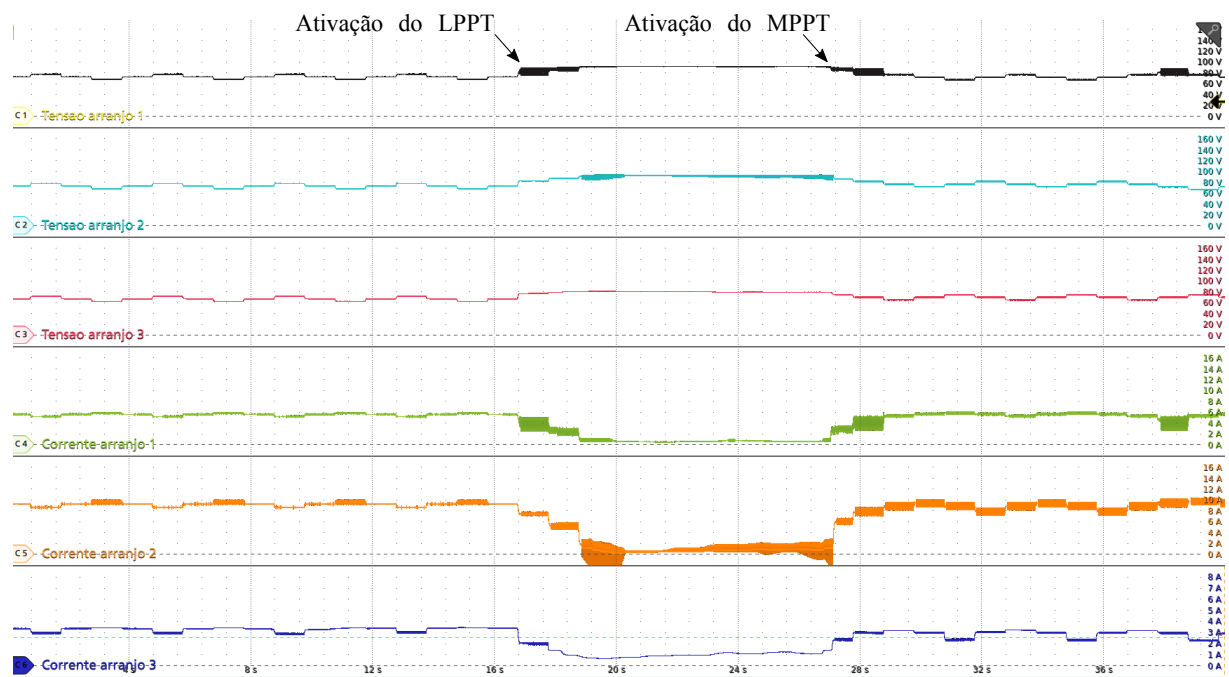


Figura 18. Resultado experimental: transição entre os modos MPPT e LPPT.

IV. CONCLUSÕES

Este trabalho desenvolveu uma estratégia de controle para o estágio CC de um sistema fotovoltaico que permite ao sistema de geração operar em dois modos, modo MPPT para a extração da máxima potência e o modo LPPT para a extração de um valor de potência limitado. O algoritmo de MPPT e o algoritmo de LPPT proposto foram submetidos a simulações e testes experimentais. A estratégia de controle foi aplicada em dois sistemas fotovoltaicos distintos, um sistema composto por um conversor *boost* conectado a um

barramento CC com arranjo fotovoltaico de 3,06 kWp e um sistema composto por três conversores *boost* conectados a um mesmo barramento CC, com cada conversor com um arranjo de 680 Wp, totalizando um gerador de 2,04 kWp, que foram chamados de Caso I e Caso II, respectivamente.

Nas simulações os circuitos dos dois casos foram submetidos a condições de teste padrão, irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C. Os resultados mostraram que quando o modo MPPT está ativado as tensões e as correntes ficaram variando em torno dos valores de tensão e corrente de máxima potência, comportamento intrínseco ao algoritmo

P&O. Nos dois casos, quando as P_{ref} foram solicitadas, o modo LPPT foi ativado, fazendo as tensões dos arranjos serem incrementadas e as correntes decrementadas até atingirem o valor da potência limitada solicitada, o que corresponde ao deslocamento do ponto de operação pelo lado direito da curva P-V, comportamento que foi base para o desenvolvimento do algoritmo de LPPT proposto. Além disso, quando as tensões dos arranjos entraram em regime, a variação de tensão ficou menor, comportamento inerente ao algoritmo de LPPT desenvolvido.

O circuito do Caso I também foi testado de forma experimental, utilizando um arranjo fotovoltaico de 3,06 kWp composto por painéis reais. Esses resultados apresentaram o mesmo comportamento dos resultados de simulação. Entretanto, apresentaram valores diferentes, pois, por se tratar de painéis reais, não foi possível submetê-los as mesmas condições de teste da simulação.

Nos testes experimentais do Caso II para o *boost* 1 e *boost* 2 foram utilizadas fontes emuladores de arranjos fotovoltaicos que foram configuradas para emular um arranjo de 680 Wp cada uma e para o *boost* 3 foi utilizado um arranjo de painéis reais de 680 Wp. Esses resultados apresentaram o mesmo comportamento dos testes de simulação, entretanto como o arranjo do *boost* 3 era composto por painéis reais, esse arranjo estava fora das condições de teste padrão e apresentou um valor de potência máxima menor que os do *boost* 1 e *boost* 2.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pelo projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD 2866-0468/2017, concedido pela Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL) e Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Os autores também gostariam de agradecer à FINEP, SETI, CNPq, Fundação Araucária, CAPES e UTFPR pelo financiamento adicional.

Referências

- [1] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Canizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saadifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jimenez-Estevez, N. D. Hatziargyriou, "Trends in Microgrid Control", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, jul 2014, doi: 10.1109/tsg.2013.2295514.
- [2] D. K. Molzahn, F. Dörfler, H. Sandberg, S. H. Low, S. Chakrabarti, R. Baldick, J. Lavaei, "A Survey of Distributed Optimization and Control Algorithms for Electric Power Systems", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2941–2962, nov 2017, doi: 10.1109/tsg.2017.2720471.
- [3] J. Vasquez, J. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, L. Garcia de Vicuna, "Hierarchical Control of Intelligent Microgrids", *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 4, pp. 23–29, dec 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.938720.
- [4] M. P. Contzen, J. Raisch, "Reactive power consensus in microgrids", in *2016 European Control Conference (ECC)*, pp. 334–339, June 2016, doi: 10.1109/ECC.2016.7810307.
- [5] Y. Levron, Y. Beck, L. Katzir, J. M. Guerrero, "Real-time reactive power distribution in microgrids by dynamic programming", *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 2, pp. 530–539, January 2017, doi:10.1049/iet-gtd.2016.1141.
- [6] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, H. Li, "Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897–906, June 2012.
- [7] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, jul 2011, doi:10.1109/tste.2011.2114901.
- [8] S. X. Chen, H. B. Gooi, M. Q. Wang, "Sizing of Energy Storage for Microgrids", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, mar 2012, doi: 10.1109/tsg.2011.2160745.
- [9] S. J. Bossart, J. E. Bean, "Metrics and benefits analysis and challenges for Smart Grid field projects", in *IEEE 2011 EnergyTech*, pp. 1–5, 2011.
- [10] N. Jenkins, J. B. Ekanayake, G. Strbac, *Distributed Generation*, 2010.
- [11] H. S. V. S. K. Nunna, S. Doolla, "Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1678–1687, apr 2013, doi:10.1109/tie.2012.2193857.
- [12] H. Bevrani, B. Francois, T. Ise, *Microgrid dynamics and control*, John Wiley and Sons Ltd, Hoboken, 2017.
- [13] N. Hatziargyriou, *Microgrid: architecture and control*, John Wiley and Sons Ltd, Chichester, 2014.
- [14] F. Katiraei, M. R. Iravani, "Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1821–1831, nov 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.879260.
- [15] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas, "Microgrids management", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, may 2008, doi: 10.1109/MPE.2008.918702, arXiv:1011.1669v3.
- [16] R. Tonkoski, L. A. Lopes, T. H. El-Fouly, "Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, April 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2098483.
- [17] N. R. Ullah, T. Thiringer, D. Karlsson, "Voltage and Transient Stability Support by Wind Farms Complying With the E.ON Netz Grid Code", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1647–1656, Nov 2007.
- [18] A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg, H. Wang, "Benchmarking of Constant Power Generation Strategies for Single-Phase Grid-Connected

- Photovoltaic Systems”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 1, pp. 447–457, March 2018, doi:10.1109/TIA.2017.2740380.
- [19] A. Urtasun, P. Sanchis, L. Marroyo, “Limiting the Power Generated by a Photovoltaic System”, *10th International Multi-Conferences on Systems, Signals & Devices 2013 (SSD13)*, pp. 1–6, March 2013, doi: 10.1109/SSD.2013.6564069.
- [20] M. A. G. de Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. d. A. e Melo, C. A. Canesin, “Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 3, pp. 1156–1167, March 2013, doi:10.1109/TIE.2012.2198036.
- [21] T. Esum, P. L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, June 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
- [22] L. V. Bellinaso, H. H. Figueira, M. F. Basquera, R. P. Vieira, H. Ab, “Applied to Photovoltaic Boost Converters”, vol. 55, no. 2, pp. 1903–1912, 2019.
- [23] P. B. S. Kiran, V. Sarkar, “Improved limited power tracking of a photovoltaic plant connected across voltage-controlled DC bus”, *Proceedings - 2015 IEEE IAS Joint Industrial and Commercial Power Systems / Petroleum and Chemical Industry Conference, ICPSPCIC 2015*, pp. 203–208, Nov 2017, doi: 10.1109/CICPS.2015.7974075.
- [24] A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg, “High-performance constant power generation in grid-connected PV systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 3, pp. 1822–1825, March 2016, doi:10.1109/TPEL.2015.2465151.
- [25] Y. Yang, H. Wang, F. Blaabjerg, T. Kerekes, “A hybrid power control concept for PV inverters with reduced thermal loading”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 12, pp. 6271–6275, Dec 2014, doi:10.1109/TPEL.2014.2332754.
- [26] Y. T. Jeon, H. Lee, K. A. Kim, J. H. Park, “Least Power Point Tracking Method for Photovoltaic Differential Power Processing Systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 1941–1951, March 2017, doi:10.1109/TPEL.2016.2556746.
- [27] Y. T. Jeon, J. H. Park, “Unit-Minimum Least Power Point Tracking for the Optimization of Photovoltaic Differential Power Processing Systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 1, pp. 311–324, Jan. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2018.2822289.
- [28] H. D. Tafti, A. I. Maswood, G. Konstantinou, J. Pou, F. Blaabjerg, “A general constant power generation algorithm for photovoltaic systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 5, pp. 4088–4101, May 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2724544.
- Cássia Cristina Chiapetti dos Santos**, recebeu os títulos de Engenheira Eletricista (2017), mestra (2020) pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco - PR. Suas áreas de interesse são: geração de energia fotovoltaica e controle de conversores estáticos.
- Jean Patric da Costa**, recebeu os títulos de Engenheiro Eletricista (2004), mestre (2006) e doutor em Engenharia Elétrica (2010) pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria - RS. Desde 2013 atua como professor nos cursos de Graduação e Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco - PR. Suas áreas de interesse são: geração de energia eólica e controle de conversores estáticos.
- Carlos Marcelo de Oliveira Stein**, recebeu os títulos de Engenheiro Eletricista (1996), mestre (1997) e doutor em Engenharia Elétrica (2003) pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria - RS. Desde 2003 atua como professor nos cursos de Graduação e Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco - PR. Suas áreas de interesse incluem sistemas de geração distribuída, fontes renováveis de energia, conversores estáticos e técnicas de comutação suave. Dr. Stein é membro da SOBRAEP.
- Emerson Giovanni Carati**, recebeu os títulos de Engenheiro Eletricista (1997), mestre em Engenharia Elétrica (1999) e doutor em Engenharia Elétrica (2003) pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria - RS. Desde 2003 atua como professor nos cursos de Graduação e Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco - PR. Atualmente desenvolve pesquisas relacionadas a controle digital e processamento de sinais aplicados em acionamentos de máquinas elétricas e geração distribuída.
- Rafael Cardoso**, recebeu o título de Engenheiro Eletricista (2001) pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria - RS, de Mestre em Ciência em Engenharia Eletrônica e Computação (2003) pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica, São José dos Campos - SP e de Doutor em Engenharia Elétrica (2008) pela UFSM. Desde 2006 atua como professor nos cursos de Graduação e Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco - PR. Seus interesses de pesquisa incluem aplicações de sistemas de controle, controle discreto, controle de conversores estáticos, dispositivos de eletrônica de potência para qualidade de energia e *smart grids*. Dr. Cardoso é membro do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia (INCT) em Geração Distribuída de Energia Elétrica.
- Zeno Luiz Iensen Nadal**, recebeu o título de Engenheiro Eletricista pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2011). é especialista em Eficiência Energética pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2013). Mestre em Desenvolvimento de Tecnologia - Mestrado Profissional, dos Institutos LACTEC - Curitiba-PR (2016). Atualmente trabalha na COPEL Distribuição S.A., na Superintendência de Smart Grid e Projetos Especiais.