

# CONCEITO DE *HOLD-UP TIME* DINÂMICO PARA UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS PV EM UMA UPS DE DUPLA CONVERSÃO

Edemar O. Prado<sup>1,2</sup>, Pedro C. Bolsi<sup>1,2</sup>, Luan Aleixo<sup>2</sup>, Dalton Vidor<sup>3</sup>, Hamiltom C. Sartori<sup>1</sup>, José Renes Pinheiro<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria – RS, Brasil

<sup>2</sup>Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador – BA, Brasil

<sup>3</sup>Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Joinville – SC, Brasil

e-mail: edemar.prado@ufba.br, pcbolsi@gmail.com, luan.aleixo@ufba.br, dalton.vidor@ufsc.br, hamiltomsar@gmail.com, jrenes@gepoc.ufsm.br

**Resumo** – Este trabalho apresenta análises e avaliações de sistemas UPS com integração de energia fotovoltaica. Algoritmos foram desenvolvidos para selecionar a quantidade adequada de painéis a serem utilizados em uma determinada aplicação. Os algoritmos levam em consideração o modelo de painel utilizado e as condições ambientais para geração de energia. O conceito de *hold-up time* dinâmico em UPSs de dupla conversão é introduzido. O projeto do sistema de gerenciamento de energia é aplicado ao perfil de missão de geração da cidade de São Paulo – SP. Como resultado, utilizando a quantidade de painéis projetada e considerando o *hold-up time* dinâmico, a qualidade da tensão de saída para carga crítica é garantida. Caso contrário, a tensão de saída poderá apresentar afundamentos em relação à tensão nominal de acordo com a geração PV. Resultados obtidos em plataforma Typhoon HIL e dSpace Microlabbox validam a proposta.

**Palavras-chave** – Energias Renováveis, Perfil de Missão, Qualidade de Energia, UPS de Dupla Conversão.

## DYNAMIC HOLD-UP TIME CONCEPT FOR USING PV SYSTEMS IN A DOUBLE CONVERSION UPS

**Abstract** – This work presents analyses and evaluation of UPS systems with photovoltaic energy integration. Algorithms have been developed to select the appropriate number of panels to be used in a given application. The algorithms take into account the panel model used and the environmental conditions for energy generation. The concept of dynamic hold-up time in double conversion UPS systems is introduced. The energy management system design is applied to the generation mission profile of the city of São Paulo – SP. As a result, using the number of panels designed and considering the dynamic hold-up time, the quality of the output voltage at the critical is guaranteed. Otherwise, the output voltage could have drops according to PV generation. Results obtained on Typhoon HIL platform and dSpace Microlabbox validate the proposal.

Manuscript received 06/14/2023; first revision 08/11/2023 and accepted for publication 09/18/2023, by recommendation of Editor Telles Brunelli Lazzarin. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2023.3.0015>.

**Keywords** – Double Conversion UPS, Mission Profile, Power Quality, Renewable Energy.

## I. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas têm impulsionado a demanda por uma rápida transição do sistema de energia baseado em combustíveis fósseis para um sistema sustentável [1]–[3]. Na última década, fontes de energias renováveis como solar e eólica vêm compondo uma parcela cada vez maior da matriz energética global [4], [5]. Conforme dados de [6], em 2021, pela primeira vez, as energias eólica e solar geraram mais de um décimo (10,3%) da eletricidade mundial. Em 2020 essa proporção foi de 9,3%. A marca de 10,3% na matriz mundial representa mais do que o dobro da participação de mercado em comparação ao momento da assinatura do Tratado de Paris em 2015, quando as energias eólica e solar representavam 4,6%.

Ainda de acordo com [6], a taxa de crescimento de geração eólica aumentou 14% em 2021, registrando o maior crescimento desde 2017. A solar teve um aumento de 23%, sendo o maior desde 2018.

No ano de 2021, as fontes limpas de energia elétrica corresponderam a 38% da matriz energética global, enquanto os combustíveis fósseis representaram os 62% restantes. Juntas, as energias eólica e solar ocupam a posição de quarta maior fonte de eletricidade do mundo. Além disso, elas foram as fontes de energia limpa com o maior crescimento durante o ano de 2021 [6].

No Brasil a matriz energética é em sua maioria composta por energias renováveis. A geração proveniente de usinas hidrelétricas representa 60,2% da matriz energética. As energias eólica e solar somadas representam 14%, sendo 11,4% referente a energia eólica e 2,6% referente a energia solar [7]. A capacidade instalada de energia fotovoltaica em 2021 atingiu 16.752 GWh, frente a 10.748 GWh de 2020, o que corresponde a um aumento de 55,8%. Dentre estes 16.752 GWh, 9.019 GWh correspondem a micro e mini geração distribuída, com 8.771 MW de potência instalada [7].

A nível mundial, a crescente penetração de energias renováveis tem causado preocupações quanto a qualidade de energia nos sistemas de potência [8]. As variações climáticas e as características de geração diurna de fontes de energia fotovoltaicas podem resultar em desequilíbrio entre o fornecimento e a demanda de energia [9]–[11].

Como alternativas para aprimorar a qualidade de energia fornecida às cargas, são utilizadas fontes ininterruptas de

energia (UPSs) de dupla conversão [12], [13] ou sistemas de armazenamento de energia (ESSs) [14], [15]. UPSs tradicionais fornecem energia estável e de alta qualidade para cargas críticas em situações de emergência [16]–[20], enquanto ESSs executam funções como estabilização de saída do gerador, controle de frequência, redução de pico (*Peak Shaving*) e nivelamento de carga (*Load Leveling*) [21], [22]. Como vantagem em relação ao ESS, UPSs apresentam maior confiabilidade do sistema em casos de falta da rede, oferecendo um alto grau de imunidade a distúrbios de tensão de entrada, proporcionando melhor regulação da tensão de saída, tempo de transição reduzido e possibilidade de implementação de correção de fator de potência na entrada [12], [23].

Nas últimas décadas têm-se discutido a integração de sistemas de energias renováveis em UPSs e ESSs. Em sistemas fotovoltaicos, as propostas podem ser classificadas em dois grupos com base na estratégia de conexão dos arranjos fotovoltaicos ao barramento de corrente contínua (CC): 1) Topologias que conectam os arranjos ao barramento sem a utilização de conversores de interface [24]–[28] e 2) Topologias que conectam os arranjos fotovoltaicos utilizando conversores [29]–[39]. Propostas que utilizam outras fontes alternativas de energia integradas a UPSs e ESSs também são apresentadas na literatura [40]–[43].

Nestas propostas, observa-se que o foco de projeto na maioria dos trabalhos são voltados para avaliação do gerenciamento de energia. Dentre as propostas que utilizam UPSs de dupla conversão, somente [28] e [40] consideram o *hold-up time*. Em [28] o conversor opera com barramento CC variável e o *hold-up time* é considerado somente para o ponto de operação em tensão nominal do barramento, não avaliando o impacto da variação de tensão. Caso o *hold-up time* não seja avaliado ou não esteja projetado adequadamente, o sistema de dupla conversão pode perder a funcionalidade de UPS, não podendo realizar a transição entre os modos de operação, ou prejudicar a qualidade de energia entregue a carga crítica.

Nas propostas que utilizam conversor somente 23% apresentam os detalhes de projetos dos conversores de interface. Dentre todas as propostas analisadas, 46% apresentam o dimensionamento do sistema PV utilizado e o perfil de missão é considerado no projeto do sistema somente de [28], [39], [42]. O perfil de missão define o perfil de geração de acordo com as condições climáticas de uma determinada região e deve ser considerado para mapear todas as operações relevantes para o sistema. Já o sistema de gerenciamento de energia define a forma com que o sistema irá operar, realizando o balanço entre potência gerada e consumo, evitando que os sistemas sejam danificados por sobre potência.

Com base nessas considerações, este trabalho apresenta uma investigação completa da integração de fontes fotovoltaicas em sistemas UPS sem o uso de conversores de interface. O sistema UPS foi utilizado neste estudo por apresentar maior confiabilidade em falha de rede quando comparado aos ESSs, fornecendo energia ininterrupta para cargas críticas [17], [23], [44]. As contribuições do trabalho estão listadas a seguir:

- Análise e avaliação de sistemas UPS com integração de energia fotovoltaica;

- Introdução da aplicação de *hold-up time* dinâmico a UPSs de dupla conversão;
- Desenvolvimento de algoritmos para projeto do sistema fotovoltaico (PV), determinando a quantidade de painéis a serem utilizados em uma determinada aplicação, levando em consideração o modelo do painel utilizado, o perfil de missão de condições ambientais para geração de energia e perfil de carga conectada a UPS.

## II. TOPOLOGIA EM ESTUDO

Na Figura 1 é apresentada a topologia proposta em [28], também utilizada como base para este estudo. Esta topologia é utilizada para inserção de um arranjo fotovoltaico conectado ao barramento CC de uma UPS de dupla conversão sem a utilização de conversor de interface.

A topologia é composta por três conversores: um retificador responsável por processar a energia proveniente da rede elétrica, um conversor auxiliar responsável por carregar o banco de baterias e realizar o balanceamento dos capacitores e um inversor responsável por regular a tensão entregue à carga. Na ausência dos painéis fotovoltaicos são definidos apenas os modos de operação rede e bateria, como descrito em [16].

Com a inserção do arranjo fotovoltaico ao barramento CC, novos modos de operação são definidos, pois além de adicionar uma nova fonte de energia ao circuito, novas combinações entre as fontes passam a ser possíveis. Desta forma, os modos de operação para a topologia da Figura 1 incluindo o arranjo fotovoltaico são listadas abaixo. A descrição dos modos de operação da topologia também são apresentados em [28], considerando o sistema monofásico. Vale ressaltar que sistemas fotovoltaicos conectados à rede sem a utilização de transformador estão sujeitos ao surgimento de uma corrente de fuga que circula através das capacitâncias parasitas dos painéis fotovoltaicos e do circuito de aterramento do sistema, aumentando as perdas e o conteúdo harmônico das correntes injetadas na rede. Conforme mencionado em [45]–[47] a corrente de fuga surge em decorrência da diferença de potencial entre o barramento CC e o ponto neutro da carga. Em topologias *half-bridge* como no caso da Figura 1, essa diferença de potencial é nula devido a conexão do ponto central dos capacitores ao neutro da rede. Deste modo, esta topologia apresenta corrente de fuga nula.

**Modo Rede + PV:** Neste modo de operação a rede elétrica está disponível,  $S_r$  está fechada e os painéis fotovoltaicos estão produzindo uma quantidade de energia maior que zero e menor que a demanda total da carga do UPS. Os conversores retificador e inversor realizam a dupla conversão e o circuito auxiliar realiza a carga do banco de baterias. Neste modo de operação, a tensão do barramento (controlada através do retificador) não apresentará um valor fixo como na topologia original. É importante destacar que devido à presença do arranjo fotovoltaico, uma parcela menor de potência é drenada da rede elétrica, o que reduz a quantidade de corrente que circula através do retificador.

**Modo Bateria + PV:** Neste modo de operação a rede elétrica não está disponível. A chave  $S_r$  é aberta. A chave  $S_c$  é fechada e o banco de baterias é descarregado através retificador que passa a atuar como um *boost* intercalado, dividindo a corrente total do banco de bateria entre os seus três

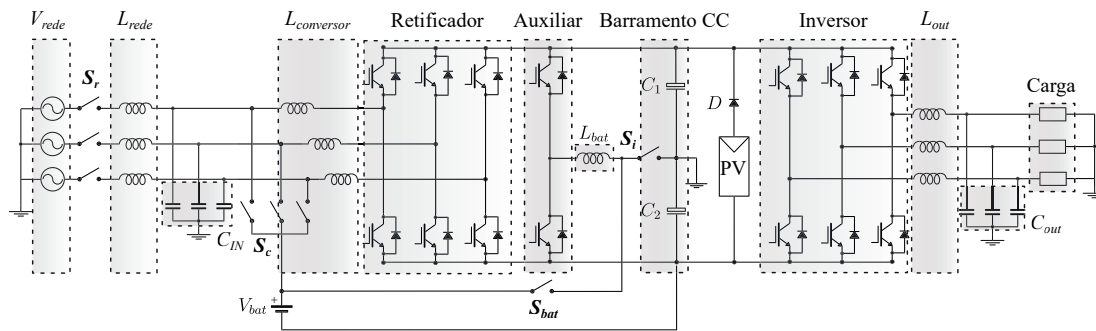


Fig. 1. Topologia em estudo.

braços. O circuito auxiliar passa a realizar o balanceamento dos capacitores, e portanto, a chave  $S_{bat}$  permanece sempre aberta e a chave  $S_i$  é fechada. O inversor regula a tensão entregue à carga. O sistema fotovoltaico fornece a energia disponível ao barramento CC, aumentando a autonomia da UPS.

**Modo PV + Injeção na Rede:** Assim como no modo rede + PV, neste modo a rede também está disponível e os painéis também estão produzindo energia. No entanto, a energia total gerada pelos painéis é superior à demanda da carga da UPS. Neste caso, é possível alimentar a carga totalmente através dos painéis e ainda injetar o excedente de potência na rede elétrica. Cabe ressaltar que este modo de operação é condicionado à existência de instalações elétricas apropriadas para injeção de potência na rede e necessita de autorização da concessionária de energia. Devido a estes fatores, este modo de operação não será considerado neste trabalho e a potência gerada pelos painéis sempre será limitada à demanda máxima da carga da UPS.

A principal vantagem da utilização da topologia da Figura 1 é a possibilidade de dispensar o uso de conversores adicionais para conexão dos painéis à UPS. Quando a configuração do arranjo fotovoltaico é projetada em níveis de tensão próximos ao valor de tensão do barramento CC, a conexão do arranjo com barramento pode ser realizada sem a utilização de um conversor CC-CC de interface. Como ponto negativo, a conexão direta no barramento limita as faixas de utilização dos painéis. Isso ocorre devido à necessidade de ajustar a geração para assegurar o *hold-up time* e para manter a integridade dos dispositivos semicondutores, fazendo com que os painéis operem fora do ponto de máxima potência em alguns momentos.

Neste sentido, nas próximas seções são desenvolvidas análises de geração desse sistema, levando em consideração o perfil de missão de geração fotovoltaica, perfis de carga conectada a UPS, modelos matemáticos para o sistema PV e avaliação do *hold-up time* da UPS. Como o sistema utiliza tensão variável no barramento CC, o conceito de *hold-up time* dinâmico é introduzido e avaliado no modo rede + PV de operação, de modo a garantir a transição entre os modos de operação (funcionalidade de UPS da topologia).

Os dados elétricos na Tabela I são dados de campo de uma UPS 10 kVA comercial sem integração PV e foram utilizados nas análises desenvolvidas neste trabalho [48]. Onde  $P_{NOM}$  é potência nominal da UPS,  $V_{rede}$  é a tensão nominal (de fase)

TABELA I  
Dados Elétricos da UPS

Grandeza	Valor	Grandeza	Valor
$P_{OUT}$	9 kW/10 kVA	$V_{BAR}$	450 V
$V_{rede}$	127 V	$C_{BAR}$	2460 $\mu$ F
$F_{SW}$	15 kHz	$V_{DSB}$ Semicondutor	650 V
$L_{rede}$	200 $\mu$ H	$L_{out}$	400 $\mu$ H
$L_{convertor}$	900 $\mu$ H	$C_{out}$	80 $\mu$ F
$C_{IN}$	10 $\mu$ F	$L_{bat}$	570 $\mu$ H

da entrada,  $F_{SW}$  é a frequência de comutação,  $V_{DSB}$  é a tensão nominal dos semicondutores,  $L_{rede}$ ,  $L_{convertor}$  e  $C_{IN}$  formam o filtro LCL da entrada, sendo a indutância do lado da rede, a indutância do lado do conversor e a capacitância do filtro respectivamente.  $L_{convertor}$  é também o filtro L utilizado no modo bateria de operação.  $V_{BAR}$  é a tensão do barramento CC,  $L_{out}$  e  $C_{out}$  são a indutância e a capacitância do filtro LC da saída.  $C_{BAR}$  é a capacitância equivalente do barramento CC, e  $L_{bat}$  é a indutância do conversor CC-CC utilizado para carga das baterias.

### III. INTEGRAÇÃO PV À UPS SEM UTILIZAÇÃO DE CONVERSORES

Nesta Seção, o modelo analítico dos painéis é apresentado na Subseção A, seguido pela apresentação dos conceitos de perfil de missão na Subseção B. Os dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) também são apresentados, e utilizados para obtenção de dias típicos. A determinação da quantidade de painéis a utilizar em série é apresentada na Subseção C. A Subseção D compara o impacto da utilização de um perfil de missão médio para o ano com a utilização do perfil completo, onde a tensão de circuito aberto é avaliada como critério de projeto. Na sequência a metodologia para cálculo da potência gerada anualmente, introduzindo o conceito de *hold-up time* dinâmico, é apresentado na Subseção E.

#### A. Modelo do Painel

O modelo elétrico utilizado para representar os arranjos fotovoltaicos é mostrado na Figura 2. Onde,  $I_{pv}$  é a corrente foto-gerada,  $I_d$  é a corrente do diodo,  $R_s$  e  $R_p$  são a resistência em série e resistência paralela equivalentes do arranjo e  $V$  e  $I$  a tensão e corrente do arranjo respectivamente. Na modelagem da corrente foto-gerada, são consideradas a irradiação e as variações de temperatura [49]–[51].

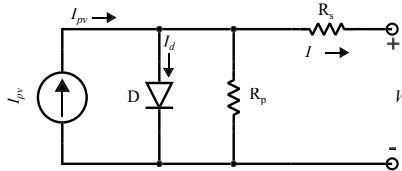


Fig. 2. Circuito equivalente de um arranjo fotovoltaico.

Os parâmetros do circuito, incluindo  $R_s$  e  $R_p$  são obtidos conforme [52]–[54]. Os parâmetros encontrados para os painéis Helius 605 Wp e CS6X 325 Wp são mostrados na Tabela II.

**TABELA II**  
**Dados para os Painéis Helius 605 Wp e CS6X 325 Wp,**  
**1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C**

Parâmetros	Helius 605 Wp	CS6X 325 Wp
$I_{mp}$ (A)	17,49	8,78
$V_{mp}$ (V)	34,6	37
$P_{mpp}$ (W)	605	325
$I_{sc}$ (A)	18,54	9,34
$V_{oc}$ (V)	41,7	45,5
$k_v$ (V/K)	-0,25	-0,31
$k_i$ (A/K)	0,04	0,053
$N_s$	60	72
$a$	1,3	1,3
$R_s$ ( $\Omega$ )	0,0588	0,117
$R_p$ ( $\Omega$ )	223,83	273,34

O coeficiente  $a$  foi selecionado com base no trabalho de [55]. Obtendo os valores de  $R_s$  e  $R_p$  pela metodologia descrita em [53], [54], as curvas de potência versus tensão são calculadas e mostradas nas Figuras 3.a e 3.b para modelos de painéis Helius 605 Wp e CS6X 325 Wp respectivamente. O ponto simulado foi de 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C.

### B. Definição do Perfil de Missão

De acordo com [56], [57] a caracterização acurada do perfil de missão fotovoltaica permite entender o comportamento elétrico e térmico em que um conversor de potência e seus elementos irão operar. O comportamento da temperatura ambiente para o período de análise, temperaturas dos painéis de acordo com o perfil de irradiação, consumo, temperatura ambiente e velocidade do vento, característica de irradiação com o tempo e características do vento, são fatores que podem caracterizar o perfil de missão de sistemas fotovoltaicos.

Neste trabalho o perfil de missão é obtido utilizando os dados fornecidos pelo INMET. O INMET possui dados históricos anuais desde o ano 2000, que mapeiam informações de irradiação, velocidade do vento, temperaturas, entre outros dados ambientais de 584 cidades [58]. Os dados são medidos de hora em hora, resultando assim em um perfil de missão com 8760 pontos de dados para cada cidade e para cada uma das grandezas monitoradas.

Os dados anuais fornecidos pelo INMET foram utilizados na obtenção do dia típico médio (*typical average day*, TAD), com o objetivo de modelar um dia padrão para o ano. O TAD é encontrado por um algoritmo que pode ser descrito pelas seguintes etapas:

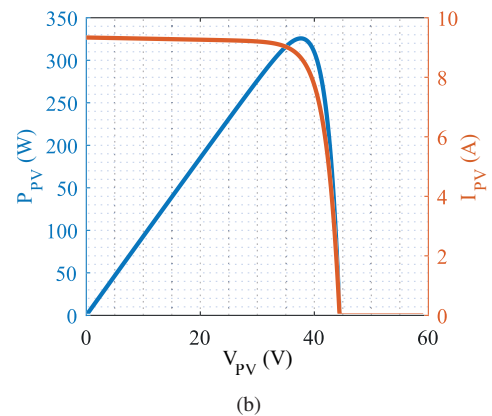
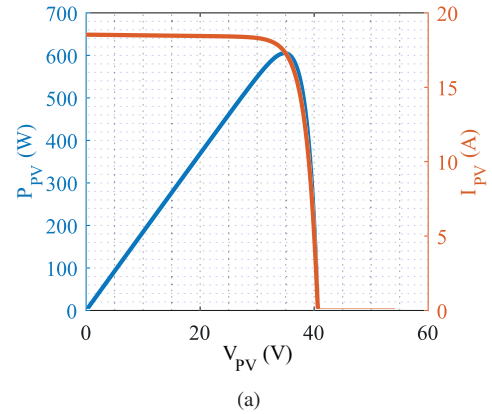


Fig. 3. Curvas  $I - V$  e  $P - V$ , 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C. (a) Helius 605 Wp. (b) CS6X 325 Wp.

- Etapa 1: os dados ambientais coletados pelo INMET são processados, encontrando os respectivos perfis de irradiação ( $G$ ), velocidade do vento ( $V_{ve}$ ) e temperatura dos painéis ( $T_{pv}$ ). De acordo com [59] a temperatura dos painéis pode ser definida por

$$T_{pv} = 0.943T_a + 0.0195G - 1.528V_{ve} \quad (1)$$

onde  $T_a$  é a temperatura ambiente. Com os respectivos perfis de missão para  $G$  e  $T_{pv}$  as curvas de geração do sistema PV são obtidos, conforme Seção A.

- Etapa 2: os dados anuais são organizados dia-a-dia. Na Figura 4 é mostrado um exemplo de como são organizados os dias para a cidades São Paulo – SP (-23.49309822139785 S, -46.627308063620745 W). Vale ressaltar que nesta são mostrados somente 3 dias, de modo a facilitar a visualização. No perfil anual são obtidos 365 dias.
- Etapa 3: os dados que estão posicionados para o mesmo horário do dia são somados (ex. são somados todos os dados de irradiação obtidos as 10:00 a.m).
- Etapa 4: o TAD é obtido pela média da Etapa 3. O TAD obtido para a cidade de São Paulo – SP é mostrado na Figura 5, contendo os dados de temperatura dos painéis e de irradiação para cada hora do dia.



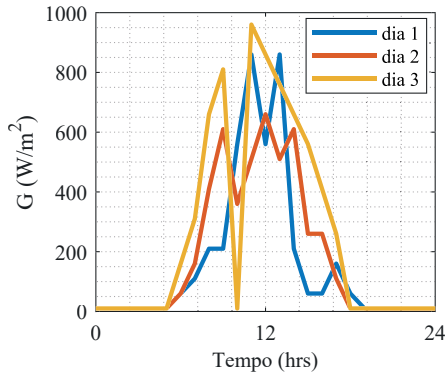


Fig. 4. Exemplo de organização dos dias, São Paulo – SP.

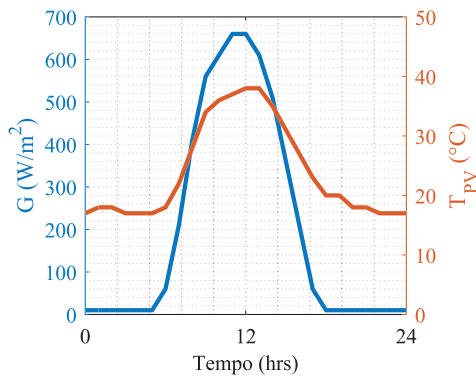


Fig. 5. Irradiação e temperatura dos painéis para o TAD, São Paulo – SP.

### C. Determinação do Número de Painéis a Serem Utilizados em Série

Para determinação da quantidade de painéis a serem utilizados em série, as curvas de potência  $\times$  tensão são utilizadas. Com base no TAD obtido na Seção B, os algoritmos executam varreduras de cálculo de potência gerada para diferentes tensões e número de painéis em série. Estes dados de geração são obtidos para o horário de maior irradiação no TAD (12 hrs). O painel utilizado foi o modelo Helius 605 Wp, cujas características foram apresentadas na Tabela II. A cidade de São Paulo - SP foi utilizada como exemplo de projeto.

Definindo as faixas de tensão de interesse e avaliando os pontos de tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), obtêm-se as curvas destacadas na Figura 6. Neste trabalho a tensão de barramento CC máxima foi considerada como 515 V, com margem de 26% em relação a tensão nominal dos semicondutores (650 V, conforme Tabela I). O  $V_{OC}$  é desejado abaixo deste valor para garantir a condição onde é possível zerar a geração sem comprometer a integridade dos semicondutores por *overshoot* de tensão. Para tensão mínima, considera-se a tensão CC que consegue sintetizar a tensão da saída. Para a topologia em estudo, a tensão de fase na saída da UPS é de 127 V eficazes, valor de pico de  $\approx$  180 V. Como apresentado em [16], devido ao ponto central do barramento CC, a tensão de barramento deve ser o dobro da tensão de pico (característica *half-bridge*, Figura 1), assim a tensão mínima que assegura a tensão nominal na saída é de 360 V.

Os dados em preto mostram a geração na faixa implementável. A faixa implementável considera as tensões

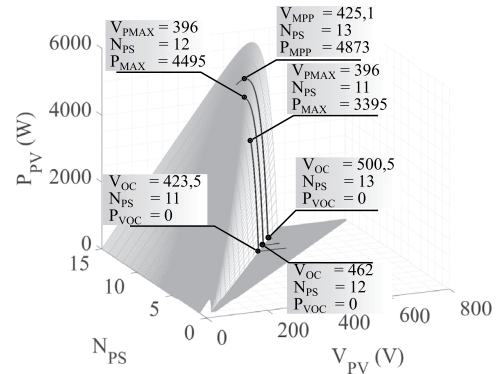


Fig. 6. Geração comparando 11, 12 e 13 painéis em série TAD, São Paulo - SP.

entre 360 V e 515 V, para o conjunto de número de painéis em série ( $N_{ps}$ ). Na Figura 6 estão destacados os pontos para  $N_{ps} = 11, 12$  e  $13$ , com  $V_{OC}$  de 423,5 V, 462 V e 500,5 V, e tensão de geração máxima de 390 V, 390 V e 421,2 V, respectivamente.

Como tem-se barramento CC com tensão variável nesta aplicação, é desejado que essa não reduza ao nível de pico da rede (360 V devido ao barramento dividido). Considerando margem de variação para a tensão da rede de 10% (a ANEEL considera variações maiores que 5% críticas para a operação [60]) tem-se o valor mínimo para o barramento de 396 V. Com a análise do número de  $N_{ps}$  mostrada na Figura 6, pode ser verificada a maior faixa de trabalho com a utilização de 13 painéis em série. Desta forma, nesta aplicação considera-se o  $N_{ps} = 13$  a melhor opção de projeto no cenário aplicado.

### D. Comparativo TAD $\times$ Dia de Maior Voc

A avaliação do ponto de  $V_{OC}$  utilizando o TAD tem ganhos de tempo computacional, pois são utilizados somente 24 dados de irradiação e temperatura nas análises. Para encontrar o dia com maior  $V_{OC}$  no ano, as 8760 horas precisam ser avaliadas. Essa avaliação calcula a potência para todas as horas do ano, buscando o maior ponto de  $V_{OC}$  dentre estes dados. O perfil de missão anual para cidade de São Paulo – SP é mostrado na Figura 7.

Na Figura 7 estão marcados os pontos de temperatura e irradiação localizados para o dia de maior  $V_{OC}$ . A irradiação

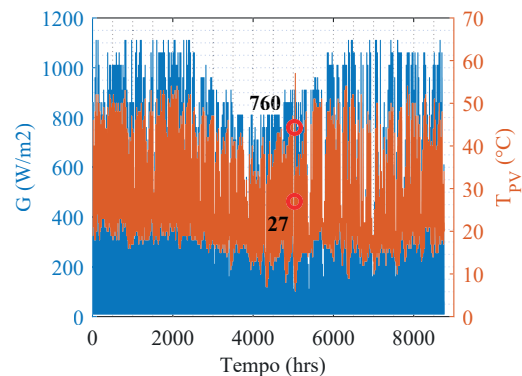


Fig. 7. Perfil de missão de irradiação e temperatura nos painéis para São Paulo - SP.

encontrada foi de  $760 \text{ W/m}^2$  e a temperatura nos painéis de  $27 \text{ }^\circ\text{C}$ . Por esta análise, identifica-se que o dia de maior  $V_{OC}$  não foi o dia de maior irradiância, nem o de menor temperatura nos painéis, mas sim um ponto intermediário de ambos.

Os dados de geração para o TAD e o dia de maior  $V_{OC}$  são mostrados na Figuras 8.a e 8.b respectivamente. O ponto destacado em vermelho mostra o ponto de  $V_{OC}$ . Representando aumento de  $18,2 \text{ V}$  ou  $3,64\%$  na tensão máxima ao utilizar o dia de maior  $V_{OC}$  (de  $500,5 \text{ V}$  para  $518,7 \text{ V}$ ).

Como conclusões das análises, define-se o dia de maior  $V_{OC}$  a metodologia adequada para utilização, pois considera todos os pontos de operação, assegurando a operação segura do conversor. Considerando o perfil de missão de São Paulo - SP com  $N_{ps} = 13$ , o limite de tensão estabelecido é excedido. Para manter a UPS na área de operação segura, a metodologia de seleção apresentada anteriormente foi ajustada pelo dia de maior  $V_{OC}$ , assim o  $N_{ps}$  encontrado foi de 12 painéis para o perfil de missão de São Paulo - SP. A Figura 9 mostra as curvas de geração para  $N_{ps} = 12$ .

### E. Avaliação da Potência Gerada e Hold-Up Time

Para determinação da potência gerada em cada ponto do perfil de missão, um algoritmo que avalia o ponto de operação dos painéis de acordo com a demanda na carga da UPS e a potência possível de entrega pelos painéis foi desenvolvido. A Figura 10 mostra o fluxograma de operação do algoritmo. As etapas podem ser descritas como segue.

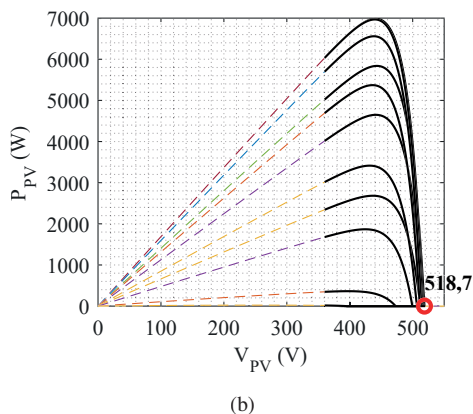
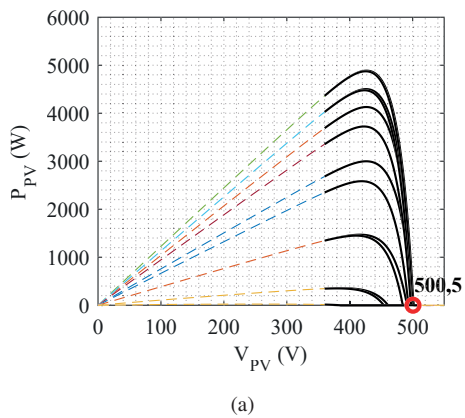


Fig. 8. Dados de geração, São Paulo – SP. (a) TAD. (b) Dia de maior  $V_{OC}$ .

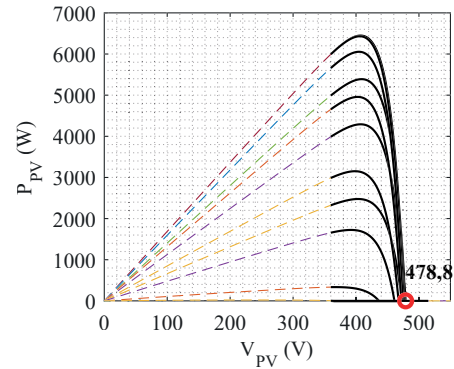


Fig. 9. Dados de geração para o dia de maior  $V_{OC}$ ,  $N_{ps} = 12$ , São Paulo - SP.

- Etapa 1: A tensão do barramento ( $V_{BAR}$ ) é definida como a tensão máxima de barramento. Este ponto de operação assegura  $V_{OC}$  nos painéis e potência gerada nos painéis igual a zero ( $P_{PV} = 0$ ), evitando a condição de potência gerada maior que a potência na carga ( $P_{PV} > P_O$ ).
- Etapa 2: a capacitância equivalente do barramento CC ( $C_{BAR}$ ) é encontrada,

$$C_{BAR} = \frac{2P_O T_H 10^3}{\eta (V_{BAR}^2 - V_H^2)} [\mu F] \quad (2)$$

onde  $P_O$  é a potência na carga e  $\eta$  é o rendimento,  $V_H$  a tensão mínima que assegura a síntese da tensão de saída e  $T_H$  o tempo de *hold up time* em ms [61].  $C_{BAR}$  é calculado com base na operação a carga nominal,  $450 \text{ V}$  de barramento e sem geração PV, para meio ciclo de rede. Desta forma, têm-se  $C_{BAR} = 2,2 \text{ mF}$  conforme (3). Nesta aplicação considera-se  $C_{BAR} = 2,46 \text{ mF}$ , como mostrado na Tabela I.

$$C_{BAR} = \frac{2.9000.8.10^3}{0,9.(450^2 - 360^2)} = 2194 [\mu F] \quad (3)$$

Como a tensão do barramento é variável, o cálculo da potência disponível no barramento ( $P_H$ ) é realizado de modo a verificar a potência necessária na geração ( $P_{PV}$ ) para variações de tensão no barramento CC,

$$P_H = \frac{C_{BAR}(V_{BAR}^2 - V_H^2)}{2T_H 10^3}. \quad (4)$$

- Etapa 3: Verifica se  $P_{PV}$  é menor que  $P_O$ . Na primeira iteração essa condição sempre é verdadeira, pois o algoritmo parte com os painéis em  $V_{OC}$ . Se  $P_{PV}$  for maior que  $P_O$ , aumenta a tensão em direção a  $V_{OC}$ , de modo a reduzir a potência gerada.
- Etapa 4: Verifica se  $P_H$  somada a  $P_{PV}$  é maior que a potência de saída sobre o rendimento. Essa condição é necessária para assegurar o *hold-up time*. Em tensões maiores que  $450 \text{ V}$ ,  $P_H$  consegue manter o *hold-up* mesmo sem geração PV. Em condições onde identifica-se que o *hold-up* não será assegurado, eleva-se  $P_H$ , ao aumentar a tensão de barramento.
- Etapa 5: Verifica se o ponto de operação está indo em direção ao ponto de máxima potência (MPP). Esta etapa

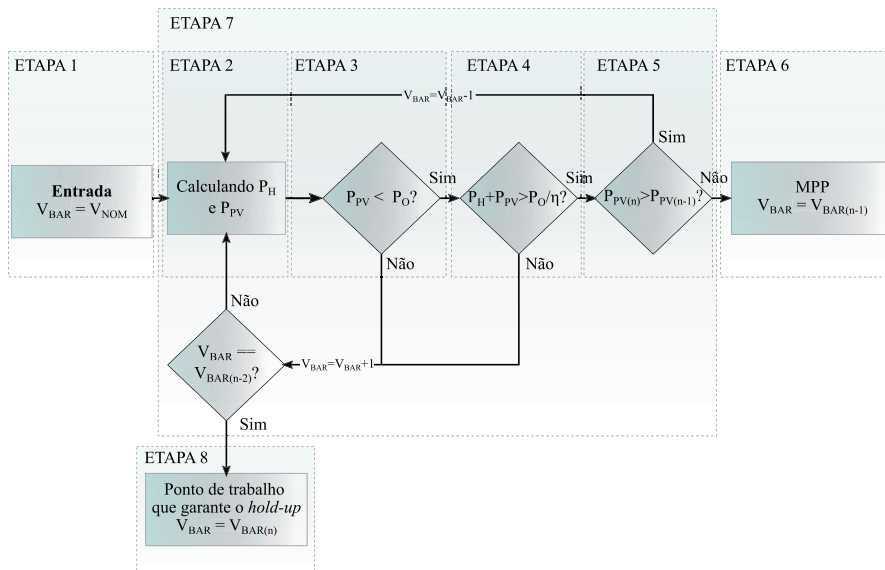


Fig. 10. Fluxograma do algoritmo para determinação de  $V_{BAR}$  de acordo com  $P_{PV}$  garantindo *hold-up time*.

evita que o MPP seja ultrapassado, funcionando como um algoritmo Perturba e Observa (*Perturb and Observe*).

- Etapa 6: Se o MPP é encontrado,  $V_{BAR}$  é mantido neste ponto.
- Etapa 7: Caso a potência gerada seja maior que a potência de saída,  $V_{BAR}$  é aumentado, levando a curva em direção a  $V_{OC}$ . Em condições onde identifica-se que o *hold-up* não será assegurado, eleva-se a tensão de barramento, aumentando  $P_H$ . Quando a verificação *hold-up* e o de rastreamento do MPP entram em *loop*, define-se a tensão do barramento.
- Etapa 8: Neste ponto tem-se a tensão que garante o *hold-up* e gera o máximo possível de energia nos painéis (não será o MPP). Se não houver geração PV, a tensão será 450 V.

De forma simplificada, o algoritmo é executado para todo o perfil de missão, realizando os cálculos de potência gerada para cada hora do ano. Estabelecendo prioridade nº 1 para *hold-up time* e prioridade nº 2 para rastreamento do MPP. Na Figura 11 as curvas de potência para a cidade de São Paulo – SP, 12 painéis Heliuss 605 Wp em série e dia de maior  $V_{OC}$  são mostradas. As marcações em azul representam o ponto de MPP, e as em vermelho representam o ponto de trabalho encontrado pelo algoritmo. Se há geração suficiente para garantir o *hold-up time* e trabalhar no MPP, mantém-se o MPP. Caso contrário, o máximo de energia possível que atende o *hold-up time* é gerado. Estes pontos são representados respectivamente pelos números marcados como 1 e 2 na Figura 11.

Ao manipular (2), é possível determinar a redução de tensão na saída ao considerar a operação no MPP em vez do ponto de *hold-up time* dinâmico. Ao considerar o MPP com a menor tensão no dia com o maior  $V_{OC}$  (Figura 11), em São Paulo, a tensão de saída cai para 94,42 V eficazes (267,06 V de tensão no barramento), representando afundamento de 25,65% em relação à tensão nominal. É importante observar que quanto

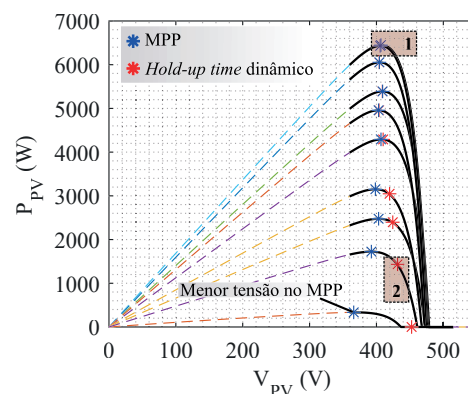


Fig. 11. Exemplo de seleção de ponto de trabalho pelo algoritmo, São Paulo – SP

menor a potência gerada, maior a queda de tensão na saída ao operar no MPP.

#### IV. VALIDAÇÃO DA PROPOSTA DE *HOLD-UP TIME* DINÂMICO

A verificação do ponto de trabalho definido pelo *hold-up time* dinâmico é avaliado utilizando plataforma *hardware-in-the-loop* (Typhoon HIL 402) em conjunto com plataforma dSpace Microlabbox 1202 (Figura 12). Nas plataformas HIL, cada elemento de circuito possui um peso atrelado para a emulação, e há um limite específico à cada plataforma. Como o controle da tensão do barramento CC e da geração é realizado somente pelo estágio de entrada (retificador), o inversor pode ser considerado com uma fonte de potência constante, não oferecendo limitação para a validação.

Os pontos utilizados para validação são mostrados na Figura 13. Considerando potência nominal (9 kW) nas Figuras 14.a, 14.b e 14.c são mostradas as formas de onda de tensão no barramento CC, tensão da rede (fase R), corrente drenada da rede (fase R) e corrente no barramento nos canais

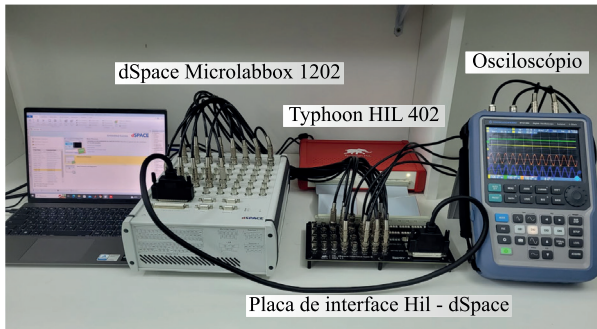


Fig. 12. Setup experimental.

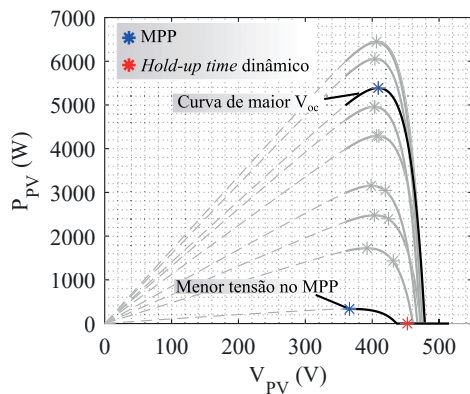
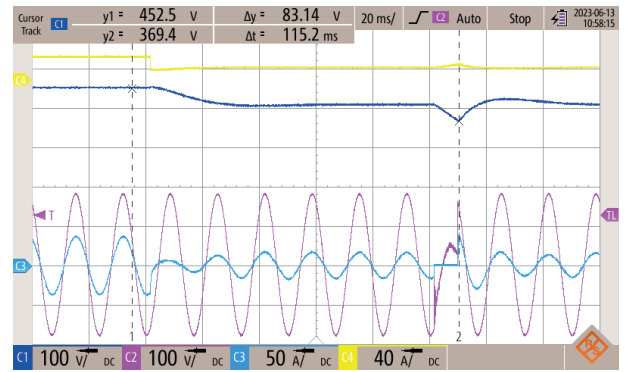


Fig. 13. Pontos utilizados para validação.

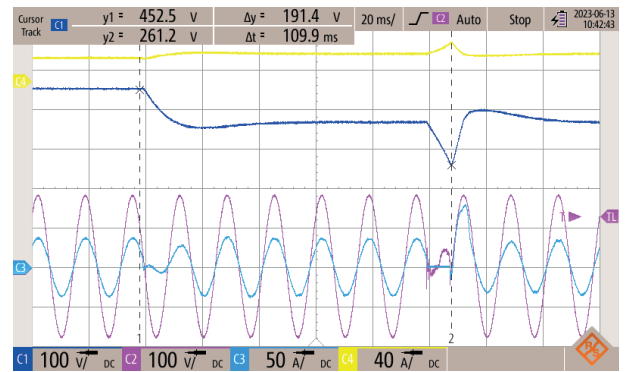
C1, C2, C3 e C4 respectivamente, para os cenários: (a) 760 W/m<sup>2</sup>, 27°C. (b) 60 W/m<sup>2</sup>, 9°C, MPP. (c) 60 W/m<sup>2</sup>, 9°C, *hold-up time* dinâmico.

Na Figura 14.a, no instante inicial não há geração PV, e a referência de tensão está em 450 V. Quando ocorre o degrau de geração o MPP e o ponto de *hold-up time* dinâmico são equivalentes, ambos com tensão de referência para o barramento CC em 406,8 V e geração de 5,5 kW. Neste ponto a corrente drenada da rede elétrica é reduzida pois parte do consumo é suprido pela geração PV. A verificação do *hold up time* é efetuada causando uma falta de meio ciclo na rede, nesta condição a tensão do barramento cai ao nível de 369,4 V, assegurando a manutenção da tensão de saída (tensão mínima no barramento maior que 360 V), mesmo na condição de tensão no barramento abaixo do valor nominal (450 V).

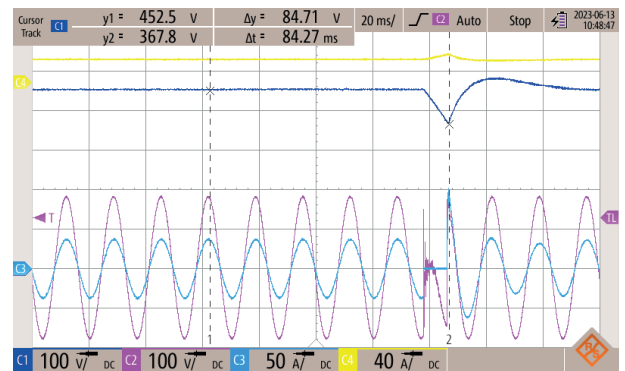
Nas Figuras 14.b e 14.c, no instante inicial a irradiação é nula e o barramento CC opera em 450 V. Quando ocorre o degrau de geração, se o MPP for considerado, a tensão de referência do barramento CC é de 366 V e a geração PV de 377 W, nesta condição, no caso de falta, em meio ciclo de rede a tensão cai ao nível de 261,2 V, não garantindo a qualidade de energia para a carga. Já com o algoritmo de *hold-up time*, a tensão de referência é mantida em 450 V, mesmo que não haja geração nesse ponto de baixa irradiação, a operação da UPS é mantida, assegurando a qualidade de energia entregue a carga. A geração para o MPP e *hold-up time* dinâmico considerando diferentes cenários foi apresentado na Figura 11, demonstrando a relação entre a geração em ambos.



(a)



(b)



(c)

Fig. 14. Formas de onda de tensão e corrente. (a) 760 W/m<sup>2</sup>, 27°C. (b) 60 W/m<sup>2</sup>, 9°C, MPP. (c) 60 W/m<sup>2</sup>, 9°C, *hold-up time* dinâmico.

## V. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram apresentadas análise e avaliação de sistemas UPS com integração de energia fotovoltaica. Algoritmos foram desenvolvidos para selecionar a quantidade adequada de painéis a serem utilizados em uma determinada aplicação, considerando o perfil de missão. Um estudo de caso foi desenvolvido para a cidade de São Paulo – SP. Para o painel Helius 605 Wp, utilizando a metodologia proposta foram selecionados 12 painéis em série, de modo a atender as restrições de projeto (limites de tensão do barramento CC). O conceito de *hold-up time* dinâmico também foi introduzido. Para sua aplicação em UPSs de dupla conversão, foi desenvolvido um algoritmo para controlar a geração fotovoltaica usando a tensão do barramento CC, sempre priorizando o *hold-up time* para a carga crítica.

Os resultados teóricos foram validados utilizando os



equipamentos Typhoon HIL 402 e dSpace Microlabbox 1202. No cenário com irradiação  $760 \text{ W/m}^2$  e  $27^\circ\text{C}$ , o MPP e o *hold-up time* dinâmico operam no mesmo ponto. Nesta condição a tensão do barramento CC é de  $406,8 \text{ V}$  e a geração de  $5,5 \text{ kW}$ . Com uma falta de duração de meio ciclo de rede, a tensão do barramento cai a  $369,4 \text{ V}$ , atendendo a restrição de projeto (valor mínimo de  $360 \text{ V}$ ). No cenário com irradiação de  $60 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $9^\circ\text{C}$ , operando no MPP a tensão de barramento é de  $366 \text{ V}$  e a potência gerada de  $377 \text{ W}$ . Com uma falta na rede elétrica de duração de meio ciclo, a tensão do barramento atinge  $261,2 \text{ V}$ , não atendendo as restrições de projeto. Ao utilizar o ponto de *hold-up time* dinâmico com  $60 \text{ W/m}^2$  e  $9^\circ\text{C}$ , a tensão de barramento é mantida em  $450 \text{ V}$  e o *hold-up time* é assegurado. Nesta situação, a tensão mínima atingida na condição de falta foi de  $367,8 \text{ V}$ .

#### AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa foi apoiada financeiramente pela LEGRAND BRASIL LTDA (nº 23066.051809/2021-73) e pelo agências financiadoras CNPq (processo 140848/2020-7) e CAPES (processo 88887.597766/2021-00) Financiamento CAPES/PROEX código 001.

#### REFERÊNCIAS

- [1] J. Gazoli, M. Villalva, D. Brandão, F. Marafão, E. Ruppert, “Microinversor integrado ao módulo fotovoltaico para sistemas conectados à rede elétrica utilizando controlador ressonante”, *Eletrônica de Potência-SOBRAEP*, vol. 18, no. 2, pp. 908–916, maio 2013, doi: <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2013.2.908916>.
- [2] T. Bocklisch, “Hybrid energy storage systems for renewable energy applications”, *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 103–111, agosto 2015, doi: [10.1016/j.egypro.2015.07.582](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.582).
- [3] D. O. Cardoso, H. M. T. C. Gomes, F. A. d. C. Bahia, A. P. N. Tahim, J. R. Pinheiro, F. F. Costa, “PLL effect for grid impedance estimation and stability evaluation in the dq domain for grid-connected inverters”, *Eletrônica de Potência*, vol. 28, no. 2, pp. 1–12, junho 2023, doi: <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2023.2.0050>.
- [4] R. R. Lima, F. C. Melo, L. C. Freitas, G. B. Lima, D. B. Rodrigues, L. P. Pires, “Modelagem e desenvolvimento de um inversor CSI multistring fotovoltaico de estágio único sem transformador conectado à rede elétrica”, *Eletrônica de Potência-SOBRAEP*, vol. 25, no. 1, pp. 104–113, março 2020, doi: <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2020.1.0058>.
- [5] F. R. Arroyo M, L. J. Miguel, “The role of renewable energies for the sustainable energy governance and environmental policies for the mitigation of climate change in ecuador”, *Energies*, vol. 13, no. 15, p. 3883, julho 2020, doi: [10.3390/en13153883](https://doi.org/10.3390/en13153883).
- [6] D. Jones, *Global Electricity Review 2022*, Ember, março 2022, URL: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>.
- [7] E. BEN, *Balanço Energético Nacional 2022*, Ministério de Minas e Energia Brasília, 2022, URL: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>.
- [8] N.-K. C. Nair, N. Garimella, “Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration”, *Energy and Buildings*, vol. 42, no. 11, pp. 2124–2130, julho 2010, doi: [10.1016/j.enbuild.2010.07.002](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.07.002).
- [9] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, M. Kay, “Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 109–125, abril 2018, doi: [10.1016/j.rser.2018.03.047](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047).
- [10] M. A. Basit, S. Dilshad, R. Badar, S. M. Sami ur Rehman, “Limitations, challenges, and solution approaches in grid-connected renewable energy systems”, *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 6, pp. 4132–4162, janeiro 2020, doi: [10.1002/er.5033](https://doi.org/10.1002/er.5033).
- [11] Y. Li, J. Wu, “Optimum integration of solar energy with battery energy storage systems”, *IEEE Transactions on Engineering Management*, vol. 69, no. 3, pp. 697–707, março 2020, doi: [10.1109/TEM.2020.2971246](https://doi.org/10.1109/TEM.2020.2971246).
- [12] P. C. Bolsi, E. O. Prado, H. C. Sartori, J. M. Lenz, J. R. Pinheiro, “LCL Filter Parameter and Hardware Design Methodology for Minimum Volume Considering Capacitor Lifetimes”, *Energies*, vol. 15, no. 12, junho 2022, doi: [10.3390/en15124420](https://doi.org/10.3390/en15124420).
- [13] K. M. U. Ahmed, M. H. Bollen, M. Alvarez, “A Review of Data Centers Energy Consumption And Reliability Modeling”, *IEEE Access*, novembro 2021, doi: [10.1109/ACCESS.2021.3125092](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3125092).
- [14] S. Koohi-Kamali, V. Tyagi, N. Rahim, N. Panwar, H. Mokhlis, “Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, pp. 135–165, maio 2013, doi: [10.1016/j.rser.2013.03.056](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.056).
- [15] C. K. Das, O. Bass, T. S. Mahmoud, G. Kothapalli, N. Mousavi, D. Habibi, M. A. Masoum, “Optimal allocation of distributed energy storage systems to improve performance and power quality of distribution networks”, *Applied Energy*, vol. 252, p. 113468, julho 2019, doi: [10.1016/j.apenergy.2019.113468](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113468).
- [16] W. A. Venturini, H. Jank, F. E. Bisogno, M. L. Martins, H. Pinheiro, “Input stage with double functionality applied to a high performance three-phase UPS”, *Eletrônica de Potência*, vol. 23, no. 2, pp. 244–255, junho 2018, doi: [10.18618/REP.2018.2.2776](https://doi.org/10.18618/REP.2018.2.2776).
- [17] W. C. Alves, L. M. F. Morais, P. C. Cortizo, “Design of an Highly Efficient AC-DC-AC Three-Phase Converter Using SiC for UPS Applications”, *Electronics*, vol. 7, no. 12, dezembro 2018, doi: [10.3390/electronics7120425](https://doi.org/10.3390/electronics7120425).

- [18] E. O. Prado, P. C. Bolsi, H. C. Sartori, J. R. Pinheiro, “Comparative Analysis of Modulation Techniques on the Losses and Thermal Limits of Uninterruptible Power Supply Systems”, *Micromachines*, vol. 13, no. 10, p. 1708, outubro 2022, doi:10.3390/mi13101708.
- [19] E. O. Prado, P. C. Bolsi, H. C. Sartori, J. R. Pinheiro, “Design of Uninterruptible Power Supply Inverters for Different Modulation Techniques Using Pareto Front for Cost and Efficiency Optimization”, *Energies*, vol. 16, no. 3, p. 1314, janeiro 2023, doi:10.3390/en16031314.
- [20] P. C. Bolsi, E. O. Prado, A. C. C. Lima, H. C. Sartori, J. R. Pinheiro, “Battery autonomy estimation method applied to lead–acid batteries in uninterruptible power supplies”, *Journal of Energy Storage*, vol. 58, p. 106421, fevereiro 2023, doi:10.1016/j.est.2022.106421.
- [21] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, D. Habibi, “Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1205–1230, agosto 2018, doi:10.1016/j.rser.2018.03.068.
- [22] J.-H. Ko, T.-S. Choi, J.-C. Ryu, H.-W. Lee, J.-H. Lee, H.-M. Chae, S.-G. Jeon, J.-E. Kim, “A novel design of UPS with useful customer load management function”, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 14, pp. 569–579, janeiro 2019, doi:10.1007/s42835-018-00060-2.
- [23] M. Aamir, H.-J. Kim, “Non-isolated single phase uninterruptible power supply (UPS) system”, in *8th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia*, pp. 2282–2289, IEEE, julho 2011, doi:10.1109/ICPE.2011.5944468.
- [24] S. Jayasimha, T. Kumar, “Photovoltaic UPS”, in *TENCON 2003. Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region*, vol. 4, pp. 1419–1423, IEEE, março 2004, doi:10.1109/TENCON.2003.1273152.
- [25] J. Chang, W. Chang, S. Chung, “Single-phase grid-connected PV system using three-arm rectifier-inverter”, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 211–219, janeiro 2006, doi:10.1109/TAES.2006.1603416.
- [26] A. Burgio, D. Menniti, C. Picardi, A. Pinnarelli, “A novel integrated configuration of grid-connected photovoltaic plant with UPS: Reliability estimation”, in *2007 International Conference on Clean Electrical Power*, pp. 142–147, IEEE, julho 2007, doi:10.1109/ICCEP.2007.384201.
- [27] S. U. Jeon, J. Noh, S. Kang, J.-W. Park, “Practical power management of PV/ESS integrated system”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 189775–189785, outubro 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.3031591.
- [28] W. A. Venturini, J. M. Lenz, H. Jank, J. R. Pinheiro, L. A. Lopes, F. E. Bisogno, “Fonte ininterrupta de energia de dupla conversão bidirecional para integração de painéis fotovoltaicos e rastreamento do ponto de máxima potência”, *Revista Eletronica de Potência*, vol. 25, no. 1, pp. 74–84, março 2020, doi:10.18618/REP.2020.1.0064.
- [29] G. Graditi, A. Apicella, A. Scognamiglio, V. Cataliotti, “Integration of PV and UPS: analysis and technical evaluation”, in *Proc. of PV in Europe from PV technology to energy solutions*, pp. 833–836, outubro 2002.
- [30] L. M. Menezes, C. M. Cruz, R. T. Bascope, “Inversol development of uninterruptible power supply to be used in a photovoltaic system”, in *International Conference on Clean Electrical Power*, pp. 696–699, IEEE, julho 2007, doi:10.1109/ICCEP.2007.384286.
- [31] C. H. Treviso, A. E. Demian Jr, A. L. Ferreira, “Residential, commercial and industrial applications for a 5kW ups unit with interface for solar pannel coupling”, *Eletrônica de Potência*, vol. 14, no. 3, pp. 173–180, agosto 2009, doi:10.18618/REP.2009.3.173180.
- [32] C. Cavallaro, S. Musumeci, C. Santonocito, M. Pappalardo, “Load priority control strategy for SPV-UPS system”, in *SPEEDAM 2010*, pp. 1207–1212, IEEE, agosto 2010, doi:10.1109/SPEEDAM.2010.5542265.
- [33] S. Juvekar, J. Brandmeyer, B. Compton, Y. Liu, S. Bhattacharya, “A reliable photovoltaic integrated UPS system with modified maximum power point tracking (MPPT) algorithm”, in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 4526–4531, IEEE, outubro 2013, doi:10.1109/ECCE.2013.6647306.
- [34] J.-H. Yang, K.-I. Jeong, J.-M. Kwon, “Energy storage system with PV generation and on-line UPS functions”, in *IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pp. 1–4, IEEE, dezembro 2014, doi:10.1109/INTLEC.2014.6972144.
- [35] C. Vieira, V. F. Pires, “Hybrid PV-UPS system with multilevel structure of power converters and reliability improvement”, in *IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 873–878, IEEE, março 2016, doi:10.1109/ICRERA.2016.7884461.
- [36] T. Ghanbari, M. Azma, E. Bagheri, N. Tashakor, E. Farjah, “Stand alone photovoltaic system with integrated online UPS to smooth output fluctuations”, in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, pp. 1–6, IEEE, julho 2017, doi:10.1109/EEEIC.2017.7977573.
- [37] J. Lu, M. Savaghebi, S. Golestan, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Marzabal, “Multimode operation for on-line uninterruptible power supply system”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, no. 2, pp. 1181–1196, maio 2018, doi:10.1109/JESTPE.2018.2842436.
- [38] L. H. Meneghetti, E. L. Carvalho, E. G. Carati, J. P. Costa, C. M. O. Stein, Z. L. I. Nadal, R. Cardoso,

- “Multifunctional PV converter for uninterrupted power supply”, in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–6, IEEE, novembro 2019, doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895322.
- [39] K. Siraj, M. Awais, H. A. Khan, A. Zafar, A. Hussain, N. A. Zaffar, S. H. I. Jaffery, “Optimal power dispatch in solar-assisted uninterruptible power supply systems”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 1, p. e12157, julho 2020, doi:10.1002/2050-7038.12157.
- [40] R. F. Coelho, L. Schmitz, D. C. Martins, “Grid-connected renewable hybrid system for uninterruptible DC load maintenance”, in *XI Brazilian Power Electronics Conference*, pp. 155–161, IEEE, novembro 2011, doi:10.1109/COBEP.2011.6085228.
- [41] X. Li, D. Hui, X. Lai, “Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations”, *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 4, no. 2, pp. 464–473, março 2013, doi:10.1109/TSTE.2013.2247428.
- [42] H. Li, W. Zhang, D. Xu, “High-reliability long-backup-time super UPS with multiple energy sources”, in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 4926–4933, IEEE, outubro 2013, doi:10.1109/ECCE.2013.6647365.
- [43] K. Shi, H. Li, C. Hu, D. Xu, “Topology of super uninterruptible power supply with multiple energy sources”, in *9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*, pp. 1742–1749, IEEE, julho 2015, doi: 10.1109/ICPE.2015.7168013.
- [44] Q. Lin, F. Cai, W. Wang, S. Chen, Z. Zhang, S. You, “A high-performance online uninterruptible power supply (UPS) system based on multitask decomposition”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 7575–7585, agosto 2019, doi:10.1109/TIA.2019.2935929.
- [45] V. Erginer, M. H. Sarul, “A novel reduced leakage current modulation technique for Z-source inverter used in photovoltaic systems”, *IET Power Electronics*, vol. 7, no. 3, pp. 496–502, março 2014, doi: 10.1049/iet-pel.2013.0187.
- [46] L. A. C. Mendonça, F. A. da C. Bahia, A. P. N. Tahim, J. R. Pinheiro, F. F. Costa, “Space Vector Modulation Technique for Leakage Current Attenuation in Grid-Connected Three-Phase Multilevel PV Inverters”, in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 1–7, dezembro 2022, doi:10.1109/ECCE50734.2022.9947946.
- [47] A. O. Cunha Jr, F. A. C. Bahia, J. P. R. A. Mélo, A. P. Tahim, F. F. Costa, “A Novel Single-Phase Transformerless Grid-Connected PV Inverter”, in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 1–7, dezembro 2022, doi:10.1109/ECCE50734.2022.9947966.
- [48] Legrand, “KEOR T BR 10, 20 e 30 kVA”, Legrand, URL: <https://www.sms.com.br/escritorio/produtos/nobreaks/online-trifasico/keor-t-br-10-kva?aba=especificacoes>.
- [49] M. G. Villallava, J. R. Gazali, E. ruppert Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Array”, *IEEE Tran Of Power Electronics*, vol. 24, pp. 1198–1208, março 2009, doi:10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [50] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, “PV panel model based on datasheet values”, in *IEEE international symposium on industrial electronics*, pp. 2392–2396, IEEE, novembro 2007, doi: 10.1109/ISIE.2007.4374981.
- [51] N. Yıldırım, E. Tacer, “Identification of photovoltaic cell single diode discrete model parameters based on datasheet values”, *Solar Energy*, vol. 127, pp. 175–183, abril 2016, doi:10.1016/j.solener.2016.01.024.
- [52] W. De Soto, S. A. Klein, W. A. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Solar energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, janeiro 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [53] M. K. Dave, “Modeling of PV arrays based on datasheet”, in *IEEE 1st international conference on power electronics, intelligent control and energy systems (ICPEICES)*, pp. 1–4, IEEE, fevereiro 2017, doi:10.1109/ICPEICES.2016.7853617.
- [54] D. L. R. Vidor, N. M. Rigo, J. R. Pinheiro, “Input Filter Capacitance and Inductance Design for Photovoltaic Systems”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 10, pp. 1662–1670, outubro 2019, doi:10.1109/TLA.2019.8986444.
- [55] W. Xiao, W. G. Dunford, A. Capel, “A novel modeling method for photovoltaic cells”, in *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)*, vol. 3, pp. 1950–1956, novembro 2004, doi:10.1109/PESC.2004.1355416.
- [56] S. E. De León-Aldaco, H. Calleja, J. A. Alquicira, “Reliability and mission profiles of photovoltaic systems: A FIDES approach”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 5, pp. 2578–2586, setembro 2014, doi:10.1109/TPEL.2014.2356434.
- [57] J. M. Lenz, H. C. Sartori, J. R. Pinheiro, “Mission profile characterization of PV systems for the specification of power converter design requirements”, *Solar Energy*, vol. 157, pp. 263–276, novembro 2017, doi:10.1016/j.solener.2017.08.020.
- [58] INMET, “Instituto Nacional de Meteorologia. Dados históricos anuais.”, Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos/>. Acesso em: 07 de fevereiro de 2023, 2022.
- [59] A. Muzathik, “Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation”, *International Journal of Energy Engineering*, vol. 4, no. 4, p. 151, agosto 2014.
- [60] ANEEL, *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, modulo 8-qualidade da energia elétrica (PRODIST)*, 842/2018.
- [61] R. Kathiresan, P. Das, T. Reindl, S. K. Panda, “A novel ZVS DC–DC full-bridge converter with hold-up time operation”, *IEEE Transactions on Industrial*



*Electronics*, vol. 64, no. 6, pp. 4491–4500, fevereiro 2017, doi:10.1109/TIE.2017.2674583.

#### DADOS BIOGRÁFICOS

**Edemar de Oliveira Prado**, possui graduação em Engenharia Elétrica (2018) e mestrado (2020). Atualmente, é aluno de doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (UFBA) e pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Possui experiência na área de eletrônica de potência, atuando principalmente na área de otimização de transistores aplicados a conversores estáticos, sistemas de transferência de calor, análise física de semicondutores e projetos otimizados de sistemas UPS.

**Pedro Cerutti Bolsi**, formou-se mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2020). Atualmente é aluno de doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria e pela Universidade Federal da Bahia. Os seus interesses de pesquisa incluem projeto e otimização de conversores de potência, modelagem de componentes magnéticos, baterias, e projeto de filtros.

**Luan Aleixo Canário Mendonça** é bacharel (2018) e mestre em Engenharia Elétrica (2023). Atualmente é aluno de doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (UFBA). Possui experiência na área de eletrônica de potência, focado em inversores multiníveis aplicados a sistemas fotovoltaicos, modulações vetoriais para redução da tensão de modo comum e balanceamento de capacitores em sistemas multiníveis.

**Dalton Luiz Rech Vidor**, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (1991), mestrado pela Universidade Federal de Santa Catarina (1993) e Doutorado pela UFSM em 2019. Atua principalmente nos seguintes temas: eletrônica de potência, chaveamento em alta frequência, medidas elétricas, controle e comando de conversores e alto fator de potência.

**Hamilton Confortin Sartori**, possui graduação (2007), mestrado (2009), doutorado (2013) e pós-doutorado (2016) em Engenharia Elétrica. Atualmente é professor Adjunto de Departamento de Processamento de Energia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. Atua principalmente nas áreas de projetos otimizados de conversores estáticos, conversores de alto ganho, projetos de componentes magnéticos, semicondutores de potência, sensoriamento e compatibilidade eletromagnética (EMI).

**José Renes Pinheiro**, recebeu os graus de Eng. Eletricista pela UFSM (1981), e Mestre (1981) e Doutor (1994) em Eng. Elétrica pela UFSC. É Prof. Titular (Voluntário) do DPEE da UFSM desde 1985. Desde 2018, atua como Prof. Titular Visitante no PPGEE da UFBA. Foi um dos fundadores e líder do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC). Suas principais linhas de pesquisas incluem Projetos Otimizados de conversores estáticos, Sistemas Híbridos de conversão estática de energia, Conversão de Energia em Alta Frequência, Modelagem e Controle de Conversores Estáticos e Sistemas Distribuídos de Energia. É membro da SOBRAEP, da SBA, e das Sociedades PELS, IAS, IES e PES da IEEE.