



## GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM ARMAZENADOR DE ENERGIA PARA MITIGAR VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

A. C. Souza\*<sup>1</sup>, I. N. Santos<sup>1</sup>, F. A. M. Moura<sup>2</sup>, M. F. Silva<sup>1</sup>

<sup>1</sup>FEELT – Universidade Federal de Uberlândia

<sup>2</sup>Departamento de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do triângulo Mineiro

**Resumo** - Com o constante avanço das redes inteligentes sendo aprimoradas em todo o mundo no setor de energia, cada vez mais recursos de energia renováveis são conectados na rede elétrica. No entanto, esses mesmos recursos são de natureza intermitente. Neste contexto, armazenadores de energia tem ganhado bastante destaque para operar em conjunto com tais fontes, podendo garantir uma maior confiabilidade ao sistema nos quesitos de continuidade e despachabilidade de energia. Além disso, os armazenadores de energia podem amenizar os problemas de subtensão nas redes de distribuição nos horários de picos, o qual é o objetivo deste estudo.

**Palavras-Chave** – armazenamento de energia, sistema fotovoltaico, continuidade, subtensão.

### PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION WITH ENERGY STORAGE TO MITIGATE LONG-TERM VOLTAGE VARIATIONS

**Abstract** - Due to the constant evolution of intelligent grids, which are being improved all over the world in the energy sector, more and more renewable energy resources are connected to electrical grids. However, such resources are intermittent by nature. This way, energy storage has been often featured to operate together with such source types, as it guarantees a greater reliability to the systems, concerning energy continuity and dispatchability. Furthermore, energy storage may solve undervoltage problems, for distribution grid at peak time, which is the purpose of this study.

**Keywords** – energy storage, photovoltaic system, continuity, undervoltage.

#### I. INTRODUÇÃO

Na era moderna, a crise relacionada ao esgotamento de recursos energéticos não renováveis, aliado aos desequilíbrios do fornecimento de demanda de eletricidade, tem ganho bastante destaque no setor elétrico. Além disso, as mudanças climáticas e preocupações ambientais estão a influenciar e

moldar o futuro do setor elétrico. Como consequência positiva, houve um aumento notável e rápido nos últimos anos nos megawatts produzidos por recursos de energia renovável, em todo o mundo, e essa tendência continuará pelas próximas décadas [1].

Esses recursos de energia renovável, incluindo unidades geradoras de energia eólica e geração solar fotovoltaica, são na sua maioria de natureza intermitente. As tecnologias *Smart Grid* permitirão que os sistemas de energia operem com maiores quantidades desses recursos de energia, uma vez que possibilitam que os fornecedores e os consumidores compensem essa intermitência. Novos recursos que abordam essa natureza intermitente devem ser adicionados ao *EMS* (*Energy Management System*) e ao planejamento do sistema de energia, para que os sistemas com redes inteligentes possam ser operados com segurança [1].

Além das grandes quantidades de fontes geradoras de energia, no contexto da geração distribuída, as renováveis não são utilizadas na sua capacidade máxima durante o horário de pico, devido à ausência de armazenadores de energia. Assim, apenas uma parte da demanda é atendida e as cargas remanescentes são retiradas devido à falta de geração de energia nas horas de pico [2], a exemplo da geração fotovoltaica, no qual o intervalo de pico se concentra no período do fim da tarde, ou seja, baixa irradiância que por sua vez implica em uma geração de potência menor.

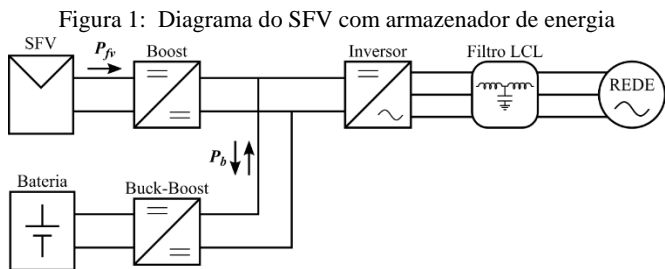
O sistema de distribuição de energia, com o modo de operação regional e descentralizado, está gradualmente se apresentando como uma nova direção ao desenvolvimento, no que se refere a matriz energética global. No entanto, devido à intermitência e instabilidade da potência de saída do sistema fotovoltaico (SFV), e à diferença espaço-temporal do consumo de energia do consumidor, a eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico não pode ser efetivamente usada.

Para resolver esses problemas, a tecnologia de armazenamento de energia tem sido proposta para ser usada nos sistemas elétricos, ajustando o balanço de energia entre os lados da oferta e da demanda [3]. Via de regra, a aplicação da tecnologia de armazenamento concentra-se, principalmente, na estabilidade da rede e na otimização do custo da energia. Visando auxiliar na estabilidade do sistema, o armazenador irá despachar energia, no instante que a potência entregue por uma fonte renovável esteja reduzida/comprometida, enquanto para otimizar o custo a energia armazenada ao longo do dia,

\*arthur\_costasouza@hotmail.com

será descarregada no horário de pico, horário o qual, essa é mais cara.

A Figura 1 ilustra a topologia do armazenador de energia conectado no barramento CC de uma geração distribuída fotovoltaica.



A geração distribuída fotovoltaica é um sistema complexo de geração de energia elétrica, como mostrado na Figura 1.  $P_{fv}$  é a potência de saída das células solares. A matriz de células fotovoltaicas pode maximizar a conversão e saída de energia solar, usando o controle de rastreamento de máxima potência.  $P_b$  é o fluxo de potência entre o dispositivo de armazenamento e o barramento CC. O  $P_{AC}$  é a energia total entregue a rede. Vale destacar que, as fontes de energia renováveis (energia solar, energia hidrelétrica, eólica, entre outras), têm características comuns de variabilidade, intermitência, imprevisibilidade e dependência de localização [4], [5].

Fontes renováveis requerem capacidade de geração de energia significativa a partir de sistemas de armazenamento de energia [6]. Além disso, a crescente inclusão de fontes de energia renovável em redes elétricas levou a um descompasso crescente entre quando a energia é produzida e quando ela é consumida [7]. O aumento da penetração de fontes de energia renováveis também está associado aos problemas de equilíbrio e estabilidade da rede [8], necessitando assim de sistemas de armazenamento que desempenhem o importante papel de proporcionar flexibilidade aos sistemas elétricos, para aumentar o potencial de adaptação às fontes de energia renováveis variáveis e melhorando a gestão das redes de eletricidade [9].

Diante desta conjuntura, este trabalho tem por objetivo, apresentar estudos da geração distribuída FV trifásica conectada à rede elétrica, compreendendo em, painel solar, conversor elevador de tensão (*boost*), com o seu correspondente controle de rastreamento do ponto de máxima potência P&O (perturba e observa), o inversor de tensão com seu respectivo controle de conexão, e juntamente com o auxílio da malha de captura de fase, PLL (*phase locked loop*) a realização da sincronização do sistema à rede e, por meio de um filtro de acoplamento LCL (indutivo-capacitivo-indutivo), a conexão de todo este sistema à rede elétrica.

Além disso, será implementado um sistema de armazenamento de energia operando em conjunto com o sistema FV, com aplicação do controle de carga e descarga em um banco de bateria do tipo íon-lítio. Vale ressaltar que, o elemento responsável em conectar os bancos de baterias ao barramento CC do SFV é o conversor híbrido *buck-boost*, que apresentará dois modos de operações, sendo eles: o modo de carga, isto é, operando como *buck* e o modo de descarga, operando como *boost*. Os objetivos, da utilização do armazenador de energia conectado ao SFV consistem em

melhorar a tensão da rede em regime permanente e garantir que o inversor esteja operando sempre em torno de sua capacidade nominal.

## II. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE)

A inclusão de instalações de armazenamento de energia no sistema elétrico é geralmente motivada pela necessidade de garantir o equilíbrio necessário entre geração e demanda, bem como para satisfazer os níveis de qualidade de energia necessários, independentemente da variabilidade da energia renovável. Destaca-se que, devido ao intenso aumento da inserção de fontes de geração não convencionais (eólica e fotovoltaica) no sistema elétrico, cuja saída de energia não pode ser controlada, pois dependem das condições climáticas como o vento e a irradiância solar por exemplo, o emprego dos sistemas armazenadores de energia por baterias (SAEB) apresenta um crescimento bastante significativo [9].

Como já foi dito, a energia destas fontes renováveis varia de acordo com a disponibilidade dos recursos naturais. Além disso, muitas dessas operam como geradores distribuídos. Nesse caso, durante a indisponibilidade da rede, pode ser benéfico operar essas fontes em condição ilhada, formando, assim, uma microrrede. Diante desta conjuntura, as tecnologias de armazenamento podem desempenhar um papel vital na melhoria da estabilidade e confiabilidade geral do sistema de energia adiando os custos necessários para melhorar a capacidade de demanda de energia de transmissão.

No cenário da qualidade da energia, o SAE deve prover suporte à rede, mitigando afundamentos de tensão, flutuações de tensão, efeito *flicker*, redução de oscilações em frequência provocadas pelo desequilíbrio entre carga e geração e até mesmo interrupções. Para tais aplicações a potência requerida deve satisfazer em alguns instantes de tempo, na faixa de segundos a minutos variando a potência em *kW* até *MW* [10]. Os elementos armazenadores mais usados para essas aplicações são as baterias, os supercapacitores, os supercondutores (*SMES*) e os *flywheels*.

No contexto da geração distribuída, os bancos de baterias otimizam o fluxo de potência, pois permite que a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico possa ser entregue à rede de forma mais constante e equilibrada, evitando grandes quedas no fornecimento de potência, causados por sombreamentos e mudança de irradiância e temperatura no painel [11].

Para o gerenciamento da energia perante a utilização das baterias eletroquímicas, as principais aplicações são: o balanço de potência e o armazenamento de energia durante um período, para posterior injeção da energia durante os períodos de maior preço. É possível também armazenar o excesso de produção das fontes de gerações renováveis para utilização nos períodos de pico. Nestes casos, as cargas e descargas do sistema são feitas em horas do dia. Esse uso também pode ser aplicado para compensações de flutuações rápidas de gerações fotovoltaicas e eólicas [11].

Os avanços na tecnologia das baterias trouxeram muitas melhorias nas suas características físicas, assim como, uma melhor aplicação para suas devidas funções. Devido à cinética química dos elementos de uma bateria (velocidade das reações químicas), elas não podem operar em níveis elevados de energia por longos períodos de tempo. Além disso, descargas

profundas podem levar à deterioração precoce da bateria, uma vez que o aquecimento resultante deste tipo de operação, reduz o tempo de vida útil da bateria [11]. Todavia, as baterias de íon lítio (Li-Ion), as quais serão objeto deste trabalho, em certas condições de operação podem ser perigosas, uma vez que apresentam um eletrólito altamente inflamável e precisa ser mantido pressurizado, desta forma, sua operação em altas temperaturas tem elevado riscos de explosão. Por isso são requeridos altos padrões de segurança para sua operação.

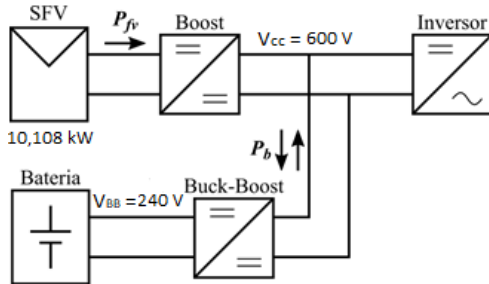
Uma vez que os sistemas de energia elétrica do futuro certamente serão caracterizados pela manutenção de taxas crescentes de penetração de fontes renováveis, a maioria das aplicações para sistemas de armazenamento estará intimamente relacionada à geração renovável.

### III. MODELAGEM E PARAMETRIZAÇÃO DO CONVERSOR BUCK-BOOST

O conversor *buck-boost*, também conhecido por conversor híbrido bidirecional é responsável pelo processo de carga e descarga das baterias, sendo assim, este conversor é o próprio controlador de carga do banco armazenador de energia, isto é, permite a injeção e absorção de potência na bateria.

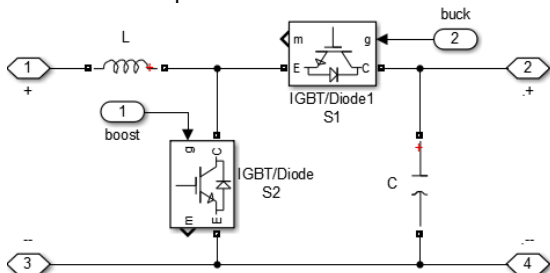
No sistema proposto, conforme ilustra a Figura 2, se o nível de tensão  $V_{CC}$  no barramento CC é maior que o nível de tensão  $V_{BB}$  da entrada do banco de baterias, então durante o processo de carga, a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias, o conversor CC-CC bidirecional atua como um conversor abaixador de tensão, denominado de conversor *buck*. Mas quando o sistema necessita da energia armazenada no banco de baterias a corrente flui no sentido oposto, então o conversor atua como um elevador de tensão, denominado de conversor *boost*.

Figura 2: Baterias conectadas no Sistema FV por meio do conversor buck e boost.



Dessa forma o conversor possui duas etapas distintas de operação, denominadas por Etapa *Buck* e Etapa *Boost*. A Figura 3 ilustra o circuito equivalente do conversor bidirecional *buck-boost* implementada no Simulink/Matlab.

Figura 3: Circuito equivalente do conversor buck e boost implementado no Simulink.



A seguir, serão apresentadas as etapas de modelagem do conversor *buck-boost*.

#### A. Etapa Buck

Durante a Etapa *Buck* de funcionamento do conversor, o sinal de controle atua sobre a chave S1 enquanto a chave S2 é mantida bloqueada (vide Figura3). Nesta etapa a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias. O sinal de controle é um sinal modulado por largura de pulso (PWM) que faz a chave S1 conduzir durante o intervalo  $t_{on}$ , e ficar bloqueada durante o intervalo  $t_{off}$ .

A tensão média no indutor,  $V_L$ , em regime permanente pulsado é igual a zero [12], portanto pode-se escrever em (1), a seguinte expressão:

$$(V_{CC} - V_{BB})t_{on} - V_{BB}(T_s - T_{on}) = 0 \quad (1)$$

Vale destacar que  $T_s$  é o período de chaveamento. Assim, o período de condução da chave S1, é dado em (2):

$$t_{on} = \frac{V_{BB} \cdot T_s}{V_{CC}} \quad (2)$$

A corrente média no indutor no limite entre os modos de condução contínua (MoCC) e descontínua (MoCD) pode então ser calculada em (3):

$$I_{Lbuck} = \frac{1}{2} I_{Lbuck,pico} = \frac{(V_{CC} - V_{BB})}{2L} \cdot t_{on} \quad (3)$$

Onde,  $I_{Lbuck}$ , pico, é o valor de pico da corrente  $I_L$  (t) no conversor *Buck* no limite entre os modos de condução contínua e descontínua. Como a corrente média no indutor é a mesma corrente na saída do conversor *buck*, temos:

$$I_{buck} = I_{BB} = \frac{P_o}{V_{BB}} \quad (4)$$

Onde:  $P_o$  é a potência de saída do conversor. E, substituindo as equações (2) e (4) em (3), tem-se que o valor do indutor L no limite dos modos de condução MoCC e MoCD, durante a Etapa *Buck*, é dada pela expressão (5):

$$L > \frac{T_s \cdot (V_{BB})^2 (V_{CC} - V_{BB})}{2P_o \cdot V_{CC} \cdot k_{ind}} \quad (5)$$

Para que o conversor opere no modo de condução contínua durante a Etapa *Buck* deve-se adotar no projeto do conversor um valor de indutância maior que o calculado em (5) [12]. Vale ressaltar que o  $K_{ind}$  é uma constante para adequar a corrente de ondulação no indutor, geralmente trabalha-se com um valor entre 20% a 40% da corrente de saída do conversor [13].

#### B. Etapa Boost

Durante a Etapa *Boost*, a chave S1 é mantida fechada, Figura 3, enquanto o sinal PWM de controle atua na chave S2. Durante esta etapa a corrente flui do banco de baterias para o barramento CC. A chave S2 conduz durante o intervalo  $t_{on}$  e fica bloqueada durante o intervalo  $t_{off}$ , o período de chaveamento é constante, igual à  $T_s$ . Com o indutor L operando no limite entre os modos de operação MoCC e MoCD, assim, como no caso anterior (etapa *buck*), têm-se (6):

$$V_{BB} \cdot t_s - V_{CC} \cdot T_s + V_{CC} \cdot t_{on} = 0 \quad (6)$$

Sendo o período de condução da chave S2 dado em (7):

$$t_{on} = \frac{(V_{CC} - V_{BB}) \cdot T_s}{V_{CC}} \quad (7)$$

E a corrente média no indutor no limite entre os modos de condução contínua e descontínua é dada em (8):

$$I_{Lboost} = \frac{1}{2} I_{Lboost,pico} = \frac{V_{BB}}{2L} \cdot t_{on} \quad (8)$$

Onde:  $I_{Lboost}$ , pico, é o valor de pico da corrente  $I_L$  (t) no conversor *Boost* no limite entre os modos de operação MoCC e MoCD. Como a corrente média no indutor  $L$  é a mesma na entrada do *Boost* e considerando o conversor sem perdas, pode-se assumir que a potência de entrada  $P_i$  é igual à potência de saída  $P_o$  do conversor. Logo, obtém-se a equação (9):

$$I_{boost} = I_{BB} = \frac{P_o}{V_{BB}} \quad (9)$$

Substituindo as equações (7) e (9) em (8), se tem que o valor do indutor  $L$  no limite dos modos de condução MoCC e MoCD, durante a Etapa Buck, é dado por (10):

$$L > \frac{T_s \cdot (V_{BB})^2 (V_{CC} - V_{BB})}{2P_o \cdot V_{CC} \cdot k_{ind}} \quad (10)$$

Da mesma forma, para que o conversor opere no modo de condução contínua durante a Etapa *Boost* deve-se adotar no projeto um valor de indutância maior que o dado em (10). Considerando uma mesma potência de saída  $P_o$  e o mesmo período de chaveamento  $T_s$  para as duas etapas de operação do conversor *Buck-Boost*, as equações (5) e (10) mostra que, no limite entre os modos de operação MoCC e MoCD, o indutor  $L$  possui o mesmo valor tanto para a operação como conversor *Buck* quanto para a operação como conversor *Boost*. Pode-se então adotar o mesmo indutor para as duas etapas de operação com apenas um único indutor, assim, implicando em um dispositivo mais compacto e leve [13].

Em relação ao capacitor de saída do conversor *buck-boost*, o mesmo não será necessário, pois o barramento CC já apresenta um capacitor de saída referente ao conversor *boost*, onde conecta os painéis fotovoltaicos ao barramento principal. A Tabela 1 mostra a parametrização do conversor *buck-boost*.

TABELA 1: PARAMETRIZAÇÃO DO CONVERSOR BUCK-BOOST

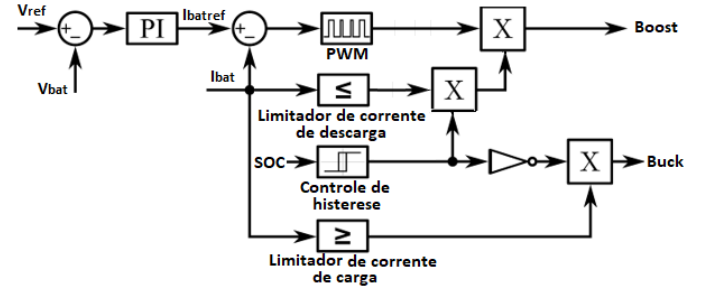
Parâmetros	Valor
$L_1$	3,456 mH
$T_s$	0,1 s
$T_{on}$	0,04 ms
$I_{buckboost}$	10,41 A
$k_{ind}$	0,2

Vale ressaltar que a frequência de chaveamento para as chaves do conversor bidirecional foi ajustada, nesta aplicação, para 10kHz, e o valor da indutância do conversor foi configurado em 6 mH, para atender as equações (5) e (10).

#### IV. MÉTODO PROPOSTO PARA CONTROLE DE CARGA E DESCARGA

O método de carga proposto tem por objetivo manter tanto a corrente de carga quanto a corrente de descarga em um valor constante, onde o SOC (*state of charge*) da bateria é continuamente monitorado para impor o modo de operação do armazenador de energia, ou seja, para um baixo valor de SOC, o conversor *buck-boost* operará como *buck* para carregar a bateria, enquanto que para um alto valor de SOC, o conversor bidirecional atuará no modo *boost* para descarregar a energia no barramento CC do sistema fotovoltaico. A Figura 4 exibe o diagrama de controle proposto. Tendo em vista das limitações das metodologias citadas, a metodologia proposta foi baseada em cima do Método de Corrente Constante e do método de controle baseado no estado de carga, o qual será apresentada na Figura 4, tal método permite uma flexibilização em ajustar o valor de carga diferente ao valor de descarga, cuja função não é possível realizar nos métodos tradicionais.

Figura 4: Diagrama de controle de carga e descarga proposto.



A tensão " $V_{ref}$ " corresponde a tensão nos terminais da bateria em circuito aberto, assim, a mesma é representada por um bloco de valor constante, o qual pode ser obtido pelo modelo de bateria fornecido pela biblioteca do *Simulink*. Recomenda-se, que o ajuste do " $V_{ref}$ " seja em pelo menos em 1 V acima do valor de " $V_{bat}$ " para a situação de 100% de SOC. Esta medida é para acelerar a atuação do controle no instante em que a bateria for descarregada. Em relação a corrente  $I_{bat}$ , a mesma será subtraída pela corrente " $I_{batref}$ ", a qual foi gerada pela diferença das tensões  $V_{ref}$  e  $V_{bat}$  e logo após, compensada pelo compensador PI ( $k_p = 25$  e  $k_i = 0,01$ ). Sendo assim, o sinal resultante entrará ao bloco PWM para emitir os pulsos para a chave *boost*. O bloco "controle de histerese" (ver Figura 4) é responsável em definir o estado de operação da bateria, seja ela no modo de carga ou descarga, assim, admitindo que a bateria esteja totalmente carregada (SOC = 100%), ao iniciar o processo de descarga, a bateria apenas cessará o fornecimento de energia para o barramento CC do SF, quando atingir um determinado valor de (SOC). Portanto, a operação será modificada da etapa de descarga para carga, quando atingir um valor pré-definido.

Ainda sobre o bloco de histerese utilizado, o mesmo foi representado pelo bloco "relay" da biblioteca do *Simulink*, onde sua saída é 1 para os instantes de descarga, ou seja, aciona a chave *boost*, e 0 para os instantes de carga, acionando a chave *buck*.

Os blocos "limitador de corrente" são responsáveis em definir/limitar o valor que a corrente será carregada ou descarregada, assim, quando a corrente não satisfizer a condição estabelecida, a saída será 0, caso contrário, sua saída será 1. Para o modo de descarga atribui-se um valor  $\leq 10,41$ , enquanto para o modo de carga atribuiu  $\geq -10,41$ . Dessa



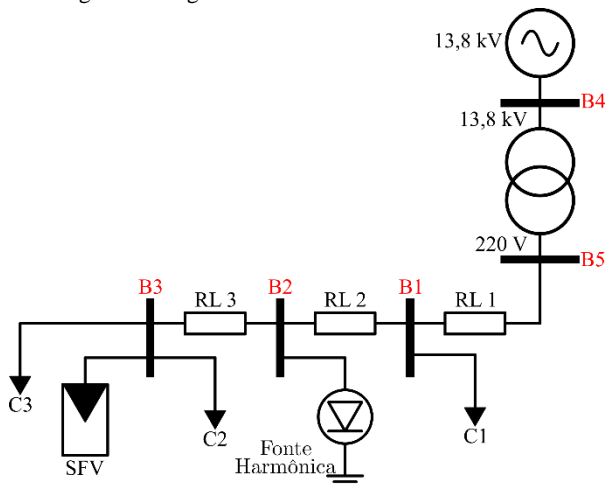
maneira o fluxo de corrente será em torno de 10,41 [A] de amplitude constante em ambos os modos de operação. Ressalva-se que o valor de 10,41 A corresponde ao valor nominal de descarga da bateria para uma tensão de operação de 240 V, conforme pode-se verificar no datasheet da bateria de modelo *Lithium-Ion NMC 24V/100A.h*.

A porta NOT – após o bloco “controle de histerese” – é o componente responsável em garantir que as chaves *buck* e *boost* não conduzem concomitantemente

## V. RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Por fim, é avaliado a operação do sistema fotovoltaico trifásico de 10,108 kW de geração com bancos de baterias conectados no barramento CC (entre o conversor *boost* e o inversor trifásico), onde o armazenador de energia é conectado via conversor bidirecional *buck-boost*, também conhecido por conversor híbrido bidirecional, que tem como função controlar o fluxo de potência do armazenador de energia, sendo assim, permite injeção e absorção de potência pelo SAEB. Maiores informações sobre a modelagem do SFV trifásico, podem ser obtidas através da referência [14]. A Figura 5 ilustra o sistema elétrico (fictício) adotado para o estudo de caso a ser desenvolvido.

Figura 5: Diagrama unifilar da rede elétrica fictícia.



A Tabela 2 exibe as configurações da fonte trifásica e do transformador de distribuição.

TABELA 2- PARAMETRIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR E GERADOR.

Parâmetros	Transformador	Fonte Trifásica
S (VA)	112,5 k	--
Tensão (V)	13,8 k / 220	13,8k
Ligação	Delta – estrela c/ neutro aterrado	Estrela c/ neutro aterrado
Rp (Ω)	10,157	0,008929
Rs (Ω)	86,044.10 <sup>-5</sup>	--
Lp (H)	1,0777	0,0004
Ls (H)	9,1298.10 <sup>-5</sup>	--
Rm (Ω)	2,5392.10 <sup>6</sup>	--
Lm (H)	6735,6	--

A Tabela 3 apresenta os valores das cargas lineares conectadas nas barras do sistema sob estudo, enquanto a Tabela 4 retrata as cargas não lineares.

TABELA 3- PARAMETRIZAÇÃO DAS CARGAS LINEARES.

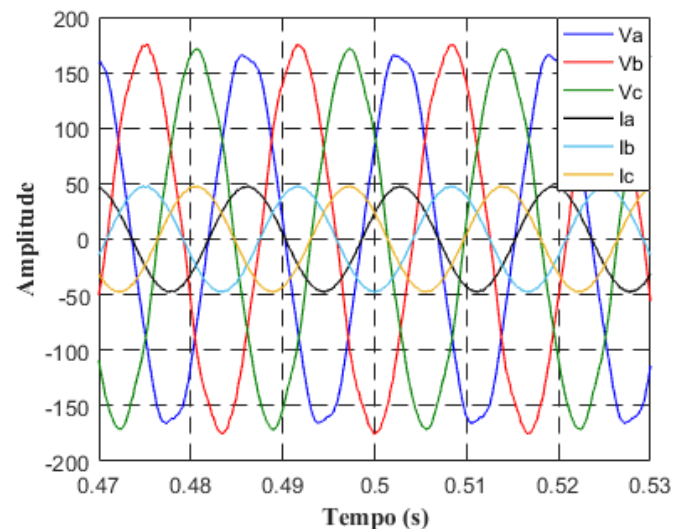
Cargas	Fase	P (W)	Q (var)
C1	A	1000	1000
	B	3000	1000
	C	10000	1000
C2	A	2000	0
	B	500	0
	C	250	0
C3	A	6000	4100
	B	4000	3000
	C	5000	2900

TABELA 4- PARAMETRIZAÇÃO DA CARGA NÃO LINEAR.

Barra	Fase	Correntes harmônicas (A)		
		Módulo e ângulo		
		3ª	5ª	7ª
B2	A	3∠0°	6∠0°	2,5∠0°
	B	3∠0°	6∠120°	2,5∠-120°
	C	3∠0°	6∠-120°	2,5∠120°

Todas as impedâncias de linhas (RL) foram configuradas para um valor de resistência de 45,855 mΩ e 0,0287 mH de indutância. Após apresentada a parametrização da rede de distribuição fictícia implementada no *simulink*, serão avaliados a distorção harmônica total de tensão (DTT), fator de potência, tensão em regime permanente e as perdas ôhmicas antes e depois da conexão da geração distribuída fotovoltaica de 10,108 kW. Vale salientar que a rede apresenta sinais de tensões distorcidas e desequilibradas conforme vislumbra a Figura 6, com intuito de comprovar a robustez do controle de corrente do inversor empregado. Em relação a distorção da rede, o mesmo apresenta um DTT de 2,53%, 2,58% e 2,49% nas fases Va, Vb e Vc, respectivamente.

Figura 6- Tensão da rede distorcida com as correntes injetadas pela SFV na barra 3.

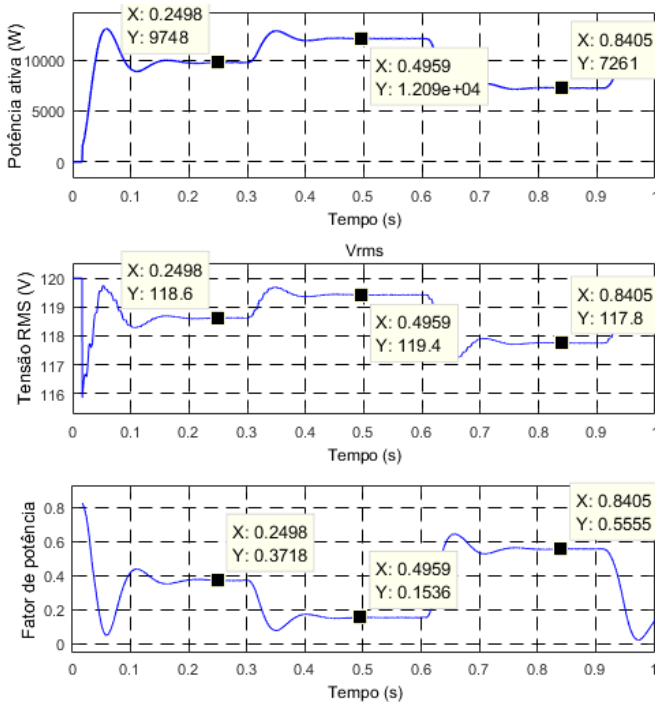


Observa-se que as correntes estão sincronizadas com as tensões da rede, comprovando assim, a eficiência da malha de sincronia (PLL), além disso, a tensão do barramento CC foi estabilizada em 600 V (tensão de referência), comprovando assim, a eficiência da malha de tensão do controle do inversor (o resultado do barramento CC pode ser verificado em [14]).

As perdas ôhmicas de distribuição da rede reduziram de 960,7W para 338,6W, além de, apresentar uma DTT de 2,45%, 2,51% e 2,42% nas fases  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ , respectivamente. Tal redução da distorção harmônica de tensão, se explica pela presença do filtro LCL do SFV, que certamente, se tornou um caminho de menor impedância para algumas ordens harmônicas.

Em relação ao conversor *buck-boost*, o mesmo atua como *buck* na absorção de energia dos painéis FVs, quando a bateria é carregada, e como um *boost* quando a bateria realiza uma descarga. Neste caso, a corrente da bateria deve ser controlada podendo assumir valores positivos e negativos, seguindo o sinal do controlador. A tensão de saída das baterias foi configurada em 240 V, correspondendo assim 10 baterias em série de 24 V com uma potência de 2,5 kW. A Figura 7 apresenta a potência injetada na rede com o banco de bateria descarregando e carregando, assim como, a tensão *rms* e o fator de potência na barra de acoplamento.

Figura 7: Potência ativa injetada na rede elétrica, tensão rms e fator de potência na barra 3, respectivamente.



Percebe-se que a potência ativa, a tensão e o fator de potência da barra 3 apresentam três estágios, o primeiro deles, refere-se apenas a potência do arranjo fotovoltaico injetado na rede, em seguida, no instante de 0,4 s, o banco de baterias começa a descarregar, entregando assim, uma potência de 12009 W, e por fim, no último estágio, o armazenador de energia é carregado, de tal modo que, a potência restante entregue para rede corresponde a 7261 W, dado que, parte da energia fornecida pelo arranjo FV é destinado para a carga da bateria. Em relação a tensão da rede, era esperada uma melhoria em magnitude no instante que as baterias fossem descarregadas, visto que, uma parcela da potência advinda da rede, começou a ser suprida pelo banco de baterias. Todavia, a redução do fator de potência, se justifica pela potência ativa que circula pela barra 3 ter diminuído no sentido gerador-carga, ao passo que a demanda de reativo continua a mesma.

## VI. CONCLUSÃO

Pode-se concluir que a estratégia de controle de carga e descarga aplicada ao sistema de armazenamento de energia fotovoltaica operou de forma satisfatória, tendo uma boa resposta de seu controle com os valores ajustados para as etapas de carga e descarga. Vale destacar também, o bom desempenho do SFV operando em conjunto com o banco de baterias, visto que, não houve nenhum conflito entre o controle do inversor com o controle do sistema de armazenamento.

Além disso, pode-se aplicar no controle de descarga procedimentos para estabilização da potência entregue a rede, onde no instante que a potência cair para um determinado valor, as baterias descarregariam a fim de manter o inversor operando na condição de rendimento máximo, mitigando assim, a intermitência dessas fontes de geração renovável. E por fim, em relação ao problema de subtensão nos horários de pico da rede, a estratégia de controle de descarga das baterias pode ser configurada para operar no instante que iniciar o período de pico.

## VII. REFERÊNCIAS

- [1] Lu Wang ; Hongming Zhang ; Dingguo Chen, " Intermittency indexes for renewable energy resources" 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, July, 2013.
- [2] K. Spees, L. Lave, "Impacts of responsive load in pjm: Load shifting and real time pricing," Energy J., vol. 29, no. 2, pp. 101-
- [3] X Jin, Y Mu, H Jia, X Yu, N Chen, X Ge, et al., "Optimal scheduling method for a combined cooling, heating and power building microgrid considering virtual storage system at demand side," Proceedings of the CSEE, vol. 37, No. 2, pp. 581–590, 2017.
- [4] J. Ren and X. Ren, "Sustainability ranking of energy storage technologies under uncertainties," J. Clean. Prod., vol. 170, pp. 1387–1398, 2018.
- [5] Y. Luo, Y. Shi, Y. Zheng, Z. Gan, and N. Cai, "Strategy for renewable energy storage in a dynamic distributed generation system," Energy Procedia, vol. 105, pp. 4458–4463, 2017.
- [6] A. Smallbone, V. Jülch, R. Wardle, and A. Paul, "Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies," Energy Convers. Manag., vol. 152, no. May, pp. 221–228, 2017.
- [7] A. S. Hassan, L. Cipcigan, and N. Jenkins, "Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives q," Appl. Energy, vol. 203, pp. 422–441, 2017.
- [8] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [9] Matthew Simeon; Anthony U. Adoghe; Samuel T. Wara; Joseph O. Oloweni. "Renewable Energy Integration Enhancement Using Energy Storage Technologies", 2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, pp. 864-868.
- [10] T. e. a. SATO, Smart Grid Standards Specifications, Requirements a Technologies, London: Wiley, 2014.
- [11] Filipe Perez, Paulo Vítor G. Souza, Homero K. R. Filho, Benedito D. Bonatto, Édison Motoki, Paulo F. Ribeiro. "Application of energy storage elements on a PV system in the smart grid context", 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), pp.751-756, 2015.
- [12] N. Mohan, T. M. Undeland e W. P. Robbins, Power Electronics, Converters, Applications and Design, second edition, New York: John Wiley & Sons, 1995.
- [13] T. Instruments, "Design Calculations for Buck-Boost Converters- Application Report SLVA535A," em Application Report SLVA535A, Agosto de 2012.
- [14] A. C. Souza, C. R. A. Junior, G. T. Silva, I. N. Santos. "Simulation and Dynamic Analysis of Three-Phase Photovoltaic System Connected on Grid Employing Matlab / Simulink Software. VII SBSE- Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niteroi-RJ, maio, 2018.