

# MODELO DINÂMICO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS PARA PROVIMENTO DE SERVIÇOS ANCILARES

Pedro F. Torres<sup>1</sup>, Gilberto Figueiredo<sup>1,2</sup>, Marcelo P. Almeida<sup>1</sup>, Alex R. A. Manito<sup>1</sup>, José C. S. Almeida Neto<sup>1</sup>, Mauricio A. R. Cassares<sup>1</sup>, Roberto Zilles<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, Brasil

<sup>2</sup>Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ, Brasil

e-mail: pftorres@usp.br, gilbertofigueiredo@id.uff.br, marcelopa@iee.usp.br, alex@iee.usp.br, jose.cesar.neto@usp.br, mauricio.cassares@iee.usp.br, zilles@usp.br

**Resumo** – A prestação de serviços ancilares (SA) vem sendo cada vez mais valorada em um contexto de inserção em larga escala de fontes não despacháveis, dada a necessidade de garantir a operação segura e confiável dos sistemas de potência. Nesse sentido, Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) dispõem de flexibilidade operacional para prover diferentes tipos de SA, podendo ser considerados como alternativa no planejamento em diversas situações a nível de transmissão e distribuição. Este artigo apresenta a aplicação de um modelo dinâmico para simulação de transitórios eletromecânicos implementado em ambiente ANATEM, considerando os requisitos de modelagem estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

**Palavras-Chave** – Modelagem Dinâmica, Serviços Ancilares, Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias, Transitórios Eletromecânicos.

## DYNAMIC MODEL OF ENERGY STORAGE SYSTEMS FOR THE PROVISION OF ANCILLARY SERVICES

**Abstract** – The provision of ancillary services (AS) has been increasingly valued in a context of large-scale insertion of non-dispatchable sources, given the need to ensure the safe and reliable operation of power systems. In this sense, battery energy storage systems (BESS) have operational flexibility to provide different types of AS and can be considered as an alternative in planning in different situations at the transmission and distribution levels. This paper presents the implementation and validation of a dynamic model for simulating electromechanical transients implemented in ANATEM environment, considering the modeling requirements established by the Brazilian National System Operator (ONS).

**Keywords** – Ancillary Services, Battery Energy Storage Systems, Dynamic Modelling, Electromechanical Transients.

## NOMENCLATURA

EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
EPRI – Electric Power Research Institute  
LVPL – Low Voltage Power Logic (Lógica de limitação de potência ativa por subtensão)  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PW – PowerWorld (ambiente de modelagem e simulação de sistemas de potência)  
REEC\_C – Renewable Energy Electrical Controller (versão C)  
REGC\_A – Renewable Energy Generator/Converter Model (versão A)  
REPC\_A – Renewable Energy Plant Controller (versão A)  
RoCoF – Rate of Change of Frequency (Taxa de Variação da Frequência)  
SA – Serviços Ancilares  
SAEB – Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
WECC – Western Electricity Coordinating Council  
Brkpt – tensão de interrupção da curva de LVPL  
dbd – coef. de banda morta para cálculo de  $Q_{ext}$   
 $d_{bd1}$ ,  $d_{bd2}$  – coef. de banda morta para cálculo de  $V_{err}$   
Ddn – coeficiente droop de descida  
 $d_{pmax}$  – Taxa máxima de variação positiva de  $P_{ref}$   
 $d_{pmin}$  – Taxa máxima de variação negativa de  $P_{ref}$   
Dup – coeficiente droop de subida  
 $e_{max}$  – limite máximo do erro para cálculo de  $Q_{ext}$   
 $e_{min}$  – limite mínimo do erro para cálculo de  $Q_{ext}$   
 $f_{dbd1}$ ,  $f_{dbd2}$  – coef. de banda morta de frequência  
 $f_{emax}$  – limite máximo do erro para cálculo de  $P_{ref}$   
 $f_{emin}$  – limite mínimo do erro para cálculo de  $P_{ref}$   
 $F_{req}$  – frequência medida no ponto de conexão do SAEB  
 $F_{req\_flag}$  – flag que determina se  $P_{ref}$  será regulado por droop  
 $F_{req\_ref}$  – frequência de referência  
 $I_{branch}$  – corrente no trecho remoto a ser controlado  
 $I_{max}$  – corrente máxima  
 $I_p$  – componente ativa da corrente  
 $I_{pcmd}$  – referência da componente ativa da corrente  
 $I_{pmax}$  – valor máximo da componente ativa da corrente  
 $I_{pmin}$  – valor mínimo da componente ativa da corrente  
 $I_q$  – componente reativa da corrente  
 $I_{qcmd}$  – referência da componente reativa da corrente  
 $I_{qh1}$  – limite superior de  $I_{qinj}$

$I_{qinj}$  – valor da injeção da componente reativa da corrente  
 $I_{qll}$  – limite inferior de  $I_{qinj}$   
 $I_{qmax}$  – valor máximo da componente reativa da corrente  
 $I_{qmin}$  – valor mínimo da componente reativa da corrente  
 $I_{qmax}$  – taxa máxima de variação de subida de  $I_{qcmd}$   
 $I_{qmin}$  – taxa máxima de variação de descida de  $I_{qcmd}$   
 $K_c$  – ganho na compensação da corrente reativa  
 $K_{hv}$  – ganho na limitação da corrente reativa por sobretensão  
 $K_i$  – ganho integral na malha de controle de  $Q_{ext}$   
 $K_{ig}$  – ganho integral na malha de controle de  $P_{ref}$   
 $K_{inercia}$  – ganho de inércia sintética  
 $K_p$  – ganho proporcional na malha de controle de  $Q_{ext}$   
 $K_{pg}$  – ganho proporcional na malha de controle de  $P_{ref}$   
 $K_{qi}$  – ganho integral na malha de controle de  $I_{qcmd}$ , em potência reativa  
 $K_{qp}$  – ganho proporcional na malha de controle de  $I_{qcmd}$ , em potência reativa  
 $K_{qv}$  – ganho na injeção de corrente reativa durante condições de sub ou sobretensão  
 $K_{vi}$  – ganho integral na malha de controle de  $I_{qcmd}$ , em tensão  
 $K_{vp}$  – ganho proporcional na malha de controle de  $I_{qcmd}$ , em tensão  
 $lvpl_1$  – corrente de interrupção da curva de LVPL  
 $Lvpl_{sw}$  – chave para habilitar LVPL  
 $lvpnt_0, lvpnt_1$  – pontos correspondentes aos ganhos 0 e 1 na curva de limitação de  $I_{qcmd}$  por subtensão, respectivamente  
 $P_{branch}$  – potência ativa no trecho remoto a ser controlado  
 $P_e$  – potência ativa no ponto de conexão da usina  
 $P_{f_{aref}}$  – fator de potência de referência  
 $P_{f_{flag}}$  – flag para seleção da potência reativa de referência  
 $P_{gen}$  – potência ativa do SAEB  
 $P_{plant\_ref}$  – potência ativa de referência no ponto de conexão da usina  
 $P_{max}$  – potência ativa máxima de injeção do SAEB  
 $P_{min}$  – potência ativa máxima de absorção do SAEB  
 $Pq_{flag}$  – flag para seleção da prioridade de regulação (potência ativa ou reativa)  
 $P_{ref}$  – potência ativa de referência no ponto de conexão do SAEB  
 $Q_{branch}$  – potência reativa no trecho remoto a ser controlado  
 $Q_{ext}$  – potência reativa de referência no ponto de conexão da usina, calculada a partir do módulo REPC\_A  
 $Q_{flag}$  – flag para seleção das malhas de controle de  $I_{qcmd}$   
 $Q_{gen}$  – potência reativa do SAEB  
 $Q_{max}$  – potência reativa capacitiva máxima do SAEB  
 $Q_{min}$  – potência reativa indutiva máxima do SAEB  
 $q_{min}$  – limite máximo da potência reativa indutiva durante transitório  
 $Q_{ref}$  – potência reativa de referência no ponto de conexão da usina, definida pelo usuário  
 $R_c$  – resistência de compensação de queda de tensão na linha  
 $Ref_{flag}$  – flag para seleção do modo de controle de potência reativa (referência de tensão ou de potência reativa)  
 $rrpwr$  – taxa de variação máxima do LVPL  
 $SoC$  – estado de carga do SAEB  
 $SoC_{ini}$  – estado de carga inicial do SAEB  
 $SoC_{max}$  – estado de carga máximo do SAEB  
 $SoC_{min}$  – estado de carga mínimo do SAEB  
 $T$  – tempo de descarga, em segundos, do SAEB  
 $T_{itr}$  – constante de tempo da medição de tensão

$T_{fl}$  – constante de tempo do controlador lead  
 $T_{fv}$  – constante de tempo do controlador lag  
 $T_g, T_{iq}, T_{lag}$  – constante de tempo das malhas de controle  
 $T_p$  – constante de tempo do filtro de medição de potência  
 $T_{pord}$  – constante de tempo do filtro de  $P_{ref}$   
 $T_{rv}$  – constante de tempo do filtro de medição de tensão  
 $V_{compFlag}$  – flag para seleção da compensação por queda de tensão  
 $V_{Flag}$  – flag para seleção das malhas de controle de  $I_{qcmd}$   
 $V_{max}$  – tensão máxima do SAEB  
 $V_{min}$  – tensão mínima do SAEB  
 $V_{imax}$  – tensão de referência para limitação de  $I_q$  por sobretensão  
 $V_{ref}$  – tensão de referência do SAEB  
 $V_{ref0}$  – tensão de referência para cálculo do erro  
 $V_{ref1}$  – ajuste definido pelo usuário na malha interna de controle de tensão  
 $V_i$  – tensão medida do SAEB  
 $V_{i\_flt}$  – tensão do SAEB após filtro  
 $X_c$  – reatância de compensação de queda de tensão na linha  
 $Zerox$  – tensão correspondente ao ganho 0 da curva do LVPL

## I. INTRODUÇÃO

A crescente integração de sistemas de geração a partir de fontes intermitentes na oferta de energia elétrica nacional em nível de transmissão e distribuição é realidade e tende a se tornar cada vez mais presente, dados os benefícios técnicos e econômicos característicos deste tipo de aplicação. Grande parte dos sistemas são caracterizados pelo acoplamento à rede por meio de dispositivos conversores estáticos de potência, como é o caso dos inversores fotovoltaicos e conversores c.a.-c.c.-c.a. de determinados tipos de aerogeradores. Geradores com este tipo de acoplamento diferem dos tradicionais geradores síncronos no sentido de que não há qualquer tipo de inércia rotativa, que é característica das máquinas girantes presentes em geradores hidráulicos e térmicos. A inércia rotativa é responsável pela primeira resposta do sistema às oscilações de carga e geração, características de qualquer rede elétrica, e auxilia naturalmente na regulação de frequência, contribuindo para a operação estável do sistema.

Nesse sentido, há uma crescente preocupação de que a inserção em larga escala de geradores acoplados via conversores de potência, chamados genericamente de geradores não-síncronos, possa reduzir de maneira considerável a inércia do sistema. Isto pode levar a eventuais condições de instabilidade da rede quando submetida a transitórios de grande porte, e ocasionar a perda de grandes blocos de carga ou geração, além da desconexão de linhas de transmissão.

A flexibilidade das aplicações de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) permite que se explore outras funcionalidades além da operação em regime permanente. Adicionalmente, tem-se buscado a utilização desta tecnologia na prestação de Serviços Ancilares (SA), em especial como forma de mitigar os impactos dinâmicos em transitórios eletromecânicos. Apesar dos SAEB também serem caracterizados como fontes não-síncronas, dado que o acoplamento à rede é realizado via conversores estáticos de potência, a característica despachável deste tipo

de tecnologia possibilita o desenvolvimento de estratégias de controle capazes de emular a resposta inercial de geradores síncronos. Geradores que adotam essas estratégias de controle são comumente definidos na literatura como fontes de inércia emulada [1].

De maneira geral, a inserção de inércia emulada tem como objetivos atenuar o desvio de frequência na primeira oscilação após um evento e reduzir a taxa de variação da frequência (*Rate of Change of Frequency – RoCoF*). Dada a característica de fluxo bidirecional de potência nos SAEB, as ações de controle podem ser realizadas tanto para eventos de aumento quanto para redução de frequência. Além disso, a flexibilidade proporcionada por este tipo de tecnologia permite que sejam incorporados modos de operação visando a diferentes objetivos, tais como: controle desacoplado de potências ativa e reativa, regulação de potência ativa e reativa com base em curvas de declividade de tensão e frequência (curvas de *droop*) ou operação com fator de potência fixo.

Atualmente, as tecnologias de SAEB de íons de lítio (*Lithium*) são as mais empregadas em aplicações de serviços de rede, devido à maturidade na produção em escala. Dentre as vantagens de sua utilização podem-se listar a elevada densidade, tanto energética quanto de potência, maior vida útil, e elevada eficiência de carga e descarga. O tempo de resposta inferior a 1/4 de ciclo na frequência da rede elétrica faz com que essa tecnologia seja viável para aplicações dinâmicas no sistema de transmissão, como regulação de frequência e tensão [2,3].

No cenário nacional, a grande inserção da geração eólica, especialmente no subsistema nordeste, já suscitou o desenvolvimento de estudos por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), associados aos impactos dinâmicos referentes à integração em larga escala das fontes eólica e fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional (SIN). No artigo apresentado em [4], descrevem-se os resultados do trabalho que vem sendo desenvolvido pelo ONS para estabelecer critérios mínimos para a operação do SIN em relação ao número mínimo de fontes geradoras síncronas, tendo em vista a minimização das excursões de frequência.

Ainda nesse sentido, em um estudo desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) faz-se uma avaliação do desempenho dinâmico do SIN frente à crescente inserção de geração eólica. A avaliação foi realizada com base em simulações de cenários considerados críticos para a operação, considerando previsões de geração para os anos de 2023 e 2027 [5]. Os autores concluíram que o sistema planejado para os horizontes avaliados apresenta desempenho satisfatório, mesmo em cenários de elevada penetração de fontes renováveis de baixa inércia.

Apesar deste resultado satisfatório no curto prazo, a tendência de crescimento acelerado na participação de fontes não-síncronas implica na necessidade de avaliar alternativas tecnológicas capazes de prestar SA e a um custo competitivo. Tal avaliação deve ser subsidiada por estudos dinâmicos que atestem a capacidade da tecnologia de prestar SA em diferentes condições operacionais.

Neste artigo, apresenta-se a aplicação, no ambiente de modelagem ANATEM, do modelo padrão de SAEB desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)* em parceria com o *Western Electricity Coordinating Council*

(WECC). Com base no modelo implementado e validado, são apresentados testes em situações de interesse do setor elétrico brasileiro, a saber: (I) simulações em diferentes cenários e modos de operação, para avaliar o comportamento dinâmico de SAEB e, (II) simulações considerando a utilização de SAEB em conjunto com usinas de geração fotovoltaica, de modo a compensar eventos transitórios vinculados a variação do recurso solar. Destaca-se que o ANATEM é o programa de referência para simulações de transitórios eletromecânicos utilizado no setor elétrico brasileiro, e o mesmo ainda não possui modelos de SAEB nativos. Destaca-se que diferentes ambientes de simulação como ANATEM, PowerWorld, DigSilent, entre outros, possuem especificidades na forma com resolvem equações diferenciais a na implementação de blocos básicos de simulação, tornando a implementação e validação de modelos não trivial devido à ajustes em parâmetros de configuração em cada plataforma. Como contribuição adicional, o arquivo com o modelo implementado em ambiente ANATEM é disponibilizado no repositório GitHub, e pode ser acessado no seguinte endereço: <[https://github.com/LSF-IEE/SAEB\\_ANATEM](https://github.com/LSF-IEE/SAEB_ANATEM)>.

As próximas seções do artigo estão divididas da seguinte forma: na seção 2 apresenta-se a fundamentação teórica da aplicação de SAEB em transitórios eletromecânicos, com foco na aplicação de fonte de inércia emulada; na seção 3 é apresentado o modelo dinâmico de SAEB implementado em ambiente ANATEM; os resultados de simulação considerando a rede padrão de teste do ONS para modelos dinâmicos são apresentados na seção 4, bem como as simulações da integração de SAEB à usinas de geração fotovoltaica. Na seção 5 apresentam-se as conclusões do trabalho.

## II. SAEB COMO FONTE DE INÉRCIA SINTÉTICA

O controle do SAEB, para atuar como fonte de inércia sintética na rede, está associado à absorção ou injeção de potência ativa com base na taxa de variação de frequência (RoCoF). A malha de controle apresentada na Figura 1 exemplifica esta operação [6,7]. A resposta de potência obedece à Equação 1 [6].

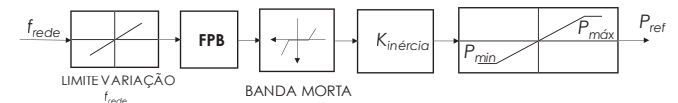


Fig. 1. Malha de controle para regulação do RoCoF.

$$P_{ref} = K_{inercia} df/dt. \quad (1)$$

O filtro passa-baixas elimina ruídos de alta frequência e a banda-morta é implementada para que o controle não atue para faixas de RoCoF insignificantes. O ganho  $K_{inercia}$  quantifica o ganho de potência em função do RoCoF. Esta malha tem como saída o valor do desvio de potência ativa em relação ao valor de referência que deve ser injetado ou absorvido da rede pelo SAEB. A partir da malha de atuação do SAEB como fonte de inércia sintética, três características de controle merecem atenção especial:

- A capacidade de medição do RoCoF é essencial para uma boa atuação da malha de controle. Neste sentido,

características como a precisão da medição e a janela de cálculo do RoCoF devem ser avaliadas com cautela;

- A máxima taxa de variação de potência do conversor de potência e da tecnologia primária (nesse caso, a tecnologia da bateria) deve ser compatível com o valor do ganho  $K_{inércia}$ ;
- O tempo para início da atuação da resposta da malha de controle, considerando atrasos de medição e comunicação, é essencial para garantir a resposta do SAEB em tempo hábil.

### III. MODELO DINÂMICO DO SAEB

O EPRI, em parceria com o WECC, desenvolveu um conjunto de modelos para simulação dinâmica do acoplamento à rede de fontes renováveis, especificamente usinas eólicas e fotovoltaicas, e de sistemas de armazenamento de energia, incluindo o SAEB [8-10]. O conjunto de modelos foi desenvolvido buscando manter a generalidade e a modularidade de modo a permitir a modelagem de equipamentos de variados fabricantes e com relativa flexibilidade para eventuais modificações em casos específicos. O desenvolvimento dos modelos se deu em parceria com diversos fabricantes e desenvolvedores de programas para simulação de sistemas de potência, e já estão implementados em plataformas comerciais de simulação, como o PSS-E (*Siemens*) e o *PowerWorld Simulator* [11].

#### A. Modelo do EPRI/WECC (2016)

O modelo de SAEB do EPRI é formado fundamentalmente por dois módulos:

- **REGC\_A** (*Renewable Energy Generator/Converter Model*, versão A), que corresponde à modelagem do conversor de acoplamento do sistema à rede. Este módulo tem como entradas os comandos de referência de correntes ativa e reativa e como saída os valores de corrente que serão injetados (ou absorvidos) da rede, atualizados a cada passo de simulação. ;
- **REEC\_C** (*Renewable Energy Electrical Controller*, versão C), que corresponde ao modelo de controle da fonte renovável. Este módulo tem como entrada valores de referência de potência ativa e reativa e a tensão no PAC, fornecendo para o módulo REGC\_A os valores de referência de corrente.

Adicionalmente, pode-se ainda incorporar um terceiro módulo, **REPC\_A** (*Renewable Energy Plant Controller*, versão A), que corresponde ao controle da usina de geração. Este terceiro nível de controle é responsável por determinar os valores de referência de potência ativa e reativa, com base em condições operacionais em nível de usina, considerando

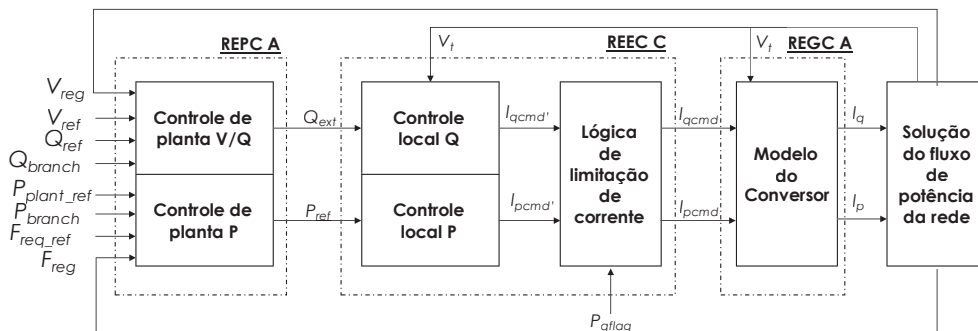
cenários com múltiplas unidades geradoras e a integração com as fontes eólica e fotovoltaica. A Figura 2 apresenta uma visão geral da integração entre os módulos que formam o modelo de SAEB. Caso o SAEB esteja integrado a uma usina híbrida com o acoplamento entre fontes dado em c.c., um único conjunto de módulos REPC\_A, REEC\_C e REGC\_A deve ser utilizado para modelar a usina como um todo. Por outro lado, caso o acoplamento entre as fontes ocorra no barramento c.a., cada fonte deve ser modelada individualmente com um conjunto de módulos REEC\_C e REGC\_A, estando todos associados a um único controlador central REPC\_A, conforme indicado na Figura 2.b.

$V_i$  corresponde à tensão no ponto de conexão do SAEB à rede;  $I_q$  e  $I_p$  são as componentes de corrente reativa e ativa, respectivamente, injetadas ou absorvidas pelo SAEB;  $I_{qcmd}$ ,  $I_{qcmd'}$ ,  $I_{pcmd}$  e  $I_{pcmd'}$  correspondem às componentes de correntes reativa e ativa de referência, calculadas a partir da lógica de controle local de potência reativa e ativa, no módulo REEC\_C;  $P_{qFlag}$  é a variável binária que determina a priorização no controle de potência ativa ou reativa;  $Q_{ext}$  e  $P_{ref}$  são os valores de referência de potência reativa e ativa calculados a partir do controle a nível de usina (REPC\_A);  $V_{reg}$  e  $F_{reg}$  são a tensão e a frequência medidas no ponto de acoplamento da usina à rede, respectivamente;  $V_{ref}$ ,  $F_{req\_ref}$ ,  $Q_{ref}$  e  $P_{ref}$  são os valores de referência de tensão, frequência, potência reativa e potência ativa no ponto de acoplamento da usina à rede, respectivamente; e  $Q_{branch}$  e  $P_{branch}$  são os valores medidos de potência reativa e ativa em um ponto de medição externo à usina, no caso de controle remoto.

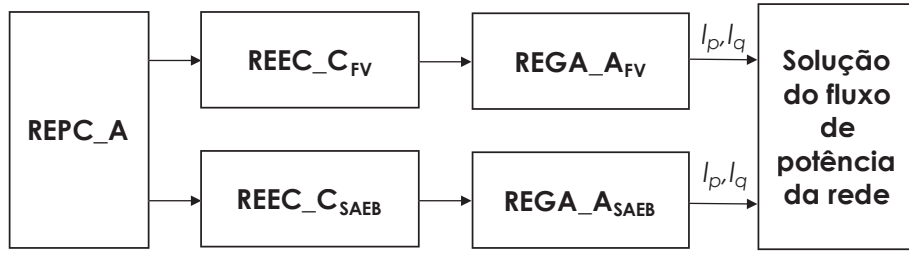
É importante destacar que neste modelo não se consideram fenômenos relacionados ao lado c.c. do SAEB, que certamente são pertinentes e impactam a sua operação. Contudo, parte-se da premissa de que o lado c.c. do SAEB é controlado por um sistema de gerenciamento de baterias dedicado (BMS – *Battery Management System*), responsável por manter o barramento c.c. em condições adequadas para interface com o conversor c.c.-c.a., que por sua vez é responsável pelo provimento de serviços ancilares, foco deste trabalho. Dessa forma, fenômenos específicos do lado c.c. do SAEB estão fora do escopo do modelo implementado.

#### 1) Módulo REGC\_A

Responsável por representar a interface do SAEB com a rede elétrica, ou seja, corresponde ao modelo do conversor bidirecional c.c.-c.a. de acoplamento. Ressalta-se que as dinâmicas de chaveamento em alta frequência, característica dos conversores estáticos empregados, não são incorporadas no modelo.



(a) Diagrama detalhado dos sinais e módulos, considerando uma única fonte ou uma usina híbrida com acoplamento c.c.



(b) Modelagem considerando usina híbrida (e.g. fotovoltaica e SAEB) com acoplamento em c.a.  
 Fig. 2. Diagrama de blocos representativo dos módulos do modelo de SAEB. Fonte: Adaptado a partir de [9].

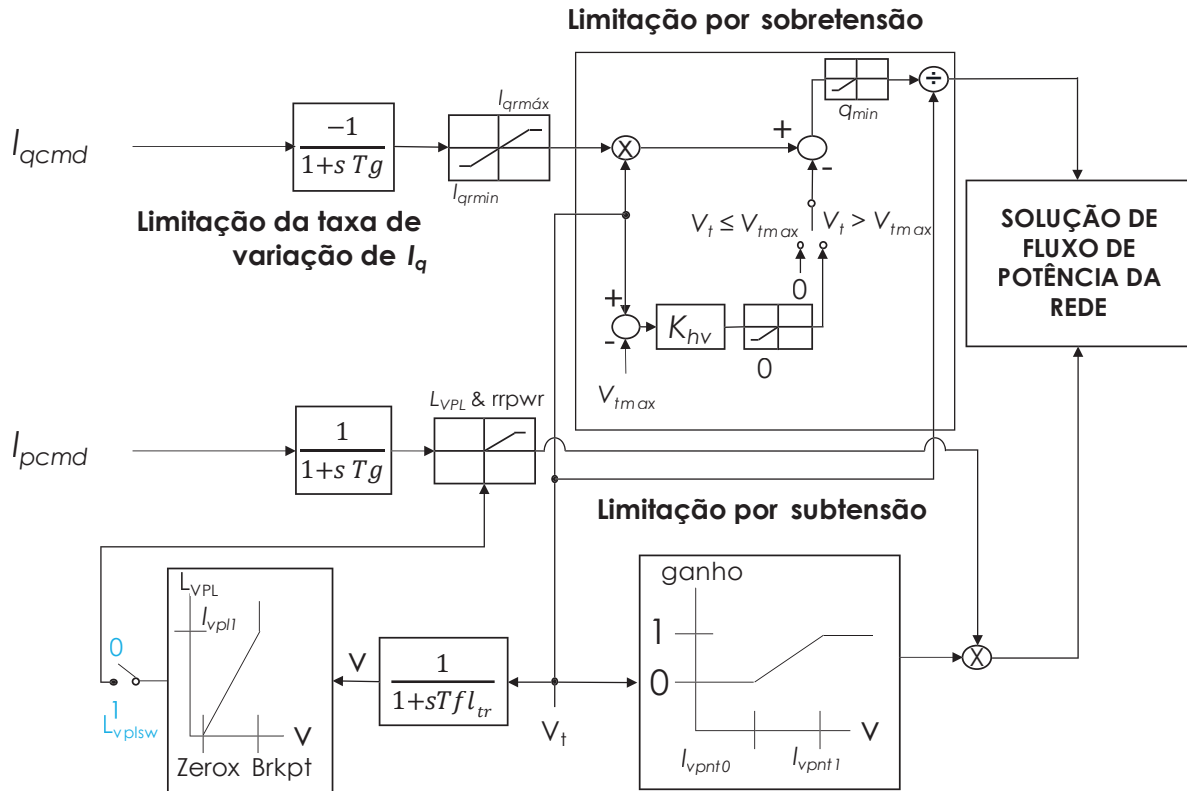


Fig. 3. Diagrama de blocos representativo do módulo REGC\_A. Fonte: Adaptado a partir de [9].

A Figura 3 apresenta o diagrama de blocos do módulo REGC\_A. Os sinais de entrada,  $I_{qcmd}$  e  $I_{pcmd}$ , correspondem aos valores de referência das componentes ativa e reativa de corrente e são provenientes do módulo REEC\_C. O sinal  $V_t$  corresponde ao valor do módulo da tensão no PAC e é obtido a partir do resultado do fluxo de potência da rede.

Os blocos dinâmicos de entrada de comandos de corrente são reguladores de corrente de alta largura de banda, com constante de tempo dada pelo parâmetro  $T_g$ . O valor de corrente reativa ainda passa por um estágio de gerenciamento que considera a redução da componente reativa injetada para elevadas tensões no PAC (limitação por sobretensão).  $I_{qmax}$  e  $I_{qmin}$  são a taxa máxima de variação de subida e descida de  $I_{qcmd}$ , respectivamente;  $rrpwr$  é a taxa máxima de variação de subida de  $I_{pcmd}$ ;  $T_{fltr}$  é a constante de tempo do filtro de medição de  $V_t$ ;  $K_{hv}$  é o ganho na limitação da corrente reativa por sobretensão;  $V_{imax}$  é tensão de referência para limitação de  $I_q$  por sobretensão e  $q_{min}$  é o limite máximo da potência reativa indutiva durante transitório. O bloco de limitação por

sobretensão, indicado na Figura 3, mostra que, caso  $V_t$  seja maior que a tensão limite  $V_{imax}$ , há uma redução de  $I_q$  em função de  $V_t$ ,  $V_{imax}$  e  $K_{hv}$ , de modo a limitar o aumento de tensão no ponto de conexão do SAEB.

Lógica similar é implementada para a componente ativa de corrente: redução na injeção de corrente ativa para baixos valores de tensão no PAC. No bloco de limitação por subtensão, indicado na Figura 3, tem-se, caso  $V_t$  seja inferior a  $lvnt_1$ , uma redução linear de  $I_p$ , até o ponto  $lvnt_0$ , de modo que para  $V_t < lvnt_0$ ,  $I_p = 0$ . Adicionalmente,  $I_p$  é limitada a partir de uma curva característica de LVPL, caso a variável binária  $L_{vplsw} = 1$ . Caso a tensão filtrada no ponto de conexão do SAEB seja inferior a  $Brkpt$ , há uma redução linear de  $I_p$  desde  $lvpl_1$  até 0, para uma tensão  $Zerox$ .

## 2) Módulo REEC\_C

Módulo responsável pela dinâmica de controle do SAEB, conforme o modo de operação desejado. O módulo REEC\_C tem como entrada os valores de referência de potência ativa e

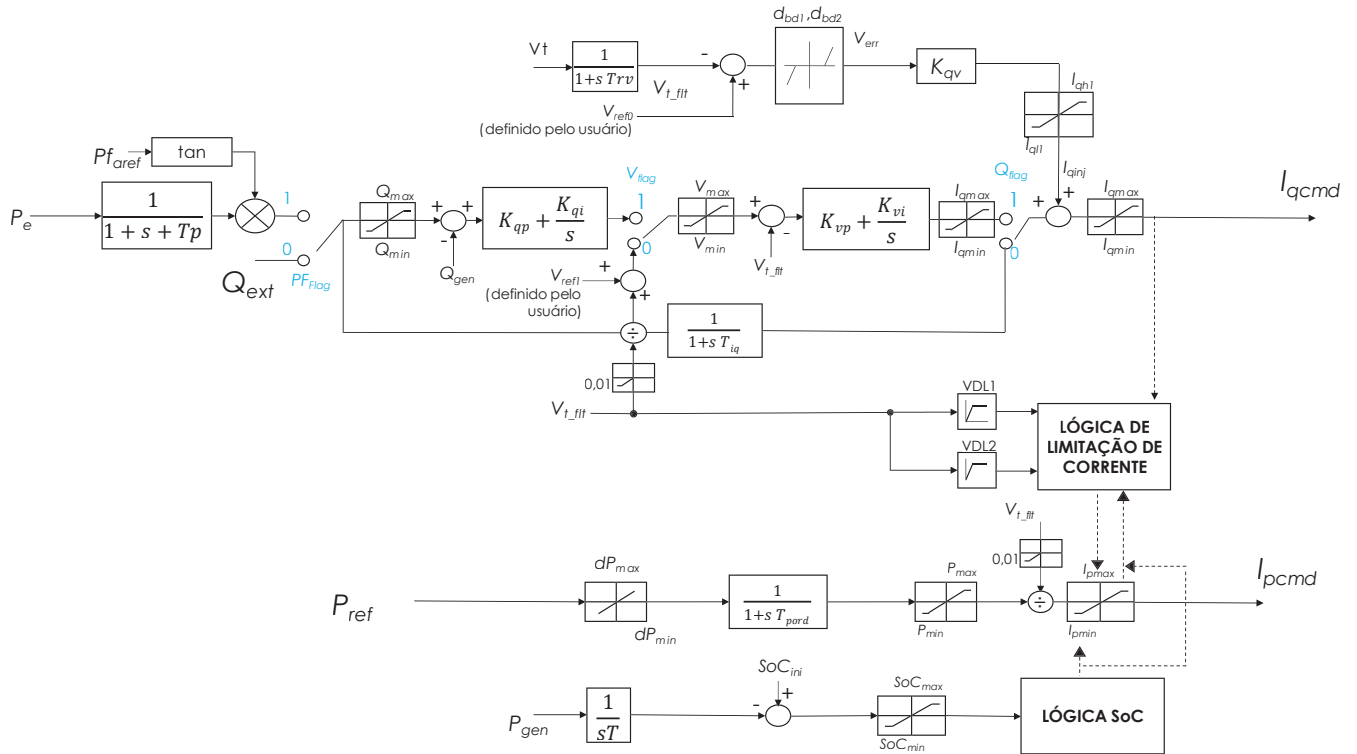


Fig. 4. Diagrama de blocos representativo do módulo REEC\_C. Fonte: Adaptado a partir de [9].

reativa a serem injetados ou absorvidos da rede. Estes valores podem ser fixados pelo operador ou determinados pelo controle hierárquico superior (REPC\_A), com base no modo de operação desejado. A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos do REEC\_C, constituído por três estágios de regulação: potência ativa, potência reativa, e lógica de limitação de corrente.

A regulação de potência ativa se dá pelo controle da componente ativa de corrente a ser injetada ou demandada da rede. A variável de saída correspondente ao comando de corrente ativa ( $I_{pcmd}$ ) é obtida a partir do valor de referência de potência ativa ( $P_{ref}$ , após passar por filtro passa baixas com constante de tempo  $T_{pord}$ ) e da tensão  $V_{t\_flt}$ , medida no ponto de conexão do SAEB, após passar por filtro passa baixas com constante de tempo  $T_{rv}$ . O valor de  $I_{pcmd}$  deve estar dentro de uma faixa absoluta admissível de corrente ( $I_{pmax}$  e  $I_{pmin}$ ) e que corresponda a valores de potência compreendidos entre  $P_{max}$  e  $P_{min}$ , respeitando também limitações de taxa de variação na potência de referência ( $dP_{max}$  e  $dP_{min}$ ). Adicionalmente,  $I_{pcmd}$  também pode ser limitado pelo estado de carga do SAEB, de modo que  $I_{pmax}$  é limitado em função do estado de carga máximo ( $SoC_{max}$ ) e  $I_{pmin}$  é limitado em função do estado de carga mínimo ( $SoC_{min}$ ), sendo atualizado a cada iteração nos blocos Lógica SoC e Lógica de limitação de corrente.

Caso o estado de carga atinja o limite máximo, a componente ativa da corrente deve ser limitada a valores positivos ( $I_{pmin} = 0$ ), garantindo que não ocorra carga excessiva do banco. Por outro lado, caso o estado de carga atinja o limite mínimo, a componente ativa da corrente deve ser limitada a valores negativos ( $I_{pmax} = 0$ ), garantindo que não ocorra descarga excessiva do banco. Neste sentido, dado o curto intervalo de tempo de atuação do SAEB quando associado à regulação em transitórios, a avaliação do estado de carga será irrelevante em grande parte dos casos. Contudo, em situações

com SAEB com elevada taxa de descarga em eventos de média duração (na escala de minutos), este fator pode se tornar relevante. Como os ensaios apresentados neste trabalho ocorrem em curtos intervalos de tempo, a lógica de limitação por estado de carga não foi considerada.

A regulação de potência reativa se dá pelo controle da componente reativa da corrente injetada ou demandada da rede. Um conjunto de *flags* deve ser ajustado para obter a malha de controle desejada. A Tabela I indica como as *flags* devem ser atribuídas para cada modo de operação no controle de potência reativa. A variável de saída correspondente ao comando de corrente reativa ( $I_{qcmd}$ ) é obtida a partir dos valores  $V_{t\_flt}$ , e de potência reativa de referência,  $Q_{ext}$  (para  $Pf_{Flag} = 0$ , nos modos de operação tipo potência reativa constante, tensão constante e potência reativa em função da tensão) ou do valor do fator de potência de referência,  $Pf_{aref}$  (para  $Pf_{Flag} = 1$ , no modo de operação de fator de potência constante). O valor de  $I_{qcmd}$  deve estar dentro de uma faixa absoluta admissível dada por  $I_{qmax}$  e  $I_{qmin}$ .

TABELA I

**Modos de operação para controle de potência reativa**

Modo de Operação	Módulo	$Pf_{Flag}$	$V_{Flag}$	$Q_{Flag}$	$Ref_{Flag}$
Controle local de FP	REEC_C	1	N/A	0	N/A
Controle local de Q	REEC_C	0	N/A	0	N/A
Controle local de V	REEC_C	0	0	1	N/A
Controle <i>droop</i> V/Q	REEC_C	0	1	1	N/A

$K_{qp}$  e  $K_{qi}$  são os ganhos proporcional e integral do primeiro estágio de controle do modo de operação *droop* V/Q, tendo sua saída um valor de tensão limitado entre  $V_{max}$  e  $V_{min}$ ;  $Q_{gen}$  é a potência reativa medida no ponto de conexão do SAEB;  $K_{vp}$

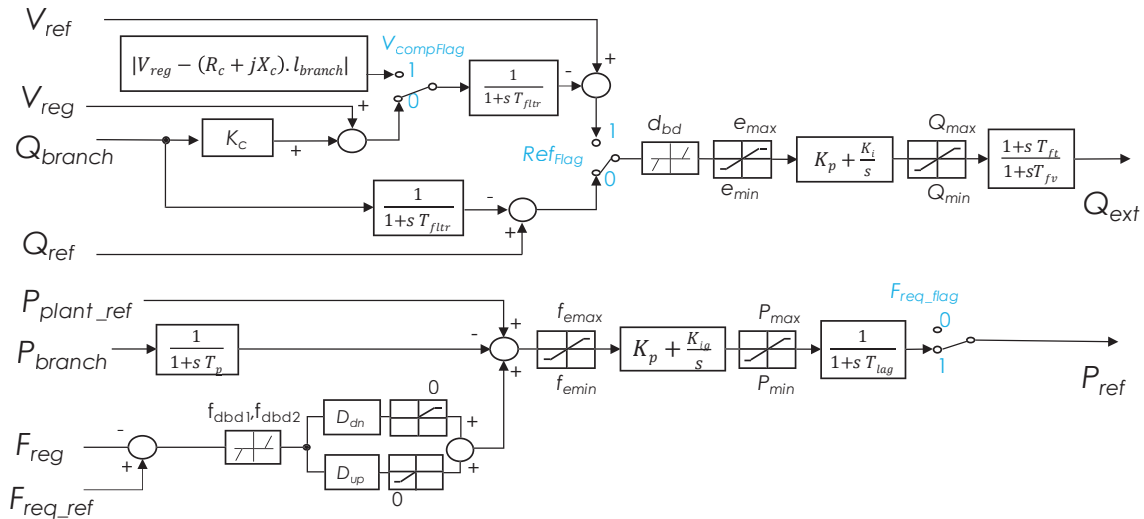


Fig. 5. Diagrama de blocos representativo do módulo REPC\_A. Fonte: Adaptado a partir de [9].

e  $K_{vi}$  são os ganhos proporcional e integral do segundo estágio de controle do modo de operação *droop* V/Q, ou do estágio único de controle do modo de operação controle local de tensão.  $V_{ref0}$  é um valor de tensão de referência, definido pelo usuário, que é utilizado para determinar o valor da injeção da componente reativa da corrente,  $I_{qinj}$ , que deve ter como valores máximo  $I_{qhl}$  e mínimo  $I_{qll}$ .  $I_{qinj}$  é calculada considerando uma banda morta dada pelos limites  $d_{bd1}$  e  $d_{bd2}$ , em relação a diferença entre  $V_{l\_flt}$  e  $V_{ref0}$ , seguido de ganho  $K_{qv}$ .  $V_{ref1}$  é um ajuste definido pelo usuário na malha interna de controle de tensão.

Caso  $P_{flag} = 1$ , o valor de referência de potência reativa é dado em função do *set-point* de fator de potência,  $P_{f_{ref}}$ , e da potência ativa medida no ponto de conexão do SAEB,  $P_e$ .

A lógica de limitação de corrente depende do tipo de controle prioritário a ser realizado pelo SAEB. Para prioridade de regulação de potência reativa, tem-se  $P_{qflag} = 0$ ; para priorizar a regulação de potência ativa,  $P_{qflag} = 1$ . A Equação 2 e a Equação 3 correspondem ao cálculo da lógica de limitação de corrente.  $I_{max}$  corresponde ao módulo da corrente máxima admissível do SAEB.

$$I_{p\max} = \begin{cases} \sqrt{I_{\max}^2 - I_{qcmd}^2}, & P_{qflag} = 0 \\ I_{\max}, & P_{qflag} = 1 \end{cases}, I_{p\min} = -I_{p\max} \quad (2)$$

$$I_{q\max} = \begin{cases} \sqrt{I_{\max}^2 - I_{pcmd}^2}, & P_{qflag} = 1 \\ I_{\max}, & P_{qflag} = 0 \end{cases}, I_{q\min} = -I_{q\max} \quad (3)$$

### 3) Módulo REPC\_A

O módulo REPC\_A compreende a dinâmica do modelo em nível de usina de geração. Com este módulo é possível simular o controle de tensão e potência reativa em um barramento remoto, além de controle para regulação primária de frequência. A Figura 5 apresenta o diagrama de blocos do módulo, que é constituído por uma malha para obtenção do valor de potência reativa de referência e outra malha para obtenção do valor de potência ativa de referência.

$T_p$  é a constante de tempo do filtro de medição de  $P_{branch}$ ;  $f_{dbd1}$  e  $f_{dbd2}$  são os valores mínimos e máximo da banda morta

para *droop* de frequência;  $D_{dn}$  e  $D_{up}$  são os coeficientes *droop* de descida e subida, respectivamente;  $f_{emax}$  e  $f_{emin}$  são os limites máximo e mínimo do erro de frequência para cálculo de  $P_{ref}$ , respectivamente;  $K_{pg}$  e  $K_{ig}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador proporcional-integral de  $P_{ref}$ , com saída limitada entre  $P_{max}$  e  $P_{min}$ ;  $T_{lag}$  é o ganho do controlador lag de  $P_{ref}$ ; e  $F_{req\_flag}$  é a variável binária que determina se  $P_{ref}$  será regulado por *droop*.

$T_{fltr}$  é a constante de tempo associada a medição de potência reativa;  $R_c$  e  $X_c$  são a resistência e reatância de compensação de queda de tensão na linha, respectivamente;  $I_{branch}$  é a corrente da linha;  $K_c$  é o ganho na compensação da corrente reativa;  $dbd$  representa a faixa de banda morta para atuação do controle de potência reativa;  $e_{max}$  e  $e_{min}$  representam os limites máximo e mínimo do erro para cálculo de  $Q_{ext}$ , respectivamente;  $K_p$  e  $K_i$  são o ganho proporcional e integral na malha de controle de  $Q_{ext}$ , respectivamente;  $T_{fl}$  e  $T_{fv}$  são as constantes de tempo dos controladores *lead* e *lag*, respectivamente; e  $V_{compFlag}$  é uma variável binária que indica se a malha de controle irá considerar a queda de tensão na linha.

Os valores de referência ( $Q_{ext}$  e  $P_{ref}$ ) são utilizados como entrada no módulo REEC\_C. A Tabela II apresenta os modos de operação possíveis para controle de potência ativa, com base nos seguintes parâmetros:  $F_{req\_Flag}$ ,  $D_{dn}$  e  $D_{up}$ . A Tabela III é complementar à Tabela I, indicando os modos de operação possíveis com a atuação do módulo REPC\_A para controle de potência reativa com base no parâmetro  $Ref_{flag}$  em conjunto com as *flags* do módulo REEC\_C.

**TABELA II**  
Modos de operação para controle de potência ativa com atuação do módulo REPC\_A

Modo de Operação	Módulo	$F_{req\_Flag}$	$D_{dn}$	$D_{up}$
Sem resposta de freq.	REEC_C	0	N/A	N/A
Resposta de regulação de descida	REEC_C, REPC_A	1	>0	0
Resposta de regulação de descida e subida	REEC_C, REPC_A	1	>0	>0

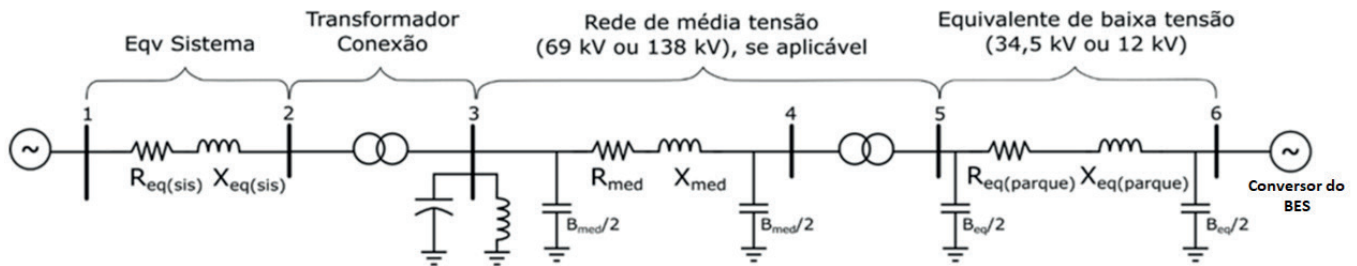


Fig. 7. Rede equivalente interna da instalação. Fonte: Adaptado de [13].

**TABELA III**  
**Modos de operação para controle de potência reativa com atuação do módulo REPC A**

Modo de Operação	Módulo	$Pf_{Flag}$	$V_{Flag}$	$Q_{Flag}$	$Ref_{Flag}$
Controle local de FP	REEC_C	1	N/A	0	N/A
Controle local de Q	REEC_C	0	N/A	0	N/A
Controle local de V	REEC_C	0	0	1	N/A
Controle <i>droop</i> V/Q	REEC_C	0	1	1	N/A
Controle Q em nível de usina	REEC_C, REPC_A	0	N/A	0	0
Controle de V em nível de usina	REEC_C, REPC_A	0	N/A	0	1
Controle de Q em nível de usina + controle local <i>droop</i> V/Q	REEC_C, REPC_A	0	1	1	0

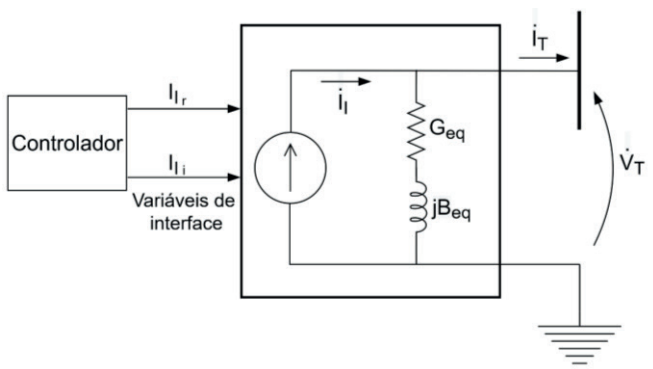


Fig. 6. Bloco do ANATEM de fonte de corrente *shunt* controlada. Fonte: [12].

### B. Implementação em Ambiente ANATEM

O conjunto de programas de simulação desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) é amplamente utilizado em estudos associados a sistemas de transmissão e distribuição no Brasil. A confiabilidade dos resultados de simulação e a elevada flexibilidade na incorporação de modelos de novos equipamentos e dinâmicas de controle faz com que a adoção dos programas do CEPEL seja interessante do ponto de vista de estudos relacionados à modelagem de tecnologias recentes, como é o caso dos SAEB.

Para realizar as simulações foram utilizadas as plataformas ANAREDE e ANATEM, que correspondem aos programas para análise de fluxo de carga e análise de transientes eletromecânicos, respectivamente.

O ANATEM já fornece um conjunto de modelos para representação de máquinas síncronas convencionais (modelos de polos lisos e polos salientes), além de modelos para representação de aerogeradores: gerador de indução diretamente conectado à rede, gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), ou gerador síncrono de velocidade variável (*full-converter*). Neste programa ainda não existem

modelos pré-definidos para modelar a geração fotovoltaica, bem como SAEB. Na base de dados fornecida pela EPE, utiliza-se o bloco genérico de fonte *shunt* controlada para modelar usinas de geração FV, que pode ser do tipo fonte de tensão (modelada como um equivalente Thévenin), ou fonte de corrente (modelada como um equivalente Norton).

Nesse sentido, dada a similaridade da interface de acoplamento à rede que existe entre a geração fotovoltaica e o SAEB, optou-se por modelar este tipo de instalação como uma fonte de corrente *shunt* controlada, conforme indicado na Figura 6. Para inserir a dinâmica de controle representada pelo modelo do EPRI (referente aos blocos REGC\_A, REEC\_C e REPC\_A), deve-se utilizar o recurso de Controlador Definido pelo Usuário (CDU), que permite a inserção de malhas de controle genéricas independentemente dos modelos pré-definidos embarcados no programa. Nesse caso, o CDU deve fornecer como sinais de entrada para o bloco de fonte de corrente *shunt* os valores das componentes real ( $I_r$ ) e imaginária ( $I_i$ ) de corrente, em p.u. As variáveis  $I_r$  e  $I_i$  equivalem aos sinais  $I_p$  e  $I_q$  resultantes do módulo REGC\_A, respectivamente. Para este estudo, assume-se uma fonte de corrente ideal e, portanto, a admitância equivalente é nula ( $G_{eq} = B_{eq} = 0$ ). O arquivo tipo CDU referente ao modelo de SAEB implementado no ANATEM está disponibilizado em no repositório GitHub, e pode ser acessado no seguinte endereço: <[https://github.com/LSF-IEE/SAEB\\_ANATEM](https://github.com/LSF-IEE/SAEB_ANATEM)>. Este arquivo pode ser utilizado como bloco controlador de fonte de corrente *shunt* controlada, conforme descrito a seguir.

## IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A metodologia para avaliar o desempenho do modelo implementado em ambiente de simulação utilizando o programa ANATEM foi baseada nos documentos ONS DPL-REL-0344/2019 [13] e ONS DPL REL 0111-2020 [14], que fornecem diretrizes para representação de usinas eólicas e fotovoltaicas para estudos de fluxo de potência e de transientes eletromecânicos. Dada a similaridade da modelagem da geração fotovoltaica e do SAEB em termos de estudos de transientes eletromecânicos, foi possível seguir a metodologia proposta pelo ONS com poucas modificações.

### A. Representação do Equivalente de Rede Interna (ONS)

As instalações de SAEB para aplicações de transmissão têm característica modular, de modo que módulos de armazenamento são associados em paralelo para atender as especificações de potência e energia. Essa associação ocorre em baixa tensão e a impedância equivalente deve ser representada para realização de estudos de fluxo de potência e de transientes eletromecânicos. A Figura 7 ilustra a



representação equivalente da rede interna da instalação geradora, nesse caso, de armazenamento, conforme as diretrizes do ONS. A representação de uma rede interna de média tensão é opcional e só deve ser modelada caso exista na instalação.

A resistência e a reatância equivalente da usina,  $R_{eq(parque)}$  e  $X_{eq(parque)}$ , respectivamente, devem ser calculadas com base nas características da instalação, seguindo o procedimento descrito em [15]. A impedância equivalente do ponto de conexão da usina à rede de transmissão ( $Z_{eq(sis)} = R_{eq(sis)} + jX_{eq(sis)}$ ), deve ser calculada conforme estudo de curto-circuito no ponto de conexão. Na ausência deste tipo de estudo, deve-se utilizar para teste do modelo as seguintes impedâncias, correspondentes a redes fracas ou fortes:  $Z_{eq(sis)} = 1 + j10 \Omega$  para rede fraca; ou  $Z_{eq(sis)} = 0,125 + j1,25 \Omega$  para rede forte. O transformador de conexão, localizado entre as barras 2 e 3 da Figura 7, deve ser representado explicitamente no estudo de fluxo de carga. Para teste do modelo, a barra 1 do sistema deve ser modelada como uma barra infinita e a barra do gerador (barra 6 da Figura 7) deve ser modelada como uma barra PV. A Tabela IV apresenta os valores utilizados para modelar a rede equivalente correspondente aos testes do modelo, apresentados nos itens a seguir. Como a rede de média tensão não foi modelada, a barra de geração passou a ser a barra 4.

**TABELA IV**  
**Parametrização da rede equivalente utilizada para teste do modelo. As impedâncias são dadas em relação a uma base de 6 MVA**

De barra (tensão)	Para barra (tensão)	R(%)	X(%)	Tap
1 (138 kV)	2 (138 kV)	1,00	10,0	N/A
2 (138 kV)	3 (34,5 kV)	0,01	6,00	1
3 (34,5 kV)	4 (34,5 kV)	0,006	0,06	N/A

### B. Regime Normal de Operação

Os testes em regime normal de operação são utilizados para verificar a capacidade do modelo de representar as diferentes configurações de controle disponíveis. Tais testes estão associados ao ajuste na parametrização do controlador, visando modificar o ponto de operação da usina, independentemente de eventos externos ao sistema. É importante ressaltar que nesse tipo de teste o sistema de controle da usina opera em modo local, controlando as variáveis de interesse na própria barra em que está conectada.

O ponto de operação inicial da barra PV no estudo de fluxo de carga foi de  $P_{bes} = 0$  e  $V_{bes} = 1,0$  p.u. Considerou-se um SAEB de 6 MVA, com capacidade de injeção de 6 MW e absorção de 4 MW e  $\pm 3$  MVar. Optou-se por considerar valores nominais diferentes de capacidade de injeção e absorção de potência ativa para demonstrar que tais grandezas são independentes, isto é, o SAEB pode ser projetado para regimes de carga e descarga com potências nominais distintas.

De modo a verificar a validade do modelo implementado no ANATEM, os testes em regime normal de operação foram replicados em ambiente de simulação PowerWorld (PW), que já conta com blocos pré-definidos para modelagem de SAEB. Os resultados comparativos dos diferentes ensaios são apresentados nas Figuras 8 a 11.

A Figura 8 ilustra os resultados de alteração no *set-point* de potência ativa, para os seguintes valores de capacidade de injeção e absorção de potência ativa do SAEB: 0 %  $\rightarrow$  15 %

$\rightarrow$  80 %  $\rightarrow$  100 %  $\rightarrow$  -100 %. Ressalta-se que os valores percentuais são relativos às capacidades nominais de carga (6 MW) e descarga (4 MW). Para esse tipo de resposta a variável  $F_{req\_flag}$  deve estar ativa ( $F_{req\_flag} = 1$  na Figura 5). A Figura 9 ilustra os resultados de alteração no *set-point* de potência reativa, para os seguintes valores de capacidade de injeção e absorção de potência reativa do SAEB: 0 %  $\rightarrow$  15 %  $\rightarrow$  80 %  $\rightarrow$  100 %  $\rightarrow$  -100 %. Para esse tipo de resposta as variáveis  $Q_{flag}$ ,  $Pf_{flag}$  e  $Rf_{flag}$  devem ser iguais a 0.

Percebe-se que tanto na alteração do *set-point* de potência ativa quanto na de reativa, há uma correspondência entre os resultados obtidos no ANATEM e no PW. A diferença em regime permanente observada no ajuste de potência reativa na Figura 9 justifica-se pelo fato de que no PW não é possível definir diretamente um *set-point* de potência reativa em estudos de transitórios eletromecânicos, sendo este ajuste realizado de maneira indireta via tensão de excitação equivalente de uma máquina síncrona. Em uma implementação real de SAEB, o inversor em geral dispõe de capacidade de controle direto de potência reativa, o que não pode ser simulado no PW. Por outro lado, a flexibilidade do modelo implementado no ANATEM permite o ajuste direto de potência reativa, o que é mais condizente com aplicações práticas.

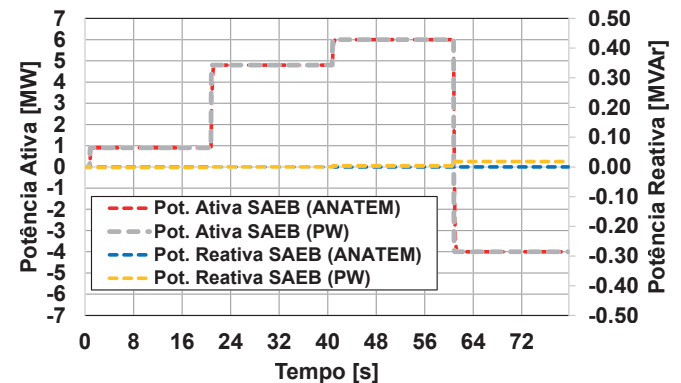


Fig. 8. Alteração no *set-point* de potência ativa.

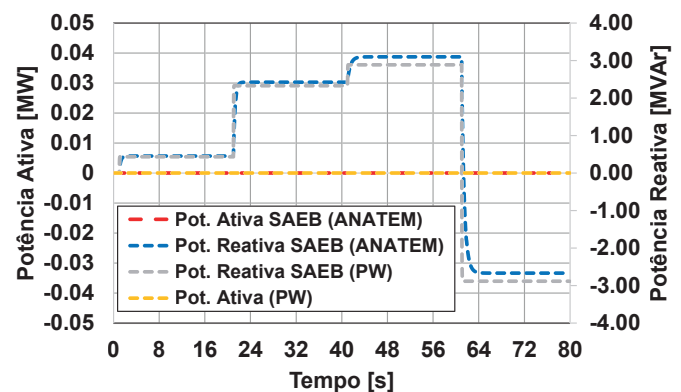


Fig. 9. Alteração no *set-point* de potência reativa.

A Figura 10 ilustra os resultados de alteração no *set-point* de tensão para os seguintes valores, em p.u.: 1  $\rightarrow$  1,01  $\rightarrow$  1,03  $\rightarrow$  1,01  $\rightarrow$  0,98. Para esse tipo de resposta as variáveis  $Q_{flag}$  e  $Pf_{flag}$  devem ser iguais a 0 e a variável  $Rf_{flag}$  deve ser igual a 1. Na Figura 10 percebe-se novamente uma diferença entre os resultados em regime permanente obtidos para a implementação no ANATEM e no PW. Novamente, esta

diferença é explicada pela impossibilidade de ajuste direto de tensão durante ensaios de estabilidade eletromecânica no PW (o ajuste é realizado indiretamente via tensão de excitação da máquina síncrona equivalente).

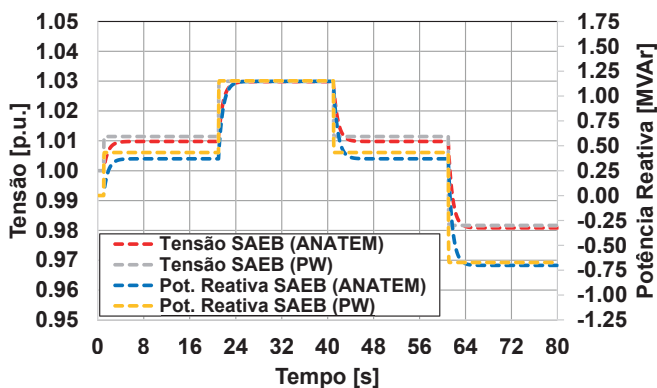


Fig. 10. Alteração no *set-point* de tensão.

A Figura 11 ilustra os resultados de alteração no *set-point* de frequência para os seguintes valores, em p.u.: 0,001 → 0,002 → 0,001 → -0,001. Para esse tipo de resposta a variável  $F_{req\_flag}$  deve estar ativa. As variações no *set-point* de frequência são verificadas como alterações na injeção de potência ativa.

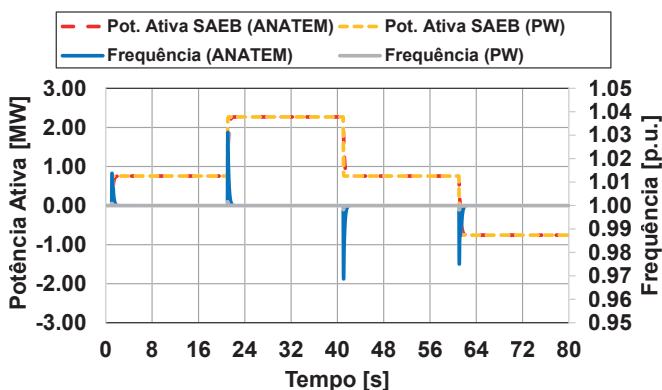


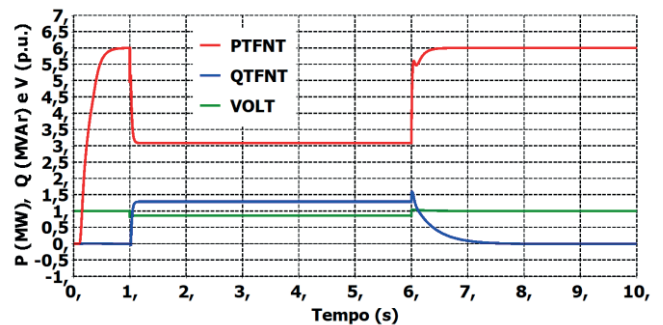
Fig. 11. Alteração no *set-point* de frequência e consequente mudança na potência ativa.

Os resultados de alteração de *set-point* atestam a capacidade do modelo de simular diferentes formas de controle, incluindo a característica peculiar de SAEB, que corresponde ao fluxo bidirecional de potência ativa. No ensaio de controle de potência ativa, registrou-se uma diferença no tempo de acomodação de 1,7 % e 0,65 % em eventos de subida e de descida, respectivamente, considerando como referência os resultados obtidos com o PW. No ensaio de controle de potência reativa, registrou-se uma diferença no tempo de acomodação de 4,15 % e 2,08 % em eventos de subida e de descida, respectivamente, considerando como referência os resultados obtidos com o PW.

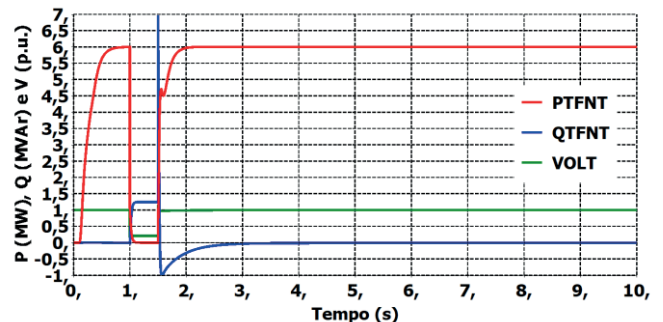
### C. Eventos Externos ao Sistema

Os testes associados a eventos externos no sistema buscam avaliar o desempenho do modelo em condições de faltas, contingências ou alterações de *set-point* de outros dispositivos na rede. As diretrizes do ONS para testes de modelos de usinas FV tratam especificamente da capacidade de operação do

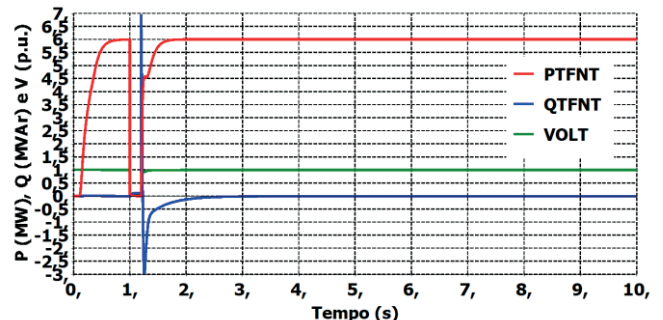
inversor em condições de subtensão (*low voltage ride through* - LVRT). Para isso, é recomendado simular a operação em condições de subtensão por meio da aplicação de curto-circuito na barra do gerador (nesse caso a do SAEB). A Figura 12 ilustra a resposta das potências ativa e reativa a curtos-circuitos de diferentes intensidades, ou seja, gerando diferentes níveis de subtensão na barra 6 da Figura 7. A potência ativa (curva vermelha) no momento anterior ao curto-circuito era de 6 MW e a potência reativa (curva azul) era 0 MVar. A tensão (curva verde) pré-curto-circuito era de 1 p.u. Simularam-se eventos de subtensão de 0,85 p.u., 0,20 p.u. e, aproximadamente, 0 p.u., com diferentes durações conforme as diretrizes de teste do ONS [13]. Percebe-se que o modelo atende o requisito de LVRT de manter a operação durante a falta e voltar ao estado de operação pré-falta após a extinção do evento. Entretanto, devido a parametrização utilizada nas simulações, ocorre uma limitação da potência ativa injetada pelo SAEB durante a falta (bloco REGC\_A, lógica de limitação por subtensão). Esta parametrização deve ser realizada caso a caso, a depender dos requisitos de conexão determinados pelo operador do sistema.



(a) Subtensão sustentada de 85 %, com duração de 5 s.



(b) Subtensão sustentada de 20 %, com duração de 0,5 s.



(c) Subtensão sustentada de 0 %, com duração de 0,2 s.

Fig. 12. Avaliação do desempenho de LVRT do modelo para diferentes subtensões sustentadas na barra do SAEB.

#### D. Controle de Usina Fotovoltaica com Armazenamento

O objetivo do teste de controle em nível de usina é demonstrar a capacidade de controle remoto do modelo, de modo que o SAEB deve controlar o fluxo de potência ativa em uma barra diferente da qual está diretamente conectado. Ressalta-se que este tipo de teste não está previsto nas diretrizes publicadas pelo ONS. A Figura 13 ilustra a rede modelada para o teste do controle remoto do modelo. O SAEB e o sistema de geração fotovoltaica estão conectados em paralelo a uma barra de 34,5 kV, formando uma usina de geração FV com armazenamento. Nesse caso, o SAEB é responsável por regular a potência ativa injetada pela usina ( $P_{usina}$ ), compensando as variações características da geração FV. A Tabela V apresenta os valores utilizados para modelar a rede utilizada no teste. O gerador síncrono conectado na barra 1 foi modelado como uma máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura (modelo padrão MD02 do ANATEM).

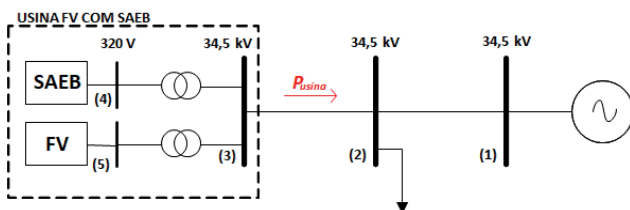


Fig. 13. Rede para teste do controle em nível de usina do modelo.

**TABELA V**  
Parametrização da rede teste do modelo com controle em nível de usina. Potência base de 6 MVA

De barra (tensão)	Para barra (tensão)	R(%)	X(%)	Tap
1 (34,5 kV)	2 (34,5 kV)	0	0,06	N/A
2 (34,5 kV)	3 (34,5 kV)	0	0,06	N/A
3 (34,5 kV)	4 (0,32 kV)	0	6,00	1
3 (34,5 kV)	5 (0,32 kV)	0	6,00	1

O evento indicado na Figura 14 corresponde a um desligamento na barra de geração FV (barra 5), desconectando esta barra da usina. Nesse caso, o SAEB que antes estava inativo, passa a injetar potência após o período transitório, de modo a compensar a perda de geração FV. Na Figura 15 apresentam-se eventos associados ao aumento (em  $t = 0,5$  s, 2 MW  $\rightarrow$  5 MW) e redução (em  $t = 5$  s, 5 MW  $\rightarrow$  0,5 MW) da geração FV, acompanhado das respectivas ações de controle do SAEB para compensar tais eventos. Percebe-se que a potência do gerador síncrono conectado na barra 1 permanece constante após os transitórios.

#### V. CONCLUSÕES

A participação cada vez maior de SAEB nas redes elétricas demandam a utilização de modelos representativos para realização de estudos, tanto em regime permanente quanto transitório. No Brasil, o ANATEM é a plataforma de modelagem e simulação de referência para estudos de transitórios eletromecânicos nos segmentos de geração e transmissão, havendo ainda uma ausência de um modelo específico para SAEB nesta plataforma. Neste trabalho propôs-se a adaptação e implementação de modelo de SAEB

no ANATEM para estudos de transitórios eletromecânicos em diferentes cenários: regime normal de operação e eventos externos ao sistema, incluindo a operação conjunta com usina de geração fotovoltaica. A implementação do modelo desenvolvido pelo EPRI/WECC na plataforma de simulação ANATEM permite a realização de estudos de caso utilizando SAEB em diferentes cenários de redes de transmissão no contexto do SIN.

Adicionalmente, os resultados obtidos foram comparados com os do PW para verificar o desempenho da implementação proposta. No ensaio de controle de potência ativa, registrou-se uma diferença no tempo de acomodação de 1,7 % e 0,65 % em eventos de subida e de descida, respectivamente, considerando como referência os resultados obtidos com o PW. No ensaio de controle de potência reativa, registrou-se uma diferença no tempo de acomodação de 4,15 % e 2,08 % em eventos de subida e de descida, respectivamente, considerando como referência os resultados obtidos com o PW. A pequena diferença observada mostra que o modelo implementado no ANATEM apresenta desempenho condizente ao do modelo implementado em outra plataforma amplamente utilizada no setor elétrico. Além disso, a possibilidade de ajuste direto de set-point de potência reativa e de tensão no ponto de conexão durante ensaios de transitórios eletromecânicos permite maior flexibilidade na implementação de modelos representativos de SAEB no ANATEM. Destaca-se que o arquivo para fácil reprodução do modelo em ambiente ANATEM está disponibilizado em repositório GitHub.

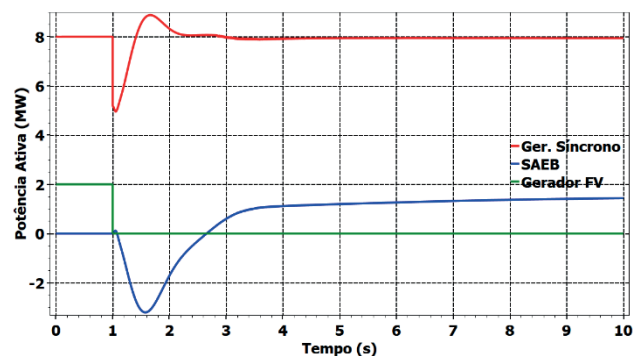


Fig. 14. SAEB compensando a perda da geração FV.

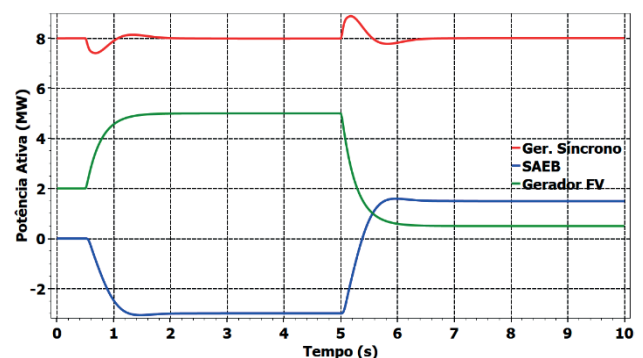


Fig. 15. SAEB compensando variações na geração FV.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado com recursos de projeto de P&D ANEEL do Grupo ISA/CTEEP, processo: PD-0068-

0038/2016. Os autores agradecem à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES pelo apoio financeiro concedido através do processo 88887.609816/2021-00. Os autores também agradecem ao programa de pós-doutorado do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, e ao Pedro Henrique Carneiro de Oliveira, pelas suas contribuições.

## REFERÊNCIAS

- [1] M. Rezkalla, M. Pertl, M. Marinelli. “Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions”, *Electrical Engineering*, vol. 100, nº 4, p. 2677–2693, Ago. 2018, doi: 10.1007/s00202-018-0739-z
- [2] H. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, A. Jossen. “Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids”, *Energies*, vol. 10, nº 12, p. 2107, Dez. 2017, doi: 10.3390/en10122107
- [3] T. Chen, Y. Jin, H. Lv, A. Yang, M. Liu, B. Chen, Y. Xie, Q. Chen. “Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems”, *Transactions of Tianjin University*, vol. 26, nº 3, pp. 208–217, Jun. 2020, doi: 10.1007/s12209-020-00236-w
- [4] A. Medeiros, A. Aquino, A. Nohara, A. Araújo, F. Ferreira, L. Penna, L. Nascimento, M. Botelho, M. Santos, M. Muniz, P. Quintão, R. Leite, S. Sardinha. “Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala”, *Anais do XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. GOP-17, Belo Horizonte-MG, Brasil, Nov. 2019.
- [5] D. Souza, J. Bressane, T. Teixeira, T. Rizzotto, R. Cabral. “Avaliação do desempenho dinâmico do SIN frente à crescente inserção de geração eólica na matriz”, *Anais do XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, GPL-14, Belo Horizonte-MG, Brasil, Nov. 2019.
- [6] M. F. Silva, G. C. Guimaraes, F. A. M. Moura, D. Rodrigues, A. Souza, L. Silva. “System Frequency Support by Synthetic Inertia Control via BESS”, *Anais do IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. pp. 1–6, Gramado-RS, Brasil, Set. 2019, doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895342
- [7] S. M. Alhejaj, F. M. Gonzalez-Longatt. “Investigation on grid-scale BESS providing inertial response support”, *Anais IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. pp.1–6, Wollongong-NSW, Austrália, Nov. 2016 doi: 10.1109/POWERCON.2016.7754049
- [8] WECC. “WECC Second Generation Wind Turbine Models”, *Relatório Técnico*, Jan. 2014. Disponível em: <<https://www.wecc.org/Reliability/WECC-Second-Generation-Wind-Turbine-Models-012314.pdf>>. Acesso em: 13/04/2023.
- [9] WECC. “WECC Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline”, *Relatório Técnico*, Dez. 2019, Disponível em: <<https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf>>. Acesso em: 13/04/2023.
- [10] WECC. “WECC Battery Storage Dynamic Modeling Guideline”, *Relatório Técnico*, Western Electricity Coordinating Council, Nov. 2016. Disponível em: <[https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Battery%20Storage%20Guideline%20updates\\_%20Bo%204-5-17%20SLT%204-7-17%20XX%20SC.docx](https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Battery%20Storage%20Guideline%20updates_%20Bo%204-5-17%20SLT%204-7-17%20XX%20SC.docx)>. Acesso em: 13/04/2023.
- [11] Powerworld. “Wind, Solar, and Other Renewable Generation Models in PowerWorld Simulator”. 2019.
- [12] CEPEL. “Programa ANATEM v10.04.06 - Manual do Usuário”. Mar. 2012.
- [13] ONS. “Representação de Centrais Eólicas e Fotovoltaicas em Estudos de Fluxo de Potência e Transitórios Eletromecânicos e Curto-Circuito: Versão Final”, *ONS DPL-REL-0344/2019*. Dez. 2019.
- [14] ONS. “Representação da Geração Fotovoltaica do SIN nas Análises de Transitórios Eletromecânicos – Instruções e Dados para Simulação – Revisão 2”, *ONS DPL REL 0111-2020*. Jul. 2020.
- [15] E. Muljadi, C. P. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, J. C. Smith. “Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Montreal, Quebec, Canada, Jun. 2006, doi: 10.1109/PES.2006.1708945

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Pedro Ferreira Torres** é engenheiro eletricista (2017) e mestre em engenharia elétrica (2019) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é discente de doutorado do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

**Gilberto Figueiredo Pinto Filho** é professor adjunto da Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense. Possui graduação (2010) e mestrado (2012) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará, e Doutorado em Energia pela Universidade de São Paulo (2017). Atualmente é pós-doutorando do Instituto de Energia Ambiente da USP.

**Marcelo Pinho Almeida** é Engenheiro Eletricista graduado pela Universidade Federal do Pará (2009) com mestrado (2012) e doutorado (2017) pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. É Professor Doutor no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Tem experiência na área de Energias Renováveis, com ênfase em Sistemas Fotovoltaicos.

**Alex Renan Arrifano Manito** possui graduação (2010) e mestrado (2012) em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Pará, e Doutorado em Energia pela Universidade de São Paulo (2018). Atualmente é pós-doutorando do Instituto de Energia Ambiente da USP

**José Cesar de Souza Almeida Neto** possui formação em Engenharia Elétrica (2012) e mestrado doutorado em Ciências - Energia (2017/2023). Tem experiência na área de ensaios de conformidade de equipamentos para aplicação fotovoltaica, planejamento e gerência de projetos de geração de energia distribuída. Entre atividades principais enquadram-se e o desenvolvimento de infraestrutura laboratorial para ensaio de inversores fotovoltaicos de conexão à rede elétrica de distribuição, automação de equipamentos para realização de ensaios conforme normatização específica, projeto de sistemas fotovoltaicos para conexão à rede de distribuição e análise de sistemas de potência e infraestrutura elétrica, principalmente em subestações de distribuição.

**Mauricio Andrés Rodríguez Cassares** é engenheiro eletrônico, mestre em Energia pela Universidade de São Paulo (USP) e especialista em sistemas fotovoltaicos. Conta com

mais de 7 anos de experiência em aplicações, desenvolvimento e implementação de projetos fotovoltaicos. Atualmente pesquisador no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da USP e consultor autônomo em projetos de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída e armazenamento de energia em baterias.

**Roberto Zilles** é professor titular do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Possui graduação em física pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (1985), mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1988), doutorado em engenharia de telecomunicações, na especialidade sistemas fotovoltaicos, pela Universidad Politécnica de Madrid (1993) e Livre Docência, na especialidade Energias Renováveis, pela Universidade de São Paulo (2006).