

基于虚拟同步机的直挂储能系统控制策略研究

谢竞成¹, 桑亚维², 李牧洋¹, 孟祥强², 周国平¹, 范 臻¹

(1. 国能南京电力试验研究有限公司, 江苏 南京 210000; 2. 北京四方继保工程技术有限公司, 北京 100085)

摘要: 构网型储能系统具备对电网电压和频率的主动支撑能力, 在电网扰动过程中起到稳压器的作用, 在大规模新能源接入的新型电力系统中有不可替代的作用。提出了基于虚拟同步机 (VSG) 的直挂式储能系统控制策略, 从数学关系分析了三相静止坐标系下的数学模型, 详细设计了分层控制系统, 包含系统功率解耦控制、VSG 控制的顶层控制系统和 SOC 均衡控制的底层控制系统。在 PSCAD/EMTDC 仿真平台搭建直挂储能系统并对所提控制策略进行仿真验证。仿真结果表明, 在电网电压和频率扰动及三相短路故障过程中, 储能系统能够为电网提供惯量支撑, 使得系统能够很快恢复稳定状态, 对提高大规模新能源接入弱电网的稳定性具有重要意义。

关键词: 构网技术; 储能; 虚拟同步机; 短路; 主动支撑

Research on control strategy of energy storage system based on VSG

XIE Jingcheng¹, SANG Yawei², LI Muyang¹, MENG Xiangqiang², ZHOU Guoping¹, FAN Zhen¹

(1. Guoneng Nanjing Electric Power Test Research Co., Ltd., Nanjing 210000, China;

2. Beijing Sifang Jibao Engineering Technology Co., Ltd., Beijing 100085, China)

Abstract: Grid forming based energy storage system has the ability to actively support the voltage and frequency of the power grid, playing a role as a "voltage regulator" during power grid disturbances. It plays an irreplaceable role in the future large-scale integration of new energy into the new power system. This article proposes a control strategy for a direct mounted energy storage system based on a virtual synchronous generator (VSG), analyzes the mathematical model in a three-phase stationary coordinate system from a mathematical perspective, and designs in detail control strategies including system power decoupling control, VSG control, and SOC balancing. Build a direct grid energy storage system on the PSCAD/EMTDC simulation platform and verify the control strategy proposed in this paper through simulation. The simulation results show that the energy storage system plays a supporting role in the system frequency and voltage during voltage and frequency disturbances and three-phase short-circuit faults, enabling the system to quickly enter a stable state. This is of great significance for improving the stability of large-scale new energy access to weak power grids.

Keywords: grid-forming; energy storage; virtual synchronous generator; short-circuit; active support

0 引言

大规模新能源接入的新型电力系统在频率、电压等方面面临着一系列安全稳定问题^[1-4]。储

能技术的出现和大规模应用为解决风电并网问题提供了方案。此外, “双高” (高比例新能源和高比例电力电子) 电力系统必然出现旋转备用

容量和转动惯量的严重匮乏,使得包含大规模新能源的电力系统不能像传统同步发电机那样提供惯量,造成系统在故障等扰动过程中稳定性急剧恶化。因此,传统意义上的储能技术已经不能够满足未来新型电力系统的稳定性需求。构网型储能技术可以发挥其独特的优势,将下垂控制、虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)等构网型控制技术应用到储能变流器(Power Conversion System, PCS)的设计中,因采用功率同步控制方法,可以省去锁相环节。同时又比真实同步机靠自身机械-物理原理的响应时间更短,控制上也更加灵活便捷,通过控制器设计为系统暂态过程提供必要的虚拟惯量和阻尼支撑^[5-11]。

目前,关于构网型储能技术的相关研究深度还比较浅,主要集中在拓扑与理论分析和样机的研制。首先,在直挂式储能、构网型控制策略设计等方面已经有一些文献和样机实验^[12-15]。在储能系统的拓扑结构方面,我国比亚迪公司已相继开展容量为 $200\text{ kW} \times 4\text{ h}$ 和 $1\text{ MW} \times 4\text{ h}$ 的常规储能电站研究。而美国的部分高校也针对新能源发电和微电网领域的混合型储能开展样机研制。总体来看,现有的样机/示范工程的储能容量都较小,对大型电力系统的支撑能力非常有限。其次,在构网型控制策略方面,不少文献提出了各种各样的构网技术,其中较为常见的两种控制策略为下垂控制和SVG控制^[16-18]。其中,下垂控制最大的优点是控制过程中不依赖通信,总体响应速度较快;但其缺点是不能够完全模拟同步发电机的惯量和阻尼响应动态过程,在电网受到短路故障等大幅度扰动后,可能会引发电网电压和频率的振荡发散,进而导致系统失稳。因此在实际工程应用中,通过在下垂控制器的功率外环中附加串联低通滤波器来降低整个控制系统对外界扰动信号的敏感程度,该方法相当于增大了变流器的阻尼,但会影响控制器响应的速度。而VSG控制技术则通过在控制器中分别模拟同步发电机的调速器和励

磁调节器功能,从而使变流器在动态过程中真正具备了像真实同步发电机一样的惯性和阻尼特性^[19]。

传统的低压电池储能系统通常包括电池单元、功率转换单元、电池管理及能量管理系统。低压电池储能系统的容量一般比较小,若要扩大容量需要多台储能系统或装置进行并联运行,然后再经过工频变压器升压后接入电网。因此,考虑到上述限制,若将电池组集成到级联H桥变换器的直流侧,就可以不需要依赖工频变压器直接并入高压电网,形成高压直挂储能系统。与传统的低压电池系统相比,它实现了对大量电池的方便管理,同时又可以去工频变压器环节,从而可以降低系统的损耗,提高系统效率。

本文提出了基于SVG的直挂式储能控制策略,从数学关系分析了三相静止坐标系下数学模型,详细设计了系统功率解耦控制、VSG控制和SOC均衡控制等策略,对比验证了储能子模块的电磁暂态仿真模型的准确性。通过在PSCAD/EMTDC平台搭建 $35\text{ kV}/10\text{ MW}/10\text{ MW}\cdot\text{h}$ 的高压直挂储能系统,对所提控制策略开展仿真验证。在电网扰动过程中,储能系统能够动态调整有功功率和无功功率,有效支撑电网的频率和电压,使系统很快达到新的稳定状态。

1 直挂储能系统架构及基本原理

1.1 拓扑结构

三相直挂式储能拓扑结构如图1所示。PCS采用H桥作为基本单元,每相由 n 个功率模块级联构成,每个功率模块由H桥单元、预充电装置等部件组成,三相之间通过星形联结。该拓扑中可以省去变压器,直接接入 35 kV 等中高压电网。若某一相支路中单个功率模块出现故障,可以使该功率模块交流输出端口处的旁路开关闭合(见图1中的“k”),并将故障模块予以隔离。

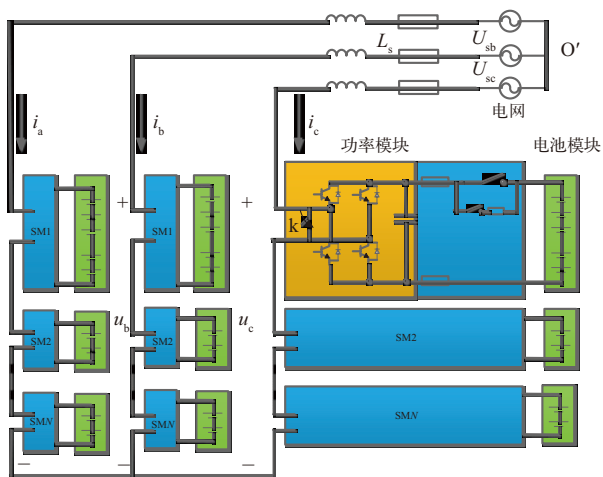


图1 三相直挂式储能拓扑结构

Fig. 1 Topology of three phase chain energy storage

1.2 构网型储能基本工作原理

VSG控制的思路是通过模拟传统真实同步发电机的物理-机械运行机理与特性，在控制器设计环节引入惯性与阻尼，达到真实同步发电机的动态效果，增强电力系统在各种复杂严苛工况下的稳定性。基于VSG的控制结构框图如图2所示。图2中，额定角频率 ω_0 的值为1； P 和 P_{ref} 分别为输入功率和电气模型中经计算得到的电磁功率； K_d 和 H 分别为VSG的机械阻尼系数与惯性时间常数。

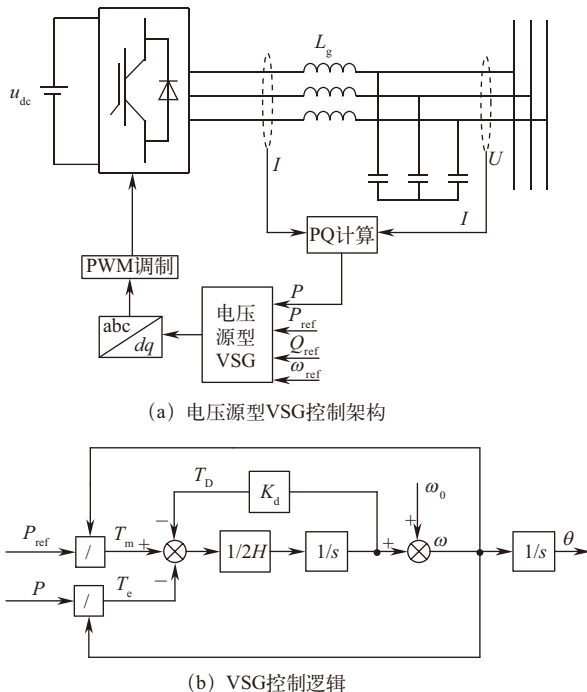


图2 基于VSG的控制结构框图

Fig. 2 Voltage source VSG control structure diagram

2 控制策略设计

2.1 三相静止坐标系下数学模型

H桥储能子模块如图3所示。 E 、 i 、 i_a 分别为电池电压、电流和交流电流。电池电压、输出电压与电流之间的数学关系式为

$$\begin{cases} u_0 = (S_L - S_R)E = d_a E \\ i = (S_L - S_R)i_a = d_a i_a \end{cases} \quad (1)$$

式中， S_L 、 S_R 分别为开关函数，① $S_L=1$ ，表示 S_1 导通， S_3 关断；② $S_L=0$ ，表示 S_1 关断， S_3 导通；③ $S_R=1$ ，表示 S_2 导通， S_4 关断；④ $S_R=0$ ，表示 S_2 关断， S_4 导通。 $d_a = S_L - S_R$ ，用于表示H桥单元的等效开关函数。

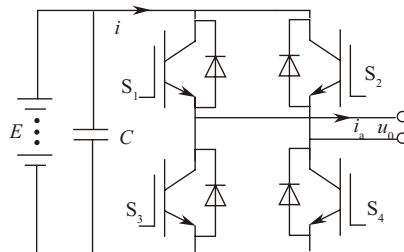


图3 H桥储能子模块

Fig. 3 H-bridge energy storage submodule

在级联直挂储能系统中，输出端电压由 n 个级联子模块的输出相叠加得到，有

$$\begin{cases} u_k = \sum_{j=1}^N d_{kj} E_{kj} \quad (k = a, b, c) \\ i_k = \sum_{j=1}^N d_{kj} i_{kj} \quad (k = a, b, c) \end{cases} \quad (2)$$

式中， d_{kj} 为第 k 相中第 j 个子模块的开关函数； E_{kj} 、 i_{kj} 分别为该子模块的电压和电流量。

$$\begin{cases} u_{sk} - u_k - L \frac{di}{dt} = u_{\infty'} \\ u_{\infty'} = \frac{1}{3}(u_{sa} - u_{sb} - u_{sc} - u_a - u_b - u_c) \end{cases} \quad (3)$$

对于三相对称系统，有

$$u_{sa} + u_{sb} + u_{sc} = 0 \quad (4)$$

由基尔霍夫定律可得

$$L \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \\ u_{sc} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{pmatrix} \quad (5)$$

在 dq 坐标系下上述方程转化为

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = u_{sd} - \omega L_{ac} i_q - u_d \\ L \frac{di_q}{dt} = u_{sq} - \omega L_{ac} i_d - u_q \end{cases} \quad (6)$$

2.2 顶层控制器设计

(1) 功率解耦控制

从式(6)看出, d 、 q 轴电流分量同时受到控制分量电压 u_d 、 u_q , 两个电流的交叉耦合项 $\omega L_{ac} i_q$ 、 $\omega L_{ac} i_d$ 和电网电压的对应分量 u_{sd} 、 u_{sq} 影响。因此, 为了消除 d 、 q 轴电流分量间的交错耦合与电网电压扰动影响, 从数学变换上将式(6)改写成

$$\begin{cases} v_d = u_d - u'_d + \Delta v_q \\ v_q = u_q - u'_q + \Delta v_d \end{cases} \quad (7)$$

其中

$$\begin{cases} u'_d = L_{ac} \frac{di_d}{dt} + R_{ac} i_d \\ u'_q = L_{ac} \frac{di_q}{dt} + R_{ac} i_q \\ \Delta v_q = \omega L_{ac} i_q \\ \Delta v_d = \omega L_{ac} i_d \end{cases}$$

式中 u'_d 、 u'_q 与电流分量 i_d 、 i_q 之间具有一阶微分的数学关系。因此, 上面提到的解耦项可以通过比例积分 (PI) 环节实现, 并补偿电流在电抗器上产生的电压降。因此, 可设计解耦控制器为

$$\begin{cases} u'_d = K_{P1}(i_d^{\text{ref}} - i_d) + K_{I1} \int (i_d^{\text{ref}} - i_d) dt \\ u'_q = K_{P2}(i_q^{\text{ref}} - i_q) + K_{I2} \int (i_q^{\text{ref}} - i_q) dt \end{cases} \quad (8)$$

式中, i_d^{ref} 、 i_q^{ref} 分别为有功电流 d 分量和无功电流 q 分量的参考值。

解耦控制器设计框图如图4所示。

(2) VSG控制策略

VSG的控制思路是基于建立的数学模型求出同步发电机在当前状态下的电压、电流等电气量的数值, 并将它们作为控制指令来控制换流站的相关状态量, 快速准确跟踪指令的变化, 从而实现暂态和稳态工况下准确模拟同步发电机外特性

的控制要求。

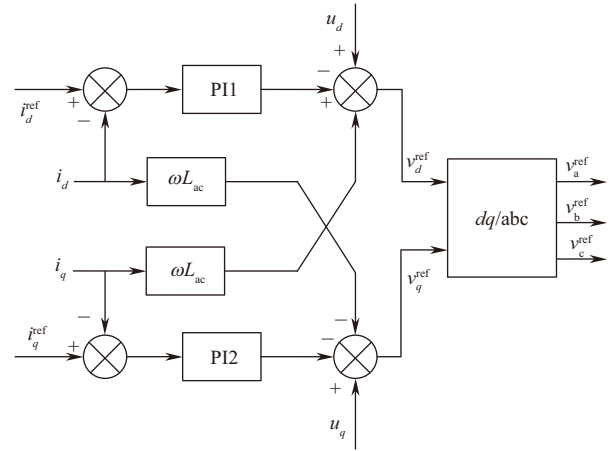


图4 解耦控制器设计框图

Fig. 4 Current decoupling controller

采用VSG型构网技术的换流站控制逻辑框图如图5所示。

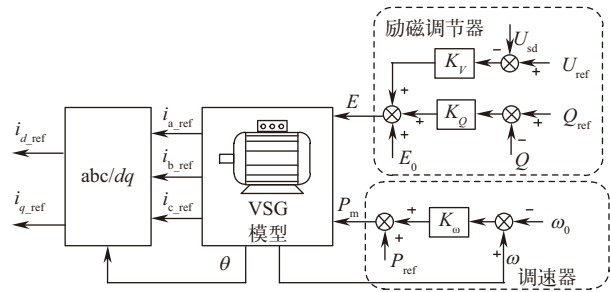


图5 VSG的控制框图

Fig. 5 Control block diagram of VSG

换流站输出端三相电压即为同步发电机的端电压, 通过VSG数学模型环节计算出该状态下的三相电流值 i_{abc_ref} , 并作为换流站实际输出三相电流的指令值。此外, 利用VSG模型可以算出角度 θ , 用于对三相电流进行Park变换。VSG的控制包括频率控制和电压控制两部分, 分别模拟同步发电机的调速器和励磁调节器功能。调速器控制部分公式为

$$P_m = P_{\text{ref}} + \Delta P = P_{\text{ref}} + K_{\omega}(\omega_0 - \omega) \quad (9)$$

式中, P_{ref} 为VSG有功功率给定值/指令值; ΔP 为调速器输出功率偏差量; K_{ω} 为单位调节功率系数。

励磁调节器控制部分的电动势 E 同样也包括两部分, 公式为

$$E=E_0+\Delta E=E_0+K_Q(Q_{\text{ref}}-Q)+K_V(U_{\text{ref}}-U) \quad (10)$$

式中, E_0 为虚拟同步发电机的空载电动势; ΔE 为无功功率调节器的电压偏差输出量, Q_{ref} 和 Q 分别为无功功率参考值及实际值; K_Q 和 K_V 分别为无功和电压调节系数; U_{ref} 和 U 分别为电压额定值及实际值。

2.3 底层控制器设计

底层控制器设计主要用于SOC均衡控制, SOC均衡控制包括a、b、c相间SOC均衡和单相的相内SOC均衡, 分别用于实现直挂级联储能支路间的SOC均衡和单个支路内 n 个储能子模块间的SOC均衡。

(1) 相间SOC均衡控制

本文通过注入与a、b、c三相间SOC不平衡度相关的零序电压分量来调整各相的充放电功率, 从而实现相间SOC保持动态均衡一致的目标。注入的零序电压分量为

$$u_0=U_0\cos(\omega t+\theta_0) \quad (11)$$

此处定义a、b、c各相及系统的SOC代数式为

$$\begin{cases} S_k = \frac{1}{n_k} \sum_{j=1}^{n_k} S_{kj} (k=a,b,c) \\ S_{\text{BESS}} = \frac{1}{\sum_{k=a,b,c} n_k} \left(\sum_{k=a,b,c} \sum_{j=1}^{n_k} S_{kj} \right) \end{cases} \quad (12)$$

式中, S_{kj} 为第 k 相第 j 个子模块的SOC值; S_k 为第 k ($k=a,b,c$) 相的平均SOC值; S_{BESS} 为整个三相系统的平均SOC值; n_k 为第 k 相中实际投入的子模块数量。

a、b、c三相间SOC不平衡时, 各相需要均衡的功率差额 ΔP_k ($k=a,b,c$) 分别为

$$\begin{cases} \frac{1}{2}U_0I_m\cos(\theta_0-\theta_{ia})=\frac{\lambda P\Delta S_a}{3}=\Delta P_a \\ \frac{1}{2}U_0I_m\cos(\theta_0-\theta_{ib})=\frac{\lambda P\Delta S_b}{3}=\Delta P_b \\ \frac{1}{2}U_0I_m\cos(\theta_0-\theta_{ic})=\frac{\lambda P\Delta S_c}{3}=\Delta P_c \end{cases} \quad (13)$$

式中, θ_{ik} ($k=a,b,c$) 为a、b、c三相各相电流的相位; $\Delta S_k=S_{\text{BESS}}-S_k$ 为各相间SOC偏差值; λ 为相间

不平衡程度。

由此, 可以求得式(11)中的电压幅值和相位分别为

$$\begin{cases} U_0 = \frac{2}{I_m} \sqrt{\frac{2\Delta P_a^2 + \Delta P_b^2 + \Delta P_c^2}{3}} \\ \theta_0 = \arctan 2 \left(\frac{\Delta P_c - \Delta P_b}{\sqrt{3}\Delta P_a} \right) + \varphi_{ia} \end{cases} \quad (14)$$

(2) 相内SOC均衡控制

无论是a、b、c三相间的SOC均衡还是相内SOC均衡控制, 本质上终归是支路或电池间功率的平衡, 可以通过微调子模块输出电压的手段来重新分配各个支路或子模块的实际功率。因此, 为了实现相内SOC均衡控制, 本文根据相内各个子模块的SOC实际偏差值, 在子模块的调制参考波中额外叠加一个微增量, 以实现相内SOC均衡。具体电压增量公式为

$$v_{kj}^* = k_{\text{Ps}}(\text{SOC}_i - \text{SOC}_{kj})i_k \quad (15)$$

式中, SOC_{kj} ($k=a,b,c; j=1,2,\dots,n$) 为第 k 相中第 j 个子模块的实际SOC值。

3 仿真实验

为了验证本文所提出控制策略的有效性, 在PSCAD/EMTDC软件中搭建图1所示容量为35 kV/10 MW/10 MW·h的高压直挂储能系统仿真模型, 仿真参数见表1。首先, 建立并对比验证了储能子模块的仿真模型的准确性; 在此基础上, 分别针对电网频率增加、电网电压增加和三相短路故障三种不同工况开展仿真分析。

表1 仿真模型参数

Tab. 1 Parameters of the simulation model

参数	数值
电网电压/kV	35
单相子模块数目 n	46
电池簇额定电压值/V	864
电池簇容量值/(A·h)	85
相间SOC均衡系数 λ	20
额定有功功率 P/MW	10
储能容量/(MW·h)	10
控制周期 $T_{\text{ctrl}}/\mu\text{s}$	100

3.1 储能子模块PSCAD仿真模型建立及对比验证

(1) 单个电池模型

电池等效模型如图6所示。

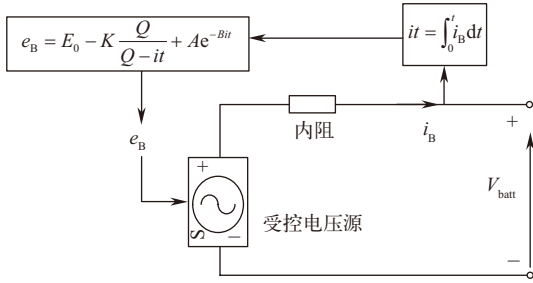


图6 电池等效模型

Fig. 6 Battery equivalent model

模型数学关系为

$$\begin{cases} e_B = E_0 - K \frac{Q}{Q - it} + A e^{-Bit} \\ it = \int_0^t i_B dt \end{cases} \quad (16)$$

式中, e_B 、 E_0 、 K 、 Q 、 A 、 B 的含义及数值见表2。

表2 电池单元各个参数含义及参数值

Tab. 2 List of battery unit parameters

参数相	符号	数值
电池空载电压/V	e_B	200
电压常数分量/V	E_0	214.13
极化电压/V	K	3.125
电池容量/(A·h)	Q	6.5
电压指数分量/V	A	24
电池容量指数分量/(A·h ⁻¹)	B	2.31
蓄电池内阻/ Ω	R_B	0.77
初始SOC(%)	SOC _{int}	50
子模块电容值/ μF	C	2 000

(2) PSCAD电磁暂态仿真模型搭建

储能子模块的电气等效电路结构如图7所示。

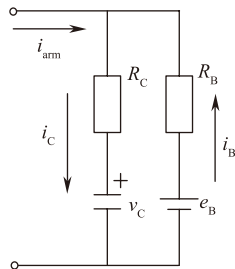


图7 储能子模块等效电气结构

Fig. 7 Equivalent circuit of energy storage submodule

由电路原理及基尔霍夫定律可以得出

$$\begin{cases} e_B - i_B R_B = v_C + i_C R_C \\ i_C = i_B + i_{arm} \end{cases} \quad (17)$$

式中, R_C 为电容器的内电阻数值。理论上, 联立式(16)、式(17)进行求解即可得到等效电路中各支路电压、电流。但是, 包含的指数部分解析求解很困难, 并且也不利于算法的加速迭代求解。考虑到PSCAD电磁暂态过程仿真步长通常为微秒数量级, 在较短时间内, 可以认为 e_B 的变化量远远小于 v_C 的变化量。在此假设条件下, 储能子模块的代数算法为

$$\hat{e}_B(n) = e_B(n-1) \approx e_B(n) \quad (18)$$

$$\begin{cases} v_C(n) = v_C(n-1) + \frac{S_i(n)}{C} i_C(n) \Delta t \\ i_C(n) = \frac{\hat{e}_B(n) - v_C(n-1) + i_{arm}(n) R_B}{\Delta t / C + R_C + R_B} S_i \\ i_B(n) = i_C(n) - i_{arm}(n) S_i \\ it(n) = it(n-1) + i_B(n) \Delta t \\ e_B(n) = E_0 - K \frac{Q}{Q - it(n)} + A e^{-Bit(n)} \\ v_{SM_i}(n) = e_B(n) S_i - i_B(n) R_B S_i \end{cases} \quad (19)$$

对于式(19), 用PSCAD/EMTDC软件中的FORTRAN语言编程实现, 可以快速迭代求解各个电气参量。

(3) 仿真对比验证

为了确保上文所建立的PSCAD电磁暂态模型的正确性和准确性, 进行了与详细模型的对比仿真分析。用于对比的详细模型在MATLAB/Simulink平台中使用电池详细模块和电容并联而成。对比波形如图8所示。由图8可以看出, 用实线绘制的详细模型和用虚线表示简化模型的仿真波形二者几乎完全重合, 充分验证了上文建模的正确性和准确性。

为了验证本文所提出控制策略的正确性, 下文分别针对电网频率增加、电网电压增加和三相短路故障三种不同工况开展仿真分析。

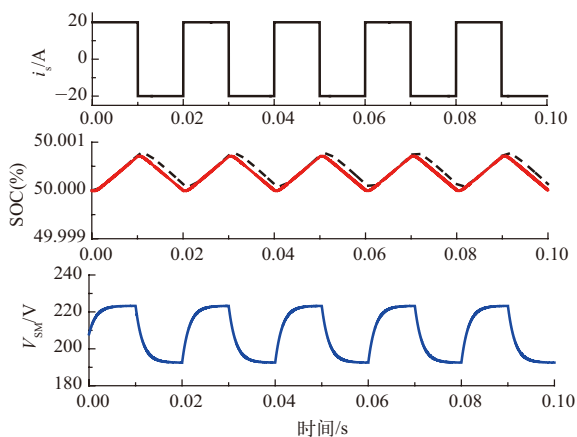


图8 储能子模块电磁暂态模型对比波形

Fig. 8 Simulation comparison waveform of energy storage submodule model

3.2 电网频率增加0.1 Hz

系统性能变化曲线如图9所示。

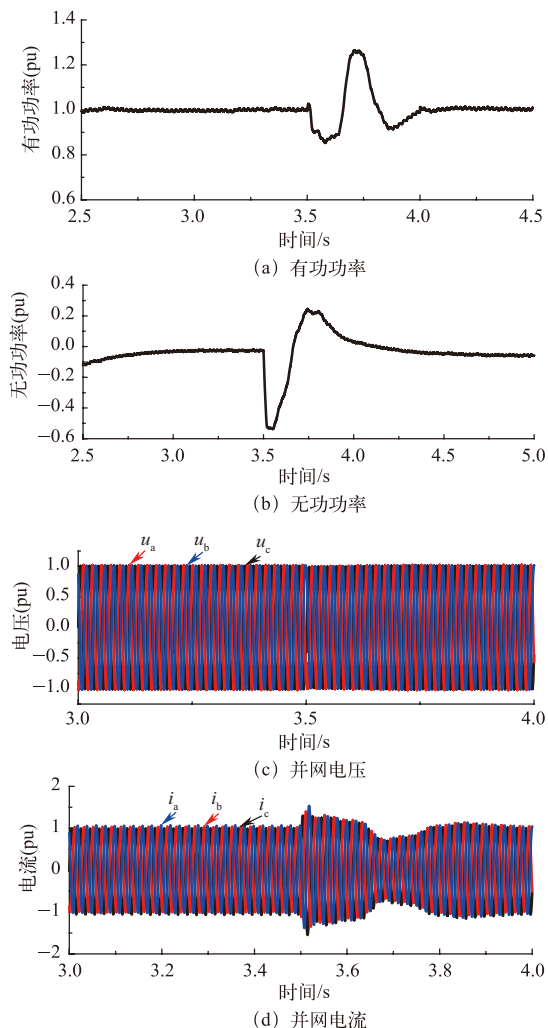


图9 系统性能变化曲线

Fig. 9 System performance change curve

由图9a看出，在3.5 s时刻，电网频率增加0.1 Hz，有功功率减小，不同于跟网型控制技术，由于构网型控制技术的有功功率和无功功率不解耦，图9b所示无功功率会有暂态过程，而整个过程电网电压幅值并未受影响。主动支撑过程中，伴随着能量的释放会出现图9d所示短时过电流现象。高压直挂构网储能系统对电网频率具有支撑作用，系统很快进入稳定状态。

3.3 电网电压增加10%

系统性能变化曲线如图10所示。

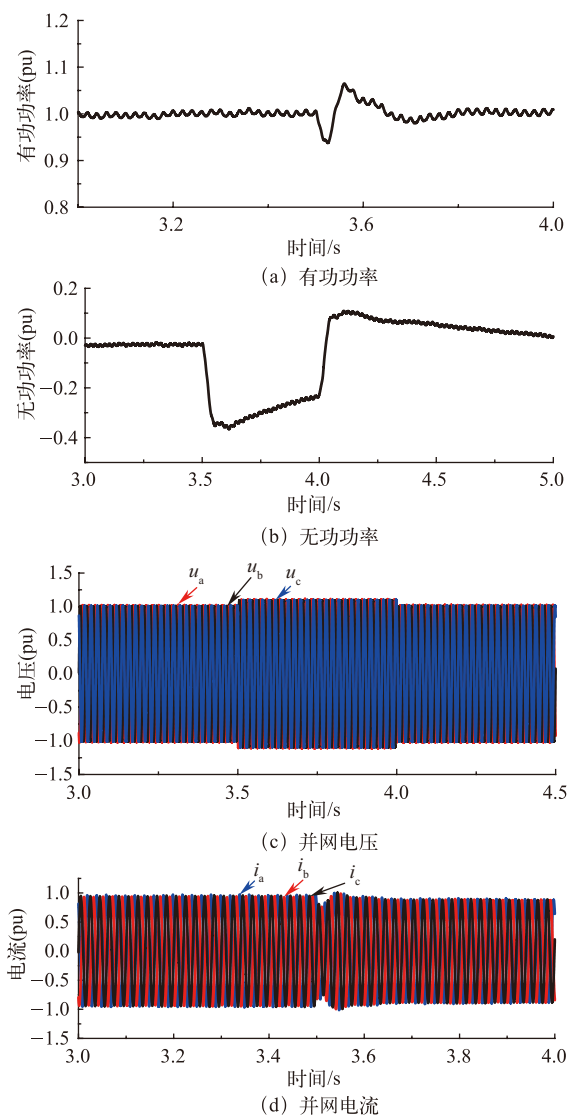


图10 系统性能变化曲线

Fig. 10 System performance change curve

由图10c看出,在3.5 s时刻,电网电压增加10%,图10b显示出无功功率减小。同样,因有功功率和无功功率相互耦合,图10a所示有功功率也会有暂态过程。高压直挂构网储能系统在电网电压跌落期间对电网电压具有支撑作用,保证了系统不会失稳。

3.4 三相接地短路故障工况

系统性能变化曲线如图11所示。

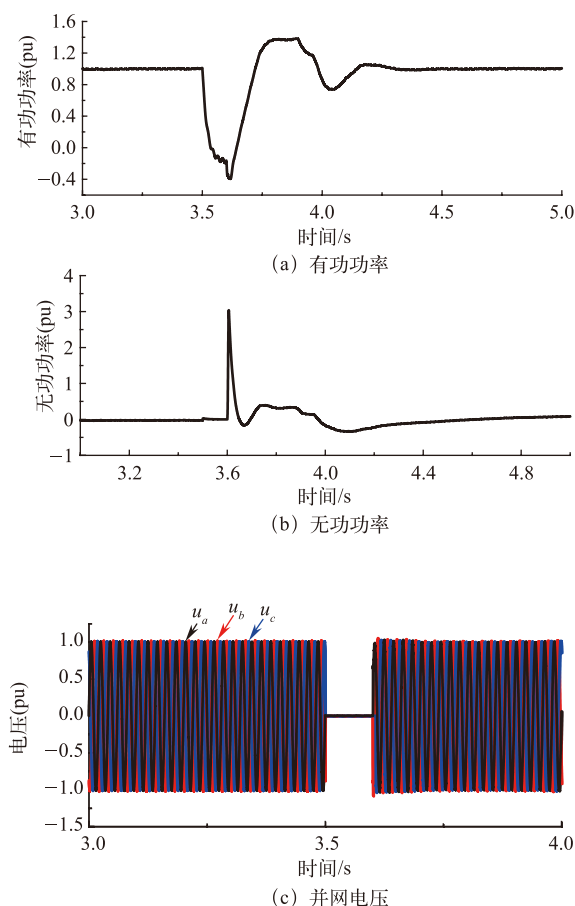


图 11 系统性能变化曲线

Fig. 11 System performance change curve

由图11c看出,在3.5 s时刻,施加交流三相接地短路故障后,故障持续时间为100 ms。故障期间有功功率瞬时降低,并网电流明显出现过电流现象。在经历暂态过程后,随着故障的清除,系统很快恢复到稳定运行状态。

4 结束语

本文提出了一种基于VSG的直挂式储能系

统控制策略,从数学关系分析了三相静止坐标系下的数学模型,详细设计了包含系统功率解耦控制、VSG控制和SOC均衡控制等策略。建立并对比验证了储能子模块的电磁暂态仿真模型的准确性。通过在PSCAD/EMTDC平台搭建35 kV/10 MW/10 MW·h的高压直挂储能系统开展仿真分析。结果表明在电网频率和电压扰动、系统故障等暂态过程中,该储能系统能够动态支撑电网频率和电压。

参考文献

- [1] DAI J, PHULPIN Y, SARLETTE A, et al. Coordinated primary frequency control among non-synchronous systems connected by a multi-terminal high-voltage direct current grid[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2012, 6(2): 99-108.
- [2] 范心明, 管霖, 何健明. 多电平柔性直流输电定有功功率与频率辅助控制[J]. 电网技术, 2012, 36(9): 182-186.
- [3] 朱瑞可, 王渝红, 李兴源, 等. 用于VSC-HVDC互联系统的附加频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(16): 81-87.
- [4] 朱瑞可, 李兴源, 应大力. VSC-MTDC互联系统频率稳定控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(10): 2729-2734.
- [5] 郑超, 周孝信. 基于普罗尼辨识的VSC-HVDC附加阻尼控制器设计[J]. 电网技术, 2006, 30(17): 25-30.
- [6] 郑超, 周孝信. 基于电压源换流器的高压直流输电小信号动态建模及其阻尼控制器设计[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(2): 7-12.
- [7] 李国杰, 马峰. PSS与VSC-HVDC附加阻尼控制器参数协调优化设计[J]. 电网技术, 2009, 33(11): 39-43.
- [8] 赵成勇, 马国鹏, 李广凯. 向无源网络供电的VSC-HVDC调节特控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(增刊): 32-38.
- [9] 管敏渊, 徐政. 向无源网络供电的MMC性研究

- [J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2008, 35(6): 39-43.
- [10] 陈树勇, 徐林岩, 孙栩, 等. 基于多端柔性直流输电的风电并网型直流输电系统建模与控制[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 255-263.
- [11] 付永良, 王奔, 陈新华, 等. VSC-HVDC 风电并网的自抗扰无源控制策略[J]. 南方电网技术, 2013, 7(4): 19-23.
- [12] 刘海媛, 杨波, 郭一楠, 等. 应用于大规模新能源并网的MMC-MTDC 双因子自适应下垂控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(3): 793-802.
- [13] 杨仁炘, 施刚, 蔡旭, 等. 风电-多端柔直送出系统电压源型控制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1498-1509.
- [14] 梅念, 苑宾, 李探, 等. 接入孤岛新能源电场的双极柔直换流站控制策略[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3575-3582.
- [15] 包宗贤, 邹超. 向无源网络供电的 VSC-HVDC 系统的新型控制器设计[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(14): 22-27.
- [16] 石荣亮, 张兴, 徐海珍, 等. 基于虚拟同步发电机的微网运行模式无缝切换控制策略[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(10): 16-23.
- [17] 许胜, 曹武, 赵剑锋. 微网稳定运行与模式平滑切换综合控制策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(16): 3855-3867.
- [18] 颜湘武, 贾焦心, 王德胜, 等. 虚拟同步发电机的并网功率控制及模式平滑切换[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 91-99.
- [19] AMIN Mohammad, ZHONG Qingchang. Resynchronization of distributed generation based on the universal droop controller for seamless transfer between operation modes[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, 67(9): 7574-7582.

作者简介

谢竞成(1985—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电气设备故障诊断技术及储能系统拓扑结构优化。

(收稿日期: 2024-12-11)