储能XXXX

基于动态虚拟阻抗的全钒液流电池储能系统自启动功率分配研究

苏麦雅·艾克帕尔[1*]，郑云平[1]，李义岩[1]，宗思佳[1]，朱晨宁[2]，黄国晟[2]
（[1]国网新疆电力有限公司电力科学研究院，新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐 830092；[2]大连理工大学电气工程学院，辽宁省 大连 116024）

摘 要：全钒液流储能系统多台变流器支撑零压自启动过程中，功率分配不均易导致内部环流与振荡问题。提出一种基于动态虚拟阻抗的并联自启动功率分配策略。建立双分裂绕组变压器励磁等效模型，利用构网型储能变流器输出电压幅值及变化率可控的特点，将励磁涌流抑制转化为电压建立轨迹设计，依据磁通约束获得理想条件下38.2 ms的零起升压时间下限。进一步建立储能单元并联虚拟同步发电机等效模型，分析线路阻抗不一致对有功、无功功率分配的影响，在保持虚拟电阻不变的基础上，根据无功功率偏差在线调节虚拟电抗，使各支路等效传输阻抗趋于一致，实现负载功率近似均分。在Matlab/Simulink平台搭建包含两台并联500 kW全钒液流储能系统、双分裂绕组变压器和分级负荷的自启动仿真模型，设置1.0 s投入180 kW + 80 kvar关键负荷、1.5 s叠加投入200 kW+100 kvar运行负荷。结果表明，两次负荷投入后，有功功率分别均分为90 kW和190 kW。固定虚拟阻抗下，两台单元无功输出分别约为33.6/46.4 kvar和79.7/100.3 kvar；采用动态虚拟阻抗后，分别改善为40/40 kvar和90/90 kvar。负荷切换时公共耦合点电压跌落幅度小于2%，并在约0.2 s内恢复。仿真结果验证了所提策略在零起升压、功率均分及系统稳定性方面的有效性。

关键词：全钒液流电池储能系统；零压自启动；励磁涌流；动态虚拟阻抗；功率分配
doi：10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0733
中图分类号：TM 912.9　　文献标志码：A　　文章编号：2095-4239（XXXX）XX-1-14

Research on self-start power sharing of an all-vanadium redox flow battery energy storage system based on dynamic virtual impedance

SUMAIYA·Akpar [1*], ZHENG Yunping[1], LI Yiyan[1], ZONG Sijia[1], ZHU Chenning[2], HUANG Guosheng[2]
([1]Electric Power Research Institute, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830092, Xinjiang, China; [2]School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, Liaoning, China)

Abstract: During the zero-voltage self-startup of an all-vanadium redox flow battery (VFB) energy storage system supported by multiple converters, unequal power sharing may lead to internal circulating currents and oscillations, thereby affecting startup stability. A parallel self-startup power-sharing strategy based on dynamic virtual impedance is proposed. First, a magnetization equivalent model of a dual split-winding transformer is established to analyze

收稿日期：2026-08-25；修改稿日期：2026-10-21。
基金项目：“国网新疆电力有限公司科技项目资助（项目编号：DQ30DK26Z00P）。
第一作者：苏麦雅·艾克帕尔（2000—），女，本科，助理工程师，研究方向：新能源及储能技术，E-mail：1349223667@qq.com；通信作者：苏麦雅·艾克帕尔（2000—），女，本科，助理工程师，研究方向：新能源及储能技术，E-mail：1349223667@qq.com。
引用本文：苏麦雅·艾克帕尔, 郑云平, 李义岩, 等. 基于动态虚拟阻抗的全钒液流电池储能系统自启动功率分配研究[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-14.
Citation：SUMAIYA·Akpar , ZHENG Yunping, LI Yiyan, et al. Research on self-start power sharing of an all-vanadium redox flow battery energy storage system based on dynamic virtual impedance[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-14.

the relationship between transient main-flux offset and excitation inrush current. The zero-voltage ramp-up time of the energy storage converters is then determined according to the flux constraint. Next, an equivalent model of parallel virtual synchronous generator (VSG)-controlled storage units is developed to investigate the effects of unequal line impedances on active- and reactive-power sharing. A dynamic virtual impedance control method based on reactive-power deviation is subsequently constructed, enabling more balanced load-power sharing among the parallel units. A self-startup simulation model is built in Matlab/Simulink, including two parallel 500 kW VFB energy storage units, a dual split-winding transformer, and staged loads. A critical load of 180 kW + 80 kvar is connected at 1.0 s, followed by an additional operating load of 200 kW + 100 kvar at 1.5 s. The results show that, after the two load-insertion stages, the active power is equally shared by the two units at 90 kW and 190 kW, respectively. With fixed virtual impedance, the reactive-power outputs of the two units are approximately 33.6/46.4 kvar and 79.7/100.3 kvar, respectively. After introducing dynamic virtual impedance, the corresponding outputs improve to 40/40 kvar and 90/90 kvar. During load switching, the voltage dip at the point of common coupling (PCC) remains below 2% and recovers within approximately 0.2 s. The simulation results verify the effectiveness of the proposed strategy in zero-voltage ramp-up, power sharing, and system stability.

Keywords: all-vanadium redox flow battery energy storage system; zero-voltage self-start; magnetizing inrush current; dynamic virtual impedance; power sharing

全钒液流电池（Vanadium Flow Battery，VFB）储能系统具有容量配置灵活、循环寿命长、安全性较高等特点，适合参与电力系统调峰、备用支撑及故障恢复等运行场景。随着储能电站在新型电力系统中的作用增强，其在外部电网失电条件下的自启动能力逐渐成为影响系统韧性和供电恢复能力的重要因素。与常规电源不同，VFB储能单元运行依赖电解液循环泵、监控保护系统及辅助供电系统。当全站失压后，若缺乏外部电源支撑，储能系统需要依靠站内有限的初始供电条件恢复关键负荷，并逐步启动储能单元和站内负荷。因此，研究VFB储能系统零压自启动过程中的电压建立与功率分配问题，对于提高储能系统独立恢复能力和后续带载运行稳定性具有重要意义。

在储能电站作为启动电源的可行性方面，已在理论研究与工程实践中得到验证。储能系统具有响应速度快、零压自启动过程不依赖外部电源及调节能力强等优势，可在电网全停状态下快速建立局部电压与频率支撑，为后续负荷恢复和电源接入提供基础条件[1]。并且，储能电站能够通过灵活控制实现由局部到整体的逐级恢复过程，相比传统启动电源具有更高的恢复效率与更强的适应性[2]。在工程应用层面，已有研究通过试验验证了构网型储能电站在纯新能源电网中的自启动能力，能够在无常规机组支撑条件下实现系统电压建立及稳定运行[3]。针对新能源场站黑启动需求，储能电站还可作为关键支撑电源，辅助风电、光伏等新能源完成启动过程，弥补其自身无法独立启动的缺陷[4]。针对VFB储能系统，文献[5]开展了百兆瓦级电站自启动研究，验证了其在大规模储能场景下的应用潜力。因此，储能电站已逐步从辅助电源发展为新型电力系统中重要的黑启动电源，技术可行性与工程应用价值得到了充分验证。文献[6]进一步研究了储能型风电场带动火电机组启动后的控制切换与协调运行问题，采用控制策略平滑切换以及附加惯性、频率下垂和电压下垂控制，提高了风储火系统后续恢复过程中的稳定性。上述研究主要从系统级恢复角度讨论储能参与黑启动的可行性和控制方法，而本文研究的零压自启动主要关注VFB储能系统在站内交流母线初始电压为零时的PCS零起升压、变压器建压以及并联储能单元带载运行问题。

现有研究主要围绕变压器励磁涌流抑制与电压建立、多储能单元并联功率分配以及构网型储能系统稳定性等方面展开。在变压器励磁涌流抑制与电

压建立方面，相关研究表明通过控制变流器输出电压的建立过程、预测变压器励磁电流或采用分段升压方法，可以降低变压器建压过程中的暂态电流冲击，改善储能系统离网启动时的电压建立过程[7-9]。但现有研究主要针对特定启动方式或单一励磁控制环节展开，对于VFB储能系统站内母线初始电压为零时，PCS零起升压时间与双分裂绕组变压器磁通暂态偏移之间的关系，仍缺少针对性分析。在多储能单元并联运行与功率分配方面，已有研究认为线路阻抗和控制参数差异会影响并联系统的功率分配，并可能引起环流或功率不均。通过设计并联逆变器的输出阻抗，或是在控制环节引入虚拟阻抗，可以改善并联单元之间的功率分配特性[10-11]。在此基础上，采用自适应虚拟阻抗或优化分配方法，可以进一步改善多储能单元的功率协调性能[12-13]。储能无功补偿研究进一步表明，储能变流器具有有功、无功功率调节能力，可参与电网调压和黑启动等运行过程[14]。在其他储能并联系统中，引入虚拟阻抗补偿可以减小参数差异造成的功率分配误差，提高并联系统的功率分配精度[15]。但现有研究尚未针对VFB储能系统零压自启动过程中分级负荷投入所形成的功率需求，系统分析线路阻抗不一致对有功和无功功率分配的不同影响。在构网型储能系统稳定性方面，VSG控制通过虚拟转矩和虚拟励磁实现变流器有功、无功调节，其惯性和阻尼参数会对系统动态特性产生影响[16]。在此基础上，学者们已从积分反馈频率控制、暂态过电流及无功响应优化、VSG有功振荡阻尼等角度开展了研究[17-19]。构网型储能系统的功率环、电压环、电流环和虚拟阻抗环等控制环节均会影响系统的动态响应与稳定性；针对VSG型构网储能建立多控制环路阻抗模型，可以进一步分析不同控制参数及虚拟阻抗环对系统稳定性的影响[20]。上述研究主要针对频率偏差、暂态过电流、并网稳定性或功率振荡等问题，对于变压器零起建压、分级负荷投入和并联储能单元功率分配相互关联的VFB储能系统零压自启动过程，仍缺少统一分析。

基于上述问题，本文面向VFB储能系统零压自启动工况，重点研究零压自启动过程中的电压建立与功率分配控制方法。首先，针对启动电源经双分裂绕组变压器建压时可能产生的励磁涌流问题，建立变压器励磁模型，分析磁通暂态偏移机理，并提出软启动升压策略；其次，针对并联储能单元线路阻抗不一致导致的无功功率分配不均问题，提出基于动态虚拟阻抗的并联VSG控制方法；最后，通过Matlab/Simulink仿真验证所提方法在零起升压、励磁涌流抑制和负荷投入功率分配方面的有效性。

1 VFB储能系统自启动系统及问题描述

1.1 储能系统结构

VFB储能系统拓扑结构图如图1所示。储能系统层作为系统的核心，包含m个并联的储能单元，每个储能单元均有VFB电堆进行一定数量的串并联连接，经过PCS汇流后接至分裂绕组变压器，分裂绕组变压器接入储能系统35 kV高压母线，完成电能的升压输送或降压吸收。此外，VFB储能系统还配置不间断电源(Uninterruptible Power Supply, UPS)作为关键负荷的后备保障，在站用电源失效时维持重要设备运行，它也是保障系统能够成功自启的重要一环。

每个储能单元由VFB电堆、PCS、循环泵及电解液储液罐等部分组成，具备能量存储、功率变换和电解液循环功能。

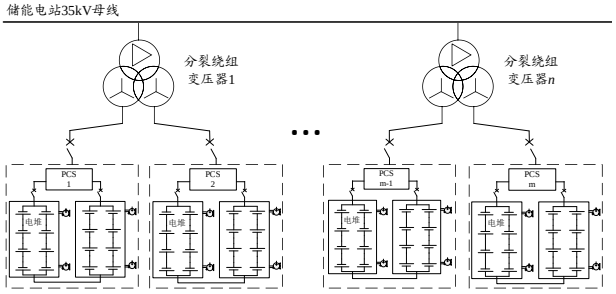


图1 VFB储能系统拓扑结构图
Fig. 1 Topology of the VFB energy storage system

图1所示500 kW VFB储能单元拓扑明确了VFB电堆、循环泵、电解液储液罐、PCS及分裂绕组变压器之间的连接关系。零压自启动过程中，循环泵及相关辅助系统由UPS供电，其功率需求构成启动负载，并影响启动电源容量和母线电压建立。电解液循环建立后，电堆再经PCS参与后续建压和功率支撑。因此，该拓扑用于确定VFB储能系统零压自启动过程中的功率传递路径，并为后续PCS零起升压、变压器励磁及并联储能单元功率分

配分析提供结构基础。

假设VFB储能系统由m个运行工况一致的储能单元构成，各储能单元经变压器并联接入站内交流母线。在外部电源失电条件下，储能系统的零压自启动过程可等效为多储能单元并联系统协同作用下的整体输出响应，其对外表现为统一受控的等效电源特性。基于等值聚合思想，将多个储能单元在相同运行条件下的输出特性进行合并，用一个等效储能单元描述其整体行为。并联系统中各储能单元的输出电压幅值与相位在控制作用下保持一致，外部差异主要体现在输出电流大小各异。对多储能单元并联系统进行整体等效建模，降低系统分析与仿真复杂度，储能系统的等值模型可表示为：

$$\begin{cases} U_{\mathrm{eq}} = U_1 = U_2 = U_m \\ I_{\mathrm{eq}} = \sum_{k=1}^{m} I_k \end{cases} \tag{1}$$

式中：U_{eq}——等值后储能系统输出的电压值；I_{eq}等值后储能系统输出的电流值；U_{m}——等值前第m个储能单元的输出电压；I_{k}——等值前第k个储能单元的输出电流；m——实际储能系统的储能单元数目。由式(1)可知，在各储能单元运行状态一致的前提下，等值后的VFB储能系统可视为一台输出电压保持不变、输出电流随储能单元数量线性叠加的等效电源，等效容量相应扩大为单个储能单元容量的m倍。

1.2 启动过程关键问题分析

与锂电池储能系统相比，VFB储能系统的电解液与电堆相互分离，电堆功率输出依赖循环泵持续运行。循环泵及相关辅助系统不仅构成启动阶段的负荷，也是电堆进入后续功率支撑过程的运行条件。全站失压后，先由UPS为循环泵及相关辅助系统供电，待电解液循环建立、电堆具备功率输出条件后，再由PCS零起升压并完成变压器励磁。由此可见，VFB储能系统零压自启动过程并非单一的电源投入过程，而是包含启动电源建压、变压器励磁、关键负荷恢复以及多储能单元并联构网运行等多个连续环节。由于零压自启动初期外部电网无法提供电压和频率支撑，站内母线电压完全由构网型PCS建立，系统短时过流能力和电压支撑能力均受到启动电源容量限制。因此，零压自启动过程中的暂态电流冲击和功率分配偏差均可能影响母线电压稳定性和启动流程连续性。

在VFB储能系统零压自启动过程中，PCS在离网状态下通过变压器升压逐步建立站内母线电压，并通过变压器向站用系统供电。受变压器铁心磁化特性非线性的影响，在母线电压建立阶段，变压器铁心磁通可能发生显著暂态偏移，进而产生励磁涌流现象。该过程通常伴随较大的瞬时电流冲击和暂态电磁扰动，励磁涌流不仅影响母线电压与频率的稳定性，还可能对PCS及其保护系统的可靠运行造成不利影响。因此，变压器受控励磁和母线平滑建压是零压自启动初期需要解决的首要问题。

随着其他储能单元辅助系统和站内负荷逐步投入，多台PCS将以并联VSG方式共同支撑母线电压和频率。理想情况下，等容量储能单元应按照额定容量或控制指令实现功率均分；但在实际系统中，各PCS输出滤波参数、接入电缆长度及线路阻抗难以完全一致，使各支路等效传输阻抗存在差异。在感性阻抗条件不足或阻抗不匹配时，无功功率分配容易偏离理想均分状态，并可能引起环流、局部单元过载和母线电压波动。因此，负荷逐步投入过程中的并联功率分配是影响自启动后续带载稳定性的另一个关键问题。

2 软启动升压与励磁涌流抑制方法

2.1 双分裂绕组变压器励磁暂态分析

结合VFB储能系统拓扑结构，选取两个500 kW储能单元作为启动电源。通过配置两台等容量储能单元并联运行，两台PCS分别接入双分裂绕组变压器低压侧两个分裂绕组，并通过共用高压绕组建立35 kV母线电压。低压侧两个分裂绕组电气上相互独立，磁路上共用同一铁心，因此在空载建压过程中，两台PCS共同承担变压器铁心励磁需求。

双分裂绕组变压器可采用T型等效电路表示，如图2所示。两个低压分裂绕组参数一致，分别包含等效电阻R_1、R_1'和漏感L_1、L_1'；高压侧绕组包含等效电阻R_2和漏感L_2；励磁支路由励磁电阻R_{m}和非线性励磁电感L_{m}构成。其中L_{m}反映铁心磁化特性，其数值随磁通增大而下降，是励磁涌流形成的关键因素。

由于一次侧两个分裂绕组是对称的，具有相同的参数，即：

$$R_1 = R_1', L_1 = L_1', i_1 = i_1' \tag{2}$$

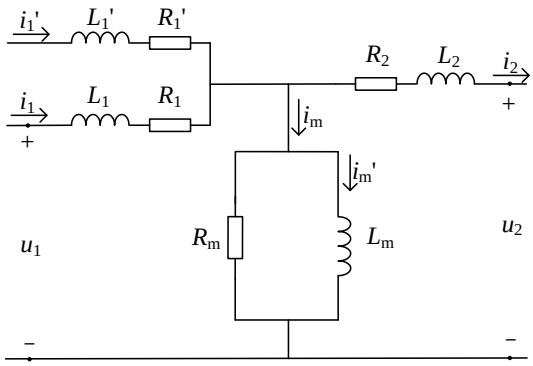


图2 双分裂绕组变压器等效电路

Fig. 2 Equivalent circuit of a split-winding transformer

在变压器空载建压阶段，高压侧负荷电流为零，励磁电流主要由两个低压侧分裂绕组共同提供。忽略铁心损耗支路后，励磁电流与主磁通之间满足：

$$L_m i_m = N_1 \phi \tag{3}$$

式中：N_1——一次侧的一个分裂绕组匝数，两个分裂绕组匝数相等。由上述关系可进一步得到低压侧端电压与变压器主磁通之间的关系：

$$u_1 = \frac{L_1}{2L_m} \cdot N_1 \frac{\mathrm{d}\phi}{\mathrm{d}t} + N_1 \frac{\mathrm{d}\phi}{\mathrm{d}t} + R_1 \cdot \frac{L_1}{2L_m} \tag{4}$$

式(4)表明，变压器主磁通本质上由绕组端电压的时间积分决定。若忽略绕组电阻和漏感压降，可近似写为：

$$\phi(t) = \phi_r e^{-\alpha t} + \frac{\beta U_m}{\sqrt{\alpha^2 + \omega^2}} \sin(\omega t + \theta) \tag{5}$$

由式(2)和式(5)推出励磁电流表达式im为：

$$i_m(t) = \frac{N_1}{L_m} \phi_r e^{-\alpha t} + \frac{\beta U_m N_1}{L_m \sqrt{\alpha^2 + \omega^2}} \sin(\omega t + \theta) \tag{6}$$

由式(6)励磁电流解析表达式可知，变压器在合闸瞬间的励磁电流由暂态衰减分量与稳态正弦分量共同构成，主要受到铁心磁化特性、合闸初相角、铁心剩磁、电压幅值及变压器等效电阻与漏感参数共同作用影响。这些因素共同决定了变压器在投入过程中的励磁电流特性。

2.2 PCS电压软启动策略及升压时间约束

由上述分析可知，励磁涌流主要受铁心磁化特性、合闸初相角、剩磁、电压幅值及绕组阻抗参数影响。铁心磁化特性和绕组参数由设备本体决定，剩磁状态难以准确控制，三相合闸相角也难以同时满足各相最优投入条件；相比之下，PCS输出电压幅值及其变化率可控，因此本文通过调节PCS电压幅值建立过程限制升压初期磁通增长速率，从而抑制励磁涌流。

根据励磁暂态分析，变压器励磁涌流的根本原因是主磁通在建压初期发生较大暂态偏移并进入饱和区。由于VFB储能系统零压自启动过程中母线电压由构网型PCS主动建立，PCS输出电压幅值可控，因此可将励磁涌流抑制问题转化为电压建立轨迹设计问题。

本文采用线性软启动升压策略，PCS输出参考电压幅值设置为：

$$U_{\mathrm{ref}} = \begin{cases} \dfrac{U_N}{T_B} t & 0 \leqslant t \leqslant T_B \\ U_N & t > T_B \end{cases} \tag{7}$$

式中：U_N——PCS空载额定输出电压幅值；T_B——软启动升压时间。当$0 \leqslant t \leqslant T_B$时，参考电压幅值由零按恒定斜率升至额定值；当$t > T_B$时，参考电压保持为额定值。通过该方式，PCS带动变压器从低电压、小磁通状态逐步过渡到额定运行状态，降低铁心在升压初期进入饱和区的风险。

软启动时间T_B直接决定电压幅值增长速率。当T_B较小时，电压快速升高，磁通积分增长较快，容易产生较大暂态偏移；当T_B较大时，磁通建立过程更加平缓，有利于抑制励磁涌流，但会延长自启动时间。因此，需要根据磁通约束确定T_B的合理范围。

考虑三相电压中的不利相角条件，并忽略绕组电阻、漏感及磁通暂态分量衰减，可由软启动电压表达式求得磁通峰值约束。为避免铁心进入深度饱和区，软启动阶段要求磁通峰值不超过额定稳态磁通，升压完成后的稳态阶段要求磁通峰值小于饱和磁通。由此可得PCS零起升压时间应满足：

$$T_B \geqslant \frac{7\pi 2 +}{2\omega} = 38.2\ \mathrm{ms}, k = 2 \tag{8}$$

由上式可知，在理想条件下，PCS零起升压时间T_B下界为38.2 ms，该结果是在忽略线圈电阻、变压器漏感及控制系统误差等因素条件下得到的。实际工程中，变压器剩磁状态、PCS电压控制环节动态特性以及采样延迟等因素均可能导致磁通峰值高于理论计算值38.2 ms。因此本章在仿真中将零起升压时间T_B设置为0.8 s，预留了足够的安全裕度，既能有效抑制励磁涌流，又不会显著延长储能系统零压自启动过程。

3 基于动态虚拟阻抗的并联VSG功率分配控制

3.1 储能单元并联特性

在站内负荷逐步投入过程中，负载功率变化将直接引起母线功率需求的动态调整，并通过公共母线耦合至初始选取作为启动电源的储能单元。由于零压自启动初期可用储能单元数量有限，启动电源不仅需要维持母线电压和频率稳定，还需要承担负荷阶跃投入后的功率支撑任务。负荷变化会直接反映为各PCS输出电流和输出功率的重新分配过程。此时，PCS的等效内部电势与输出阻抗共同决定其电流输出特性，从而影响有功、无功功率分配及系统动态响应。

并联VFB储能单元的变流器采用构网型VSG控制策略，两台PCS在构网控制模式下运行，通过各自的输出滤波与等效阻抗接入公共交流母线，共同向站内负荷供电。VSG控制使PCS在外部特性上模拟同步发电机的电压源特性，能够在无外部电网支撑条件下主动建立电压和频率。由于两台PCS并联接入同一公共母线，其输出电压之间的幅值差、相角差以及支路阻抗差异将共同决定各自承担的负荷功率。

两台储能并联运行简化拓扑如图3所示。图中省略了作为电能传输作用的变压器，VSG_1和VSG_2分别表示两台采用VSG控制策略的储能单元，R_{f1}、R_{f2}分别为两个VSG单元输出侧的等效电阻，表征PCS的器件损耗；L_{f1}、L_{f2}为滤波电感；C_{f1}、C_{f2}为并联滤波电容；Z_{L1}、Z_{L2}为PCS至公共母线之间的线路阻抗；Load表示站内等效负荷；PCC为公共耦合点。VFB储能系统在完成启动电源并机启动并建立母线电压后，随着站内负荷逐步投入，两台储能单元以并联VSG形式共同参与构网运行。

为便于分析储能单元并联运行特性，在此基础上将并联运行拓扑进一步等效为图4所示的电路模型。图中，E_1和E_2分别表示两台储能单元的等效内部电势，δ_1和δ_2为对应的电压相角；Z_{f1}和Z_{f2}分别为VSG_1和VSG_2输出侧的等效阻抗，主要包含滤波阻抗；Z_{L1}和Z_{L2}为线路阻抗；Z_{load}为公共母线处的等效负载阻抗；I_{L1}和I_{L2}分别为VSG_1和VSG_2的输出电流；I_L为流过等效负载的电流。

基于图4所示等效电路，可将每台VSG等效为

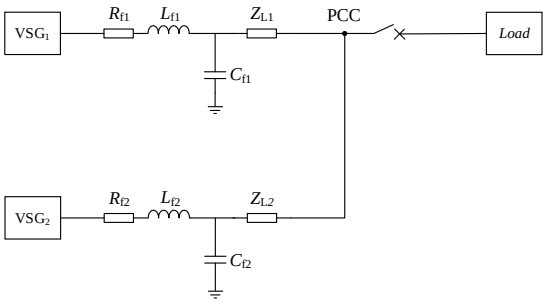


图3 两台储能单元并联运行简化拓扑

Fig. 3 Simplified topology of two energy storage units running in parallel

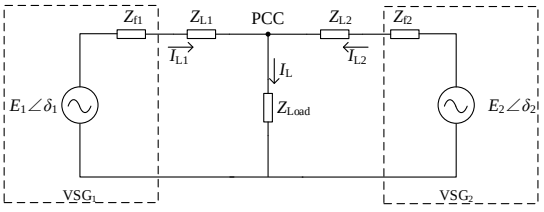


图4 两台储能单元并联等效电路

Fig. 4 Parallel equivalent circuit of two energy storage units

内部电势经传输阻抗向公共母线供电的电压源。根据交流电路功率关系，可以求出VSG_1和VSG_2的输出有功功率P_1和P_2为：

$$P_i = \frac{\left[(E_i U_L \cos\delta_i - U_L^2)\cos\varphi_i + E_i U_L \sin\delta_i \sin\varphi_i\right]}{Z_{Li} + Z_{fi}}, i = 1,2 \quad (9)$$

式中：φ_1——VSG_1输出阻抗与对应线路阻抗和的阻抗角；φ_2——VSG_2输出阻抗与对应线路阻抗和的阻抗角。

同理，VSG_1和VSG_2的输出无功功率Q_1和Q_2为：

$$Q_i = \frac{\left[(E_i U_L \cos\delta_i - U_L^2)\sin\varphi_i - E_i U_L \sin\delta_i \cos\varphi_i\right]}{Z_{Li} + Z_{fi}}, i = 1,2 \quad (10)$$

由图4所示的储能单元并联等效电路及式(9)和式(10)可知，储能单元的有功与无功输出功率不仅与内部电势、公共母线电压及两者之间的相角差有关，还受其等效输出阻抗幅值及阻抗角的影响。这说明并联VSG的功率分配并非仅由控制器给定的电压和频率参考决定，支路阻抗参数同样会改变各单元的功率输出特性。在实际储能系统中，由于PCS滤波参数、站内电缆长度及接线方式难以完全一致，即使两台PCS采用相同的电压、频率和下垂控制参数，功率分配仍可能出现不均，甚至引发环流和稳定性问题。阻抗较大的支路在相同电压差

作用下输出电流较小，阻抗较小的支路则承担更多电流，从而导致功率分配偏离理想均分状态。当输出阻抗呈感性特性时，有功功率主要受相角变化影响，无功功率主要受电压幅值变化影响，有利于实现功率解耦控制。然而在PCS输出侧低压配电系统中，线路电阻占比较高，单纯依赖物理滤波电抗难以保证等效阻抗特性满足上述要求。

在VFB储能系统零压自启动过程中，上述功率分配偏差具有更强的影响。零压自启动初期启动电源容量有限，负荷投入呈阶跃变化，PCS需要同时承担母线电压支撑和负荷功率供给任务。若某一储能单元承担过多无功功率，将导致其输出电流增大，降低可用有功输出裕度，并可能触发限流环节；另一储能单元则未能充分发挥支撑能力。长期运行时，该不均分还可能加剧并联系统环流。因此，在负荷逐步投入阶段，需要通过控制方法改善并联储能单元的功率分配一致性。为此，本文在VSG控制中引入虚拟阻抗，通过在控制层面构造等效感性输出阻抗，改善并联运行条件下的功率分配性能与系统稳定性。

3.2 引入虚拟阻抗的有功无功解耦

虚拟阻抗是在控制环节中根据输出电流计算虚拟压降，并将该压降叠加到电压参考值中，从而使PCS对外表现出等效阻抗特性。其基本思想是通过控制算法主动塑造PCS输出阻抗，使等效传输阻抗呈现期望的感性特征。与增加物理电抗器相比，虚拟阻抗不增加额外硬件成本，也不会引入额外的实际线路损耗，适合在构网型PCS控制中实现。当传输阻抗呈感性时，有功功率主要受功角影响，无功功率主要受电压幅值影响，此时VSG控制中的有功-频率和无功-电压下垂关系能够较好地对应实际功率调节方向。若传输阻抗中电阻占比较大，则有功与无功之间耦合增强，频率调节可能同时影响无功输出，电压调节也可能影响有功输出，进而降低下垂控制的功率分配精度。

因此，为了使储能单元的有功和无功功率输出关系近似解耦，引入虚拟阻抗$Z_{vi}=R_{vi}+\mathrm{j}X_{vi}$ (i=1,2)分别串联在两台储能单元输出侧阻抗$Z_{\mathrm{L}1}$和$Z_{\mathrm{L}2}$后面。设传输阻抗Z_{ci}为储能单元等效电抗与线路阻抗以及虚拟阻抗之和，即：

$$Z_{ci} = Z_{fi} + Z_{Li} + Z_{vi} = R_{ci} + jX_{ci}, i = 1,2 \tag{11}$$

并联稳态运行时δ很小，$\sin\delta\approx\delta$，$\cos\delta\approx1$，通过设置虚拟阻抗参数，使储能单元的传输阻抗呈感性，即$Z_{ci}\approx\mathrm{j}X_{ci}$，此时，阻抗角接近90°，功率传输关系中的电阻耦合项被削弱，有功功率主要由相角差决定，无功功率主要由电压幅值差决定。有功和无功功率输出关系可近似解耦，可将式(9)和(10)简化为：

$$\begin{cases} P_i = \dfrac{E_i U_{\mathrm{L}}}{X_{ci}}\delta_i \\ Q_i = \dfrac{U_{\mathrm{L}}(E_i - U_{\mathrm{L}})}{X_{ci}} \end{cases} \quad i = 1,2 \tag{12}$$

由式(12)可知，在感性输出阻抗条件下，有功功率主要受电压相角差影响，而无功功率主要受电压幅值差影响，具有有功-频率、无功-电压的解耦特性。该特性与VSG控制模拟同步发电机外特性的基本思想一致，即通过频率变化调节有功输出，通过电压幅值变化调节无功输出。当并联系统满足近似感性阻抗条件时，下垂控制参数与功率分配结果之间的对应关系更加明确。

在有功功率控制方面，通过引入虚拟同步发电机的转动惯量与阻尼环节，构建有功–频率下垂控制关系。转动惯量环节用于模拟同步发电机转子惯性，使PCS在负荷扰动时具有一定的频率动态支撑能力；阻尼环节用于抑制功角和频率振荡，提高并联系统动态稳定性。在稳态运行时，惯性环节输入趋于零，有功输出主要由频率偏差和下垂系数共同决定，其有功稳态特性可表示为：

$$P_i = P_{refi} - K_{pi}(\omega - \omega_n), i = 1,2 \tag{13}$$

式中：P_{refi}——有功功率参考值；K_{pi}——有功下垂系数；ω_{n}——额定角频率。当并联储能单元取相同的有功功率参考和下垂系数时，各PCS接入同一公共母线，稳态频率偏移量相同，由有功-频率下垂关系得到的输出有功功率相等，从而实现有功负荷的自然均分。该过程主要由频率下垂特性决定，对线路阻抗参数的依赖相对较弱，这也是后续仿真中两种虚拟阻抗策略下有功分配结果基本一致的理论基础。

在无功功率控制方面，采用无功–电压下垂控制策略，其无功稳态输出特性可表示为：

$$Q_i = \frac{(E_0 - U_{\mathrm{L}}) + K_{qi}Q_{refi}}{\dfrac{X_{ci}}{U_{\mathrm{L}}} + K_{qi}} \quad i = 1,2 \tag{14}$$

式中：E_0——储能单元采用VSG控制的空载输出电势；Q_{refi}——无功功率参考值；K_{qi}——无功

下垂系数。由该表达式可知，无功功率分配不仅与下垂系数和无功参考值有关，还受到传输阻抗X_{ci}的影响，即使两台储能单元设置相同的无功参考值和下垂系数，只要其等效传输阻抗存在差异，在相同母线电压条件下仍会得到不同的无功输出。因此，无功均分比有功均分更容易受到线路阻抗不一致的影响。

实现无功功率的均分，不仅需要并联储能单元具有相同的无功下垂系数和无功参考值，还要求各支路等效传输阻抗尽可能一致。然而在实际工程中线路阻抗难以完全匹配，仅依靠固定控制参数难以消除阻抗差异带来的无功分配偏差。因此本文引入了动态虚拟阻抗调节机制。

3.3 动态虚拟阻抗设计

在作为启动电源的并联储能单元构网运行过程中，由于实际储能系统中并联系统的线路长度及滤波参数存在差异，各储能单元输出侧的传输阻抗难以保持一致，进而导致无功功率分配偏差。尤其在自启动带载阶段，负荷投入具有明显的阶跃特性，母线无功需求会在短时间内发生变化，线路阻抗差异对无功分配的影响更加明显。当线路阻抗不一致时，即使各储能单元采用相同的无功功率参考值与下垂系数，其输出无功功率仍会受到传输阻抗差异的影响，难以实现理想的无功功率均分。同时，固定虚拟阻抗只能在设计点附近改善输出阻抗特性。当不同PCS支路线路阻抗差异较大时，采用相同固定虚拟阻抗后，各支路总等效阻抗仍可能不一致，无功功率分配偏差仍然存在。

为削弱线路阻抗不一致对无功功率分配特性的影响，在并联VSG控制中引入动态虚拟阻抗调节机制，对并联储能单元的传输阻抗进行在线整定。通过在储能单元输出端引入可调的虚拟感抗，使并联系统的等效感抗参数随无功输出状态动态变化，并逐步趋于一致，从而改善无功功率分配特性。由于虚拟感抗直接影响无功-电压下垂特性中的等效传输阻抗，该调节方式能够从无功分配偏差产生的源头进行补偿。在此基础上，当各储能单元采用相同的无功功率指令值与电压下垂系数时，实现无功功率的近似均分。

根据式(14)可知，在近似感性传输阻抗条件下，无功功率主要受等效感抗参数影响，而电阻分量对无功分配的影响相对较小。若同时对虚拟电阻和虚拟电抗进行动态调节，虽然可以进一步改变等效阻抗特性，但也可能增强有功、无功之间的耦合，并增加控制参数整定难度。因此，引入的动态虚拟阻抗电阻值保持不变，电抗随输出的无功功率动态调整。动态虚拟阻抗表达式为：

$$\begin{cases} R_v = R_{v0} \\ X_v = X_{v0} + K_v\left(Q_{\text{ref}} - Q\right) \end{cases} \tag{15}$$

式中：R_v——动态虚拟电阻；X_v——动态虚拟电抗；R_{v0}——初始虚拟电阻；X_{v0}——初始虚电抗；K_v——虚拟阻抗调节系数，决定无功偏差到虚拟感抗变化量的映射关系。若K_v取值过小，虚拟感抗调节幅度有限，线路阻抗差异难以得到充分补偿，无功分配改善效果不明显；若K_v取值过大，虚拟感抗对无功功率波动过于敏感，可能导致电压参考值频繁变化，增加系统动态振荡风险。因此，K_v需要在无功分配精度和动态稳定性之间折中选取。实际应用中可结合PCS容量、线路阻抗范围和允许电压偏差确定其取值。

由式(15)可知，当某一储能单元输出无功功率偏大时，其虚拟感抗将相应增大，等效传输阻抗随之增大。在相同母线电压条件下，该支路无功输出受到抑制，输出无功功率逐渐下降；反之，当某一储能单元无功输出偏小时，其虚拟感抗减小，等效传输阻抗降低，无功输出能力增强。动态阻抗调节通过无功功率偏差驱动虚拟感抗变化，实现并联系统中无功功率的自适应调节。与固定虚拟阻抗相比，引入动态阻抗能够根据负荷投入后的实际功率分配状态实时修正等效阻抗，对线路参数偏差和运行点变化具有更好的适应性。

动态虚拟阻抗机制没有改变原有VSG有功-频率和无功-电压下垂控制结构，仅在电压参考生成环节引入随无功偏差变化的虚拟阻抗压降。因此动态虚拟阻抗可以作为并联功率分配修正环节嵌入现有构网控制框架而不改变VSG基本惯性和阻尼特性。其作用主要体现在稳态及准稳态功率分配修正，而负荷突变时的频率和电压支撑仍由VSG主控制环节完成。

图5给出了动态虚拟阻抗作用前后并联储能单元无功—电压特性及工作点的变化。根据式（14），第i个储能单元无功—电压特性曲线对无功功率的斜率为X_{ci}/U_{L}。当两条支路的线路阻抗不一致时，X_{c1}与X_{c2}不同，两台储能单元的特性曲线斜率随之

产生差异。在相同母线电压下，两条曲线与电压下垂特性的交点分别对应不同的无功工作点，形成图中的无功功率差△Q_1。

引入动态虚拟阻抗后，无功功率偏差用于调节各支路的虚拟电抗。无功输出偏大的储能单元增大虚拟电抗，使等效感抗和无功—电压特性曲线斜率增大，其工作点向无功输出减小的方向移动；无功输出偏小的储能单元减小虚拟电抗，使曲线斜率减小，其工作点向无功输出增大的方向移动。两台储能单元的等效感抗及工作点因此逐步接近，无功功率差由△Q_1缩小为△Q_2。无功-电压特性曲线逐渐趋于一致，从而改善并联运行条件下的无功功率分配性能。

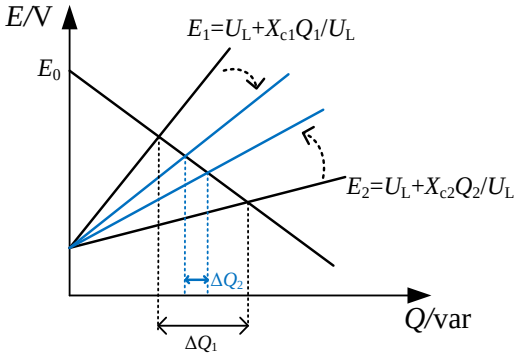


图5 引入动态虚拟阻抗前后无功-电压特性对比

Fig. 5 Comparison of reactive power–voltage characteristics before and after introducing dynamic virtual impedance

4 仿真验证

4.1 仿真系统与工况

为模拟VFB储能系统零压自启动过程中的电压建立与功率分配过程，在Matlab/Simulink平台搭建自启动仿真模型。仿真中选取两台额定功率为500 kW的储能单元作为启动电源，PCS均采用构网型VSG控制策略，并联系统共同支撑站内母线电压与频率建立。通过搭建包含启动电源并联VSG、双绕组分裂变压器、分级负荷的仿真模型，验证软启动升压抑制励磁涌流、动态虚拟阻抗优化功率均分策略的有效性。并联储能单元仿真参数设置如表1所示。

为验证本文所用500 kW / 2 MWh VFB储能系统模型的准确性，在500 kW恒功率工况下对储能

表1 并联储能单元仿真参数

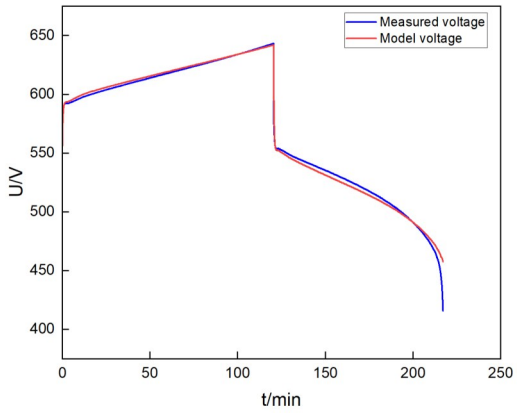
Table 1 Simulation parameters of parallel energy storage units

参数	储能单元1	储能单元2
直流侧额定电压U_{dc}/V	645	645
交流侧PCC点额定线电压U_L/V	250	250
额定频率f_n/Hz	50	50
额定有功功率P/kW	500	500
额定无功功率Q/kvar	300	300
线路电阻R_L/Ω	0.7	0.5
线路电感L_L/mH	7	6.5
滤波电感L_f/mH	3	3
滤波电阻R_f/Ω	0.2	0.2
滤波电容C_f/μF	20	20
有功调差系数K_p	25	25
无功调差系数K_q	10	10
虚拟电感初始值L_{v0}/mH	1	1
虚拟电阻R_{v0}/Ω	-0.8	-0.8
阻抗调节系数K_v/(mH/var)	10^{-4}	10^{-4}

系统进行充放电（以单电池开路电压1.2 V - 1.5 V为截止条件），记录直流侧电压，并与储能系统仿真结果进行对比，结果如图6所示。其中，图6(a)为直流侧电压变化对比结果，图6(b)为70~80 min内连续10 min的局部电压变化对比结果。

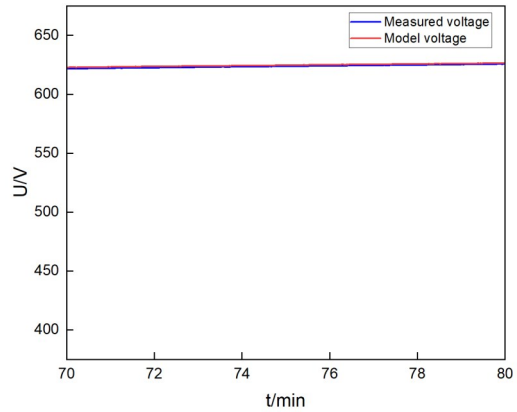
由图6(a)可知，模型输出电压与实测电压的总体变化趋势基本一致，能够反映恒功率充电阶段端电压逐渐升高、充放电状态切换以及恒功率放电阶段端电压逐渐降低的变化特性。说明本文所使用的模型可以在一定程度上反映恒功率运行过程中500 kW VFB储能系统直流侧端电压外特性。

考虑到本文研究的零压自启动过程持续时间远短于完整的恒功率充放电过程，进一步选取70~80 min内连续10 min的数据进行局部分析如图6(b)所示。在该时间范围内，实测电压由620.25 V升至624.25 V，变化量约为4 V，相对于区间初始电压的变化率约为0.64%；模型输出电压由621.52 V升至625.31V，变化量约为3.79 V，相对变化率约为0.61%。在区间起、止时刻，模型输出与实测电压的偏差分别约为1.27 V和1.06 V，均小于对应实测电压的0.3%。结果表明，模型能够反映该运行区间内500 kW VFB储能系统直流侧端电压的变化趋势，且端电压在10 min内的变化幅度较小。因此，在本文所研究的零压自启动短时间尺度内，可将VFB储能单元直流侧视为电压保持不变的等效



(a) 直流侧电压对比

(a) DC side voltage comparison



(b) 70~80 min局部电压对比

(b) 70~80 min Local voltage comparison

图6 500 kW VFB储能系统直流侧端电压模型值与实测值对比

Fig. 6 Comparison between the modeled and measured DC-side voltages of the 500 kW VFB energy storage system

电源。

仿真初始时刻，VFB储能系统处于全黑状态，站内母线电压为零。两台启动电源在t=0 s同时启动，采用电压幅值线性爬升方式进行零起升压，升压时间设定为0.8 s，使PCC点线电压平滑上升至线电压额定值250 V。在完成建压并进入稳态运行后，在t = 1.0 s投入站内I类关键负荷，负载功率为180 kW + 80 kvar，模拟关键控制与保障系统由UPS向启动电源切换的过程。系统稳定后，在t=1.5 s再投入部分II类运行负载200 kW+100 kvar，模拟并联VSG在负荷投入工况下的功率分配特性。然后依次逐步投入剩余II、III负载，直至全部负载投入，系统自启动完成。其余负载的投入过程与上述过程类似，具有重复性，本文不再展开仿真分析。

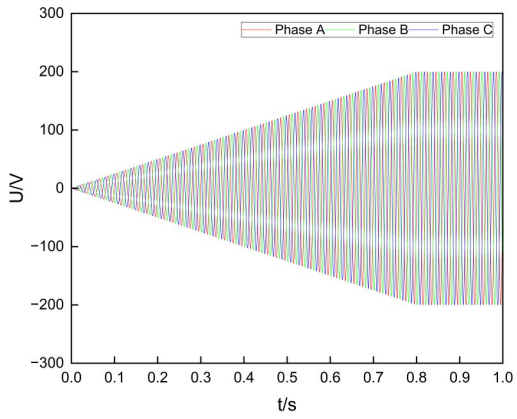
4.2 软启动升压效果验证

由于初始时刻VFB储能系统处于全黑启动状态，站内交流母线电压为零，分裂绕组变压器处于空载运行工况，未向站内负荷供电。两台并联启动电源均采用构网型VSG控制方式，t=0 s时，两台启动电源同时启动，采用线性爬升的软启动升压策略，通过双分裂绕组变压器由低压侧PCC点250 V升压建立站内母线电压至35 kV，升压时间设定为0.8 s。图7为升压过程中采用软启动升压变压器低压侧的电压、电流变化曲线。图8为采用软启动升压变压器高压侧电压变化曲线。由于变压器空载运行，二次高压侧电流为0。

分裂绕组变压器低压侧电压变化曲线如图7(a)所示。从t=0 s起，电压幅值按照设定斜率线性上升，在t=0.8 s时平滑达到线电压额定值250 V，整个过程中无超调和明显波动，表明PCS采用软启动电压控制策略的具有稳定性。图7(b)为低压侧电流变化曲线。在零起升压过程中，尽管变压器未带负载，但其铁心仍需建立交变磁通，因此启动电源需要向变压器提供一定的空载励磁电流。该空载电流主要用于克服铁心磁化所需的励磁无功功率，同时补偿铁心损耗引起的少量有功功率消耗。在电压爬升初期，由于铁心磁通逐步建立，变压器空载电流随电压幅值的提高呈现出逐渐增大的变化趋势，各相电流波形对称且连续变化，未出现传统变压器空载合闸时常见的励磁涌流尖峰。在t=0.8 s时，当PCC点电压达到额定值并进入稳态运行后，空载电流趋于稳定。软启动升压策略有效抑制了因磁通饱和可能产生的冲击电流，保证了变压器的安全投入。

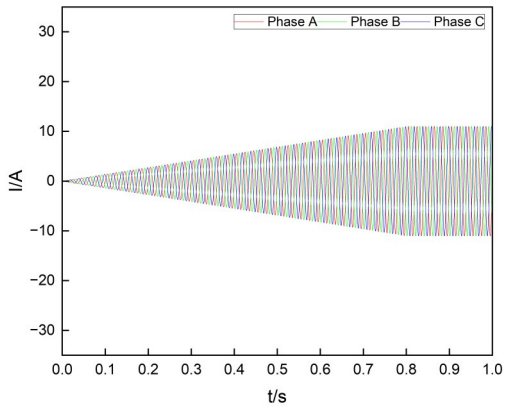
由图8变压器高压侧电压变化曲线可以看出，与低压侧类似，高压侧电压随低压侧建压过程同步提升，其变化趋势与PCC点电压保持一致，在0.8 s时达到35 kV线电压额定值，未引入电压波动或不稳定现象。这表明在零起升压阶段，启动电源不仅能够稳定建立站内母线电压，同时也能够保证电压沿变压器侧平滑传递，为后续负荷逐级投入提供可靠的电压支撑条件。

仿真结果表明，在变压器空载工况下，所提出的软启动零起升压控制策略能够有效抑制励磁涌



(a) 电压变化曲线

(a) Voltage variation curve



(b) 电流变化曲线

(b) Current variation curve

图7 双分裂绕组变压器低压侧电压和电流变化

Fig. 7 Voltage and current changes on the low-voltage side of the split-winding transformer

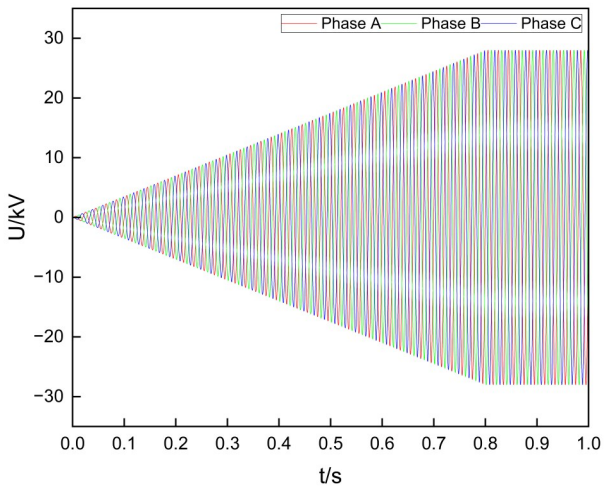


图8 双分裂绕组变压器高压侧电压变化

Fig. 8 Voltage changes on the high-voltage side of the split-winding transformer

流，确保建压过程平稳可控。并联构网型启动电源在无外部电网支撑条件下实现了站内母线电压的平滑建立，为后续I类关键负荷及II、III类负荷的分阶段投入奠定了运行基础。

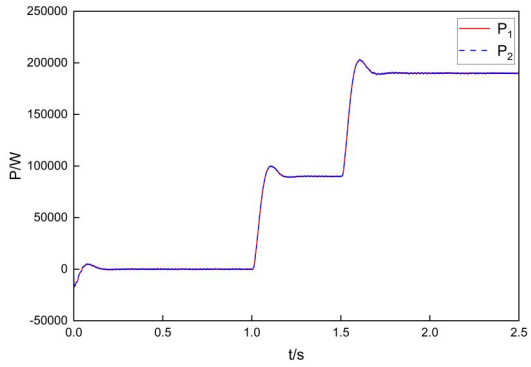
4.3 动态虚拟阻抗功率分配验证

为了验证所提出的动态虚拟阻抗策略在改善并联系统功率分配方面的有效性，在设定两台储能单元输出线路阻抗不一致的工况下，对采用固定虚拟阻抗与动态虚拟阻抗两种策略的控制效果进行了仿真对比，结果分别如图9和图10所示。图中以点线图形式给出了在两次负荷投入阶段下，作为启动电源的两台储能单元稳态时的有功与无功功率分配结果。其中，第一次负荷投入对应站内I类关键负荷180 kW + 80 kvar，模拟UPS向启动电源切换的过程；第二次叠加投入部分II类负荷200 kW+100 kvar，模拟并联储能单元在分阶段负荷接入过程中的功率分配特性。

在有功功率分配方面，如图9(a)和图10(a)所示，无论采用固定虚拟阻抗还是动态虚拟阻抗策略，两台储能单元在两次负荷投入后的有功输出均保持一致。在第一次投入站内I类负载有功功率共180 kW，两台储能单元稳定后各自输出90 kW。第二次再叠加投入部分II类负载有功功率共200 kW，两台储能单元稳定后各自输出190 kW。有功功率在两次负荷投入过程中均实现近似均分，两种策略下结果基本一致。仿真结果符合式(13)的符合分配规律，有功功率分配主要由频率下垂控制及虚拟惯性环节决定，受线路阻抗不一致影响较小，虚拟阻抗的调整对有功分配作用有限，即使在支路阻抗不一致的情况下，仍能进行有功负荷均分。

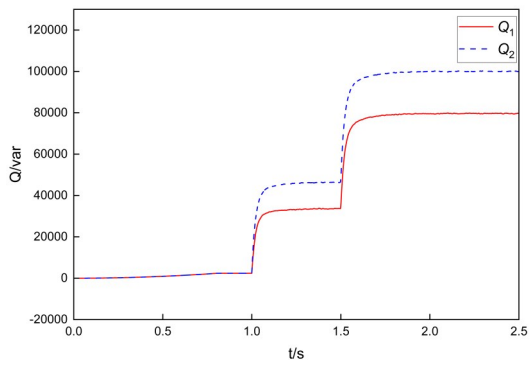
在无功功率分配方面，两种虚拟阻抗策略表现出明显差异。如图9(b)所示，在采用固定虚拟阻抗时，由于两台储能单元所在线路阻抗不同，在第一次与第二次负荷投入后，无功功率分配存在显著偏差。第一次投入站内I类负载无功功率共80 kvar，两台储能单元稳定后分别输出约33.6 kvar和46.4 kvar；第二次再投入部分II类负载无功功率共100 kvar，两台储能单元稳定后分别输出约79.7 kvar和100.3 kvar，表现出明显的不均分特性。仿真结果符合式(14)的变化规律，储能单元1输出无功小于储能单元2，线路阻抗大的储能单元分配的无功小。采用动态虚拟阻抗策略后，如图10(b)所示，

两台储能单元在各阶段的无功输出基本一致。第一次负荷投入后输出均为40 kvar，第二次负荷投入后均为90 kvar，实现了无功功率的近似均分。



(a) 有功功率分配

(a) Active power sharing



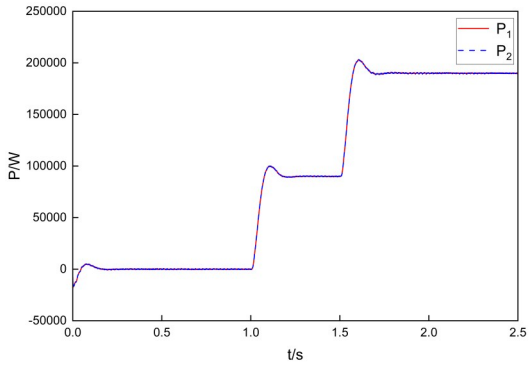
(b) 无功功率分配

(b) Reactive power sharing

图9 采用固定虚拟阻抗的功率分配

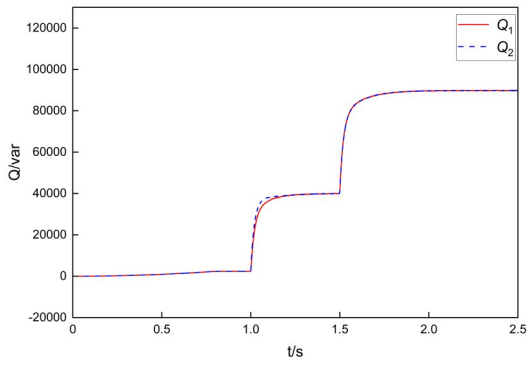
Fig. 9 Power distribution using fixed virtual impedance

为定量比较两种虚拟阻抗策略的无功功率分配效果，采用式(16)所定义的储能单元无功不平衡系数ε_Q进行评价。第一次投入80 kvar无功负荷后，固定虚拟阻抗策略下两台储能单元分别输出33.6 kvar和46.4kvar，无功功率差为12.8 kvar，无功不平衡系数为16%；动态虚拟阻抗策略下两台储能单元均输出40 kvar，无功功率差为0，无功不平衡系数为0%。第二次再投入100kvar无功负荷后，固定虚拟阻抗策略下两台储能单元分别输出79.7 kvar和100.3 kvar，无功功率差为20.6 kvar，不平衡系数为11.4%；动态虚拟阻抗策略下两台储能单元均输出40 kvar，无功功率差为0，不平衡系数为0%。采用动态虚拟阻抗策略后，两次无功负荷投



(a) 有功功率分配

(a) Active power sharing



(b) 无功功率分配

(b) Reactive power sharing

图10 采用动态虚拟阻抗的功率分配

Fig. 10 Power Distribution Using Dynamic Virtual Impedance

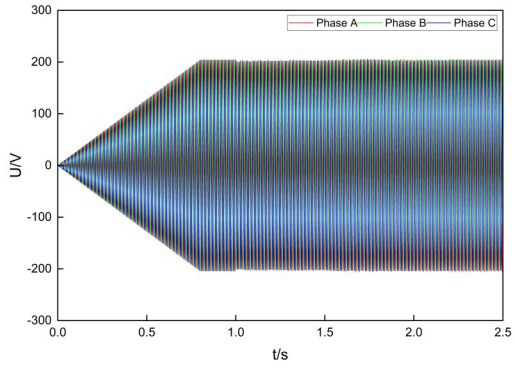
入后的储能单元无功不平衡系数都得到了改善。仿真与计算结果表明，动态虚拟阻抗通过在线调节等效输出阻抗，使并联系统阻抗特性趋于一致，有效削弱了线路阻抗不一致对无功分配的影响，提升了并联系统的无功功率分配性能。

$$\varepsilon_Q = \frac{|Q_1 - Q_2|}{Q_1 + Q_2} \times 100\% \tag{16}$$

采用基于动态虚拟阻抗的VSG控制后PCC处电压和电流的动态变化过程如图10所示。由图11(a)可以看出，在完成零起升压后，在t = 1.0 s首次投入I类关键负荷180 kW + 80 kvar负荷时，电压出现短暂的微小跌落，但幅度不足2%，且在0.2 s内迅速恢复至额定值；t=1.5 s第二次投入II类运行负载200 kW+100 kvar负荷时，电压同样表现出短暂小幅跌落后的快速恢复能力，未出现明显波动或持续偏移。这表明采用基于动态虚拟阻抗的VSG控制策略能有效抑制负荷突变对PCC点电压的冲

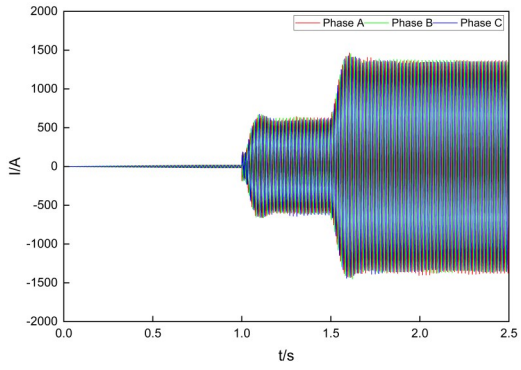
击，保持电压支撑能力。

PCC处电流变化情况如图11(b)所示，当t = 1.0 s投入I类关键负荷后，PCC处电流迅速增大，上升至对应负载电流水平，并在短暂的动态调整后稳定在新的工作点附近。随后在t=1.5 s再投入部分II类运行负载时，系统电流再次上升，有一定幅度的瞬态波动，但很快恢复稳定。这表明并联储能单元能够根据负荷变化及时调整输出功率，实现对负荷需求的快速响应，并保持系统运行稳定。



(a) 电压变化曲线

(a) Voltage variation curve



(b) 电流变化曲线

(b) Current variation curve

图11 PCC处电压和电流变化

Fig. 11 Voltage and current changes at the PCC

5 结 论

本文针对VFB储能系统在全站失压条件下的零压自启动问题，围绕零压自启动初期电压建立、变压器励磁涌流抑制以及并联储能单元功率分配开展研究，得到如下结论。

（1）变压器主磁通由绕组端电压积分决定，升压越快，建压初期磁通暂态偏移越大，铁心饱和和励磁涌流风险越高。理想条件下零起升压时间下限为38.2 ms；仿真采用0.8 s线性升压时，电压平稳建立且未出现明显励磁涌流尖峰。

（2）建立了两台并联VSG储能单元的等效模型，分析了线路阻抗不一致对有功、无功功率分配的影响。结果表明，在近似感性传输阻抗条件下，有功功率主要由有功—频率下垂特性决定，对支路阻抗差异不敏感；无功功率则主要受支路等效感抗影响。因此，线路阻抗不一致时，固定虚拟阻抗难以保证并联单元无功功率均分。

（3）在180 kW + 80 kvar和200 kW+100 kvar两次负荷投入工况下，两台储能单元有功功率分别均分为90 kW和190 kW。固定虚拟阻抗下，无功输出分别约为33.6/46.4 kvar和79.7/100.3 kvar，两阶段无功不平衡系数分别为16.0%和11.4%；采用动态虚拟阻抗后，分别改善为40/40 kvar和90/90 kvar，无功不平衡系数均降至0%。负荷切换时PCC电压跌落小于2%，并在约0.2 s内恢复。仿真结果验证了所提方法在零起升压、功率均分和系统稳定运行方面的有效性。

参 考 文 献

[1] FAN J, NIU L, LI C, et al. Review of black start on new power system based on energy storage technology[J]. Energy Engineering, 2023, 120(12): 2857-2878.

[2] LIU Y J, HUANG T C. Simulation study of black start using a grid-forming battery energy storage system[C]//2025 Seventh International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C) . IEEE, Taichung, Taiwan. 2025: 1-4.

[3] YAO L, YUAN Y, YANG Y, et al. Comparative analysis of grid-forming control of energy storage systems for black-start[C]// 2024 IEEE 15th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) . IEEE, Luxembourg, Luxembourg. 2024: 1-6.

[4] LI C, ZHANG S, LI J, et al. Coordinated control strategy of multiple energy storage power stations supporting black-start based on dynamic allocation[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 31: 101683.

[5] XIE B, XU B, LIU Z, et al. Research on black start control technology of energy storage power station based on VSG all vanadium flow battery[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2024, 2731(1): 012037.

[6] 米增强, 白俊, 刘力卿, 等. 黑启动火电机组后储能型风电场的调控策略研究[J]. 储能科学与技术, 2017, 6(1): 147-153.
MI Z Q, BAI J, LIU L Q, et al. Research on control strategy of energy storage wind farm after black-starting thermal power unit [J]. Energy Storage Science and Technology, 2017, 6(1):

147-153.

[7] ZHANG T, HOU Y, DING Y, et al. An enhanced grid-forming control strategy for suppressing magnetizing inrush current during black start of wind-storage systems[J]. Electronics, 2025, 14(22): 4431.

[8] CHEN B N, QUAN X, HU Q, et al. A novel finite control set model predictive control for transformer energization in black start[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2025, 16(4): 2752-2761.

[9] 张超, 邱晗, 李哲, 等. 储能系统离网启动的控制策略研究[J]. 电气传动, 2022, 52(13): 56-60, 67.
ZHANG C, QIU H, LI Z, et al. Research on control strategy for off-grid startup of energy storage system[J]. Electric Drive, 2022, 52 (13): 56-60, 67.

[10] Guerrero J M, De Vicuna L G, Matas J, et al. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control[J]. IEEE Transactions on industrial electronics, 2005, 52(4): 1126-1135.

[11] He J, Li Y W. Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation [J]. IEEE Transactions on industry Applications, 2011, 47(6): 2525-2538.

[12] 谢冰, 孙广宇, 杨斌, 等. 基于自适应虚拟阻抗的储能电站多机并联黑启动控制策略[J]. 可再生能源, 2025, 43(2): 243-251.
XIE B, SUN G Y, YANG B, et al. Multi-unit parallel black-start control strategy for energy storage power station based on adaptive virtual impedance[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(2): 243-251.

[13] 李明, 武鸿鑫, 甫日甫才仁, 等. 基于IHAOAVOA的储能电站有功无功功率分配策略[J]. 太阳能学报, 2025, 46(9): 293-302.
LI M, WU H X, FURIFUCAIREN, et al. Active and reactive power allocation strategy for energy storage power station based on IHAOAVOA[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(9): 293-302.

[14] 叶晖, 李爱魁, 张忠. 基于储能的无功补偿技术综述[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(6): 2209-2217.
YE H, LI A K, ZHANG Z. Review of reactive power compensation technology based on energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(6): 2209-2217.

[15] 金辰晖, 姜新建, 戴兴建. 微电网飞轮储能阵列协调控制策略研究[J]. 储能科学与技术, 2018,7(5):834-840.
JIN C H, JIANG X J, DAI X J. Coordinated control strategy of microgrid flywheel energy storage array[J]. Energy Storage Science and Technology, 2018, 7(5): 834-840.

[16] 吕志鹏, 盛万兴, 钟庆昌, 等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2591-2603.
LYU Z P, SHENG W X, ZHONG Q C, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.

[17] 渠展展, 杨若奂, 牛萌, 等. 基于积分反馈频率无差控制的构网型储能黑启动频率稳定提升研究[J]. 电器与能效管理技术, 2024(11): 20-28+44.
QU Z Z, YANG R H, NIU M, et al. Frequency stability improvement of grid-forming energy storage black start based on integral-feedback frequency zero-error control[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2024(11): 20-28+44.

[18] 李建林, 丁子洋, 游洪灏, 等. 基于MMC的构网型储能系统暂态性能优化控制[J]. 太阳能学报, 2025, 46(6): 152-162.
LI J L, DING Z Y, YOU H H, et al. Transient performance optimization control of MMC-based grid-forming energy storage system[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(6): 152-162.

[19] 石荣亮, 兰才华, 董政, 等. 基于能量重构的构网型储能VSG有功振荡阻尼策略[J]. 太阳能学报, 2025, 46(1): 300-308.
SHI R L, LAN C H, DONG Z, et al. Active power oscillation damping strategy for grid-forming energy storage VSG based on energy reconstruction[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46 (1): 300-308.

[20] 陈建荣, 赵波, 赵炳洋. 考虑多控制环路影响的VSG型构网储能dq阻抗建模及稳定性分析[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(1): 222-239.
CHEN J R, ZHAO B, ZHAO B Y. dq impedance modeling and stability analysis of VSG-based grid-forming energy storage considering the influence of multiple control loops[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(1): 222-239.