DOI：10.13890/j.issn.1000-128X.2024.03.102

含氢储装置的同相供电系统控制方法

宋治东，解绍锋，彭　友，邓山辉
（西南交通大学 电气工程学院，四川 成都 611756）

摘　要：为实现电气化铁路节能减排、低碳发展的目的，同时解决负序、电分相的问题，文章提出了一种含氢能发电装置和储能装置的同相供电系统控制方法。首先，文章分析了系统的拓扑结构和基本原理；然后，提出了系统的协同控制策略，并在此基础上进一步分析了不同工况下系统的能量管理策略，推导同相补偿装置、氢能发电装置和储能装置的控制方法；最后，进行实例分析，通过搭建系统仿真模型从电能质量补偿效果和典型工况两方面验证所提方案的可行性和有效性，并基于实测数据分析系统运行结果，对氢储装置接入的经济性进行研究。结果表明，所提方案能够有效控制氢能发电装置和储能装置运行，改善电气化铁路耗能结构和再生制动能量利用率，同时有效解决负序和电分相问题，具有一定的经济性。

关键词：同相供电；协同控制；储能技术；氢能发电

中图分类号：U223　　**文献标志码：**A　　**文章编号：**1000-128X(2024)03-0173-09

0　引言

截至2023年底，我国铁路营业里程达15.9万km，电化率为75.2%，全年铁路能源消耗折算标准煤1 512.58万t[1]。为实现“双碳”目标，需不断改善铁路的耗能结构，推进电气化铁路耗能的清洁化、绿色化发展[2]。因此，新能源在铁路行业的应用前景将十分广阔[3]，但目前相关研究主要集中在光伏领域。受光照、天气等自然条件影响，光伏发电具有间歇性、波动性和随机性等缺点[4]，而氢能来源丰富、清洁无污染，氢燃料电池具有转化效率高、零排放，输出功率稳定等特点[5]，氢能应用是实现轨道交通低碳化、绿色化发展的有效途径[6]。

近年来，国内外针对氢能在车载动力系统方面的应用开展了许多研究。2002年美国车辆工程公司研发了世界首辆燃料电池拖车；2006年东日本铁路公司设计了第一台燃料电池混合动力机车；2016年法国阿尔斯通公司研制了世界上第一辆燃料电池列车，运营速度可达140 km/h[7-8]；国内相关研究起步较晚，西南交通大学于2008年率先开展研究，在2013年成功研制出国内首台燃料电池机车“蓝天号”，随后在2016年与中国中车股份有限公司共同研发了世界上第一辆“燃料电池+超级电容”混合动力有轨电车[6]。

随着氢能发电技术进步，氢能发电在能源电力方面已有相关应用。在国外，2007年荷兰阿克苏诺贝尔公司利用氯碱工厂副产氢作为原料，开发了1套120 kW的氢燃料电池发电装置，投产后可满足工厂20%的用电需求；2020年韩国大山50 MW燃料电池发电站建成投运，该发电站燃料主要来源于附近化工厂副产氢提纯，并通过地下管道输送给燃料电池进行发电，每年发电量可达40万MW·h[9]。在国内，2016年利用副产氢气发电建成全球首套2 MW质子交换膜燃料电池发电站[10]；2021年安徽六安氢能综合利用示范站利用电解水制氢实现首台燃料电池发电机组并网发电[11]。

目前，大规模氢能发电相关技术已逐步应用，但氢能发电在铁路牵引供电领域研究还相对较少。文献[12]对氢能发电接入牵引供电系统方案及其控制策略进行研究，研究结果表明，当燃料充足时，氢能发电装置可按需供能，不受自然条件影响，同时随着制氢成

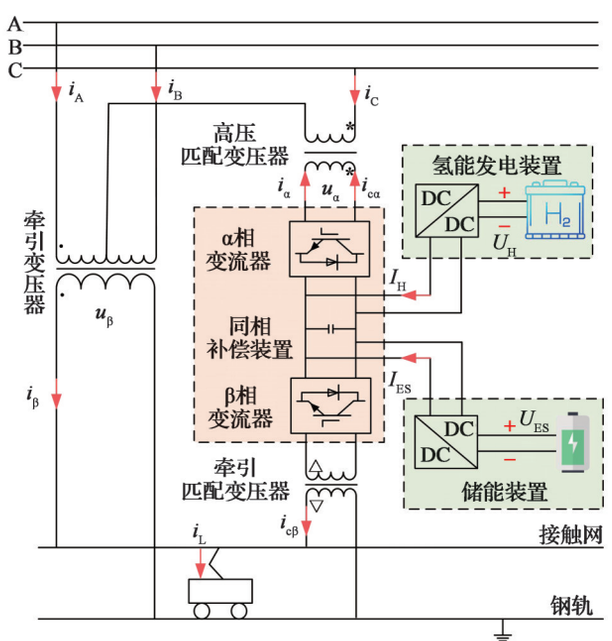
基金项目：国家自然科学基金项目（52277126）；四川省科技计划项目（2021YJ0028）
通信作者：解绍锋，男，博士，教授，博士生导师，主要从事电气化铁路牵引供电理论和电能质量测试分析与控制方面的研究；E-mail: sfxie@home.swjtu.edu.cn
引用格式：宋治东, 解绍锋, 彭友, 等. 含氢储装置的同相供电系统控制方法[J/OL]. 机车电传动. 2024(3): 173-181. DOI:10.13890/j.issn.1000-128X.2024.03.102.
Citation：SONG Zhidong, XIE Shaofeng, PENG You, et al. A control method for co-phase power supply system of hydrogen containing energy storage device[J/OL]. Electric drive for locomotives, 2024(3): 173-181. DOI:10.13890/j.issn.1000-128X.2024.03.102.

本降低，氢能发电接入牵引供电系统具有很高的经济效益，但该项研究未考虑储能环节和电分相问题，无法对系统的再生制动能量进行回收利用以进一步提高系统运行的经济性。

因此，为实现电气化铁路节能减排、低碳发展的目的，同时解决牵引供电系统负序和电分相问题，本文基于组合式同相供电技术将氢能发电装置和储能装置接入牵引供电系统，并以电压不平衡度限值为控制目标，提出系统的协同控制策略，建立系统仿真模型验证所提方案的可行性和有效性，然后基于实测数据对系统运行结果进行模拟分析，并在此基础上对氢储装置接入的经济性进行研究。

1 含氢储装置的同相供电系统结构及其原理

含氢储装置的同相供电系统结构如图1所示。该系统主要由牵引变压器、匹配变压器、同相补偿装置、氢能发电装置和储能装置组成，其中氢能发电装置和储能装置分别经DC/DC变换器后通过同相补偿装置直流侧接入牵引供电系统。



i_A,i_B,i_C—高压侧的三相电流；u_α,u_β—变压器二次侧的端口电压；i_α,i_β—变压器二次侧的端口电流；$i_{c\alpha}$,$i_{c\beta}$—同相补偿装置补偿电流；U_H,I_H—氢能发电装置的端口电压和端口电流；U_{ES},I_{ES}—储能装置的端口电压和端口电流；i_L—牵引侧的负荷电流。

图1 含氢储装置的同相供电系统拓扑结构

Fig. 1 Topology of co-phase power supply system of hydrogen containing energy storage device

由图1可知，牵引变压器与高压匹配变压器构成平衡接线，形成不等边Scott连接组；牵引变压器和同相补偿装置构成电网侧和牵引负荷间有功功率传递通道；氢能发电装置和储能装置则通过β相变流器输出有功功率，从而平衡牵引负荷产生的负序功率。交-直-交变流器经牵引匹配变压器后产生与牵引变压器幅值与相位相同的电压，取消了牵引变电所出口处的电分相，从而实现同相供电[13]。

考虑到当前交直交型电力机车功率因数和谐波问题已得到有效改善，功率因数在0.9以上，因此为方便分析认为牵引负荷视在功率约等于其有功功率[14]。设储能装置充放电功率为P_{ES}（放电为正，充电为负），氢能发电装置输出功率为P_H，牵引负荷有功功率为P_L，牵引供电系统负序功率允许值为P_ε，则各端口功率满足以下关系：

$$\left.\begin{aligned} &P_T-P_\alpha=P_\varepsilon\\ &P_T+P_\beta=P_L\\ &P_\beta-P_\alpha=P_H+P_{ES}\\ &P_\varepsilon=u_\varepsilon\cdot S_d/100 \end{aligned}\right\} \tag{1}$$

式中：u_ε为电压不平衡度限值，根据国家标准《电能质量 三相电压不平衡》（GB/T 15543— 2008）[15]规定：接于公共连接点的每个用户在该点引起负序电压不平衡度一般为1.3%，短时不超过2.6%；S_d为三相电网短路容量。

2 系统协同控制策略

氢能发电装置、储能装置和同相补偿装置作为独立系统，需要一种行之有效的协同控制策略方可实现各装置间协同作用[16]。本文提出的系统协同控制策略如图2所示，分为顶层控制和底层控制。其中，顶层控制即能量管理策略，底层控制则包括同相补偿装置、氢能发电装置和储能装置控制。

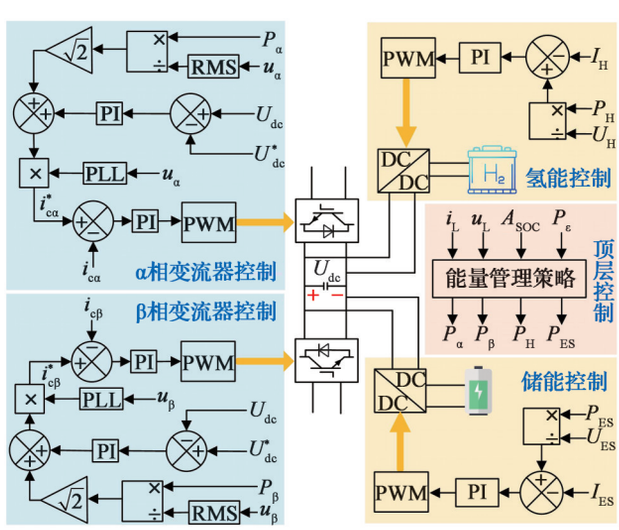


图2 系统的协同控制策略

Fig. 2 Collaborative control strategy of the system

2.1 系统能量管理策略

本文以电压不平衡度限值为控制目标，根据牵引负荷的状态、大小和储能装置荷电状态将系统分为4种

模式，共计13种工况，含氢储装置的同相供电系统能量管理策略如图3所示。在图3中，P_{ESM}为储能装置最大充放电功率，P_{Hmax}为氢能发电装置最大输出功率，A_{SOCmax}和A_{SOCmin}为储能装置充放电限值，A_{SOC}为储能装置的荷电状态。

各模式下的工况分析如下：

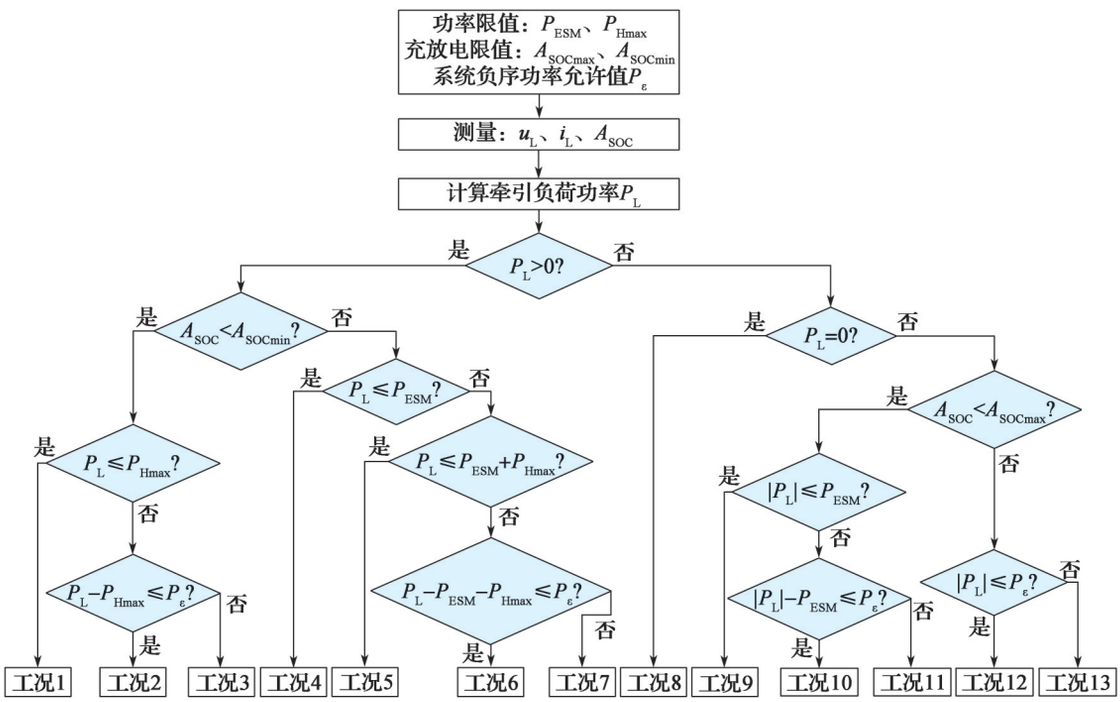


图3　系统的能量管理策略

Fig. 3　Energy management strategy of the system

1）模式一：氢能补偿模式

当牵引负荷处于牵引工况，若储能装置荷电状态达到放电限值，即$A_{\mathrm{SOC}}<A_{\mathrm{SOCmin}}$，储能装置待机，仅氢能发电装置投入运行。

工况1：当$P_{\mathrm{L}}\leqslant P_{\mathrm{Hmax}}$时，牵引负荷所需电能仅由氢能发电装置提供。

工况2：当$0<P_{\mathrm{L}}-P_{\mathrm{Hmax}}\leqslant P_{\varepsilon}$时，氢能发电装置以最大功率运行，牵引负荷所需其他电能通过牵引变压器提供。

工况3：当$P_{\mathrm{L}}-P_{\mathrm{Hmax}}>P_{\varepsilon}$时，同相补偿装置投入，进行负序补偿，氢能发电装置以最大功率运行，牵引负荷所需其他电能通过牵引变压器和同相补偿装置共同提供。

2）模式二：混合补偿模式

当牵引负荷处于牵引工况，若储能装置荷电状态未达到放电限值，即$A_{\mathrm{SOC}}>A_{\mathrm{SOCmin}}$，储能装置和氢能发电装置均可投入运行。

工况4：当$P_{\mathrm{L}}\leqslant P_{\mathrm{ESM}}$时，牵引负荷所需电能仅由储能装置提供。

工况5：当$P_{\mathrm{ESM}}<P_{\mathrm{L}}\leqslant P_{\mathrm{ESM}}+P_{\mathrm{Hmax}}$时，储能装置以最大放电功率运行，氢能发电装置提供牵引负荷所需其他电能。

工况6：当$0<P_{\mathrm{L}}-P_{\mathrm{ESM}}-P_{\mathrm{Hmax}}\leqslant P_{\varepsilon}$时，氢能发电装置和储能装置均以最大功率运行，牵引负荷所需其他电能由牵引变压器提供。

工况7：$P_{\mathrm{L}}-P_{\mathrm{ESM}}-P_{\mathrm{Hmax}}>P_{\varepsilon}$时，同相补偿装置投入，进行负序补偿，氢能发电装置和储能装置均以最大功率运行，牵引负荷所需其他电能由牵引变压器和同相补偿装置共同提供。

3）模式三（工况8）

当牵引负荷处于空载工况时，氢能发电装置和储能装置均不投入运行，系统处于待机模式。

4）模式四：再生制动充电模式

当牵引负荷处于再生制动工况，若储能装置荷电状态未达到充电限值，即$A_{\mathrm{SOC}}<A_{\mathrm{SOCmax}}$，储能装置回收再生制动能量进行充电；反之，储能装置不投入运行。

工况9：当$\left|P_{\mathrm{L}}\right|\leqslant P_{\mathrm{ESM}}$时，储能装置回收全部再生制动能量进行充电。

工况10：当$0<\left|P_{\mathrm{L}}\right|-P_{\mathrm{ESM}}\leqslant P_{\varepsilon}$时，储能装置以最大充电功率回收部分再生制动能量进行充电，其余再生制动能量通过牵引变压器返送至电网。

工况11：当$\left|P_{\mathrm{L}}\right|-P_{\mathrm{ESM}}>P_{\varepsilon}$时，储能装置以最大充电功率回收部分再生制动能量进行充电，其余再生制动能量通过牵引变压器和同相补偿装置返送至电网。

工况12：当$\left|P_{\mathrm{L}}\right|\leqslant P_{\varepsilon}$时，再生制动能量通过牵引变压器返送至电网。

工况13：当$\left|P_{\mathrm{L}}\right|>P_{\varepsilon}$时，再生制动能量通过牵引

变压器和同相补偿装置返送至电网。

2.2 同相补偿装置控制

2.2.1 补偿原理

如图1所示，设高压匹配变压器和牵引变压器的二次侧电压和电流分别为$u_\alpha(t)$、$i_\alpha(t)$和$u_\beta(t)$、$i_\beta(t)$，由于牵引变压器和高压匹配变压器构成Scott接线，$u_\alpha(t)$超前$u_\beta(t)$ 90 °。

设

$$\left.\begin{aligned} u_\alpha(t)&=\sqrt{2}\,kU\sin\left(\omega t+\frac{\pi}{2}\right)\\ u_\beta(t)&=\sqrt{2}\,U\sin(\omega t)\\ i_{\mathrm{L}}(t)&=\sqrt{2}\,I_1\sin\left(\omega t+\varphi_1\right)+i_{\mathrm{h}}(t)\end{aligned}\right\} \tag{2}$$

式中：k为高压匹配变压器和牵引变压器二次侧电压有效值之比；U为牵引侧电压有效值；I_1,φ_1分别为牵引负荷的基波电流有效值和相位；$i_{\mathrm{h}}(t)$为牵引负荷的谐波电流。

其中，基波电流的有功分量I_{p}和无功分量I_{q}为：

$$\left.\begin{aligned} I_{\mathrm{p}}&=I_1\cos\varphi_1\\ I_{\mathrm{q}}&=I_1\sin\varphi_1\end{aligned}\right\} \tag{3}$$

牵引负荷的瞬时功率为

$$\begin{aligned} p_{\mathrm{L}}(t)=u_\beta i_{\mathrm{L}}(t)=&UI_{\mathrm{p}}\left(1-\cos(2\omega t)\right)+\\ &UI_{\mathrm{q}}\sin(2\omega t)+u_\beta i_{\mathrm{h}}(t)\end{aligned} \tag{4}$$

当系统进行全补偿时，牵引变压器和同相补偿装置各提供牵引负荷50%的有功功率，则可假设$i_\alpha(t)$、$i_\beta(t)$的参考值$i_\alpha^*(t)$、$i_\beta^*(t)$为：

$$\left.\begin{aligned} i_\alpha^*(t)&=\frac{\sqrt{2}\,I}{k}\sin\left(\omega t+\frac{\pi}{2}\right)\\ i_\beta^*(t)&=\sqrt{2}\,I\sin(\omega t)\end{aligned}\right\} \tag{5}$$

式中：I为牵引变压器二次侧电流有效值。

根据式(2)和式(5)，牵引负荷从三相电网获取的瞬时功率为

$$p_{\mathrm{s}}(t)=u_\alpha i_\alpha(t)+u_\beta i_\beta(t)=2UI \tag{6}$$

氢能发电装置和储能装置输出功率为

$$P_{\mathrm{H}}+P_{\mathrm{ES}}=U_{\mathrm{H}}I_{\mathrm{H}}+U_{\mathrm{ES}}I_{\mathrm{ES}}=U\left(I'_{\mathrm{H}}+I'_{\mathrm{ES}}\right) \tag{7}$$

式中：I'_{H}, I'_{ES}分别为氢能发电装置和储能装置输出电流折算到牵引侧的电流有效值。

根据能量守恒关系，周期T内牵引负荷消耗的能量等于三相电网、氢能发电装置和储能装置提供的能量之和，即

$$\begin{aligned} \int_0^T p_{\mathrm{L}}(t)\mathrm{d}t=&\int_0^T p_{\mathrm{s}}(t)\mathrm{d}t+P_{\mathrm{H}}T+P_{\mathrm{ES}}T=\\ &2UIT+UI'_{\mathrm{H}}T+UI'_{\mathrm{ES}}T\end{aligned} \tag{8}$$

将式(4)、式(6)和式(7)代入式(8)，可得

$$I=\frac{1}{2}\left(I_{\mathrm{p}}-I'_{\mathrm{H}}-I'_{\mathrm{ES}}\right) \tag{9}$$

将式(9)代入式(5)，可得变流器两端的参考电流为：

$$\left.\begin{aligned} i_{\mathrm{c}\alpha}^*(t)&=-i_\alpha^*(t)=-\frac{\sqrt{2}}{2k}\left(I_{\mathrm{p}}-I'_{\mathrm{H}}-I'_{\mathrm{ES}}\right)\times\\ &\sin\left(\omega t+\frac{\pi}{2}\right)\\ i_{\mathrm{c}\beta}^*(t)&=i_{\mathrm{L}}(t)-i_\beta^*(t)=\frac{\sqrt{2}}{2}\left(I_{\mathrm{p}}+I'_{\mathrm{H}}+I'_{\mathrm{ES}}\right)\times\\ &\sin(\omega t)+\sqrt{2}\,I_{\mathrm{q}}\cos(\omega t)+i_{\mathrm{h}}(t)\end{aligned}\right\} \tag{10}$$

由式(10)可知，理论上同相补偿装置α相变流器只提供牵引负荷所需部分有功电流，而β相变流器除了提供牵引负荷所需部分有功电流外，同时还可以补偿牵引负荷产生的无功电流和谐波电流，即按照式(10)控制α相变流器和β相变流器输出相应的补偿电流，可实现对牵引变电所负序、无功和谐波的全补偿。

考虑到当前交直交型电力机车功率因数和谐波得到有效改善，可不进行无功和谐波补偿，令$I_\alpha=\frac{I_{\mathrm{p}}-I'_{\mathrm{H}}-I'_{\mathrm{ES}}}{2k}$, $I_\beta=\frac{I_{\mathrm{p}}+I'_{\mathrm{H}}+I'_{\mathrm{ES}}}{2}$，则式(10)可进一步表示为：

$$\left.\begin{aligned} i_{\mathrm{c}\alpha}^*(t)&=-\sqrt{2}\,I_\alpha\sin\left(\omega t+\frac{\pi}{2}\right)\\ i_{\mathrm{c}\beta}^*(t)&=\sqrt{2}\,I_\beta\sin(\omega t)\end{aligned}\right\} \tag{11}$$

2.2.2 控制原理

同相补偿装置控制主要是针对α相变流器和β相变流器补偿电流的控制，采用功率外环、电压外环和电流内环的控制方式[14]即可实现对同相补偿装置的控制。

1）功率外环

由上文可知，要实现同相补偿装置补偿电流控制，只需得到式(11)中有功电流I_α和I_β有效值即可。根据系统能量管理策略可得各工况下同相补偿装置α相变流器和β相变流器参考功率P_α、P_β，则有：

$$\left.\begin{aligned} I_\alpha&=P_\alpha/U_\alpha\\ I_\beta&=P_\beta/U_\beta\end{aligned}\right\} \tag{12}$$

式中：U_α, U_β分别为高压匹配变压器和牵引变压器二次侧电压有效值。

2）电压外环

将同相补偿装置直流稳压电容参考电压u_{dc}^*和实际电压u_{dc}进行比较得到误差信号，并将该误差信号输入到PI控制器进行调整，之后分别与α相变流器和β相变流器补偿电流参考值叠加并输入电流内环。

3）电流内环

将补偿电流参考值$i_{\mathrm{c}\alpha}^*$、$i_{\mathrm{c}\beta}^*$与变流器实际电流$i_{\mathrm{c}\alpha}$、$i_{\mathrm{c}\beta}$进行比较得到误差信号，将该误差输入PI控制器，最后经PWM调制后输出PWM脉冲信号，从而实现变流器控制。

综合以上分析，α相变流器和β相变流器补偿电流控制策略如图2所示。

2.3 氢能发电装置和储能装置控制

氢能发电装置和储能装置控制均采用功率外环和

电流内环的双环控制方法，其控制策略如图2所示。首先，根据系统能量管理策略得到各工况下氢能发电装置和储能装置参考功率P_{H}、P_{ES}，功率外环控制将参考功率P_{H}、P_{ES}分别除以氢能发电装置和储能装置端口电压U_{H}、U_{ES}，得到参考电流I_{H}^{*}、I_{ES}^{*}；电流内环则将参考电流I_{H}^{*}、I_{ES}^{*}和实际电流I_{H}、I_{ES}进行比较得到误差信号，将该误差输入PI控制器，最后经过PWM调制后输出PWM脉冲信号，从而实现控制氢能发电装置和储能装置。

3　实例分析

为验证所提方案的可行性和有效性，本文针对电能质量补偿效果和典型工况在MATLAB/Simulink平台上搭建了系统的仿真模型进行仿真，然后基于实测负荷数据模拟分析实际工况下系统运行结果，并在此基础上对氢储装置接入的经济性进行研究。系统仿真的主要参数如表1所示。

表1　系统的仿真参数

Table 1　Simulation parameters of the system

参数名称	参数值	参数名称	参数值
三相电网电压等级/kV	110	氢能发电装置最大输出功率/MW	2
三相电网短路容量/(MV·A)	1 000	储能装置最大充放电功率/MW	2
牵引变压器容量/(MV·A)	16	储能装置容量/(kW·h)	100
同相补偿装置容量/(MV·A)	12		

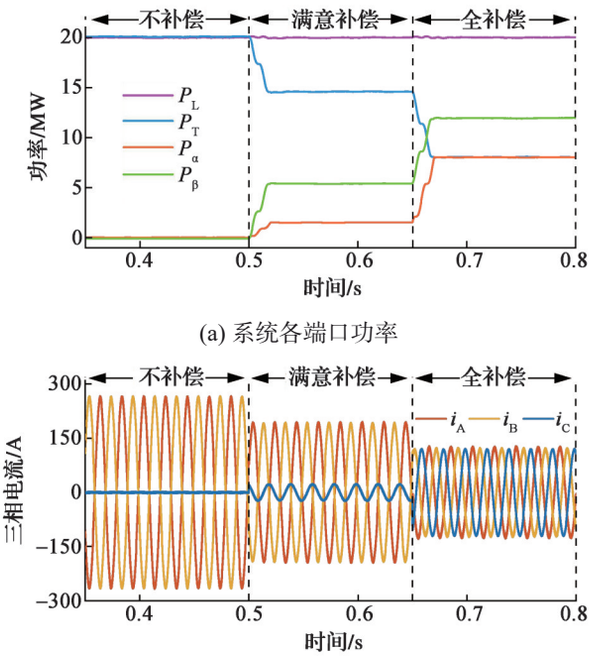
3.1　电能质量补偿效果仿真

为验证所提方案对系统负序的补偿效果，设牵引负荷P_{L}=20 MW，储能装置初始荷电状态值大于放电限值，氢储装置分别于0.50 s和0.65 s投入运行，并对系统负序进行满意补偿和全补偿，仿真结果如图4所示。

①情况一（0.35~0.50 s）：氢储装置未接入牵引供电系统，同相补偿装置对系统负序不进行补偿，则牵引负荷所需电能全部通过牵引变压器提供，同相补偿装置待机。

②情况二（0.50~0.65 s）：氢储装置接入牵引供电系统，同相补偿装置对系统负序进行满意补偿，设补偿后电压不平衡度限值u_{ε}=1.3%，则系统负序功率允许值P_{ε}=13 MW。由上文可知，氢能发电装置和储能装置均以最大功率运行，牵引变压器输出功率P_{T}=14.5 MW，α相变流器输出功率P_{α}=1.5 MW，β相变流器输出功率P_{β}=5.5 MW。

③情况三（0.65~0.80 s）：氢储装置接入牵引供电系统，同相补偿装置对系统负序进行全补偿。由于系统负序功率允许值P_{ε}=0，由上文可知，氢能发电装置和储能装置均以最大功率运行，α相变流器输出功率等于牵引变压器输出功率，P_{α}=P_{T}=8 MW，β相变流器输出功率P_{β}=12 MW。



(a) 系统各端口功率

(b) 高压侧三相电流

图4　电能质量补偿仿真结果

Fig. 4　Simulation results of power quality compensation

由图4可知，当氢储装置接入同相供电系统，并对系统负序进行满意补偿和全补偿时，同相补偿装置可根据控制目标输出指定功率平衡系统负序，补偿后高压侧三相电流不平衡度得到明显改善，并达到设定目标值，有效验证系统对负序的补偿效果。

3.2　典型工况仿真

考虑到牵引负荷状态、大小对系统运行方式的影响，设置4种典型工况进行过程仿真，验证系统在不同工况间的协同控制效果。设系统电压不平衡度限值u_{ε}=1.3%，储能装置荷电状态初始值大于放电限值，对系统负序进行满意补偿，仿真结果如图5所示。

①过程1（0~1 s）：牵引负荷处于牵引工况，P_{L}=20 MW，由于储能装置荷电状态值大于放电限值，系统以“工况7”方式运行，系统进行负序补偿，储能装置和氢能发电装置均以最大功率运行，牵引负荷所需其他电能通过牵引变压器和同相补偿装置提供。

②过程2（1~2 s）：牵引负荷处于牵引工况，P_{L}=10 MW，由于储能装置荷电状态值大于放电限值，系统以“工况6”方式运行，储能装置和氢能发电装置均以最大功率运行，牵引负荷所需其他电能通过牵引变压器提供。

③过程3（2~3 s）：牵引负荷处于再生制动工况，P_{L}=−5 MW，由于储能装置荷电状态值小于充电限值，

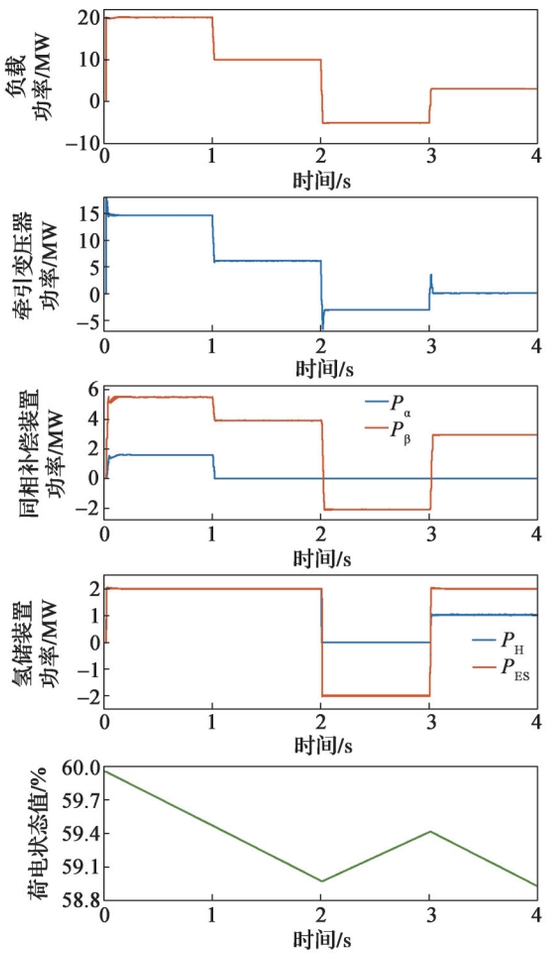


图5 典型工况仿真结果

Fig. 5 Simulation results of typical working conditions

系统以“工况10”方式运行，氢能发电装置待机，储能装置以最大充电功率回收再生制动能量进行充电，其余再生制动能量通过牵引变压器返送至电网。

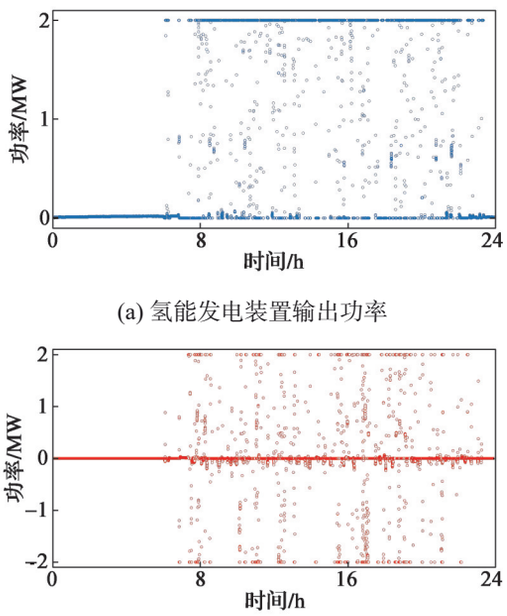
④过程4（3~4 s）：牵引负荷处于牵引工况，P_L=3 MW，由于储能装置荷电状态值大于放电限值，系统以“工况5”方式运行，储能装置以最大放电功率进行放电，牵引负荷所需其他电能由氢能发电装置提供。

以上4种典型工况仿真结果证明，系统可在不同工况间有效切换，验证了本文所提的系统协同控制策略的有效性和所提方案的可行性。

3.3 基于实测数据的系统运行模拟结果

为进一步验证所提方案在实际工况下的有效性，选取某牵引变电所1日内牵引负荷实测数据，其中“P_L>0”表示系统处于牵引工况，“P_L<0”表示系统处于再生制动工况，“P_L=0”表示系统处于空载状态，模拟分析氢能发电装置和储能装置接入同相供电系统运行情况。氢能发电装置和储能装置输出功率如图6所示，牵引变电所有功功率和需量功率变化如图7所示。

由图6可知，当氢储装置接入系统后，在本文所提方案协同控制作用下氢能发电装置和储能装置能够根

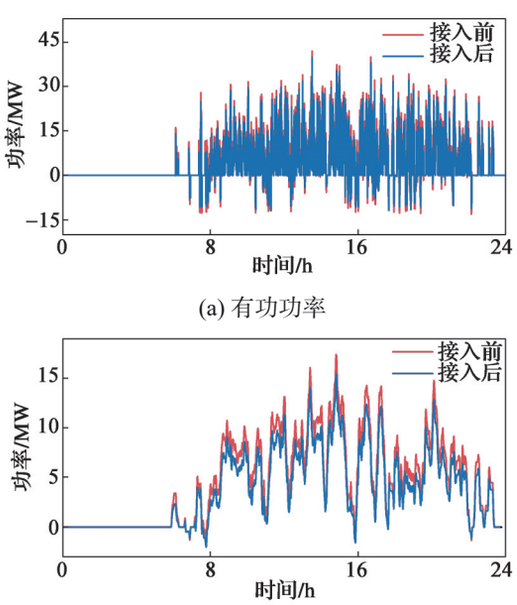


(a) 氢能发电装置输出功率

(b) 储能装置输出功率

图6 氢储装置输出功率

Fig. 6 Output power of hydrogen power generation and energy storage devices



(a) 有功功率

(b) 需量功率

图7 牵引变电所有功功率和需量功率

Fig. 7 Active power and demand power of traction substation

据牵引负荷变化有效调节输出功率，为牵引负荷提供电能或回收利用再生制动能量。由图7可知，当氢储装置接入后，牵引变电所有功功率和需量功率均有降低。若考虑电力系统对牵引供电系统再生制动能量采用返送正计的计量方式，计算可得氢储装置接入后牵引变电所从三相电网获取电能减少27.16 MW·h，再生制动能量利用率提高27.4%，同时牵引变电所最大需量功率降低1.97 MW。结果证明，本文所提方案在实际工况下能有效发挥作用，减少牵引变电所从电网取能，实现节能减排的最终目的。

3.4　经济性分析

由上节分析可知氢储装置接入可有效减少牵引变电所从三相电网取能的同时降低最大需量功率，具有良好的经济效益。本节主要利用净现值和投资回收期对全寿命周期内氢储装置接入的经济性进行分析。

在全寿命周期内，净现值可表示为

$$A_{\mathrm{NPV}}=\sum_{t=0}^{T}\frac{R(t)-C(t)}{(1+\lambda)^{t}} \tag{13}$$

式中：T为项目全寿命周期，年；t为项目运行时间，年；λ为折现率，%；$R(t)$和$C(t)$分别表示氢储装置投入运行每年带来的收益和支出，元。

其中，氢储装置运行带来的收益包括节省电费收益、政府补贴收益、环境收益和设备残余收益，支出包括氢储装置初始建设成本、运营维护成本、燃料成本和设备更换成本。

投资回收期是指项目建成总收益达到项目建设总投资需要的时间，可表示为

$$B_{\mathrm{PBP}}=\min\left\{t\,\middle|\,A_{\mathrm{NPV}}(t)\geqslant 0\right\} \tag{14}$$

式中：$A_{\mathrm{NPV}}(t)$为氢能发电装置和储能装置投入运行t年的净现值，元。

若考虑氢能发电装置采用氢燃料电池，氢气来源为工业副产氢通过管道运输提供氢能，使用寿命为10年；储能装置采用超级电容储能元件，使用寿命为20年；单位电度电费为0.606元/(kW·h)，单位需量电费为40元/kW，项目全寿命周期为20年，折现率为8%[12, 17-19]。那么，在项目周期结束时系统经济性分析结果如表2所示。

表2　系统经济性分析结果

Table 2　Economic analysis results of the system　万元

项目	产值	项目	产值
初始建设成本	1 480.00	节省电费收益	6 827.59
运营维护成本	413.34	政府补贴收益	626.36
燃料成本	4 744.19	环境收益	547.52
设备更换成本	421.51	设备残余收益	128.24

系统在项目周期内净现值变化如图8所示，项目前期净现值为负，随着收益增加在第7年净现值首次由负转正，因此项目投资回收期约为7年。第10年净现值下降是因为首套氢能发电装置达到使用寿命，进行设备更换产生了设备更换成本，导致净现值降低。由图8可知，在项目周期结束时净现值为1 070.67万元，从经济性角度来看方案是可行的。

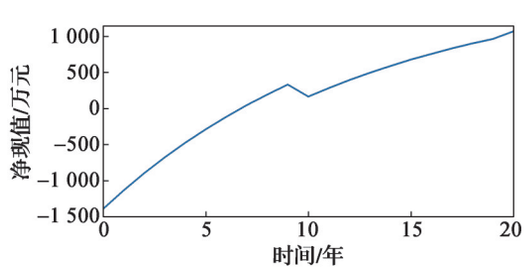


图8　系统净现值

Fig. 8　Net present value of the system

4　结论

本文针对含氢储装置的同相供电系统控制方法进行研究，可以得出以下结论：

①基于组合式同相供电技术可实现将氢能发电装置和储能装置接入牵引供电系统，使牵引供电系统耗能结构和再生制动能量利用率得到改善，减少牵引供电系统从三相电网取能，实现电气化铁路节能减排的目的。

②提出了含氢储装置的同相供电系统协同控制策略，通过顶层控制和底层控制相结合的方式可有效控制氢能发电装置辅助发电和储能装置回收利用再生制动能量，同时实现对系统负序的补偿。

③建立了系统的仿真模型，并基于实测数据模拟分析了系统运行结果，验证了所提方案的可行性和有效性，并在此基础上通过净现值和投资回收期分析氢储装置接入的经济性，从经济性角度来看方案是可行的。

综上所述，本文所提方案能够有效实现氢能发电装置和储能装置接入牵引供电系统，但对实际应用而言，氢能发电装置和储能装置容量配置、参数选取以及氢能发电装置所需氢气制取、储运等仍需继续开展研究。

参考文献：

[1] 国家铁路局. 2022年铁道统计公报[R/OL]. (2023-05-29)[2024-02-01]. https://www. nra. gov. cn/xwzx/xwxx/xwlb/202305/t20230529_341754.shtml.
National Railway Administration of People's Republic of China. 2022 railway statistics office[R/OL]. (2023-05-29)[2024-02-01]. https://www. nra. gov. cn/xwzx/xwxx/xwlb/202305/t20230529_341754.shtml.

[2] 胡海涛, 葛银波, 黄毅, 等. 电气化铁路“源-网-车-储”一体化供电技术[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 4374-4390.
HU Haitao, GE Yinbo, HUANG Yi, et al. "Source-network-train-storage" integrated power supply system for electric railways[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12): 4374-4390.

[3] 周新军. 铁路利用新能源和可再生能源潜力分析[J]. 中外能源, 2016, 21(5): 29-34.
ZHOU Xinjun. A study on potential for using new energy and renewable energy sources in railways[J]. Sino-global energy, 2016, 21(5): 29-34.

[4] 茆美琴, 龚文剑, 张榴晨, 等. 基于EEMD-SVM方法的光伏电站短期出力预测[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 17-24.
MAO Meiqin, GONG Wenjian, ZHANG Liuchen, et al. Short-term photovoltaic generation forecasting based on EEMD-SVM combined method[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 17-24.

[5] 邵志刚, 衣宝廉. 氢能与燃料电池发展现状及展望[J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(4): 469-477.
SHAO Zhigang, YI Baolian. Developing trend and present status of hydrogen energy and fuel cell development[J]. Bulletin of the Chinese academy of sciences, 2019, 34(4): 469-477.

[6] 陈维荣, 王颖民, 李秉训, 等. 氢能轨道交通的研究现状与发展趋势[J]. 机车电传动, 2023(3): 1-11.
CHEN Weirong, WANG Yingmin, LI Bingxun, et al. Overview on current research status and development trends of hydrogen-powered rail transit[J]. Electric drive for locomotives, 2023(3): 1-11.

[7] OOSAWA M, FUJII T. Development of a new energy (NE) train[J]. Japanese railway engineering, 2006, 46(1): 34.

[8] Anon. Coradia ilint fuel cell train approved for commercial operation on German railways[J]. Fuel cells bulletin, 2018, 2018(8): 6-7.

[9] 中国电力网. 全球最大副产氢燃料电池发电厂在韩国瑞山投运[EB/OL]. (2020-08-17) [2024-02-01]. http://www.chinapower.com.cn/xw/gjxw/20200817/27767.html.
China Power Grid. The world's largest by-product hydrogen fuel cell power plant is operating in Ruishan, South Korea [EB/OL]. (2020-08-17) [2024-02-01]. http://www.chinapower.com.cn/xw/gjxw/20200817/27767.html.

[10] 佚名. 世界首座2 MW氢燃料电池发电站落户营创三征[J]. 中国氯碱, 2016(9): 46-47.
Anon. The world's first 2 MW hydrogen fuel cell power plant settles down in Ynnovate Sanzheng[J]. China chlor-alkali, 2016(9): 46-47.

[11] 人民网. 安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站首台燃料电池发电机组并网发电[EB/OL]. (2021-12-30) [2024-02-01]. http://ah. people. com. cn/n2/2021/1230/c227767-35075113.html.
People's Daily Online. The first fuel cell generator set of Anhui Liuan MW hydrogen comprehensive utilization demonstration station is connected to the grid for power generation [EB/OL]. (2021-12-30) [2024-02-01]. http://ah.people.com.cn/n2/2021/1230/c227767-35075113.html.

[12] 李静雯. 氢能发电接入牵引供电系统研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2022.
LI Jingwen. Research on hydrogen power generation accessing to traction power supple system[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2022.

[13] 李群湛. 论新一代牵引供电系统及其关键技术[J]. 西南交通大学学报, 2014, 49(4): 559-568.
LI Qunzhan. On new generation traction power supply system and its key technologies for electrification railway[J]. Journal of southwest jiaotong university, 2014, 49(4): 559-568.

[14] 李群湛, 彭友, 黄小红, 等. 电气化铁路贯通供电系统穿越功率的治理措施[J/OL]. 西南交通大学学报: 1-10 [2024-02-01]. http://kns. cnki. net/kcms/detail/51.1277.U.20230505.1742.018.html.
LI Qunzhan, PENG You, HUANG Xiaohong, et al. Research on crossing power governance approach of continuous traction power supply system in electrified railway[J/OL]. Journal of southwest jiaotong university: 1-10 [2024-02-01]. http://kns. cnki. net/kcms/detail/51.1277.U.20230505.1742.018.html.

[15] 全国电压电流等级和频率标准化技术委员会. 电能质量三相电压不平衡: GB/T 15543—2008[S]. 北京:中国标准出版社, 2009.
Systems Aspects for Electrical Energy Supply. Power quality—three-phase voltage unbalance: GB/T 15543—2008[S]. Beijing: Standards Press of China, 2009.

[16] 陈民武, 陈天舒, 代先锋, 等. 基于MMC的储能型同相供电系统模型及控制策略[J]. 中国铁道科学, 2022, 43(3): 132-143.
CHEN Minwu, CHEN Tianshu, DAI Xianfeng, et al. Modeling and control strategy of energy storage co-phase power supply system based on MMC[J]. China railway science, 2022, 43(3): 132-143.

[17] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J]. 中国电力, 2020, 53(10): 66-73.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization[J]. Electric power, 2020, 53(10): 66-73.

[18] 李玲玲, 王鑫, 郎永波, 等. 基于改进鲸鱼算法的微网复合储能系统容量优化配置[J]. 电测与仪表, 2019, 56(16): 104-110.
LI Lingling, WANG Xin, LANG Yongbo, et al. Capacity configuration of micro-grid composite energy storage system based on improved whale optimization algorithm[J]. Electrical measurement & instrumentation, 2019, 56(16): 104-110.

[19] 莆田市人民政府. 二氧化碳排放量如何计算?[EB/OL]. (2014-07-24) [2024-02-01]. https://www. putian. gov. cn/znhdwdk/shbj/hbcs/201407/t20140724_248789.htm.
Putian Municipal People's Government. How to calculate carbon dioxide emissions?[EB/OL]. (2014-07-24) [2024-02-01]. https://www.putian.gov.cn/znhdwdk/shbj/hbcs/201407/t20140724_248789.htm.

A control method for co-phase power supply system of hydrogen containing energy storage device

SONG Zhidong, XIE Shaofeng, PENG You, DENG Shanhui

(School of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu, Sichuan 611756, China)

Abstract: To achieve energy conservation, emission reduction, and low-carbon development in electrified railways, and address the issues of negative sequence and electrical phase separation, this paper proposes a control method for co-phase power supply system of hydrogen containing power generation and energy storage device. Firstly the topology and basic principle of the system was analyzed; then, a collaborative control strategy for the system was proposed, on this basis, energy management strategies under different operating conditions were further analyzed, and the control method for co-phase compensation, hydrogen power generation, and energy storage devices were derived; and finally case analysis was carried out, the feasibility and effectiveness of the proposed method were verified by building a system simulation model from two aspects: power quality compensation effect and typical working condition, and the economical efficiency of connecting hydrogen storage devices was studied according to the system operation analysis result based on the measured data. The results show that the proposed method can effectively control the operation of hydrogen power generation and energy storage devices, optimize the energy consumption structure and regenerative braking energy utilization efficiency of electrified railways, and effectively solve the problems of negative sequence and electrical phase separation, thus creating certain economic benefits.

Keywords: co-phase power supply; collaborative control; energy storage technology; hydrogen power generation

收稿日期：2023-12-06；修回日期：2024-02-03