



固态储氢与热电储能集成的风光氢储综合能源系统多能协同优化

赵宏鹏^{1,2}, 苏昊翔¹, 李东耀², 胡碧洲¹, 兰景瑞¹, 洪文鹏¹, 李浩然¹

(¹东北电力大学能源与动力工程学院, 吉林 吉林 132012; ²中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司, 吉林 长春 130000)

摘要: 本研究面向间歇性可再生能源消纳和近零能耗社区多能协同供能需求, 提出一种固态储氢与热电储能集成的风光氢储综合能源系统。系统耦合风光发电、电储能、金属氢化物储氢、相变储热及冷热转换单元, 利用相变材料 (PCM) 罐回收吸氢放热和氢能转换余热, 并将其用于氢解吸、用户供热和余热制冷, 缓解固态储氢热量供需错配。构建两阶段协同优化框架, 第一阶段确定可再生能源和能量转换单元配置, 第二阶段优化储能子系统及冷热协同单元规模, 并以平准化能源成本、碳排放量和电网依赖指数评价系统经济性、低碳性和运行独立性。以六种场景下的近零能耗社区为对象进行分析, 结果表明: 风光互补配置较纯风配置可使平准化能源成本、碳排放量和电网依赖指数分别降低24.6%、32.9%和21.3%; 在风光互补系统中, 全集成储能模式较无电储能模式使碳排放量和电网依赖指数分别降低44.7%和27.0%, 较无热储能模式使平准化能源成本降低6.5%。综上所述, 热协调储氢策略可提升可再生能源消纳能力和多能协同运行性能, 为低碳氢集成能源系统设计提供参考。

关键词: 金属氢化物储氢; 热储能; 多能协同; 多目标优化

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0589

中图分类号: TK 91

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-18

Multi-energy collaborative optimization of a wind-solar-hydrogen-storage integrated energy system integrating solid-state hydrogen storage and thermal-electric energy storage

ZHAO Hongpeng^{1,2}, SU Haoxiang¹, LI Dongyao², HU Bizhou¹, LAN Jingrui¹, HONG Wenpeng¹,
LI Haoran¹

(¹School of Energy and Power Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, Jilin, China;

²Northeast Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group,
Changchun 130000, Jilin, China)

Abstract: To improve intermittent renewable energy accommodation and multi-energy coordinated supply in near-zero-energy communities, a wind-solar-hydrogen-storage integrated energy system incorporating solid-state hydrogen storage and thermal-electric energy storage is proposed. The system couples wind and photovoltaic generation, electrical energy storage, metal hydride hydrogen storage, phase change thermal storage, and heating-

收稿日期: 2026-07-08; 修改稿日期: 2026-09-03。

基金项目: 国家自然科学基金 (52506179), 中国电力工程顾问集团有限公司重大科技专项 (DG3-J01-2023)。

第一作者: 赵宏鹏 (1982—), 男, 博士研究生, 固态储氢, E-mail: zhaohongpeng@nepdi.net; 通信作者: 李浩然, 副教授, 低碳能源技术, E-mail: haoran@neepu.edu.cn。

引用本文: 赵宏鹏, 苏昊翔, 李东耀, 等. 固态储氢与热电储能集成的风光氢储综合能源系统多能协同优化[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-18.

Citation: ZHAO Hongpeng, SU Haoxiang, LI Dongyao, et al. Multi-energy collaborative optimization of a wind-solar-hydrogen-storage integrated energy system integrating solid-state hydrogen storage and thermal-electric energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-18.

cooling conversion units. A phase change material (PCM) tank is used to recover heat released during hydrogen absorption and waste heat generated from hydrogen energy conversion, which is then reused for hydrogen desorption, space heating, and waste-heat-driven cooling, thereby alleviating the thermal supply-demand mismatch in solid-state hydrogen storage. A two-stage coordinated optimization framework is developed. In the first stage, the capacities of renewable energy and energy conversion units are determined, while in the second stage, the sizes of the energy storage subsystem and heating - cooling coordination units are optimized. The levelized cost of energy, carbon emissions, and grid dependence index are adopted to evaluate the economic performance, low-carbon performance, and operational independence of the system. A near-zero-energy community under six scenarios is analyzed. The results show that, compared with the wind-only configuration, the wind-solar hybrid configuration reduces the levelized cost of energy, carbon emissions, and grid dependence index by 24.6%, 32.9%, and 21.3%, respectively. In the wind-solar hybrid system, the fully integrated energy storage mode reduces carbon emissions and the grid dependence index by 44.7% and 27.0%, respectively, compared with the no-electrical-storage mode, and reduces the levelized cost of energy by 6.5% compared with the no-thermal-storage mode. Overall, the thermally coordinated hydrogen storage strategy can improve renewable energy accommodation and multi-energy coordinated operation, providing a reference for the design of low-carbon hydrogen-integrated energy systems.

Keywords: metal hydride hydrogen storage; thermal energy storage; multi-energy coordination; multi-objective optimization

在“双碳”目标和能源结构低碳转型背景下，提高风能、太阳能等可再生能源在综合能源系统中的利用比例，是实现能源系统低碳化的重要途径。在新能源侧储能优化配置技术中，储能系统选型和容量规划是提高新能源消纳能力和系统运行灵活性的关键^[1]。然而，风光资源受气象条件和季节变化影响显著，其随机性、波动性和间歇性，容易造成可再生能源出力与用户负荷需求之间的时序不匹配^[2]。针对离网型风光氢储系统开展容量配置与控制优化研究，合理的容量配置和控制策略有助于提高风光制氢系统的经济性和运行稳定性^[3]。氢能因其可实现电氢转换，并在低出力时段参与能量补偿的特性，能促进风光能源的转化利用并提升系统综合性能^[4]。王彦文等^[5]采用 NSGA-II 和 TOPSIS 方法研究风光储耦合并网制氢系统的多目标优化配置，降低了电网交互并提升制氢系统运行的稳定性。李明等^[6]针对多源耦合不确定性下含电氢储能的微电网低碳容量优化配置开展研究，表明电储能和氢储能协同配置有助于提升微电网经济性、稳定性和低碳性。He 等^[7]构建了考虑电-氢-气耦合的近零排放

综合能源系统双层优化框架，进一步验证了氢能在降低系统运行成本和碳排放方面的作用。

现有氢基综合能源系统中，多采用高压气态形式储氢，但该方式受储氢密度、容器材料和安全性等因素制约^[8]。相比之下，金属氢化物储氢具有安全性高、体积储氢密度高和运行压力较低等优势，被认为是更适合分布式能源系统的储氢方式^[9]。针对金属氢化物储氢，现有研究多聚焦颗粒粒径、孔隙率、储氢床结构及换热条件等因素对其吸氢性能的影响^[10-11]。由于金属氢化物吸氢过程释放热量、脱氢过程需要持续供热，热管理能力也是影响储氢速率、放氢性能和系统效率的主要因素^[12]。Sreeraj 等^[13]综述了金属氢化物储氢床中的热增强方法。Tong 等^[14]探究了 PCM 辅助金属氢化物储氢热管理，表明 PCM 可通过潜热吸收与释放缓解储氢过程中的温度波动。尽管已有研究对金属氢化物储氢热管理进行了较多探索，但多数工作仍集中于单个储氢罐，对固态储氢与电储能、热储能、余热回收和系统容量配置之间的协同关系考虑不足。

为此，胡健等^[15]建立了含相变储能的风光/热

电联产综合能源系统优化调度模型，旨在改善风光利用率并降低系统运行成本。Zheng等^[16]建立了冷热电联供系统的多目标优化模型，探明冷、热、电多能流协同对系统运行规划的重要影响。Yan等^[17]针对混合冷热电联供系统开展随机多场景优化研究，表明了冷负荷和多准则评价会显著影响系统容量配置和运行策略。Fan等^[18]提出了结合电储能、氢储能和热储能的可再生能源系统双层协同优化方法，利用多类型储能的协同作用提升近零能耗社区的综合运行性能。杨世明等^[19]针对计及多重不确定性的综合能源系统提出两阶段多目标协同规划方法，探明了两阶段规划能够协调容量配置与运行优化之间的关系。Su等^[20]将NSGA-III、模糊熵和TOPSIS方法用于源荷预测不确定性下的区域综合能源系统规划。这些工作为多能源系统优化提供了基础，但在含金属氢化物固态储氢的冷热电氢综合能源系统中，冷负荷、余热制冷、热储能和固态储氢热管理之间的耦合关系仍需进一步探究。

基于上述研究基础，本文提出一种结合固态储氢、热储能单元（TES）和电化学储能单元（EES）的新型混合储能集成能源系统（HES-IES）。该系统利用TES回收氢吸收过程和氢能转换过程产生的热量，并将其用于氢解吸、用户供热和辅助制冷，以提升电、热、冷、氢多能流协同调节能力。此外，燃料电池的废热得到回收和利用，进一步提高了整体系统的效率和可持续性。为了实现最佳的系统规划和运行，通过结合用于生成解决方案的NSGA-II算法和用于选择最佳解决方案的TOPSIS算法，开发了多目标优化框架，目标包括碳排放、经济可行性和运行独立性。HES-IES应用于多种操作场景下的近零能耗社区（NZEC），以评估性能。

1 方法论

1.1 系统描述

如图1所示，HES-IES以光伏（PV）组件和风力发电机组（WT）作为主要可再生能源输入，发电经电力变换装置接入直流母线并供给交流负荷及系统内部用电设备。该系统包括三类储能：由电池组成的EES、由质子交换膜电解槽（PEME）、金属氢化物储氢罐（MHST）和质子交换膜燃料电池（PEMFC）组成的氢储能系统（HSS），以及基

于PCM储热罐的TES。其中，PEME可利用富余风光电力制取氢并储存于MHST中；储存的氢气既可供氢负荷需求，也可经PEMFC再发电并释放可回收余热。系统同时配置空气源热泵（ASHP）、电制冷机（EC）和吸收式制冷机（ARC）以满足热、冷负荷及余热利用需求。通过EES、HSS和TES的协同作用，以及PEMFC余热、MHST吸氢放热和PCM储热罐之间的热量耦合，系统能够实现电、热、冷、氢多能流协同调节，提高可再生能源消纳能力和氢能资源利用效率。

系统运行遵循可再生能源优先原则。电负荷和系统内部用电设备优先由PV和WT供给。当可再生能源出力高于电力需求时，富余电力依次用于EES充电、PEME制氢，剩余部分上网。当可再生能源出力不足时，系统采用分级供电策略以提高运行效率和自给能力。EES优先放电，随后PEMFC消耗MHST中储存的氢气进行发电，仍不足时由外部电网供给。

氢负荷优先由MHST供给。当储氢量不足时，PEME利用可再生能源或必要时的外购电力进行补充制氢。MHST吸氢过程伴随放热，放氢过程则需要持续供热。因此，MHST不仅作为氢能存储单元，也参与系统热能管理过程。TES主要回收MHST吸氢反应热和PEMFC余热，并在后续时段释放，用于用户供热、MHST脱氢和ARC驱动；不足部分由ASHP补充。冷负荷由EC和ARC共同承担，其中EC提供基础制冷，ARC利用可用余热进行辅助制冷，从而拓展余热利用路径。

为了评估不同储能技术对HES-IES性能的影响，本文设置三种模式：模式1，同时配置EES、TES和HSS；模式2，取消EES，主要依靠HSS和TES消纳波动；模式3，取消TES，MHST热管理和热冷供给更多依赖即时热源。

1.2 数学模型

本节建立各系统组件的数学模型。本文主要面向系统级技术经济优化，而非高保真动态模拟，因此采用小时级集总参数模型描述MHST-PCM热耦合，并通过有效换热效率、储热效率及热损失系数等参数等效表征传热过程，不进一步求解储氢床内部温度梯度、PCM相变动态及温度相关换热特性。为保证复杂优化问题的可解性，模型基于以下假设构建：（1）PV、PEME、PEMFC、EES、ASHP、

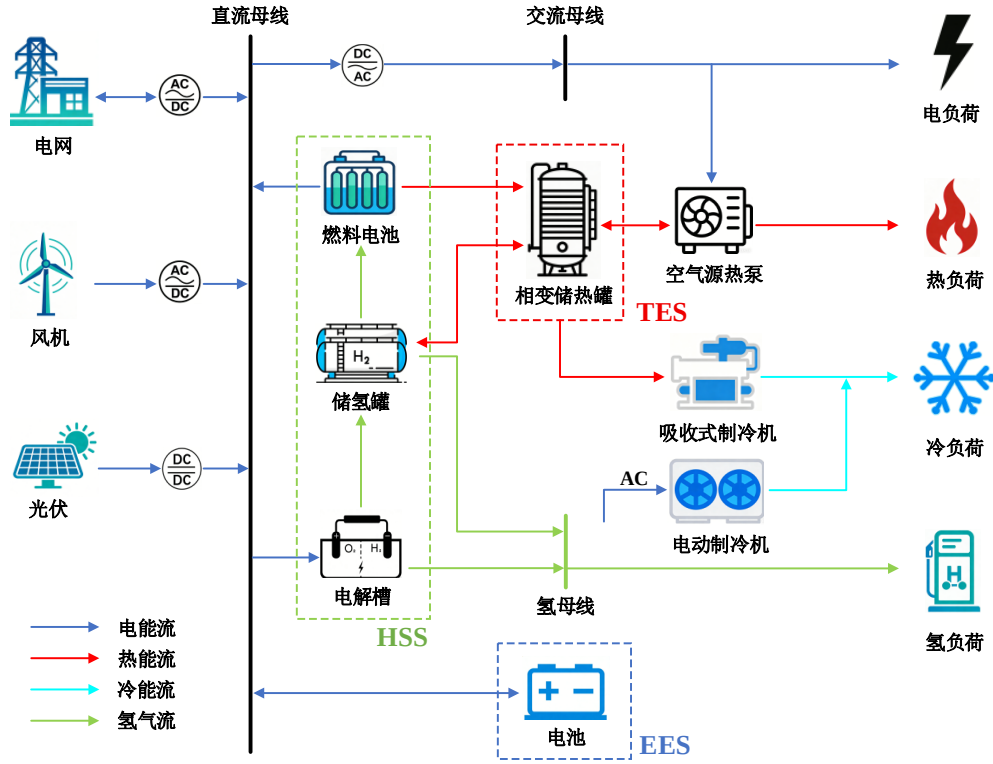


图1 混合储能集成能源系统示意图
Fig. 1 Schematic Diagram of HES-IES

ARC 以及 EC 的效率在其整个运行寿命周期内被视为恒定常数；（2）WT 的性能特性视为稳定不变，模型中不考虑其因长期运行而产生的性能衰减或老化效应；（3）MHST 的储氢容量以及相关的热力学参数在各次循环过程中保持恒定；（4）PCM 储热罐的储热效率和热损失系数在运行周期内维持不变。

1.2.1 太阳能光伏

光伏电池板的输出功率为 $P_{PV}(t)$ ，其计算依赖于环境温度 $T_{amb}(t)$ 和太阳辐照度 $G(t)$ ，具体表达式与所安装的光伏组件数量 N_{PV} 、单个光伏组件的面积 A_{PV} 、光伏组件的工作温度 $T_{PV}(t)$ 以及光伏组件的转换效率 $\eta_{PV}(t)$ 有关。该输出功率的表达式如下^[21]：

$$P_{PV}(t) = N_{PV} A_{PV} \eta_{PV}(t) G(t) \eta_{inverter} \quad (1)$$

式中， $\eta_{inverter}$ 为标准工况下的逆变器效率。 $\eta_{PV}(t)$ 受其温度系数 β_{PV} 的影响，并由下式决定：

$$\eta_{PV}(t) = \eta_{PV,0} (1 - \beta_{PV} (T_{PV}(t) - T_{ref})) \quad (2)$$

式中， $\eta_{PV,0}$ 为光伏组件在标准工况下的发电效率， T_{ref} 为标准参考温度。光伏组件的实时工作温

度 $T_{PV}(t)$ 则根据环境温度 $T_{amb}(t)$ 和太阳辐照度 $G(t)$ 计算得出，具体计算公式如下：

$$T_{PV}(t) = T_{amb}(t) + \frac{(T_{noct} - T_{ref}) G(t)}{G_{ref}} \quad (3)$$

式中， T_{noct} 为光伏组件在标准条件下的标称工作电池温度， G_{ref} 为标准条件下的太阳辐照度。

1.2.2 风力发电

风力发电输出功率 $P_{WT}(t)$ 由单台机组的额定功率 $P_{WT,R}$ 和实时风速 $V(t)$ 共同决定。其输出功率依据特定的风速区间计算，具体表达式如下^[22]：

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0 & v_{in} > v(t) \geq v_R \\ N_{WT} P_{WT,R} & v_R \leq v(t) < v_{out} \\ N_{WT} P_{WT,R} \frac{v(t)^3 - v_{in}^3}{v_R^3 - v_{in}^3} & v_{in} \leq v(t) < v_R \end{cases} \quad (4)$$

式中， N_{WT} 为风力发电机组的总数。 v_{in} 、 v_{out} 和 v_R 分别为风力发电机组的切入风速、切出风速和额定风速。

轮毂高度风速由参考高度风速修正得到^[23]：

$$v = v_{ref} \left(\frac{h_{WT}}{h_{ref}} \right)^\phi \quad (5)$$

式中， v_{ref} 为参考高度处的风速， h_{WT} 和 h_{ref} 分别为轮毂高度与参考高度， ϕ 为摩擦系数。

1.2.3 电能储存

EES用于存储富余电量并在缺电时释放。电池放电倍率取0.5。电池的实时储存电量 $E_{\text{EES}}(t)$ 通过以下公式确定^[24]：

$$E_{\text{EES}}(t+1) = E_{\text{EES}}(t)(1-\theta) + \left(P_{\text{EES}}^{\text{ch}}(t)\eta_{\text{EES}}^{\text{ch}} - \frac{P_{\text{EES}}^{\text{dis}}(t)}{\eta_{\text{EES}}^{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad (6)$$

电池的荷电状态（SOC）计算公式为：

$$\text{SOC}_{\text{EES}}(t) = \frac{E_{\text{EES}}(t)}{IC_{\text{EES}}} \quad (7)$$

电池工作受以下约束条件：

$$\text{SOC}_{\text{EES}}^{\min} \leq \text{SOC}_{\text{EES}}(t) \leq \text{SOC}_{\text{EES}}^{\max} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{\text{EES}}^{\text{ch}}(t) \leq P_{\text{EES}}^{\text{ch,max}} f \quad (9)$$

$$0 \leq P_{\text{EES}}^{\text{dis}}(t) \leq P_{\text{EES}}^{\text{dis,max}}(1-f) \quad (10)$$

$$f \in \{0,1\} \quad (11)$$

式中， θ 为电池的自放电率， $P_{\text{EES}}^{\text{ch}}(t)$ 和 $P_{\text{EES}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为电池在 t 时刻的充、放电功率， $\eta_{\text{EES}}^{\text{ch}}$ 和 $\eta_{\text{EES}}^{\text{dis}}$ 分别为充电效率和放电效率， $\text{SOC}_{\text{EES}}(t)$ 为电池在 t 时刻的荷电状态，表示电池剩余电量的百分比。 $\text{SOC}_{\text{EES}}^{\min}$ 和 $\text{SOC}_{\text{EES}}^{\max}$ 分别为最小、最大荷电状态， IC_{EES} 为电池的额定容量， Δt 为时间间隔。当 $f=1$ 时，表示EES处于充电状态；当 $f=0$ 时，表示EES处于放电状态。

1.2.4 电解槽

本研究选用PEME，其优势包括氢气生产效率、气体纯度高、能耗低以及具备高压运行能力，使其成为极具前景的制氢解决方案^[25]。其单位时间内的功耗为^[26]：

$$P_{\text{PEME}}(t) = \frac{\dot{n}_{\text{PEME}}(t)HHV_{\text{H}_2}}{\eta_{\text{PEME}}} \quad (12)$$

式中， η_{PEME} 、 $\dot{n}_{\text{PEME}}(t)$ 和 HHV_{H_2} 分别为电解槽效率、氢气每小时的生成摩尔流量和氢气的高热值。

1.2.5 燃料电池

PEMFC将氢能转化为电能并产生可回收热量，其电、热输出为^[26]：

$$P_{\text{PEMFC}}(t) = \eta_{\text{FC}}^{\text{e}} \dot{n}_{\text{PEMFC}}(t)HHV_{\text{H}_2} \quad (13)$$

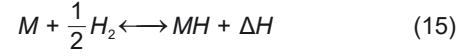
$$P_{\text{PEMFC}}(t) = \eta_{\text{FC}}^{\text{h}} \dot{n}_{\text{PEMFC}}(t)HHV_{\text{H}_2} \quad (14)$$

式中， $\eta_{\text{FC}}^{\text{e}}$ 、 $\eta_{\text{FC}}^{\text{h}}$ 和 $\dot{n}_{\text{PEMFC}}(t)$ 分别为燃料电池的电效率、热效率和氢气每小时的消耗摩尔流量。

1.2.6 储氢罐

大多数金属及合金在适当的压力和温度条件下，能够以放热方式吸收氢气。这一热化学可逆过

程使得在供热条件下，氢气得以释放，其反应式如下：



本研究选用 LaNi_5 作为储氢材料，其储氢容量为1.4wt%。在给定温度下， LaNi_5 的吸氢与放氢平衡压力通过范特霍夫方程进行计算，该方程在大约0℃至150℃的温度范围内能提供较为精确的近似值^[27]：

$$\ln\left(\frac{p_{\text{eq}}}{p_0}\right) = a - \frac{b}{T} \quad (16)$$

式中， p_{eq} 为温度 T 下的平衡平台压力， p_0 为标准压力1bar， a 和 b 为平台压力系数。

MHST的工作温度范围约为20℃至65℃，其对应的平衡压力分别为1.38bar和7.58bar。由于PEME可输出压力高达40bar的氢气，因此氢气无需额外压缩即可直接储存于MHST中^[28]。本文将MHST与TES耦合，将吸氢放热以及PEMFC余热储存后用于热负荷和放氢过程。氢气吸收过程中的有效热输出为：

$$Q_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t) = \eta_{\text{MHST}}(\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t)\Delta H) \quad (17)$$

式中， $Q_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t)$ 为 t 时刻吸收反应所释放的热量， η_{MHST} 为嵌入MHST的换热器效率， $\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t)$ 为氢气吸收的摩尔流量， ΔH 为反应焓变。

类似地，氢气解吸过程所需的热能可通过下式确定：

$$Q_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t) = \frac{\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t)\Delta H}{\eta_{\text{MHST}}} \quad (18)$$

式中， $Q_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t)$ 为 t 时刻氢气释放所需的热能输入， $\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t)$ 为氢气解吸的摩尔流量。

以下摩尔平衡方程描述了金属氢化物储氢系统（MHST）中氢气吸收与解吸的过程。

$$H(t) = H(t-1) + (\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t) - \dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t))\Delta t \quad (19)$$

$$0.1 \cdot IC_{\text{MHST}} \leq H(t) \leq 0.9 \cdot IC_{\text{MHST}} \quad (20)$$

$$\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t) \times \dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t) = 0$$

$$\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{a}}(t) \geq 0 \quad (21)$$

$$\dot{n}_{\text{MHST}}^{\text{d}}(t) \geq 0$$

式中， $H(t)$ 为 t 时刻储存的氢气质量， IC_{MHST} 为MHST的装机容量。

1.2.7 热能储存

本文采用三水合硝酸锂（ $\text{LiNO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ ）作为TES的相变材料，其熔化温度约30℃、潜热值为296kJ/kg，适合中低温热协调应用^[29]。储存的热能

$TE_{TES}(t)$ 及实时荷能状态 $S_{TES}(t)$ 通过以下公式计算^[16]:

$$TE_{TES}(t) = TE_{TES}(t-1)(1 - \delta_{TES}) + \left(Q_{TES}^{im}(t)\eta_{TES}^{im} - \frac{Q_{TES}^{ex}(t)}{\eta_{TES}^{ex}} \right) \Delta t \quad (22)$$

$$S_{TES}(t) = \frac{TE_{TES}(t)}{IC_{TES}} \quad (23)$$

$$S_{TES}^{min} \leq S_{TES}(t) \leq S_{TES}^{max} \quad (24)$$

$$0 \leq Q_{TES}^{im}(t) \leq Q_{TES}^{im,max} \quad (25)$$

$$0 \leq Q_{TES}^{ex}(t) \leq Q_{TES}^{ex,max} \quad (26)$$

式中, δ_{TES} 为储热系统的热损失系数, IC_{TES} 为其装机容量。上标 “im” 和 “ex” 分别代表热量的输入与输出。 $Q_{TES}^{im,max}$ 为最大储热功率, $Q_{TES}^{ex,max}$ 为最大放热功率。

1.2.8 空气源热泵

ASHP 利用环境空气提供供热, 其输出功率为^[17]:

$$Q_{ASHP}^{h/s}(t) = P_{ASHP}^{h/s}(t)COP^{h/s} \quad (27)$$

$$P_{ASHP}^h(t) \times P_{ASHP}^c(t) = 0 \quad (28)$$

式中, $Q_{ASHP}^{h/s}(t)$ 为空气源热泵的供热或制冷输出功率, $COP^{h/s}$ 为供热或制冷工况下的能效比, $P_{ASHP}^h(t)$ 为输入的电功率。

1.2.9 电制冷机

EC 利用电能提供冷量, 其输出功率为^[18]:

$$Q_{EC}^c(t) = P_{EC}(t)COP_{EC} \quad (29)$$

式中, $Q_{EC}^c(t)$ 为电动冷却器的制冷输出功率, COP_{EC} 为制冷工况下的能效比, $P_{EC}(t)$ 为输入的电功率。

1.2.10 吸收式制冷机

ARC 利用系统余热制冷, 其输出功率为^[18]:

$$Q_{ARC}^c(t) = Q_{ARC}^h(t)\eta_{ARC} \quad (30)$$

式中, $Q_{ARC}^c(t)$ 为吸收式制冷机的制冷输出功率, η_{ARC} 为吸收式制冷机的效率, $Q_{ARC}^h(t)$ 为输入热功率。

1.3 两阶段协同优化模型

为实现系统源侧配置与储能侧容量规划的协调, 本文构建了基于 NSGA-II 和 TOPSIS 的两阶段协同优化框架。考虑到 HES-IES 包含可再生能源、能量转换及多类型储能设备, 若所有设备容量同时参与优化, 将增加决策变量之间的耦合程度和求解复杂度。因此, 本文依据设备功能将容量规划划分

为基础能源供给与转换设备配置和储能及余热利用设备配置两个阶段, 以减少单个阶段同时参与搜索的变量数量, 提高优化问题的可处理性和求解效率。同时, 将第一阶段所得源侧配置固定为第二阶段的统一输入, 使不同储能模式在相同的可再生能源供给和基础能量转换条件下进行比较, 避免源侧容量变化对储能方案评价的干扰, 从而提高不同储能策略之间的可比性。

1.3.1 决策变量

在第一阶段, 重点在于确定系统基础能源供给和转换能力, 决策变量包括光伏板数量 N_{PV} 、风力涡轮机数量 N_{WT} 、质子交换膜电解槽 IC_{PEME} , 空气源热泵 IC_{ASHP} 的额定功率和电动冷却器的额定功率 IC_{EC} 。在第二阶段, 优化重点转向系统储能调节及余热利用能力, 决策变量包括金属氢化物储氢罐 IC_{MHST} 、相变材料储热罐 IC_{TES} 、蓄电池 IC_{EES} 和吸收式制冷机 IC_{ARC} 的额定容量, 以及质子交换膜燃料电池 IC_{PEMFC} 的额定功率。

1.3.2 约束条件

第一阶段优化主要针对系统主要设备容量进行配置, 相应的守恒约束条件如下:

电力平衡约束:

$$P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{buy}(t) = P_{load}(t) + P_{PEME}(t) + P_{ASHP}(t) + P_{EC}(t) + P_{sell}(t) \quad (31)$$

式中, $P_{sell}(t)$ 为出售给电网的电力, $P_{buy}(t)$ 为从电网购买的电力, $P_{load}(t)$ 为负载功率。

热力平衡约束:

$$Q_{ASHP}^h(t) = Q_{load}^h(t) + Q_{waste}^h(t) \quad (32)$$

式中, $Q_{load}^h(t)$ 为热负荷, $Q_{waste}^h(t)$ 为浪费的热量。

冷量平衡约束:

$$Q_{EC}^c(t) = Q_{load}^c(t) + Q_{waste}^c(t) \quad (33)$$

式中, $Q_{load}^c(t)$ 为冷负荷。

氢平衡约束:

$$\dot{n}_{PEME}(t) = \dot{n}_{load}(t) \quad (34)$$

式中, $\dot{n}_{load}(t)$ 为 HV 的氢负荷。

电力平衡约束:

$$P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{PEMFC}(t) + P_{EES}^d(t) + P_{buy}(t) = P_{load}(t) + P_{PEME}(t) + P_{EES}^c(t) + P_{ASHP}(t) + P_{EC}(t) + P_{sell}(t) \quad (35)$$

热力平衡约束:

$$Q_{PEMFC}(t) + Q_{ASHP}^h(t) + Q_{MHST}^a(t) + Q_{TES}^{ex}(t) = Q_{load}^h(t) + Q_{waste}^h(t) + Q_{ARC}^h(t) + Q_{TES}^{im}(t) + Q_{MHST}^d(t) \quad (36)$$

冷量平衡约束：

$$Q_{EC}^c(t) + Q_{ARC}^c(t) = Q_{load}^c(t) + Q_{waste}^c(t) \quad (37)$$

氢平衡约束：

$$\dot{n}_{PEME}(t) + \dot{n}_{MHST}^d(t) = \dot{n}_{PEMFC}(t) + \dot{n}_{MHST}^a(t) + \dot{n}_{load}(t) \quad (38)$$

1.3.3 优化目标

优化目标包括经济性、低碳性和运行独立性，分别以LCOE、TCE和GDI表征，三个目标采用等权重处理。LCOE用于衡量系统生命周期内单位能源供给成本。其计算公式如下：

$$LCOE = \frac{C_{inv} + C_{main} + C_{ope} + C_{tax} - R_{re}}{E_{gen}} \quad (39)$$

式中， C_{inv} 为初始投资成本， C_{main} 为维护成本， C_{ope} 为运行成本， C_{tax} 为碳税成本， R_{re} 为可再生资源收益， E_{gen} 为系统自身年产生的能源总量。

各个组成部分的计算方式如下：

$$E_{gen} = \sum_{t=1}^{8760} \left(P_{load}(t) + Q_{load}^h(t) + Q_{load}^c(t) + \frac{\dot{n}_{load}(t)HHV_{H_2}}{3600} \right) \Delta t \quad (40)$$

$$C_{inv} = \sum_{m=1}^M \frac{i(1+i)^{y(m)}}{(1+i)^{y(m)} - 1} IC(m) C_{cap}(m) \quad (41)$$

$$C_{main} = \varepsilon \sum_{m=1}^M IC(m) C_{cap}(m) \quad (42)$$

$$C_{ope} = \sum_{t=1}^{8760} P_{bug}(t) C_{grid}^{im}(t) \Delta t \quad (43)$$

$$C_{tax} = \alpha \beta \sum_{t=1}^{8760} P_{bug}(t) \Delta t \quad (44)$$

$$R_{re} = \sum_{t=1}^{8760} P_{sell}(t) C_{grid}^{ex}(t) \Delta t \quad (45)$$

式中， m 表示设备； M 为设备总量； i 为利率； y 为设备生命周期； C_{cap} 为设备的容量成本； ε 为设备的维护系数； α 为购电的二氧化碳排放系数，取值为968g/kWh； β 为碳税系数，取值为43\$/t； $P_{sell}(t)$ 为每小时向电网输出的电力，kW； $C_{grid}^{im}(t)$ 和 $C_{grid}^{ex}(t)$ 分别为购电电价和售电电价； E_{gen} 为系统年总有效供能量，包括电、热、冷及氢负荷的能量等量。

总碳排放量（TCE）作为环境影响指标，通过如下公式计算：

$$TCE = \alpha \sum_{t=1}^{8760} P_{bug}(t) \Delta t \quad (46)$$

电网依赖指数（GDI）用于衡量系统与外部电网的交互强度，由全年购电与售电总量计算。数值

越低，表示系统运行独立性越强：

$$GDI = \sum_{t=1}^{8760} (P_{sell}(t) + P_{bug}(t)) \Delta t \quad (47)$$

1.3.4 优化算法

多目标优化采用了两阶段求解策略。首先，利用NSGA-II算法生成能够反映LCOE、TCE和GDI目标间权衡关系的Pareto非支配解集。相较于SPEA2、MOPSO等其他进化或多目标粒子群算法，NSGA-II通过非支配排序、精英保留和拥挤距离机制，在保证收敛性的同时能够维持解集的多样性，已广泛应用于多目标优化问题^[30]。在此基础上，引入TOPSIS方法对Pareto非支配解进行综合评价。与层次分析法等多准则决策方法相比，TOPSIS具有计算过程简洁、评价逻辑清晰的特点，通过计算各候选方案与正、负理想解之间的距离进行排序，可减少复杂成对比较带来的主观影响^[31]。

优化流程如图2所示，主要包括以下步骤：

（1）参数初始化与数据输入。初始化NSGA-II和TOPSIS相关参数，导入全年8760h气象数据及用户电、热、冷和氢负荷，并设定设备技术经济参数、决策变量范围及运行约束。

（2）第一阶段多目标优化。以PV、WT、PEME、ASHP和EC为决策变量，对各候选配置进行8760h运行计算，获得对应的LCOE、TCE和GDI，并通过NSGA-II迭代生成第一阶段Pareto非支配解集。

（3）第一阶段最优方案确定。利用TOPSIS对第一阶段Pareto解集进行综合排序，确定源侧及主要能量转换设备的最优配置。

（4）第二阶段参数传递。将第一阶段确定的PV、WT、PEME、ASHP和EC容量固定，作为第二阶段不同储能模式的统一输入，并设置PEMFC、MHST、EES、TES和ARC的优化范围及相应约束。

（5）第二阶段多目标优化与决策。针对不同储能模式重新执行NSGA-II优化，获得各场景的Pareto非支配解集，并通过TOPSIS确定最终综合最优配置及其对应的LCOE、TCE和GDI。

2 案例分析

本研究以正在开发的NZEC的IES为研究对

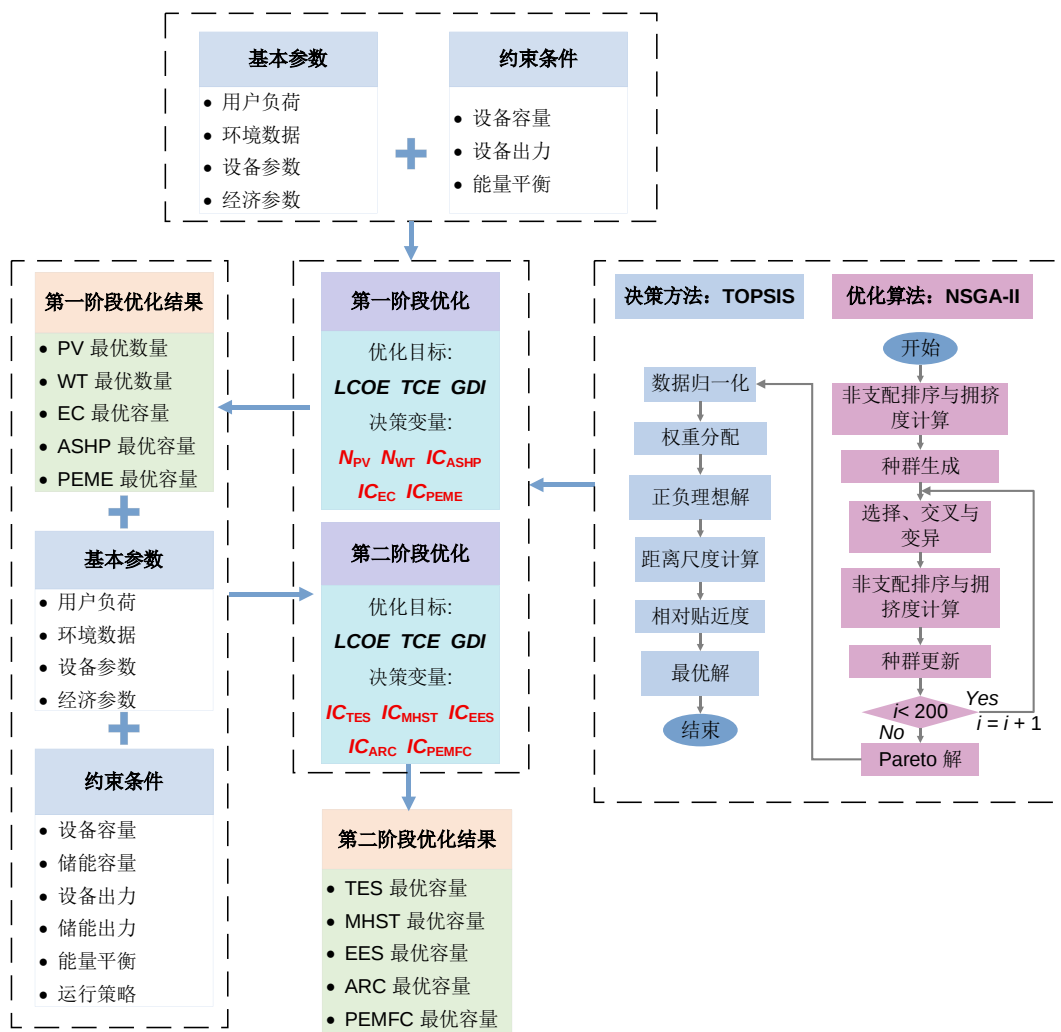


图2 两阶段协同优化框架流程图

Fig. 2 Flowchart of the two-phase collaborative optimization framework.

象。社区占地面积约 10 万平方米，光伏发电最大可利用面积 30000m²。全年每小时的环境温度、太阳辐照度和风速如图 3 所示。NZEC 的年小时负荷曲线如图 4 所示，其中电负荷和热负荷来源于实际工程数据，氢负荷按照参考文献^[18]中的方法进行模拟。

2.1 参数设置

系统组件的技术参数和经济参数分别列于表 1 和表 2 中。电价详见表 3。此外，表 4 中提供了两阶段协同优化过程中每个阶段决策变量的优化范围。

3 结果与讨论

在本节中，HES-IES 系统的性能在六种情景下进行评估，这六种情景是由三种存储模式与两种可

再生能源配置相结合形成的：光伏和风能混合系统和仅由风能供电的系统。

3.1 最优系统配置与性能

基于两阶段优化框架，HES-IES 在六种场景下的最优结果见表 5 和表 6。在第一阶段优化中，风光混合系统配置了 12554 块光伏组件、9 台风力发电机组、2801kWPEM 电解槽、3592kW 空气源热泵和 1280kW 电制冷机；纯风系统不配置 PV，而是通过增加风力发电机组数量来弥补单一能源供给不足，其风机数量达到 16 台，PEM 电解槽容量提高至 3807kW。与纯风系统相比，风光混合系统对风机和制氢设备容量的依赖更低，表明 PV 与 WT 互补可改善源端供给结构。

从性能指标看，风光混合系统的 LCOE、TCE 和 GDI 分别为 0.0878\$/kWh、3326t 和 7394MWh，

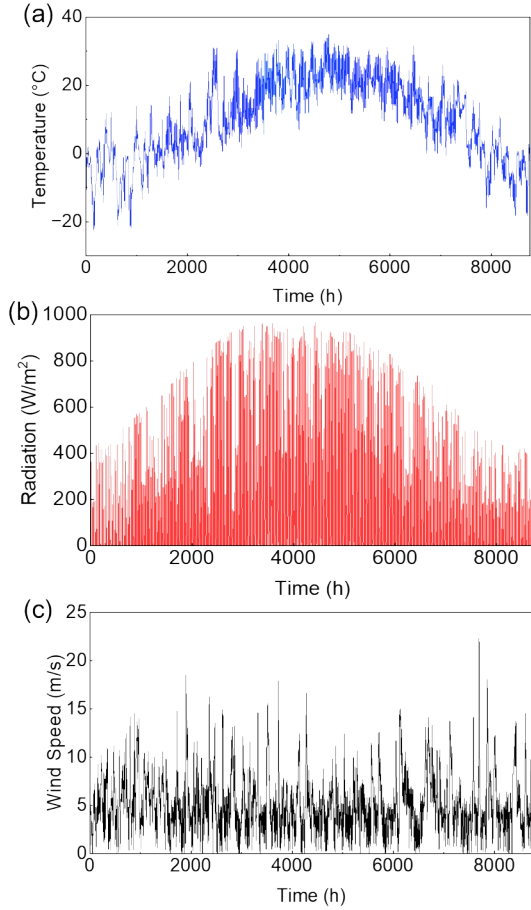


图3 该地年度小时气象状况：(a) 环境温度，(b) 光照强度，(c) 风速

Fig. 3 Annual hourly weather conditions for the location: (a) Ambient temperature, (b) Radiation, (c) Wind speed

较纯风系统分别降低 24.6%、32.9% 和 21.3%。结果说明，风光互补能够改善源荷匹配，减少外部购电及其碳排放，提高系统经济性和独立性。

第二阶段引入储能及余热利用单元，并在三种储能模式下进行优化。与第一阶段相比，这些配置提高了系统成本，但显著改善了系统低碳性和电网交互性能。以风光混合系统为例，Case1 在配置 EES、TES 和 HSS 后，LCOE 为 0.1969\$/kWh，但 TCE 由第一阶段的 3326t 降低至 839t，GDI 由 7394MWh 降低至 1287MWh，分别降低约 74.8% 和 82.6%。在风光混合系统的三种储能模式中，Case1 为全储能模式，配置了 8838kWh 电化学储能、5710kWh 热储能和 2814kg 金属氢化物储氢系统。与无 EES 的 Case2 相比，Case1 的 TCE 由 1517t 降低至 839t，GDI 由 1763MWh 降低至

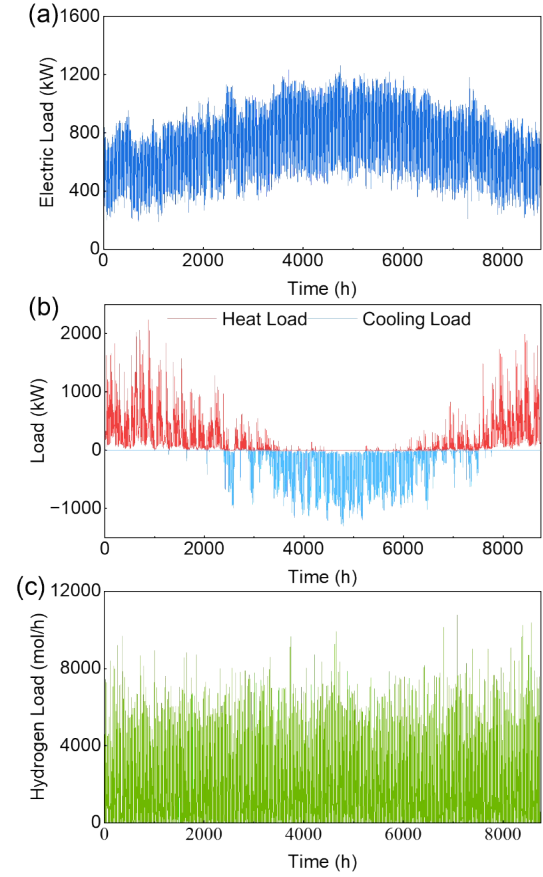


图4 NZEC 的年度小时负载曲线：(a) 电负荷，(b) 热与冷负荷，(c) 氢气负荷

Fig. 4 Annual hourly load profiles of the NZEC: (a) Electric load, (b) Heat and cold load, (c) Hydrogen load

1287MWh，分别降低约 44.7% 和 27.0%，说明 EES 能够有效平抑短时电力波动，减少外部购电和电网交互。与无 TES 的 Case3 相比，Case1 的 LCOE 由 0.2106\$/kWh 降低至 0.1969\$/kWh，降幅约 6.5%，说明 TES 可通过回收 PEMFC 余热和 MHST 吸氢放热，提升热量利用效率并改善经济性。虽然 Case3 的 GDI 略低于 Case1，但其 LCOE 较高，表明缺少热储能后系统需要通过更高的 EES 和 PEMFC 容量来维持运行，导致经济性下降。

对于纯风系统，Case4-Case6 整体性能均弱于对应的风光混合系统场景。Case4 的 LCOE、TCE 和 GDI 均高于 Case1，说明单一风电供能下波动性更强，系统需更多储能和电网补充。Case5 取消 EES 后，LCOE 降低但 TCE 和 GDI 升高，说明缺少 EES 虽然可以减少设备投资成本，但会削弱系统对风电短时波动的调节能力，增加外部电网依

表1 设备技术参数^{[7][18][32]}Table 1 The technical parameters of the equipment^{[7][18][32]}

设备类型	技术参数
PV	$A_{PV} = 1.75\text{m}^2, \eta_{PV,0} = 18\%, T_{ref} = 25^\circ\text{C}, \eta_{inverter} = 90\%, \beta_{PV} = 0.45\%/^\circ\text{C}, G_{ref} = 800\text{W}/\text{m}^2$
WT	$P_{WT,R} = 275\text{kW}, v_{in} = 3\text{m/s}, v_{out} = 25\text{m/s}, v_R = 12\text{m/s}, h_{WT} = 30\text{m}, h_{ref} = 10\text{m}, \phi = 1/7$
EES	$\theta = 0.002\%/h, \eta_{EES}^{ch} = 0.945, \eta_{EES}^{dis} = 0.945, SOC_{EES}^{min} = 0.1, SOC_{EES}^{max} = 0.9$
PEME	$\eta_{PEME} = 72\%, HHV_{H_2} = 285.85\text{kJ}/\text{mol}$
PEMFC	$\eta_{PEMFC}^e = 47.3\%, \eta_{PEMFC}^h = 32.9\%$
MHST	$\Delta H = -31.8\text{kJ}/\text{mol}, a = 13.15, b = 3760, \eta_{MHST} = 80\%$
TES	$\delta_{TES} = 0.02, \eta_{TES}^{im} = 0.97, \eta_{TES}^{ex} = 0.95, S_{TES}^{min} = 0.1, S_{TES}^{max} = 0.9$
ASHP	$COP^h = 4.18, COP^s = 5.45$
EC	$COP_{EC} = 3.5$
ARC	$\eta_{ARC} = 0.7$

表2 设备经济参数^{[7][18][33]}Table 2 The economic parameters of the equipment^{[7][18][33]}

设备类型	单位投资成本	使用寿命/年
WT	335\$/kW	20
PV	258\$/kW	20
PEMFC	1290\$/kW	15
PEME	1075\$/kW	15
EES	345\$/kWh	15
MHST	2500\$/kg H ₂	15
TES	10\$/kWh	20
ASHP	310\$/kW	20
EC	134\$/kW	20
ARC	185\$/kW	20

表3 电力经济参数^[18]Table 3 Economic parameters for electricity^[18]

电价			
购电价格			售电价格
0:00-8:00	12:00-19:00	8:00-12:00	
	22:00-24:00	19:00-22:00	
0.046\$/kWh	0.084\$/kWh	0.128\$/kWh	0.043\$/kWh

赖。Case6取消TES后LCOE最高,说明热储能缺失会降低余热跨时段利用水平并增加热冷协同供给压力。

表4 决策变量的取值范围

Table 4 The value ranges of the decision variables

阶段	决策变量	取值范围
第一阶段	$N_{PV}(\text{pcs})$	[0, 15000]
	$N_{WT}(\text{pcs})$	[0, 200]
	$IC_{PEME}(\text{kW})$	[0, 5000]
	$IC_{ASHP}(\text{kW})$	[0, 5000]
	$IC_{EC}(\text{kW})$	[0, 5000]
第二阶段	$IC_{PEMFC}(\text{kW})$	[0, 2000]
	$IC_{MHST}(\text{kg H}_2)$	[0, 3000]
	$IC_{EES}(\text{kWh})$	[0, 10000]
	$IC_{TES}(\text{kWh})$	[0, 20000]
	$IC_{ARC}(\text{kW})$	[0, 1000]

表5 第一阶段最优决策变量及HES-IES在不同情况下的性能

Table 5 The first phase optimal decision variables and performance of HES-IES in different cases

类型	设备/指标	风光混合系统	纯风系统
容量配置	PV(pcs)	12554	0
	WT(pcs)	9	16
	PEME(kW)	2801	3807
	ASHP(kW)	3592	2249
	EC(kW)	1280	1306
性能指标	LCOE(\$/kWh)	0.0878	0.1164
	TCE(t)	3326	4960
	GDI(MWh)	7394	9397

表6 第二阶段最优决策变量及HES-IES在不同情况下的性能

Table 6 The second phase optimal decision variables and performance of HES-IES in different cases.

设备/指标	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
PEMFC(kW)	985	1201	1332	906	1251	1107
MHST(kg H ₂)	2814	2978	2986	2932	2994	2989
EES(kWh)	8838	0	9921	8815	0	9760
TES(kWh)	5710	10176	0	11031	10676	0
ARC(kW)	162	74	173	127	105	421
LCOE(\$/kWh)	0.1969	0.1806	0.2106	0.2345	0.2122	0.2433
TCE(t)	839	1517	850	3006	3350	3074
GDI(MWh)	1287	1763	1260	3847	4125	3854

3.2 系统运行特性

为分析储能配置对运行过程的影响,本文进一步比较六种场景的电网交互和MHST储氢状态。

如图5所示,Case1的购电功率主要集中在全年后半段以及部分可再生能源不足时段,售电峰值

主要出现在 2500—3500h 附近,说明风光混合系统在春季附近存在较明显的可再生能源富余。此时,光伏和风电同时出力,负荷需求相对较低,EES 和 MHST 消纳后仍存在部分富余电力外送。**Case4** 中,购电过程在 3000—7000h 范围内更加密集,同时全年多个时段出现分散的售电尖峰,表明纯风系统受风速波动影响较大,容易出现短时富余和长时缺电并存的现象。相比 **Case1**,**Case4** 的电网交互更频繁,说明单一风电系统的自给稳定性弱于风光混合系统。

在模式 2 中,**Case2** 和 **Case5** 取消 EES 后,系统失去短时电力直接存储能力。**Case2** 中,售电功率明显低于 **Case1**,全年仅在少数时段出现较小售电峰值,说明风光富余电力更多被 PEM 电解槽吸收并转化为氢能,而不是直接外送电网。但与此同时,**Case2** 的购电过程比 **Case1** 更加连续,表明缺少电化学储能后,系统对短时可再生能源波动的平抑能力下降,需要更多依赖外部电网和 MHST 补充。**Case5** 中,购电功率分布更加密集,且售电尖峰仍较为分散,说明纯风系统在无 EES 条件下难以有效缓冲风电波动,外部电网承担了更多平衡作用。

在模式 3 中,**Case3** 和 **Case6** 仍保留 EES,因此其电侧调节能力优于无 EES 模式。**Case3** 中,售电主要集中在 2500—3500h 附近,与 **Case1** 具有相似的富余电力时段,说明 EES 仍能较好地参与短时电力平衡。然而,由于无 TES 模式下无法跨时段储存燃料电池余热和金属氢化物吸氢放热,系统热侧灵活性下降,部分热管理需求会转化为额外电力需求,从而影响全年电网交互。**Case6** 中,购电功率仍在全年中后段较为密集,说明在纯风系统中,即使保留 EES,单一风电出力的不稳定性仍会造成较强外部电网依赖。

图 6 展示了不同情况下 MHST 的 SOC 变化。SOC 趋势与图 5 所示的电力盈余及电网交互特征高度一致。在模式 1 中,**Case1** 的 MHST 荷电状态呈现较明显的阶段性变化特征。在约 1000h、3000h 和 6500h 附近, SOC 多次升高至较高水平,说明系统在可再生能源富余时段通过 PEM 电解槽制氢并储存于 MHST;随后 SOC 逐渐下降,表明储氢系统释放氢气用于满足氢负荷或供 PEMFC 发电。**Case4** 中, SOC 变化更加频繁且波动幅度较大,

多次出现快速上升和下降过程,说明纯风系统中制氢和放氢行为更依赖短时风速变化。相比 **Case1**,**Case4** 的储氢过程更不稳定,反映出纯风系统对固态储氢调节能力的依赖更强。

在模式 2 中,**Case2** 的 SOC 整体处于较低水平,仅在少数时段出现较高峰值。这说明当系统缺少 EES 后,氢储能承担了更多短时电力调节任务,PEM 电解槽制氢、MHST 储氢和 PEMFC 耗氢之间的转换更加频繁,储氢系统难以长期维持较高 SOC。**Case5** 同样表现出较强波动,但由于其源端为纯风系统,风电出力的不稳定性进一步增强了储氢状态的随机变化。该结果表明,无 EES 模式下,氢储能从“长时储能补充”转变为更频繁参与电力平衡的核心调节单元。

在模式 3 中,**Case3** 的 SOC 变化趋势与 **Case1** 较为接近,说明取消 TES 并没有显著改变全年储氢量的主要变化轨迹,储氢状态仍主要由可再生能源富余程度、氢负荷需求和燃料电池耗氢共同决定。**Case6** 与 **Case4** 类似,也表现出频繁快速波动,说明纯风系统中 MHST 的运行状态仍主要受风电出力随机性的影响。需要注意的是,虽然无 TES 对全年 SOC 曲线的直接影响不如无 EES 明显,但其会削弱吸氢放热和放氢供热过程的热量转移能力,从而影响后续热冷平衡和系统经济性。

3.3 每小时能源供需平衡

为了更清晰地理解系统在典型条件下的运行和能源管理,本节分析了三种储能模式 (**Case1-3**) 中混合配置的电力、热、冷能和氢气的小时平衡。图 7 至图 9 展示了典型夏季和冬季日对应的能量流动。在这些图中,实线表示用户负载,正值表示系统供能,负值表示储能充入或能量输出。

图 7 展示了 HES-IES 在三种储能模式下典型夏季和冬季日的电力平衡情况。整体来看,WT 全天均有输出,PV 主要在 7:00—18:00 发电并在中午达到峰值。夏季中午 PV 与 WT 总出力约 3200kW,明显高于电负荷,富余电力由 EES 充电和 PEM 制氢消纳;傍晚 PV 下降后,EES 或 PEMFC 补充电力缺口。模式 2 无 EES,PEM 耗电峰值更高,PEMFC 在傍晚和冬季出力增加,说明 HSS 承担更多跨时段补电。模式 3 保留 EES,电侧特征接近模式 1;但无 TES 使 ASHP 在冬季承担更多供热和脱氢热需求,间接增加电力压力。

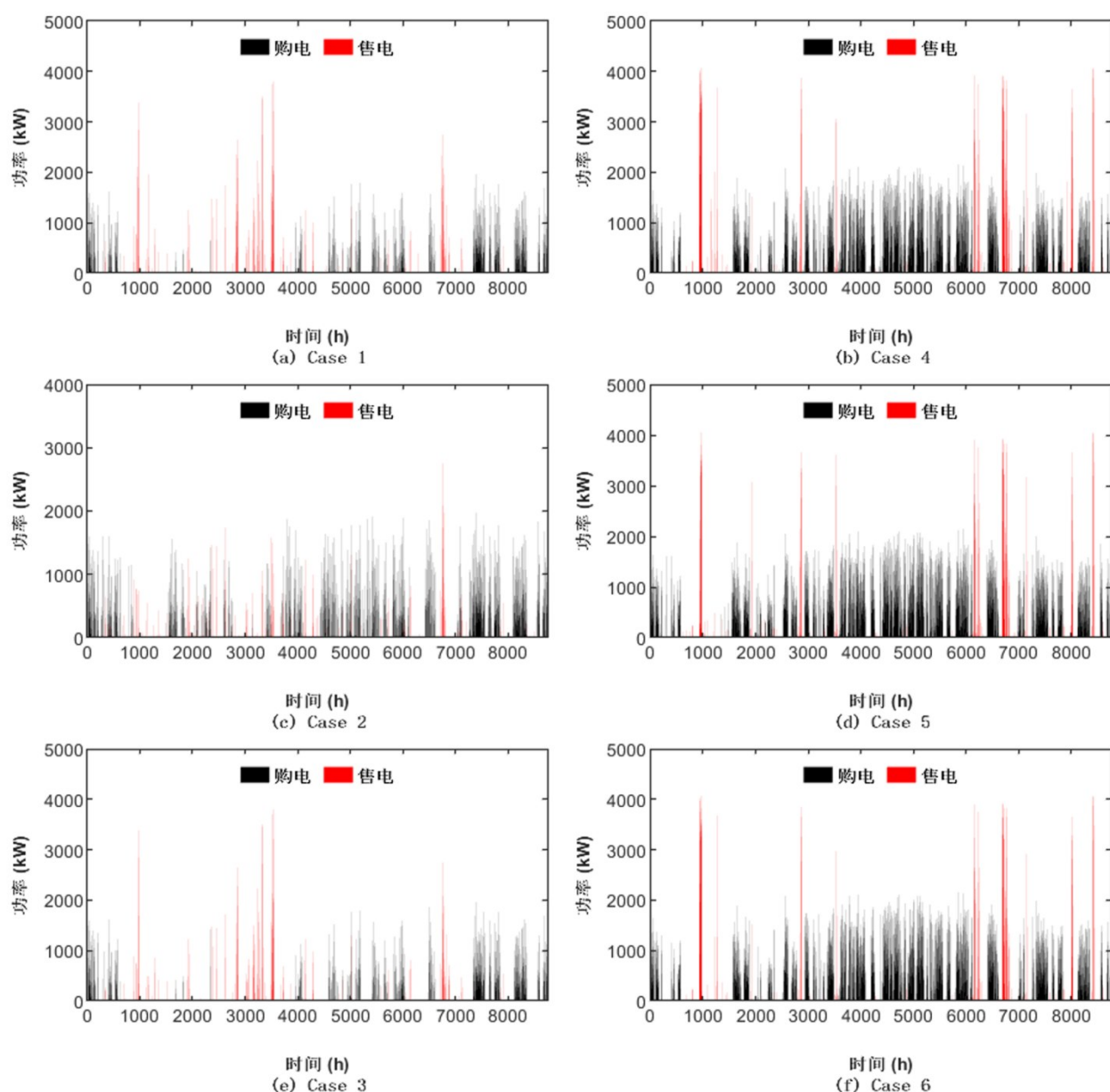


图5 不同情景下HES-IES的每小时盈余电能及购电情况: (a) 案例1, (c) 案例2和 (e) 案例3; (b) 案例4, (d) 案例5和 (f) 案例6

Fig. 5 Hourly excess and purchased electricity of the HES-IES under different scenarios: (a) Case1, (c) Case2 and (e) Case3; (b) Case4, (d) Case5, (f) Case6

图8展示了HES-IES在三种储能模式下的夏季冷量平衡和冬季热量平衡。夏季冷负荷主要由EC承担, ARC则利用PEMFC余热、MHST吸氢放热以及TES释放的热量进行余热制冷, 主要起到辅助供冷和余热利用作用。在模式1中, EES、TES和HSS同时存在, 富余电力、余热和储氢过程之间能够形成较均衡的协同关系, 因此ARC仅在部分时段参与供冷。模式2因HSS运行更频繁, 可用余热增加, ARC辅助作用更明显。模式3缺少TES, 余

热难以跨时段存储, 冷负荷更多由EC即时供给。

冬日热负荷由ASHP、TES放热、PEMFC余热和MHST吸氢放热共同满足。模式1和模式2中, TES可在余热产生时储热, 并在热负荷或MHST脱氢需热时释放, 从而减轻ASHP供热压力。模式3缺少TES, 热量缓冲能力下降, 用户供热和脱氢热需求更多转向ASHP。由此可见, TES不仅能够提高余热回收利用水平, 还能在用户供热、MHST脱氢和ARC余热制冷之间形成热协调,

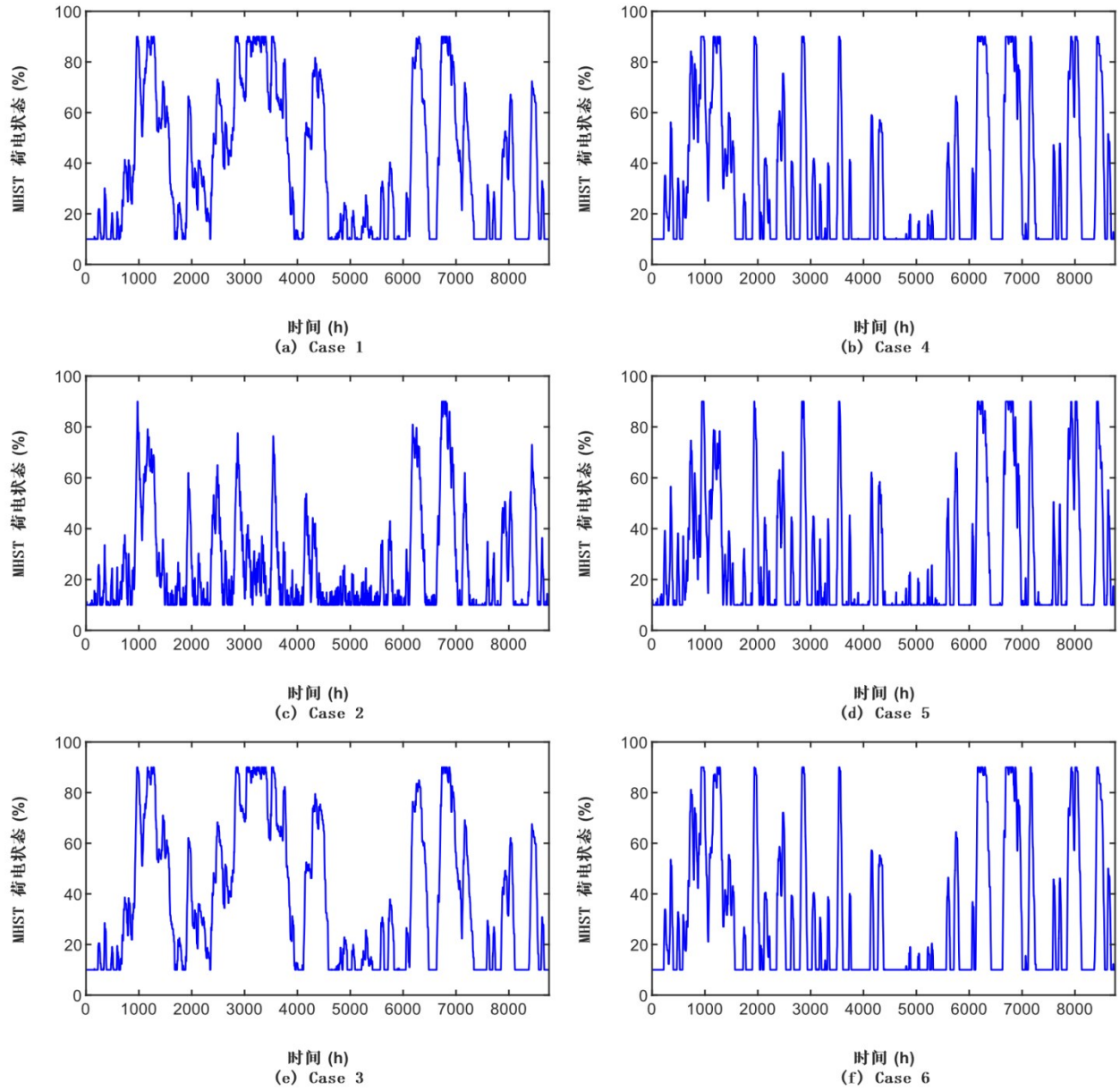


图6 MHST在不同情形下的SOC, (a) 案例1, (c) 案例2和 (e) 案例3; (b) 案例4, (d) 案例5, 以及 (f) 案例6
 Fig. 6 The SOC of MHST under different scenarios (a)Case1, (c)Case2 and (e)Case3; (b)Case4, (d)Case5 and (f) Case6

是提升 HES-IES 热侧灵活性和综合效率的重要单元。

图9展示了 HES-IES 在不同储能模式下的氢能供应平衡。夏季典型日中, PEME 制氢主要发生在白天可再生能源富余时段, 模式1、模式2和模式3的峰值制氢量分别为15236mol/h、15617mol/h和11171mol/h。模式1同时配置EES、TES和HSS, 富余电力在电储能、热储能和制氢过程之间协调分配, 因此PEME制氢量保持在适中水平; 模式2由于缺少EES, 系统短时电力缓冲能力下降, 更多富

余电力被转移至PEME, 使其制氢峰值最高; 模式3虽然保留EES, 但由于缺少TES, ASHP需要承担更多用户供热和MHST脱氢供热任务, 可用于电解制氢的富余电力减少, 因此制氢峰值最低。夏季用户氢负荷峰值为6285mol/h, 模式1和模式3的MHST峰值放氢量均为6285mol/h, 主要用于满足用户氢负荷; 而模式2中MHST峰值放氢量达到32641mol/h, PEMFC峰值耗氢量为29005mol/h, 说明无EES模式下HSS同时承担用户供氢和晚间补电功能。冬季典型日中, 由于可再生能源出力降

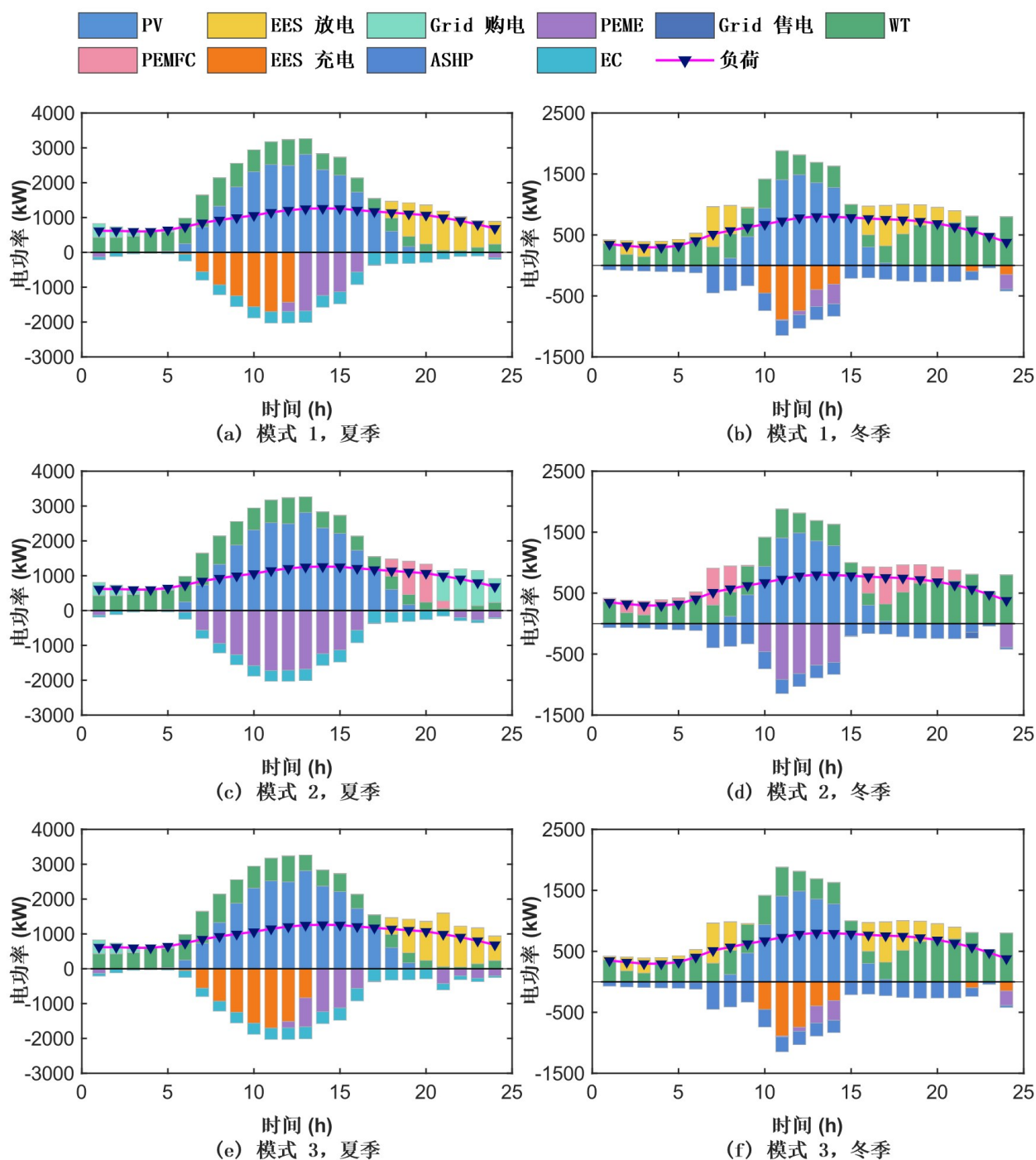


图7 HES-IES在典型夏日(a)模式1、(c)模式2和(e)模式3的电力平衡；(b)模式1、(d)模式2和(f)模式3在典型冬日
Fig. 7 The electric power balance of the HES-IES on a typical summer day for (a)Mode1, (c)Mode2, and (e) Mode3; and on a typical winter day for (b)Mode1, (d)Mode2, and (f)Mode3

低且ASHP供热用电增加,模式1、模式2和模式3的PEME峰值制氢量分别下降至2933mol/h、8303mol/h和2933mol/h,系统更多依赖MHST中已储存氢气满足氢负荷需求,体现了MHST的跨时段缓冲能力。

需要指出的是,实际MHST-PCM热耦合过程受储氢床内部传热及PCM导热性能等动态因素影响。若实际换热效率降低或储热损失增大,可回收并用于MHST脱氢、用户供热和ARC制冷的热量将减少,从而增加ASHP辅助供热需求及系统用电

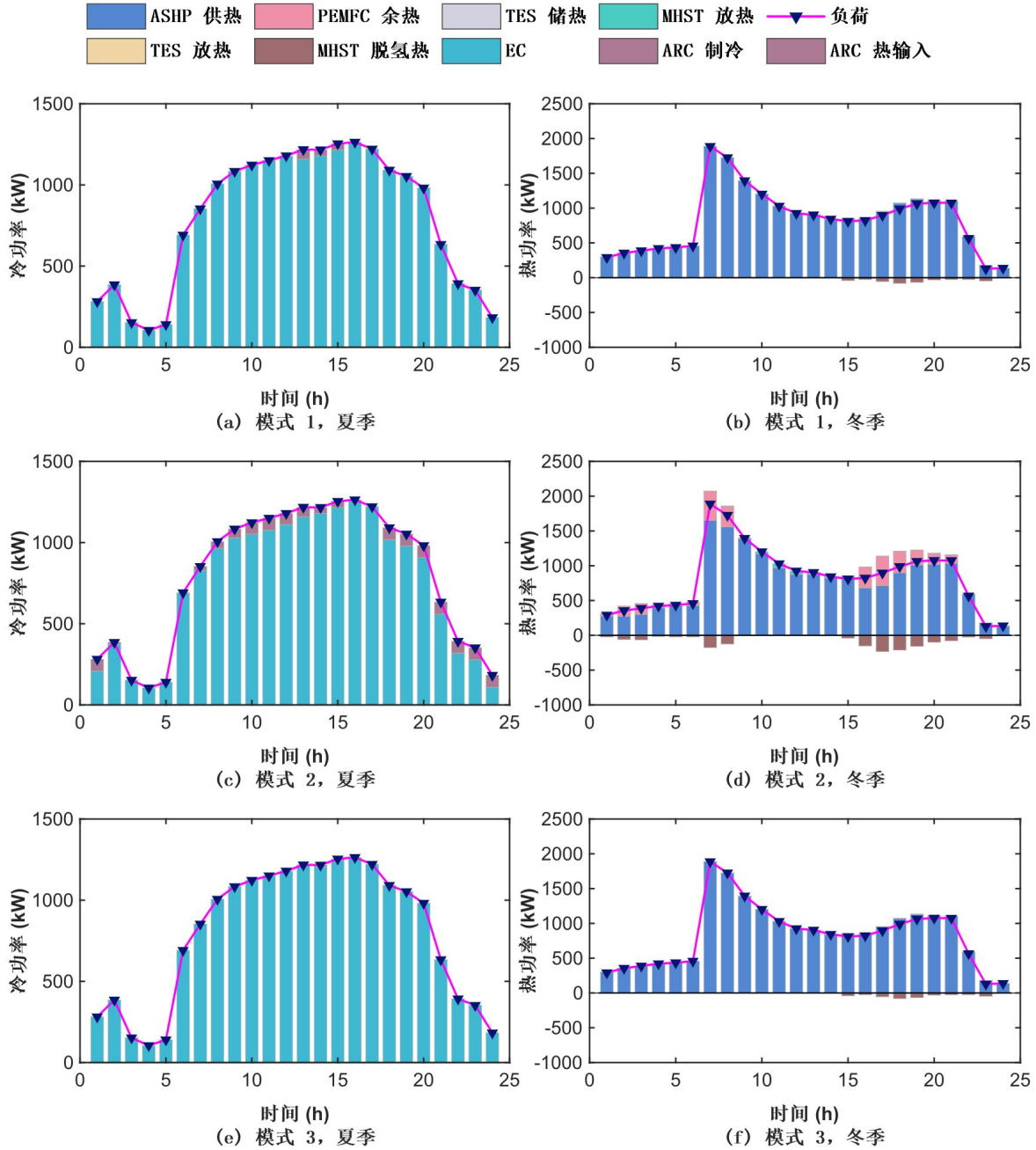


图8 HES-IES在典型夏日(a)模式1、(c)模式2和(e)模式3的冷功率平衡；(b)模式1、(d)模式2和(f)模式3在典型冬日的热功率平衡

Fig. 8 The cooling power balance of the HES-IES on a typical summer day for (a)Mode1, (c)Mode2, and (e) Mode3; heating power balance under Mode1(b), Mode2(d) and Mode3(f) on a typical winter day

量，并可能进一步影响LCOE、TCE和GDI。本文采用集总参数对上述过程进行等效表征，因此相关结果适用于给定换热效率和热损失参数下的系统级性能评价。

3.4 可行性和敏感性分析

从工程应用角度看，PV、WT、EES和PEMFC等设备已具备较成熟的技术基础，而

MHST仍面临较高的资本成本，是影响固态储氢系统经济可行性的重要因素。尽管受系统边界、负荷特征及经济参数假设差异等因素影响，不同研究的LCOE难以直接比较，但采用成熟气态储氢技术的可再生能源多能源系统已表现出较好的经济性水平^[34]。不同储能模式的分析表明，配置TES的Case1较无TES的Case3使LCOE降低6.5%，说

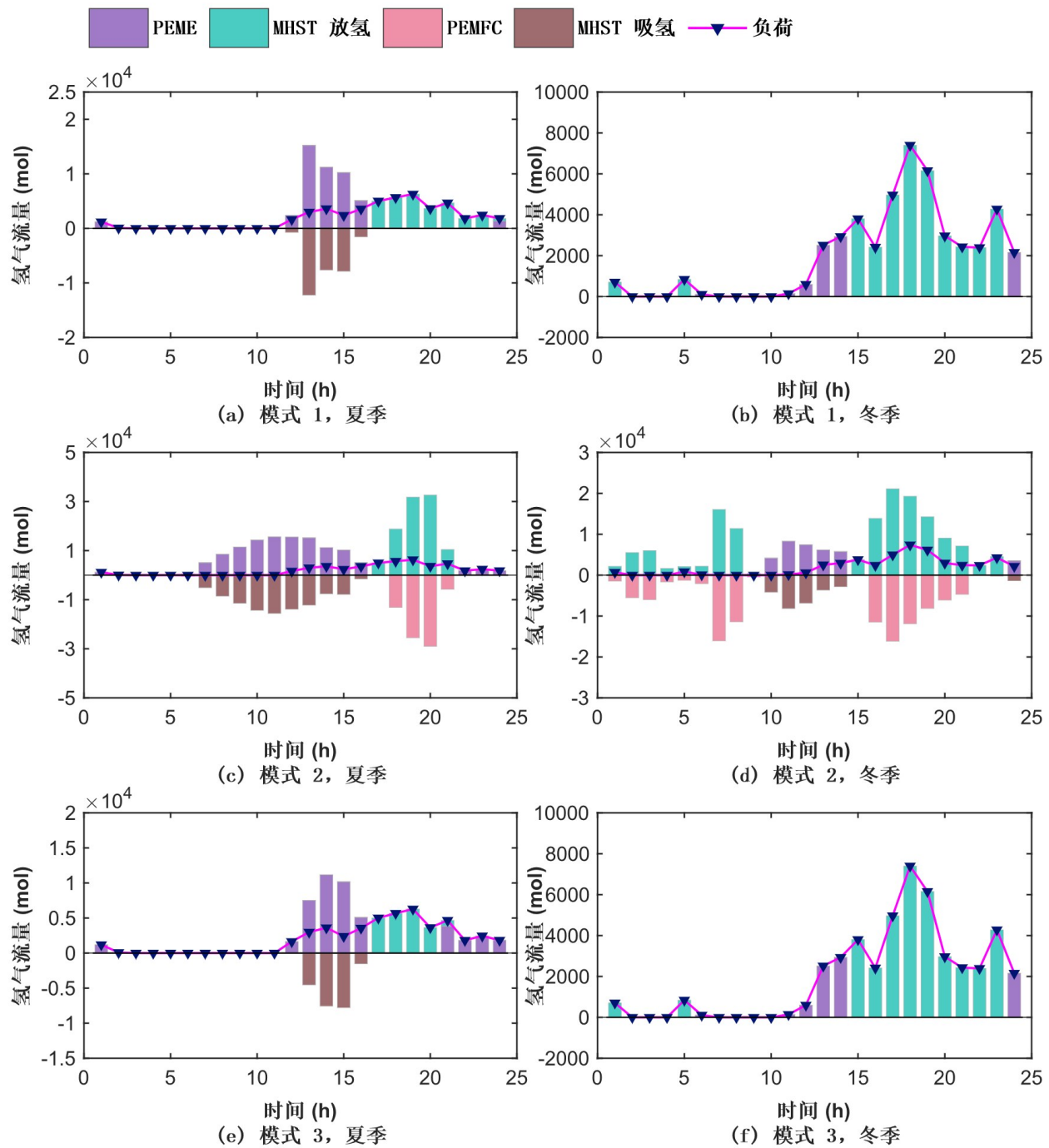


图9 HES-IES 在典型夏日的(a)模式1、(c)模式2和(e)模式3的氢能平衡; (b)模式1、(d)模式2 和(f)模式3在典型冬日
Fig. 9 Hydrogen energy balance of the HES-IES on a typical summer day for (a)Mode1, (c)Mode2, and (e) Mode3; and on a typical winter day for (b)Mode1, (d)Mode2, and (f)Mode3

明通过储热和余热回收形成的协同热集成能够有效改善固态储氢系统的经济性。然而, 热集成并未消除MHST较高投资成本带来的经济约束。随着材料制备技术进步和生产规模扩大, MHST制造成本有望进一步下降。为评估其影响, 本文以Case1为基准, 将MHST单位成本设置为基准值的40%~

160%, 以考察其成本变化对系统配置及综合性能的影响。

由图10可知, MHST成本变化首先表现为对系统经济性的显著影响, LCOE随其成本提高呈稳定上升趋势, 平均每变化基准值的10%, LCOE约变化0.0081\$/kWh。相比之下, TCE和GDI仅表现

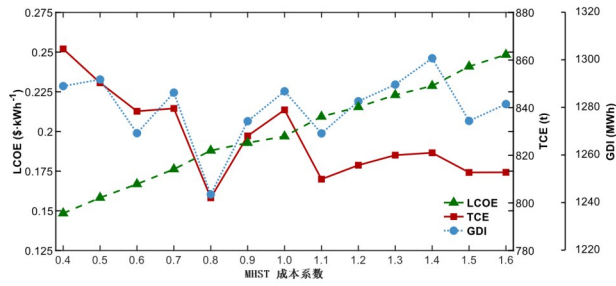


图10 不同MHST价格下的系统性能
Fig. 10 The system performance with different MHST price

出有限的非单调波动,说明MHST成本对环境和电网交互性能的影响并非直接传递。其原因在于MHST成本直接进入设备投资,而TCE和GDI主要取决于系统购售电行为;当MHST经济性发生变化时,优化模型会重新协调MHST、EES、TES、PEMFC和ARC的容量配置,使氢储能、电储能和热储能之间形成替代与互补,从而部分抵消单一设备成本变化对系统运行的影响。总体而言,降低MHST成本能够显著改善系统经济性,而多储能协同配置则有助于维持TCE和GDI的相对稳定,表明降低关键储能设备成本与优化多储能协同配置是提升HES-IES经济可行性和运行适应性的两个重要途径。

4 结 论

本文提出一种耦合固态储氢、TES和EES的HES-IES,并建立两阶段协同优化框架。以近零能耗社区为对象,对风光混合系统和纯风系统下的三种储能模式进行了容量配置与运行性能分析。主要结论如下:

(1) 风光互补配置可显著提升系统综合性能。与纯风系统相比,风光混合系统通过光伏与风电出力互补,降低了对单一风电容量和制氢设备容量的依赖,其LCOE、TCE和GDI分别降低24.6%、32.9%和21.3%。

(2) 全集成储能模式能够有效降低碳排放和电网交互。在风光混合系统中,Case1较无EES的Case2使TCE和GDI分别降低44.7%和27.0%。这表明EES可承担短周期电力调节,减少HSS和外部电网的即时补电压力,从而改善系统低碳运行和自给能力。

(3) TES对固态储氢热协调和系统经济性具有

重要作用。Case1较无TES的Case3使LCOE降低6.5%,表明TES能够回收PEMFC余热和MHST吸氢放热,并将其用于用户供热、MHST脱氢和ARC余热制冷,从而缓解热量供需时序错配,提高余热利用水平和系统运行效率。

(4) 典型日运行结果表明,EES、HSS和TES在系统中具有互补作用。EES主要用于平抑短时电力波动,HSS主要承担富余电力向氢能的跨时段转移和用户供氢,TES则连接固态储氢热管理、余热回收、用户供热和余热制冷过程。三类储能协同运行能够增强电、热、冷、氢多能流之间的耦合调节能力,提高HES-IES的运行稳定性和能源利用效率。

(5) MHST成本敏感性分析表明,系统经济性对固态储氢设备成本较为敏感。MHST成本每变化基准值的10%,LCOE平均变化约0.0081\$/kWh,而TCE和GDI仅呈有限的非单调波动。这表明降低MHST成本能够显著提升系统经济性,同时多储能容量重构与协同运行能够缓冲关键设备成本变化对碳排放和电网交互性能的影响。因此,降低MHST成本与优化多储能协同配置是进一步提高HES-IES经济可行性和成本适应能力的重要途径。

此外,本文采用系统级集总参数模型描述MHST与PCM之间的热耦合,尚未考虑储氢床内部温度梯度、PCM相变动态过程及温度相关传热特性。后续研究将进一步结合MHST-PCM动态热质传递模型及实验数据,对系统热耦合过程和运行性能进行验证与完善。

参 考 文 献

- [1] 李红霞, 李建林, 米阳. 新能源侧储能优化配置技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(10): 3257-3267.
- [2] Shi X, Qian Y, Yang S. Fluctuation analysis of a complementary wind-solar energy system and integration for large scale hydrogen production[J]. ACS Sustainable Chemistry & Engineering, 2020, 8(18): 7097-7110.
- [3] 赵宇洋, 赵钰欢, 郭英军, 等. 离网型风光氢储系统容量配置与控制优化[J]. 太阳能学报, 2024, 45(7): 50-59.
- [4] 阮景昕, 王跃社, 张俊峰, 等. 基于氢储能的风光氢能源系统能质转换优化策略[J]. 工程热物理学报, 2023, 44(2): 413-421.
- [5] 王彦文, 魏博, 张丽芳, 等. 基于遗传算法的风光储耦合并网制氢系统多目标优化研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(10): 3814-3823.
- [6] 李明, 尹文良, 李勇康, 孙晨业, 陈佳佳. 多源耦合不确定性下含电氢储能的微电网低碳容量优化配置研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(5): 1969-1981.

- [7] He J, Wu Y, Yong X, et al. Bi-level optimization of a near-zero-emission integrated energy system considering electricity-hydrogen-gas nexus: A two-stage framework aiming at economic and environmental benefits[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 274: 116434.
- [8] 李建, 张立新, 李瑞懿, 等. 高压储氢容器研究进展[J]. *储能科学与技术*, 2021, 10(5): 1835-1844.
- [9] Lim K L, Kazemian H, Yaakob Z, et al. Solid-state materials and methods for hydrogen storage: A critical review[J]. *Chemical Engineering & Technology*, 2010, 33(2): 213-226.
- [10] Lin X, Zhu Q, Leng H, et al. Numerical analysis of the effects of particle radius and porosity on hydrogen absorption performances in metal hydride tank[J]. *Applied Energy*, 2019, 250: 1065-1072.
- [11] 袁思哲, 刘宇豪, 赵长颖. 钛系金属氢化物储氢反应器的设计和吸放氢过程数值研究[J]. *储能科学与技术*, 2025, 14(10): 3955-3967.
- [12] Afzal M, Mane R, Sharma P. Heat transfer techniques in metal hydride hydrogen storage: A review[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(52): 30661-30682.
- [13] Sreeraj R, Aadithiyani A K, Anbarasu S. Integration of thermal augmentation methods in hydride beds for metal hydride based hydrogen storage systems: Review and recommendation[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 52: 105039.
- [14] Tong L, Xiao J, Bénard P, et al. Thermal management of metal hydride hydrogen storage reservoir using phase change materials [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(38): 21055-21066.
- [15] 胡健, 任育杰, 杜金魁, 刘元, 刘丹. 含相变储能的风/光/热电联产综合能源系统优化调度[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12(3): 968-975.
- [16] Zheng X, Wu G, Qiu Y, et al. A MINLP multi-objective optimization model for operational planning of a case study CCHP system in urban China[J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 1126-1140.
- [17] Yan R, Lu Z, Wang J, et al. Stochastic multi-scenario optimization for a hybrid combined cooling, heating and power system considering multi-criteria[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 233: 113911.
- [18] Fan G, Liu Z, Liu X, et al. Two-layer collaborative optimization for a renewable energy system combining electricity storage, hydrogen storage, and heat storage[J]. *Energy*, 2022, 259: 125047.
- [19] 杨世明, 李睿, 赵昕, 韩中合, 张翰, 吴迪. 计及多重不确定性的 IES 两阶段多目标协同规划方法[J]. *太阳能学报*, 2025, 46(4): 220-231.
- [20] Su Z, Zheng G, Wang G, et al. Multi-objective optimal planning study of integrated regional energy system considering source-load forecasting uncertainty[J]. *Energy*, 2025: 134861.
- [21] Okampo E J, Nwulu N. Optimal design and techno-economic evaluation of renewable energy powered combined reverse osmosis desalination and brine treatment unit[J]. *Desalination and Water Treatment*, 2020, 202: 27-37.
- [22] Babaei R, Ting D S K, Cariveau R. Optimization of hydrogen-producing sustainable island microgrids[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(32): 14375-14392.
- [23] Ngouleu C A W, Koholé Y W, Fohagui F C V, et al. Techno-economic analysis and optimal sizing of a battery-based and hydrogen-based standalone photovoltaic/wind hybrid system for rural electrification in Cameroon based on meta-heuristic techniques[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 280: 116794.
- [24] Liu Z, Guo J, Wu D, et al. Two-phase collaborative optimization and operation strategy for a new distributed energy system that combines multi-energy storage for a nearly zero energy community[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 230: 113800.
- [25] Hinkley J, Hayward J, McNaughton R, et al. Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis[J]. Report to ARENA as part of solar fuels roadmap, project A-3018, 2016: 1-4.
- [26] Oyewole O L, Nwulu N I, Okampo E J. Optimal design of hydrogen-based storage with a hybrid renewable energy system considering economic and environmental uncertainties[J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 300: 117991.
- [27] Sandrock G. A panoramic overview of hydrogen storage alloys from a gas reaction point of view[J]. *Journal of alloys and compounds*, 1999, 293: 877-888.
- [28] Caparros Mancera J J, Segura Manzano F, Andújar J M, et al. An optimized balance of plant for a medium-size PEM electrolyzer: design, control and physical implementation[J]. *Electronics*, 2020, 9(5): 871.
- [29] Dong X, Zhao H, Li H, et al. A novel design of a metal hydride reactor integrated with phase change material for H₂ storage[J]. *Applied Energy*, 2024, 367: 123321.
- [30] Verma S, Pant M, Snasel V. A comprehensive review on NSGA-II for multi-objective combinatorial optimization problems[J]. *IEEE access*, 2021, 9: 57757-57791.
- [31] Liu T, Gao X, Wang L. Multi-objective optimization method using an improved NSGA-II algorithm for oil - gas production process [J]. *J Taiwan Inst Chem Eng* 2015;57:42 - 53.
- [32] Rusman N A A, Dahari M. A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(28): 12108-12126.
- [33] Ren F, Wei Z, Zhai X. Multi-objective optimization and evaluation of hybrid CCHP systems for different building types[J]. *Energy*, 2021, 215: 119096.
- [34] Di Micco S, Romano F, Jannelli E, et al. Techno-economic analysis of a multi-energy system for the co-production of green hydrogen, renewable electricity and heat[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(81): 31457-31467.