

计及分时电价的含退役动力电池分级控制的电氢系统容量优化配置

王宁^{1,2}, 耿伊薇^{2,3}, 王迪生⁴, 李珊⁵

(1. 河北省电力电子节能与传动控制重点实验室(燕山大学), 河北 秦皇岛 066004; 2. 燕山大学电气工程学院, 河北 秦皇岛 066004; 3. 国网冀北电力有限公司张家口供电公司, 河北 张家口 075000; 4. 秦皇岛发电有限责任公司, 河北 秦皇岛 066003; 5. 国网冀北电力有限公司承德供电公司, 河北 承德 067000)

摘要: 针对电氢系统运行经济性提升需求, 提出了一种计及分时电价的含退役动力电池分级控制的电氢系统容量优化配置方法。该方法分析了退役动力电池的余能衰退率, 提出了延长退役电池使用寿命的退役动力电池分级控制策略, 在此基础上, 设计了优先满足电负荷、电解槽由退役动力电池供能的电氢系统运行控制策略, 构建了融合分时电价机制的电氢系统容量优化配置模型。算例结果表明, 在考虑分时电价和分级控制策略的情况下, 运行成本约为23.98万元, 比含新电池的分级控制策略和含退役动力电池的整体控制策略均有良好的经济性和适用性, 而且退役动力电池的衰退率为整体控制策略下的52%左右。

关键词: 分时电价; 退役动力电池; 分级控制; 电氢系统

Capacity Optimization Configuration of Electric Hydrogen Systems with Hierarchical Control of Decommissioned Power Batteries Taking into Considering Time-Sharing Tariff

WANG Ning^{1,2}, GENG Yiwei^{2,3}, WANG Disheng⁴, LI Shan⁵

(1. Hebei Key Laboratory of Power Electronics for Energy Conservation and Drive Control, Yanshan University, Qinhuangdao, Hebei 066004, China; 2. School of Electrical Engineering, Yanshan University, Qinhuangdao, Hebei 066004, China; 3. Zhangjiakou Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Zhangjiakou, Hebei 075000, China; 4. Qinhuangdao Power Generation Co., Ltd., Qinhuangdao, Hebei 066003, China; 5. Chengde Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Chengde, Hebei 067000, China)

Abstract: To address the demand for improving operational economy in electric hydrogen systems, a capacity optimization configuration method of electric hydrogen systems is proposed with hierarchical control of decommissioned power batteries considering time-sharing tariff. The remaining energy decay rate of decommissioned power batteries is analyzed and a hierarchical control strategy is presented to extend their service lives. On this basis, an operational control strategy is designed that prioritizes electric load satisfaction and powers the electrolyzer using decommissioned batteries. A capacity optimization configuration model of the electric hydrogen system incorporating the time-sharing tariff mechanism is established. Case study results demonstrate that under consideration of time-sharing tariff and hierarchical control strategies, the operational cost reaches approximately ¥239 800. This configuration exhibits superior economic performance and applicability compared to both hierarchical control strategies with new batteries and integrated control strategies with decommissioned batteries. Moreover, the decay rate of decommissioned batteries under this strategy measures about 52% of that observed in integrated control strategies.

Key words: time-sharing tariff; decommissioned power batteries; hierarchical control; electric hydrogen system

基金项目: 河北省中央引导地方科技发展资金项目(246Z4508G)。

Foundation item: Supported by the Central Guidance Fund for Local Science and Technology Development in Hebei Province (246Z4508G).

0 引言

近年来,能源消耗成为各国经济发展的重要驱动力,高耗能与强经济增长之间密切相关。然而,由于对传统化石能源的依赖,二氧化碳排放量也迅猛增加,全球环境压力剧增^[1]。因此,可再生能源应运而生,但是太阳能、风能具有随机性、波动性和间歇性等特点,其大规模接入电网后对电力系统的运行与调度也带来了极大挑战^[2-5]。在实际运行中,电氢系统的经济性和效率受到多种因素的影响,其中电价机制是一个关键因素^[6]。传统的固定电价模式难以充分反映电力市场的供需变化和可再生能源的波动性,限制了电氢系统的优化运行和成本效益。分时电价作为一种有效的需求侧管理工具,通过在不同时间段设定不同的电价水平引导用户调整用电行为,优化资源配置,提高系统整体效率^[7-8]。同时,将退役动力电池作为电氢系统中的电储能,建立合理的运行策略,不仅减少了资源浪费和环境污染,还为循环经济理论提供了新的实践案例。

国内外对计及分时电价的新能源系统的运行与配置做了大量研究。文献[9]通过分时电价以及运营商储能储氢实现混合能源微电网群低碳经济优化调度。文献[10]构建具有分时电价与节点碳势特征的电力系统双层优化调度模型,有效增强系统的减碳能力,提高系统的经济效益。文献[11]表明分时电价可以促进可再生能源发电与电解水制氢相结合,在电价处于低谷时段进行电解水制氢,从而提高可再生能源的利用率。文献[12]通过分时电价引导电氢系统在电价低谷时段进行制氢,平滑电网负荷曲线,提高电力系统的稳定性和可靠性。文献[13]构建了考虑发电侧储能系统(energy storage system, ESS)调度和风电消纳的峰谷分时电价模型,通过发电侧与需求侧电价与电量的联动,有效提高消纳风电比例并节省综合运行成本。文献[14]提出了一种考虑分时电价的光伏-储能电池-氢耦合系统容量优化配置方法。文献[15]提出主电网分时电价下多微电网共享储能的双层优化配置及改进Shapley值法的共享储能公平分配方法。文献[16]为提高风电场配置电池储能系统(battery energy storage system, BESS)的收益将峰谷分时电价和电池荷电状态相

结合,实现良好的峰谷套利收益。上述文献虽利用分时电价实现系统削峰填谷或优化配置,但并未针对电储能单元尤其是含退役动力电池的电储能单元开展谷充高用研究,未能充分发挥退役电池的剩余价值。

国内外对于退役动力电池梯次利用的问题也做出了大量研究。动力电池是新能源汽车的“心脏”,随着新能源汽车市场规模的扩大,新能源汽车动力电池的退役数量也快速增加。据估计,仅我国2025年的退役动力电池回收量将达到120万吨,到2030年底约将达到300.1万吨^[17]。文献[18]分析了退役电池典型梯次示范工程,建立了退役电池场景适用性评价体系。文献[19]研究了退役动力电池储能在住宅和微电网层面的应用,能显著降低系统峰值功率,有助于提高电网的可靠性。文献[20]研究了退役动力电池高存储成本问题,能够独立满足社区的本地能源需求。文献[21]验证了退役电池作为储能组件的效率几乎与新电池一样高。上述文献说明退役电池在混合能源系统中的具有应用价值。文献[22]研究了退役动力电池组寿命衰减下的梯次储能系统功率分配优化策略。文献[23]考虑供需平衡特性和剩余生命周期成本研究了退役动力电池使用寿命的方法。文献[24]提出了一种退役电池全生命周期储能系统容量配置方法,实现削峰填谷目的。但是上述文献未考虑退役动力电池的梯次利用对系统经济性的提升作用。

当前结合分时电机和退役电池的研究未引起关注,本文构建了计及分时电价的含退役动力电池分级控制的电氢系统容量优化配置模型,分析了退役动力电池余能衰退率,建立了一种融合分时电价因素的退役动力电池分级控制策略,并针对电氢系统进行算例分析,验证了所提方法的有效性和适应性。在分时电价机制下,实现退役动力电池谷时储能、峰时供能,降低系统运行成本,提升系统的经济性和灵活性。

1 退役动力电池余能衰退率及荷电状态

1.1 退役动力电池的余能衰退率

退役动力电池指因容量不足而不再使用的动力电池,将动力电池从电动汽车移除后剩余的实际容量定义为退役动力电池的余能,一般余能在80%。退役动力电池在使用中,余能会继续下降,余能下

降主要取决于几个因素,如充放电循环次数、存储时间、工作温度、放电深度、尺寸、类型和电池化学性质。余能衰退的两个最重要因素是充放电循环和存储损耗。

退役动力电池循环 K 次后的余能衰退率 G_{Bat_K} ^[25]为:

$$G_{\text{Bat}_K} = \sum_{k=1}^K (f_{\text{DOD}} g_{\text{Bat}})_k + f_{\text{sto}} Y_r \quad (1)$$

式中: K 为已循环次数; DOD 为充、放电深度 (depth of discharge), 其值用 D_{OD} 表示; f_{DOD} 为 DOD 下的充放电深度因子; g_{Bat} 为 DOD 最大时每个循环容量衰退率; f_{sto} 为年日历容量衰退率; Y_r 为退役动力电池重新开始使用后已运行年数。

放电深度因子 f_{DOD} 在放电深度分界点 51% 的前后是有所不同的^[25], 可表示为:

$$f_{\text{DOD}} = \begin{cases} 1 + 0.025 \times (D_{\text{OD}} - 51), & D_{\text{OD}} \in [51, 100) \\ 1 - 0.025 \times (51 - D_{\text{OD}}), & D_{\text{OD}} \in [0, 51) \end{cases} \quad (2)$$

1.2 退役动力电池的荷电状态

电池的荷电状态 (state of charge, SOC) 是反映目前电池所剩余电量的重要指标^[26-27]。电池 SOC 影响因素较多, 其因素主要包括: 充放电倍率、电池运行温度、自放电率、自恢复效应和充放电循环次数等^[28]。为了充分发挥电池的工作性能, 可以将 SOC 控制在合理范围内, 防止电池过充过放, 避免对电池造成不可逆的伤害。

退役动力电池在第 $K+1$ 次循环时 t 时刻的荷电状态 $S_{K+1}(t)$ 为:

$$S_{K+1}(t) = S_{K+1}(t-1) + \frac{\eta_{\text{Bat}_\text{ch}} P_{\text{Bat}_\text{ch}_K}(t) \Delta t}{W_{\text{Bat}_\text{TU}_K}} - \frac{P_{\text{Bat}_\text{disch}_K}(t) \Delta t}{\eta_{\text{Bat}_\text{disch}} W_{\text{Bat}_\text{TU}_K}} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{Bat}_\text{ch}_K}(t)$ 和 $P_{\text{Bat}_\text{disch}_K}(t)$ 分别为退役动力电池在第 K 次循环时 t 时刻的充、放电功率; $W_{\text{Bat}_\text{TU}_K}$ 为退役动力电池在第 K 次循环时的可用容量; $\eta_{\text{Bat}_\text{ch}}$ 和 $\eta_{\text{Bat}_\text{disch}}$ 分别为退役动力电池的充、放电效率。

2 计及分时电价的电氢系统运行策略

2.1 运行策略思路

分时电价是一种基于电力负荷波动特性的差异化定价机制, 旨在通过价格杠杆引导用户优化用电行为。该机制将一天 24 h 划分为高峰、平段和低谷

3 个时段, 并根据不同时段供电成本差异制定阶梯式电价。具体实施时, 电力主管部门会综合考虑电网负荷曲线、发电成本及用户用电特性等因素, 科学划分时段并确定电价比例。参考国家能源局发布的各省峰平谷时段和电价, 根据大部分省的情况设置分时电价如表 1 所示。

表 1 分时电价机制参数

Tab. 1 Parameters of the time-of-use tariff mechanism

电价类型	价格/元	时段	总小时/h
峰电价	1.0	08:00—11:00, 17:00—22:00	8
平电价	0.6	11:00—17:00, 22:00—00:00	8
谷电价	0.3	00:00—08:00	8

为确保系统能源供应的稳定性, 并提升电氢系统的经济性运行效率, 制定以下原则。

1) 谷时段: 在满足电、热、氢负荷的前提下, 以最低成本从电网购电并储存, 提高能源利用经济性。

2) 平时段和峰时段: 电负荷和热负荷不满足时, 优先调用退役动力电池储能系统进行供电, 以减少高价购电成本。

为了高效利用退役动力电池的储能潜力, 本研究旨在探索一种策略, 即在电力需求与价格均处于低谷的时段, 利用这些电池进行电力购买与储存。分时电价机制下电氢系统运行控制策略的核心思想就是满足电负荷、氢负荷和热负荷的同时, 充分利用风光能源, 通过在谷电价时进行购电, 存储在退役动力电池中, 实现电氢负荷最优经济运行。图 1 为分时电价机制下的电氢系统结构图。

当风光能源不足且电价处于谷时段时, 则进行购电满足电负荷或电锅炉, 多余的电能存储在退役

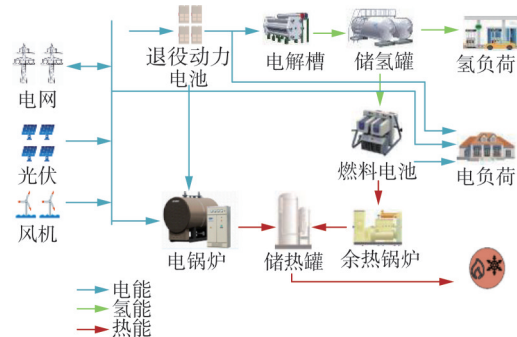


图 1 分时电价机制下的电氢系统结构图

Fig. 1 Structural diagram of the electric hydrogen system under the time-sharing tariff mechanism

动力电池中。当电价处于平时段或峰时段,则由退役动力电池为电负荷或电锅炉提供电能;当风光能源充足,且电价处于谷时段时,将多余风光能源和购电量存储在退役动力电池中。当电价处于平时段或峰时段,则退役动力电池只存储多余风光能源。

2.2 退役动力电池分级控制运行策略

为了使退役动力电池运行在最好状态下,尽可能减少电池充放交替频率,延缓电池衰退程度,延长电池使用寿命,本文对退役动力电池进行分级控制。将退役动力电池分成2个可用容量相同的A、B退役动力电池模块,其中模块Bat_A先处于充电状态,模块Bat_B先处于放电状态。

以模块Bat_A处于充电状态,模块Bat_B处于放电状态为例进行说明。

第1步:判断是否需要互换充放电状态。情况1:模块Bat_A和模块Bat_B的SOC同时达到所设置的阈值时,互换模块Bat_A和模块Bat_B装置功能,依次循环往复;情况2:模块Bat_A和模块Bat_B的SOC未能同时达到所设置的阈值时,以放电模块的SOC达到所设阈值的时刻作为优先级进行模块Bat_A和模块Bat_B功能切换,依次循环往复;情况3:当模块Bat_A和模块Bat_B的SOC均达到下限值 $S_{SOC \min}$ 或上限值 $S_{SOC \max}$ 时,模块Bat_A和模块Bat_B停止工作,直至进入下一循环。

第2步:更新退役动力电池模块的充电功率。首先判断模块Bat_A荷电状态是否达到荷电状态的上限值 $S_{SOC \max}$,如果模块Bat_A荷电状态小于 $S_{SOC \max}$,则需要继续判断以多大功率进行充电。当剩余风光功率 $P_{PW_Bat}(t)$ 大于等于退役动力电池模块的额定充电功率 P_{Bat_N} 时,模块Bat_A以额定功率进行充电,反之,以剩余风光功率进行充电。如果模块Bat_A荷电状态大于等于 $S_{SOC \max}$,模块Bat_A不充电,同时会产生弃风弃光 $P_{Sur}(t)$ 。模块Bat_A的具体充电流程如图2所示。

第3步:更新退役动力电池模块的放电功率。首先需要判断模块Bat_B的荷电状态是否达到下限值 $S_{SOC \min}$,如果模块Bat_B的荷电状态大于 $S_{SOC \min}$,则需要判断以多大功率进行放电。当电解槽输入功率 $P_{EC_in}(t)$ 大于等于退役动力电池模块的额定放电功率 P_{Bat_N} 时,电解槽以退役动力电池额定功率运行,反之,电解槽以电解槽实际功率运行。如果模

块Bat_B的荷电状态小于等于 $S_{SOC \min}$,模块Bat_B不放电,电解槽停止运行,具体放电流程如图3所示。

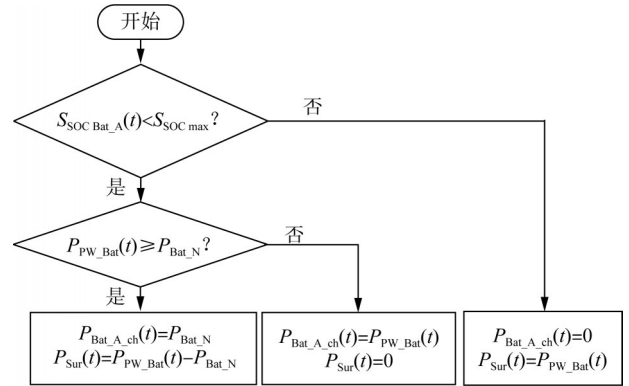


图2 退役动力电池模块充电功率更新流程图(以BAT_A处于充电状态,BAT_B处于放电状态为例)

Fig. 2 Flow chart for charging power update of decommissioned power battery module (taking BAT_A in charging state and BAT_B in discharging state as an example)

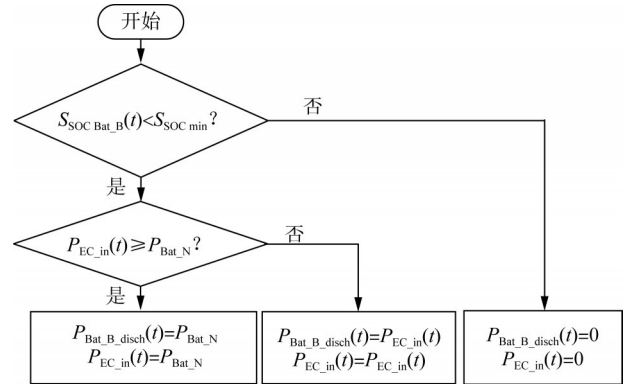


图3 退役动力电池模块放电功率更新流程图(以BAT_A处于充电状态,BAT_B处于放电状态为例)

Fig. 3 Flowchart for updating the discharging power of decommissioned power battery modules (taking BAT_A in charging state and BAT_B in discharging state as an example)

第4步:更新退役动力电池模块的电量。通过第2步和第3步可以得到退役动力电池模块的充、放电功率,进一步可更新退役动力电池的电量,具体流程如图4所示。

退役动力电池分级控制整体流程如图5所示。首先获取应该输入退役动力电池的输入功率 $\Delta P_{E_Bat}(t)$,然后判断模块Bat_A是否处于充电状态。以模块Bat_A处于充电状态进行介绍,当模块Bat_A充满时或模块Bat_B放完时,模块Bat_A和Bat_B的充、放电状态互换(第1步);然后更新退

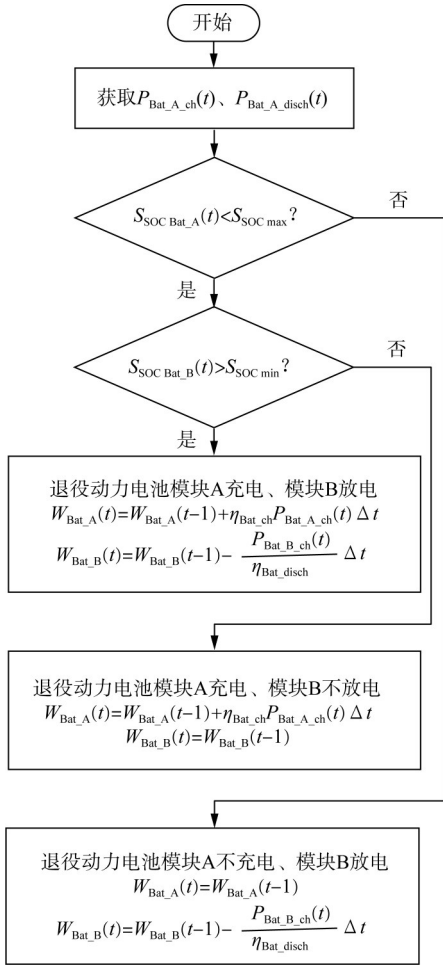


图4 退役动力电池模块电量更新流程图(以BAT_A处于充电状态,BAT_B处于放电状态为例)

Fig. 4 Flowchart for updating the power level of decommissioned power battery modules (taking BAT_A in charging state and BAT_B in discharging state as an example)

役动力电池模块的充电功率(第2步)和放电功率(第3步);最后进行退役动力电池电量更新(第4步)。至此在这一循环中的退役动力电池策略结束,但这一循环的判断并未结束,需要进行氢储能控制策略和热储能控制策略。

2.3 氢储能控制策略

对于氢储能来说,电解槽所制的氢气优先供应氢负荷,再供应燃料电池,若有多余氢,则储存在储氢罐中,若电解槽制氢不足,则储氢罐输出,氢储能的运行策略如图6所示。

在图6中, $\Delta P_{H_2_HST}(t)$ 为电解槽制氢量与氢负荷和燃料电池需求量的差值,当 $\Delta P_{H_2_HST}(t) > 0$ 时,判断储氢罐含氢量是否达到上限,若没有达到上限则更新储氢罐含氢量,反之计为弃氢量。当

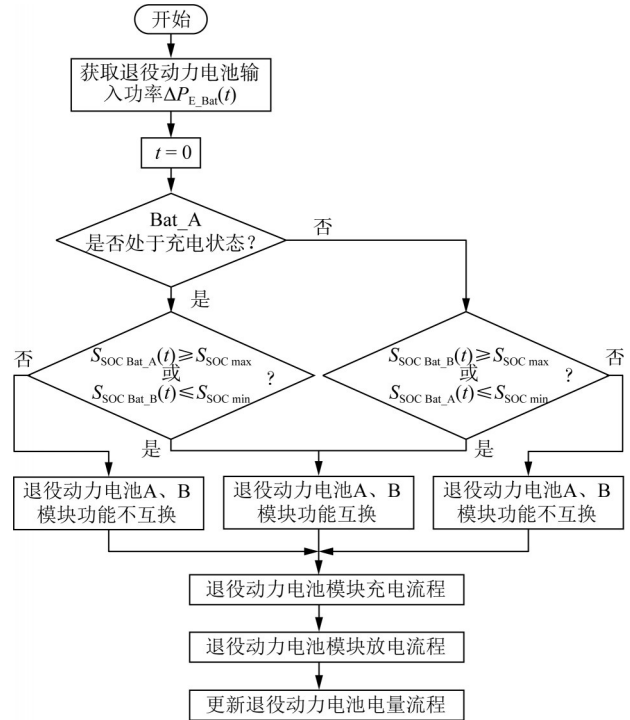


图5 退役动力电池分级控制整体流程

Fig. 5 Overall process of decommissioned power battery hierarchical control

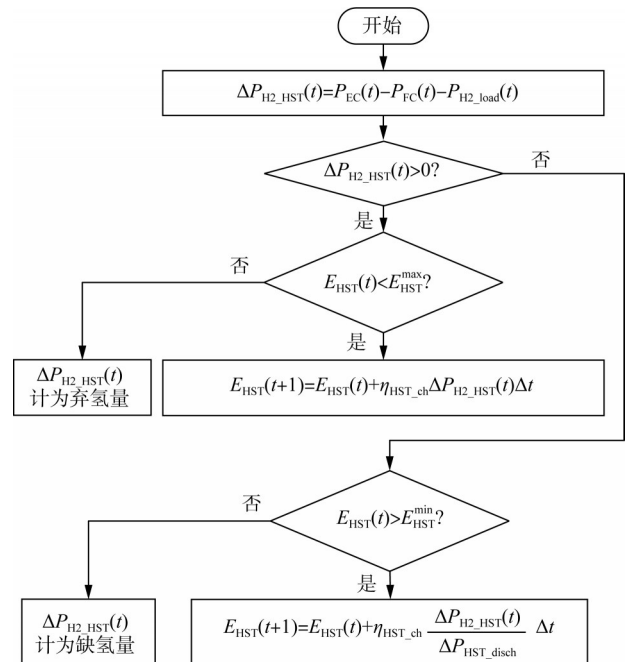


图6 氢储能控制策略流程图

Fig. 6 Flowchart of hydrogen energy storage control strategy

$\Delta P_{H_2_HST}(t) \leq 0$ 时,判断储氢罐含氢量是否大于下限值 $E_{HST}^{\min}$,若含氢量大于 $E_{HST}^{\min}$ 则更新储氢罐含氢量,反之计为缺氢量。

2.4 热储能控制策略

对于热储能来说,电锅炉和余热锅炉所制的热能优先供应热负荷,若有多余热,则储存在储热罐中,若电锅炉和余热锅炉制热不足,则储热罐输出,热储能的运行策略如图7所示。

在图7中, $\Delta P_{\text{Hot_TST}}(t)$ 为电锅炉和余热锅炉制热量与热负荷需求量的差值,当 $\Delta P_{\text{Hot_TST}}(t) > 0$ 时,判断储热罐含热量是否达到上限,若没有达到上限则更新储热罐含热量,反之计为弃热量。当 $\Delta P_{\text{Hot_TST}}(t) \leq 0$ 时,判断储热罐含热量是否大于下限值 $E_{\text{TST}}^{\min}$,若含热量大于 $E_{\text{TST}}^{\min}$ 则更新储热罐含热量,反之则需要向电网购电以满足热负荷需求。

2.5 考虑分时电价的电氢系统运行策略

由于考虑分时电价,某些时刻可以采用低购高用,即在电价处于谷时段时购入,存储在退役动力电池中,当处于平时段和峰时段时,风光发电不满足电负荷和电锅炉,由退役动力电池来供应电负荷和电锅炉。退役动力电池除了具有平抑风光波动的作用外,还可以发挥储电作用,以供应电负荷,谷时刻电氢系统向电网购电流程图如图8所示。

在图8中,首先判断是否为谷时刻,若为谷时刻,则需要判断风光低频功率 $P_{\text{PW_d}}(t)$ 是否足够供应电负荷,如果不够,则由风光高频功率 $P_{\text{PW_h}}(t)$ 补充,若还是不够便向电网购电供应电负荷和电锅炉;若风光低频发电可以满足电负荷且有剩余则为电锅炉提供电能,不够便向电网购电,剩余风光高

频电能充进退役动力电池中。由此可统计因为要满足电负荷和电锅炉时的退役动力电池各个时刻需要充电的充电功率 $\Delta P_{\text{E_Bat_ch1}}(t)$ 和向电网购电功率 $P_{\text{grid_gu1}}(t)$ 。

在非低谷时段,即电力需求上升或电价较高的时段,释放这些储存的电能以满足系统需求。此策略不仅能够实现退役动力电池资源的二次利用,减少资源浪费,还能通过电价差异实现经济效益最大化,对电力系统的稳定运行和能源结构的优化具有积极意义。在得到 $\Delta P_{\text{E_Bat_ch1}}(t)$ 后,可以通过判断退役动力电池是否充满,如没有充满则进行第二次购电,即为退役动力电池充电功率 $\Delta P_{\text{E_Bat_ch2}}(t)$ 和向电网购电的功率 $P_{\text{grid_gu2}}(t)$ 。非谷时刻由退役动力电池供应电负荷和电锅炉流程图如图9所示。

在图9中,鉴于当前时段非谷值时段,电网购电行为是不可取的,因此电能供应依赖于退役动力电池。系统首先评估风能与光能产生的低频电能是否足以满足电负荷的需求。若低频电能不足,则进一步调用风能与光能的高频电能进行补充。当低频与高频电能的总和仍无法满足电负荷及电锅炉的电能需求时,退役动力电池将介入,同时承担向电负荷供电和为电锅炉提供电能的职责。基于这一动态的能量分配过程,可以统计出退役动力电池各个时刻的需要充电的充电功率 $\Delta P_{\text{E_Bat_ch1}}(t)$ 和退役动力电池需要放电的放电功率 $\Delta P_{\text{E_Bat_disch1}}(t)$ 。

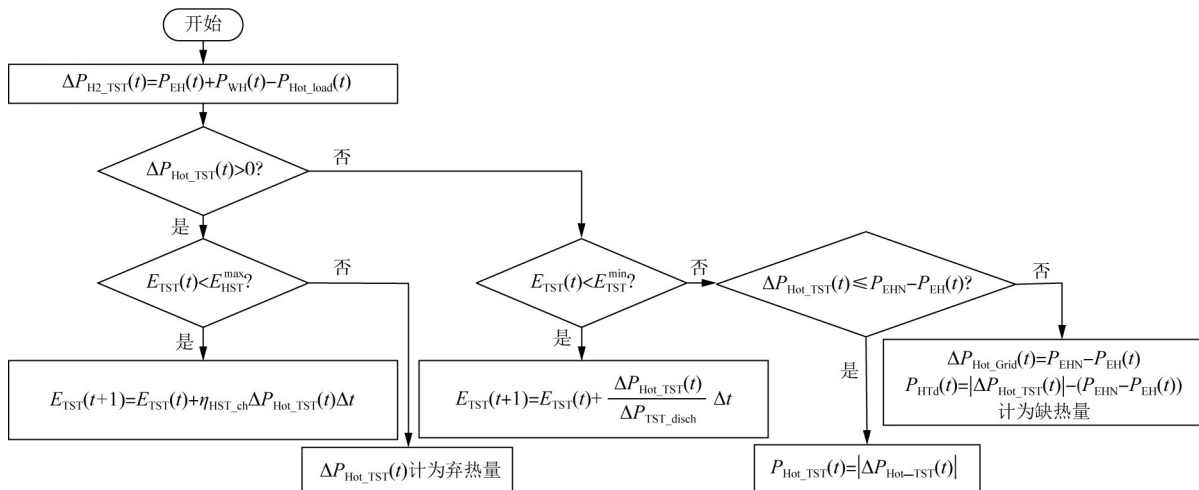


图7 热储能控制策略

Fig. 7 Thermal energy storage control strategy

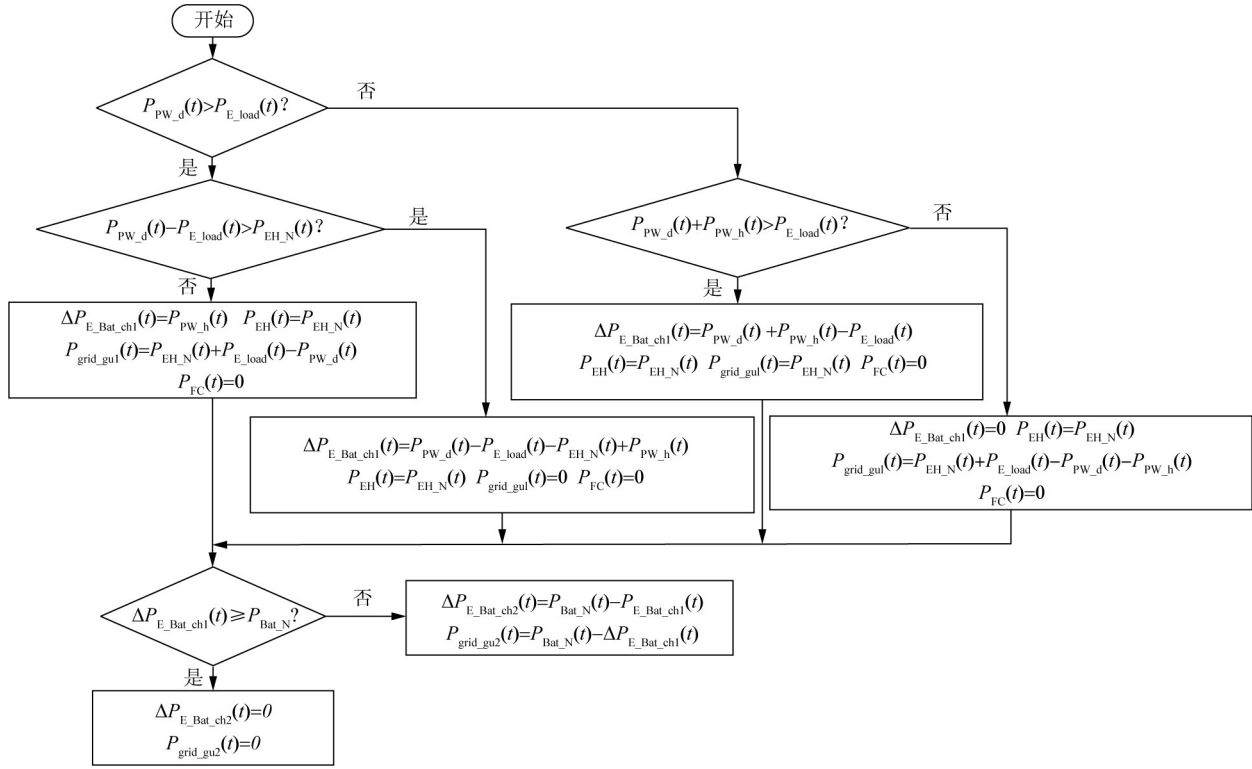


图 8 谷时刻电氢系统向电网购电流程图

Fig. 8 Flowchart of electricity purchase from the grid for the valley moment hydrogen system

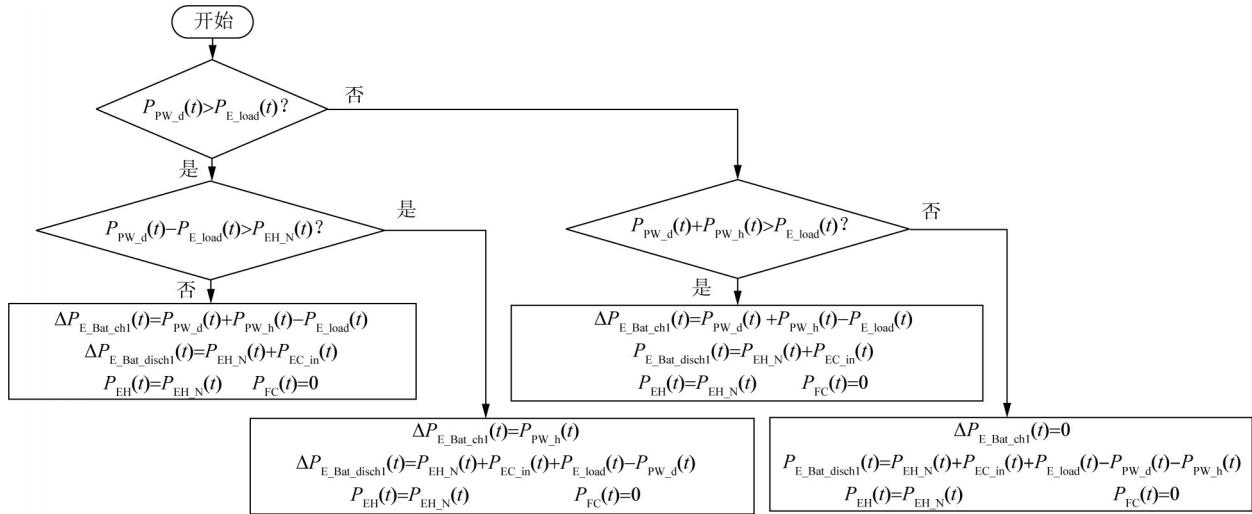


图 9 非谷时刻由退役动力电池供应电负荷和电锅炉

Fig. 9 Electric loads and boilers supplied by decommissioned power batteries during non-valley hours

综上所述, 已确定退役动力电池所需的放电功率 $\Delta P_{E_Bat_disch1}(t)$, 借助高余能和低余能退役动力电池模块放电功率更新流程及电量更新流程(即图 2—5 的流程分析), 能够评估出退役动力电池的实际可用剩余容量。这一评估结果对于判断退役动力电池是否能满足所需的放电功率 $\Delta P_{E_Bat_disch1}(t)$ 至关重

要, 具体流程如图 10 所示。当退役动力电池无法满足电能需求时, 将启动燃料电池系统, 通过燃烧氢气来发电, 以保障电力负荷的供应。鉴于能源利用效率的考量, 燃料电池不参与对电锅炉的能量供应。进一步地, 若储氢罐中的氢气储备不足以支撑燃料电池的运行, 系统将记录并分析此时的电力缺

额 $P_{E_que}(t)$ 。

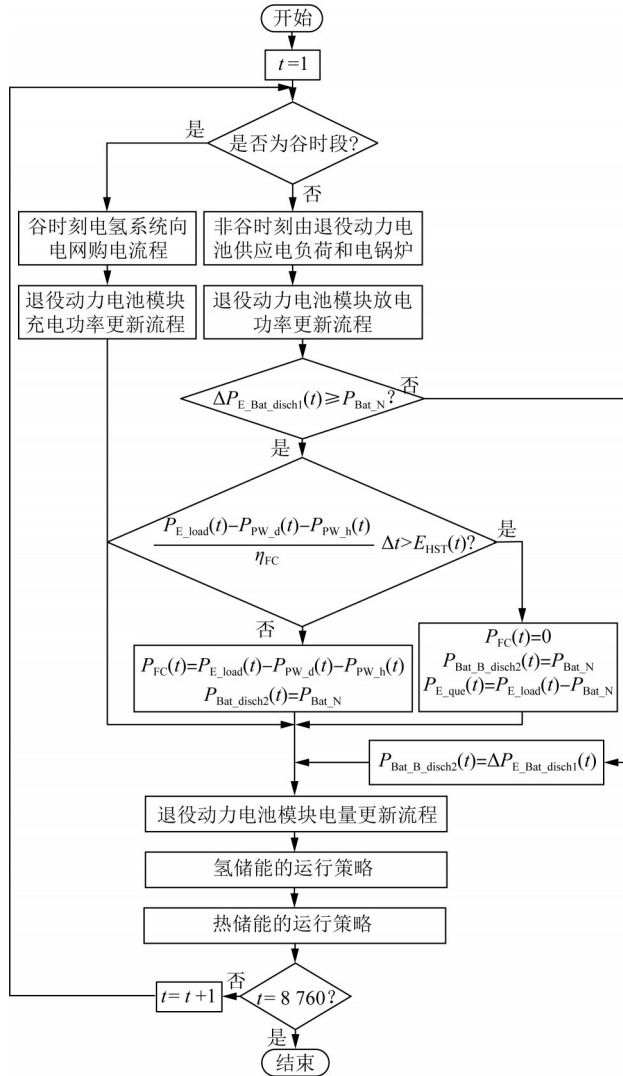


图10 考虑分时电价整体运行流程图

Fig. 10 Consider the overall operational flowchart of the time sharing tariff

3 考虑分时电价的电氢系统容量优化配置

3.1 目标函数

以电氢系统等年值运行成本最小为目标,以光伏电池、风机、高余能退役动力电池、低余能退役动力电池、电解槽、储氢罐、燃料电池、电锅炉、余热锅炉和储热罐的容量为决策变量,通过引入分时电价机制来优化电氢系统的购电策略,建立一个综合性的电氢系统容量配置模型。

$$\min C_{EAV} = C_{CS} + C_{OW} + Q_{CU} + C_{E_grid} \quad (4)$$

式中: C_{EAV} 为电氢系统等年值运行成本,元; C_{CS}

为初始投资成本的等年值成本,元; C_{OW} 为总运维成本,元; C_{QU} 为弃能成本,元; C_{E_grid} 为电氢系统向大电网购电成本,元。

$$C_{CS} = (c_{bat,h}q_{bat,h} + c_{bat,d}q_{bat,d}) \frac{r_0(1+r_0)^{m_{bat0}}}{(1+r_0)^{m_{bat0}} - 1} + (c_{PV}q_{PV} + c_{WT}q_{WT} + c_{EC}q_{EC} + c_{HST}q_{HST} + c_{FC}q_{FC} + c_{EH}q_{EH} + c_{WH}q_{WH} + c_{TST}q_{TST}) \frac{r_0(1+r_0)^{m_{d0}}}{(1+r_0)^{m_{d0}} - 1} \quad (5)$$

式中: $c_{bat,h}$ 、 $c_{bat,d}$ 、 c_{PV} 、 c_{WT} 、 c_{EC} 、 c_{HST} 、 c_{FC} 、 c_{EH} 、 c_{WH} 、 c_{TST} 分别为高余能退役动力电池、低余能退役动力电池、光伏电池、风机、电解槽、储氢罐、燃料电池、电锅炉、余热锅炉和储热罐的初始投资成本单价,元; $q_{bat,h}$ 、 $q_{bat,d}$ 、 q_{PV} 、 q_{WT} 、 q_{EC} 、 q_{HST} 、 q_{FC} 、 q_{EH} 、 q_{WH} 、 q_{TST} 分别为配置的各个设备容量,kW; m_{bat0} 为高余能退役动力电池和低余能退役动力电池的使用年限; m_{d0} 为除高、低余能退役动力电池外其他各个设备的使用年限; r_0 为贴现率。

$$C_{OW} = c_{PVM}q_{PV} + c_{WTM}q_{WT} + c_{bat,hM}q_{bat,h} + c_{bat,dM}q_{bat,d} + c_{ECM}q_{EC} + c_{HSTM}q_{HST} + c_{FCM}q_{FC} + c_{EHM}q_{EH} + c_{WHM}q_{WH} + c_{TSTM}q_{TST} \quad (6)$$

式中 c_{PVM} 、 c_{WTM} 、 $c_{bat,hM}$ 、 $c_{bat,dM}$ 、 c_{ECM} 、 c_{HSTM} 、 c_{FCM} 、 c_{EHM} 、 c_{WHM} 、 c_{TSTM} 分别为光伏电池、风机、高余能退役动力电池、低余能退役动力电池、电解槽、储氢罐、燃料电池、电锅炉、余热锅炉和储热罐的单台运维成本单价,元。

$$Q_{CU} = c_{PW}W_{PW} + c_{H_2}W_{H_2} + c_{HOT}W_{HOT} \quad (7)$$

式中: c_{PW} 为每千瓦时弃风弃光成本,元/kWh; W_{PW} 为弃风弃光电量,kWh; c_{H_2} 为每千瓦时弃氢成本,元/kWh; W_{H_2} 为弃氢量,kWh; c_{HOT} 为每千瓦时弃热成本,元/kWh; W_{HOT} 为弃热量,kWh。

$$C_{E_grid} = c_{grid,g}W_{E_grid} \quad (8)$$

式中: $c_{grid,g}$ 为电网谷时刻单价,元/kWh; W_{E_grid} 为电氢系统向大电网购电量,kWh。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{PV}(t) + P_{WT}(t) = P_{E_load}(t) \quad (9)$$

$$E_{HST_dis}(t) = P_{H2_load}(t) + P_{FC}(t)/\eta_{FC} \quad (10)$$

$$E_{TST_dis}(t) = P_{Hot_load}(t) \quad (11)$$

式中: $P_{PV}(t)$ 为光伏板输出功率; $P_{WT}(t)$ 为风机输出功率; $P_{E_load}(t)$ 为 t 时刻电负荷需求量; $E_{HST_dis}(t)$ 为储氢罐 t 时刻的释氢量; $P_{H_2_load}(t)$ 为 t 时刻氢负荷需求量; $E_{TST_dis}(t)$ 为储热罐 t 时刻的释热量; $P_{Hot_load}(t)$ 为 t 时刻热负荷需求量。

2) 光伏和风机安装容量约束

$$0 < W_{PV} \leq W_{PV}^{\max} \quad (12)$$

$$0 < W_{WT} \leq W_{WT}^{\max} \quad (13)$$

式中: W_{PV} 和 W_{WT} 分别为光伏和风机的实际安装容量; $W_{PV}^{\max}$ 和 $W_{WT}^{\max}$ 分别为光伏和风机的安装容量上限。

3) 退役动力电池约束

$$0 \leq P_{Bat_A}(t) \leq P_{Bat_N} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{Bat_B}(t) \leq P_{Bat_N} \quad (15)$$

$$S_{SOC\ min} \leq S_{SOC\ Bat_A}(t) \leq S_{SOC\ max} \quad (16)$$

$$S_{SOC\ min} \leq S_{SOC\ Bat_B}(t) \leq S_{SOC\ max} \quad (17)$$

4) 联络线传输功率限制

大电网的电力输出并非能够完全满足任意时刻、任意规模的需求增长,而是受到其发电容量、输电网络的传输能力以及电网稳定运行边界的严格限制。因此,需要电氢系统中限制大电网的购电功率 P_{E_grid} 。

$$0 \leq P_{E_grid} \leq 0.3(P_{PV} + P_{WT}) \quad (18)$$

5) 弃风弃光率约束

弃风弃光率反映了电氢系统对新能源的消纳能力,因此弃风弃光率不应该高于风光输出功率的 3 %。

$$0 \leq P_{qi_PW} \leq 0.03(P_{PV} + P_{WT}) \quad (19)$$

3.3 求解算法

考虑电氢系统容量优化配置问题是非线性的,难以求得全局最优解,而 PSO 算法具有鲁棒性好、参数少、计算效率高、简单易实现的优点,以及具有处理非线性的能力,所以本文选取粒子群算法进行求解。结合本文研究对象及运行策略,利用 PSO 算法进行电氢系统配置的基本流程如图 11 所示。

3.4 算例分析

本文所研究电氢系统的寿命周期为 20 a,以匹配典型可再生能源发电设施的经济运行年限。在该周期内,退役动力电池根据其寿命衰减进行更换。电氢系统的各设备容量、初始投资成本和运维成本等参数^[29-31]如表 2 所示。

根据本文所提容量优化配置方法,配置结果如表 3 所示,优化求解过程如图 12 所示。

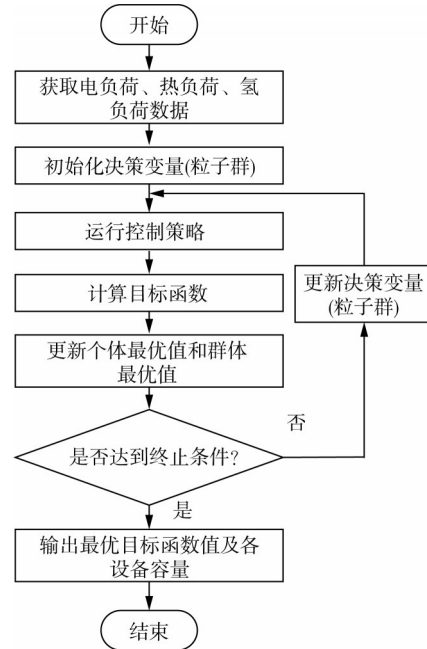


图 11 求解算法流程图

Fig. 11 Flowchart of the algorithm for solving

表 2 设备参数

Tab. 2 Equipment parameters

设备	单台额定容量/kW	初始投资成本单价/(元·kW ⁻¹)	运维成本单价/(元·kW ⁻¹)
光伏板	0.2	600	150
风机	14	3 100	215
退役动力电池	2	696	306
电解槽	1	8 792	1 000
储氢罐	10	800	14.58
燃料电池	1	11 663	600
电锅炉	1	646	120
余热锅炉	10	883	120
储热罐	10	800	100

表 3 配置结果

Tab. 3 Configuration results

设备	设备容量/kW	设备	设备容量/kW
光伏板	55.37	储氢罐	94.97
风机	182.72	燃料电池	24.94
退役动力电池	455.11	电锅炉	12.47
电解槽	13.78	余热锅炉	7.48
储热罐	61.81		
等年值运行成本/万元	23.98		

根据配置结果,得到弃风弃光率、缺氢率、缺热率、弃氢率和弃热率,均在 15 % 以内,同时得到向电网的购电率为 27.39 %,具体如表 4 所示。

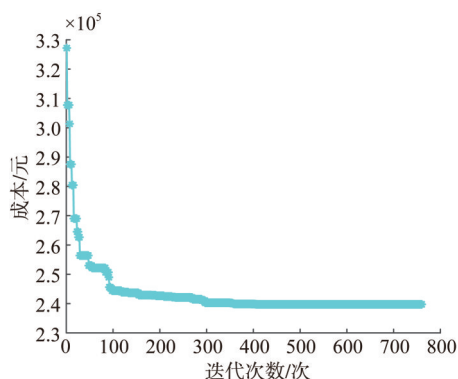


图 12 数学模型迭代过程

Fig. 12 Mathematical model iterative process

表 4 评价指标

Tab. 4 Evaluation indicators

评价指标	指标值	%
弃风弃光率	1.45	
缺氢率	0	
缺热率	7.76	
弃氢率	12.27	
弃热率	0	
购电率	27.39	

取一年某天 24 h 内各设备的电功率、氢功率和热功率情况,分别如图 13—15 所示。

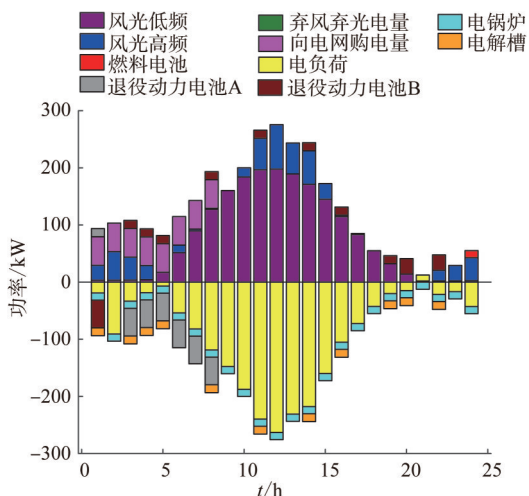


图 13 各设备的电功率(第2天)

Fig. 13 Electrical power for each device (day 2)

在图 13 中风光低频功率、风光高频功率、燃料电池和电网购电量充当电源,电锅炉、电负荷和电解槽充当负荷。低余能电池 A 先充当电负荷存储电能再充当电源放电;低余能电池 B 充当电源放电;高余能电池 A 先充当电源放电再充当电负荷存

储多余电能后又充当为电源放电;高余能电池 B 充当电源放电。由于整体弃风弃光率为 1.45 %,弃风弃光率比较少,并未在图中体现出来。

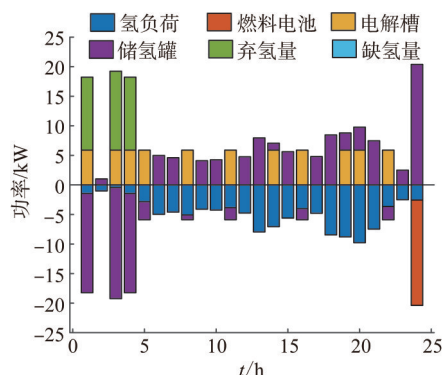


图 14 各设备的氢功率(第2天)

Fig. 14 Hydrogen power of each device (day 2)

在图 14 中,储氢罐运行功率大于 0 时,储氢罐处于放氢状态;储氢罐运行功率小于 0 时,储氢罐处于储氢状态。电解槽产氢,燃料电池和氢负荷都需要消耗氢能。由于整体缺氢率为 0 %,在图中并未体现出来。

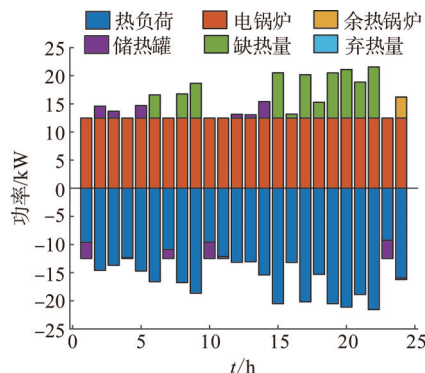


图 15 各设备的热功率(第2天)

Fig. 15 Thermal power of each device (day 2)

在图 15 中,当储热罐运行功率大于 0 时,储热罐处于放热状态;当储热罐运行功率小于 0 时,储热罐处于储热状态。电锅炉和余热锅炉可以产热,热负荷消耗热能。整体弃热率为 0 %,整体缺热率为 9.64 %。

为了更加清晰地展示储氢罐和储热罐动态存储过程的变化情况,更深入地理解并分析系统在不同运行阶段的行为特征,从而为系统的优化设计与性能提升提供有力支持,画出了相应时间的储氢罐含氢量和储热罐含热量的变化图,具体如图 16—17

所示。

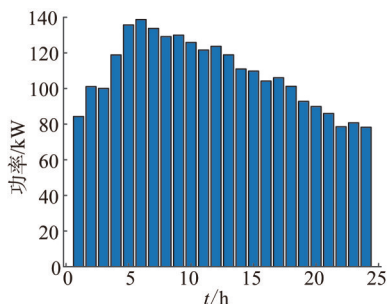


图 16 储氢罐含氢量变化图

Fig. 16 Variation of hydrogen content in hydrogen storage tanks

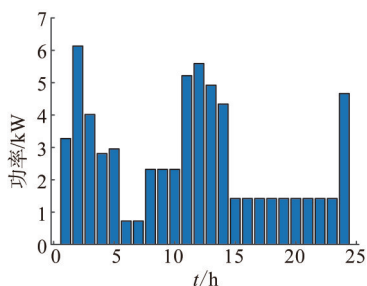


图 17 储热罐含热量变化图

Fig. 17 Change in heat content of heat storage tanks

在图 16—17 中,详细展示了系统在不同时间区间内对氢能与热能的储存及释放动态。具体而言,当储氢罐的储氢量攀升至其额定存储上限时,电解槽操作随即中止,此时系统转而完全依赖储氢罐作为氢能供应源。类似地,在储热罐累积的热量达到其设计存储容量最大值时,电锅炉将停止运行,热能供应则完全由储热罐承担。这一机制确保了系统资源的高效利用与管理的精细化。

由于考虑了分时电价机制,退役动力电池不仅充当了储能的角色,还充当了电源的角色,即为电负荷和电锅炉提供电能,具体如图 18—19 所示。

在图 18 中,在电网用电低谷时段(00:00—08:00),系统则优先选择从电网购电以满足电负荷和电锅炉的需求。08:00 时,电氢系统不再向电网购电,因此功率发生突降。而为了最大化利用低谷时段的电能资源,系统还会将这部分电能存储在退役动力电池中。在非低谷时段,由于不能向电网购电,可以清晰看到退役动力电池的输出功率变化,以保证为电负荷及电锅炉所提供缺额功率,其范围保持在 15 kW 以内。需要注意的是,由于电网传输功率存在一定的限制,因此从电网购电的功率被限定在

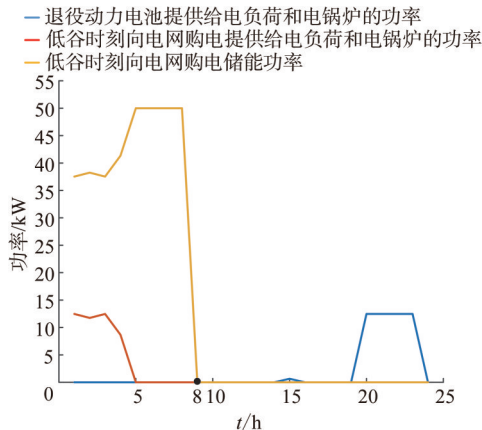
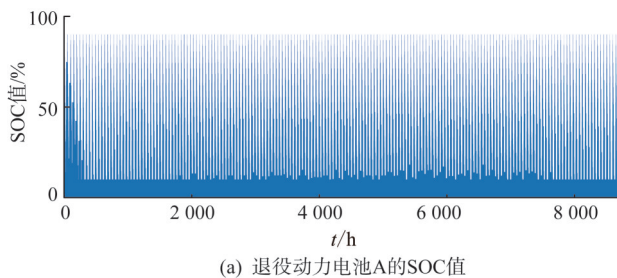


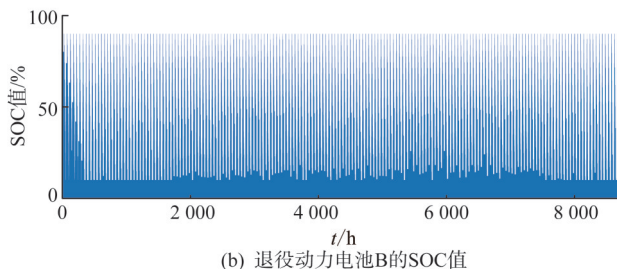
图 18 退役动力电池功率变化图

Fig. 18 Power change of decommissioned power battery

50 kW 以内。这一设计旨在确保系统运行的稳定性和高效性,同时兼顾了能源的有效利用与存储。



(a) 退役动力电池A的SOC值



(b) 退役动力电池B的SOC值

图 19 退役动力电池分级控制策略下储能装置的 SOC

Fig. 19 SOC of energy storage device under hierarchical control strategy of decommissioned power battery

由图 19 可知,退役动力电池的荷电状态在 0.1~0.9 之间,说明并未出现过充过放现象,结果表明退役动力电池的分级控制策略做到了有效切换,从而延长电池的使用寿命。

为验证所提控制策略的有效性,本研究分别针对新电池系统和退役动力电池系统进行了对比仿真实验:新电池组采用分级控制策略,退役动力电池组实施整体控制策略。仿真结果充分证明了退役动力电池在分级控制策略下的有效性和适应性,具体结果如表 5 所示。

表5 对比仿真结果

Tab. 5 Comparison of simulation results

	新电池+分级 控制策略	退役动力电池+整 体控制策略
等年值运行成本/万元	29.67	41.23
弃风弃光率/%	1.55	4.36
缺氢率/%	0	5.86
缺热率/%	18.99	10.72
弃氢率/%	9.07	0
弃热率/%	0.11	0
购电率/%	29.85	37.39

对比表3—5可知,本文所用的退役动力电池和分级控制的等年值运行成本最低,对比应用新电池的氢系统低19.18%,对比应用整体控制的氢系统低41.84%。本文控制策略保证了氢系统良好的经济性。综合考虑弃风弃光率、缺氢率、缺热率、弃氢率、弃热率和购电率,含退役动力电池分级控制的氢系统有效性和适应性更优。各种情况下的评价指标对比如图20所示。

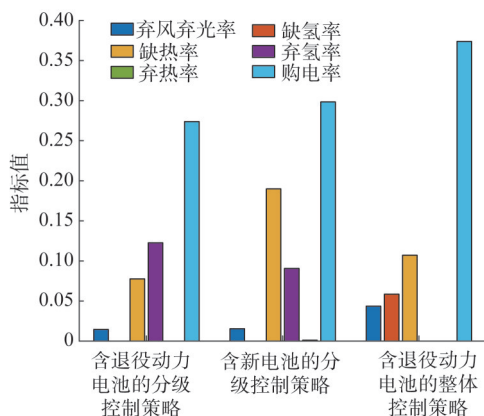


图20 不同情况下的评价指标

Fig. 20 Evaluation indicators in different situations

在图21中,退役动力电池A、B的充放电循环次数分别为97和96,由于退役动力电池A和B的充放电深度基本相同,所以余能衰退率分别为17.2%和16.8%,大致相等。但是在整体策略下退役动力电池的循环次数为173,余能衰退率为32.3%。因此,本文所提分级控制策略可有效减少退役动力电池的循环次数,延长其使用寿命。

4 结语

本文聚焦分时电价机制与退役动力电池协同下的

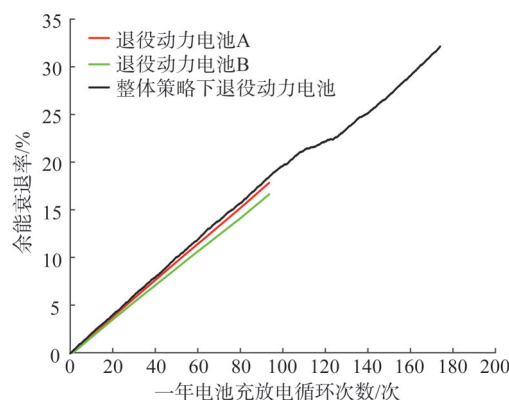


图21 分级控制策略与整体控制策略的退役动力电池余能衰退率对比图

Fig. 21 Comparison chart of the residual energy decay rate of decommissioned power batteries with hierarchical control strategy and overall control strategy

电氢系统容量优化配置。主要结论如下:1)提出了退役动力电池分级控制策略,可有效减少退役动力电池的余能衰退率,延长使用寿命。2)构建了优先满足电负荷、电解槽由退役动力电池供能的电氢系统运行控制策略,能充分发挥分时电价机制下谷时段购电存储在退役动力电池中,不仅极大地增强了系统的经济性,还显著提升了其运行的灵活性与适应性。3)提出了电氢系统优化配置模型,能实现了消纳风光、供能稳定、经济运行的目的。本文所提方法为构建经济高效的电氢系统提供了有益的参考和借鉴。

参考文献

- [1] 阮前途,梅生伟,黄兴德,等.低碳城市电网韧性提升挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2819-2830.
RUAN Qiantu, MEI Shengwei, HUANG Xingde, et al. Challenges and research prospects of resilience enhancement of low carbon power grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2819-2830.
- [2] 刘练,李林,丁明,等.面向园区的光储型微电网设计与应用[J].电力系统保护与控制,2020,48(3):171-179.
LIU Lian, LI Lin, DING Ming, et al. Design and application of photovoltaic and energy storage microgrid for the park [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 171-179.
- [3] 孙惠,翟海保,吴鑫.源网荷储多元协调控制系统的研究及应用[J].电工技术学报,2021,36(15):3264-3271.
SUN Hui, ZHAI Haibao, WU Xin. Research and application of multi-energy coordinated control of generation, network, load and storage [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(15): 3264-3271.
- [4] GUO X S, LOU S H, WU Y W, et al. Low-carbon operation of combined heat and power integrated plants based on solar-assisted carbon capture [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(5): 1138-1151.

- [5] ZENG J, WANG Q Q, LIU J F, et al. A potential game approach to distributed operational optimization for microgrid energy management with renewable energy and demand response [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(6): 4479 – 4489.
- [6] 李德兴, 邱志斌, 王青, 等. 光储微网源网荷储双时间尺度协调运行策略[J]. 南方电网技术, 2025, 19(4): 4 – 14.
LI Xingde, QIU Zhibin, WANG Qing, et al. Dual-time scales coordination operation strategy of photovoltaic storage microgrid source-grid-load-storage[J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(4): 4 – 14.
- [7] 付文杰, 杨伯青, 黄莉, 等. 考虑风光出力不确定性与相关性的混合电价机制设计[J]. 南方电网技术, 2021, 15(9): 85 – 92.
FU Wenjie, YANG Boqing, HUANG Li, et al. Hybrid electricity pricing mechanism design considering uncertainty and correlation of wind and photovoltaic power output [J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(9): 85 – 92.
- [8] 姜子卿, 刘育权, 艾芊, 等. 面向多主体的工业园区综合能源系统互动机制[J]. 南方电网技术, 2018, 12(3): 18 – 26.
JIANG Ziqing, LIU Yuquan, AI Qian, et al. Multi-agent oriented interaction mechanism of integrated energy system in industrial parks [J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(3): 18 – 26.
- [9] 李宏玉, 续海宝, 张浪, 等. 考虑分时电价下基于改进蛇算法的混合能源微电网群低碳经济优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2025, 46(3): 132 – 140.
LI Hongyu, XU Haibao, ZHANG Lang, et al. Research on low carbon economic optimal dispatch of hybrid energy microgrid group based on improved snake algorithm under time-of-use electricity price [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(3): 132 – 140.
- [10] 魏业文, 顾佳, 刘霁欧. 考虑双重低碳需求响应的电力系统优化调度[J]. 可再生能源, 2025, 43(3): 370 – 379.
WEI Yewen, GU Jia, LIU Jiou. Optimization scheduling of power systems considering dual low-carbon demand response [J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(3): 370 – 379.
- [11] 胡俊杰, 童宇轩, 刘雪涛, 等. 计及精细化氢能利用的综合能源系统多时间尺度鲁棒优化策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1419 – 1435.
HU Junjie, TONG Yuxuan, LIU Xuetao, et al. Multi-time-scale robust optimization strategy for integrated energysystem considering the refinement of hydrogen energy use[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1419 – 1435.
- [12] BEJAN I, JENSEN C L, ANDERSEN L M, et al. Inducing flexibility of household electricity demand: the overlooked costs of reacting to dynamic incentives [J]. Applied Energy, 2021(284): 116283.1 – 116283.12.
- [13] 李艳梅, 任恒君, 张致远, 等. 考虑储能系统调度与风电消纳的峰谷分时电价优化模型研究[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4141 – 4149.
LI Yanmei, REN Hengjun, ZHANG Zhiyuan, et al. Optimization model of peak-valley time-of-use electricity prices considering energy storage system dispatching and wind power consumption [J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4141 – 4149.
- [14] DU Q, GUO W H, MO S Q, et al. Feasibility study on rooftop photovoltaic hydrogen production: multi-objective optimization and energy scheduling strategy considering time-of-use pricing[J]. Renewable Energy, 2025(245): 122826.
- [15] 巨亚琦, 谢丽蓉, 卞一帆, 等. 多微电网共享储能优化配置与成本分配方法[J/OL]. 南方电网技术: 1 – 9[2024 – 12 – 06]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20241205.1436.010>.
JU Yaqi, XIE Lirong, BIAN Yifan, et al. Optimal allocation and cost allocation method of shared energy storage formulti-microgrids [J/OL]. Southern Power System Technology: 1 – 9 [2024 – 12 – 06]. <https://link.cnki.net/urlid/44.1643.tk.20241205.1436.010>.
- [16] 彭丽, 罗隆福, 阳同光, 等. 考虑峰谷分时电价的风储联合发电系统跟踪风电计划出力控制策略[J]. 可再生能源, 2023, 41(12): 1634 – 1641.
PENG Li, LUO Longfu, YANG Tongguang, et al. Tracking wind power planned output control strategy of wind storage combined power generation system considering peak-valley time-of-use electricity prices [J]. Renewable Energy Resources, 2023, 41(12): 1634 – 1641.
- [17] WANG C, FENG X T, WOO Soomin, et al. The optimization of an EV decommissioned battery recycling network: a third-party approach[J]. Journal of Environmental Management 2023 (348): 119299.
- [18] 李建林, 李雅欣, 吕超, 等. 碳中和目标下退役电池筛选聚类关键技术研究[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 429 – 441.
LI Jianlin, LI Yaxin, LÜ Chao, et al. Key technology of retired batteries' screening and clustering undertarget of carbon neutrality[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 429 – 441.
- [19] SONG Z Y, NAZIR Mdsalman, CUI X F, et al. Benefit assessment of second-life electric vehicle lithiumion batteries in distributed power grid applications[J]. Journal of Energy Storage, 2022(56): 105939.1 – 105939.11.
- [20] COLARULLO Linda, THAKUR Jagruti. Second-life EV batteries for stationary storage applications in local energy communities[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022 (169): 693 – 703.
- [21] HU C L, LI D H, ZHAO W C, et al. Deep reinforcement learning-based scheduling for integrated energy system utilizing retired electric vehicle battery energy storage [J]. Journal of Energy Storage, 2024(97): 1 – 13.
- [22] 傅质馨, 陈李, 刘皓明, 等. 计及退役电池组寿命衰减的梯次储能系统功率分配优化策略[J]. 太阳能学报, 2025, 46(2): 70 – 77.
FU Zhixin, CHEN Li, LIU Haoming, et al. Optimization strategy for power distribution in echelon energy storage systems considering decay of retired battery groups life [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(2): 70 – 77.
- [23] YAN N, ZHAO H C, YAN T, et al. Research on capacity configuration method of energy storage system in active distribution network considering the assessment of health risk for retired electric vehicle batteries[J]. Energy Reports, 2020 (6): 1106 – 1113.
- [24] 刘秋华, 王明康, 杨圣城. 基于全寿命周期内经济收益最大化的退役电池储能容量配置方法研究[J]. 太阳能学报, 2024, 45(7): 143 – 152.
LIU Qiuhua, WANG Mingkang, YANG Shengcheng. Research on configuration method of energy storage capacity for retired batteries based on maximizing economic benefits throughout life cycle[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(7): 143 – 152.