

风光火储耦合氢储能系统的制储氢容量优化 和可行性分析

林啸龙¹, 刘涛², 孟宪宸¹, 武文婷², 宋虎潮¹, 金森旺¹, 郝俊利³, 刘银河¹

(1. 西安交通大学绿色氢电全国重点实验室, 710049, 西安;
2. 中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司, 710075, 西安;
3. 内蒙古华电腾格里绿色能源有限公司巴彦浩特发电分公司, 750300, 内蒙古阿拉善盟)

摘要: 为降低“沙戈荒”新能源基地的弃风弃光率并减少对化石能源的依赖,以某“沙戈荒”新能源基地风光火储系统为研究对象,提出了一种融合弃电制氢与氢煤混燃发电的风光火储耦合氢储能系统,并构建了年净收益计算模型。以电解槽和储氢罐容量为决策变量,以年净收益最大化为目标,确定该系统的制氢与储氢最优容量配置。结果表明:在考虑潜在政府补贴(零利率贷款)、电解槽成本为 113.8 万元/MW、储氢罐成本为 2 000 元/kg、标煤单价为 1 000 元/t、碳税为 200 元/t 的条件下,该系统每年可减少弃电量 228.2 GW·h,实现年碳减排量 3.7 万 t,年净收益达到 533.9 万元。在单因素敏感性分析下,当电解槽成本上升至 152 万元/MW、储氢罐成本增至 3 530 元/kg、标煤单价降至 577 元/t 或碳税下降至 34 元/t 时,风光火储耦合氢储能系统达到经济盈亏平衡。

关键词: “沙戈荒”新能源基地;风光火储系统;制氢;氢煤混燃;碳减排

中图分类号: TK91 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202603012 **文章编号:** 0253-987X(2026)03-0122-10

Optimization of Hydrogen Production and Storage Capacity and Feasibility Analysis of Wind-Solar-Thermal-Storage Coupled Hydrogen Energy Storage System

LIN Xiaolong¹, LIU Tao², MENG Xianchen¹, WU Wenting², SONG Huchao¹,
JIN Senwang¹, HAO Junli³, LIU Yinhe¹

(1. State key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
2. Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., China Power Engineering Consulting Group, Xi'an 710075, China;
3. Bayanhot Power Generation Branch, Inner Mongolia Huadian Tenggelu Green Energy Co., Ltd.,
Alxa League, Inner Mongolia 750300, China)

Abstract: To reduce the wind and solar power curtailment rates in desert-Gobi-wilderness new energy bases and decrease reliance on fossil fuels, a desert-Gobi-wilderness new energy base's wind-solar-thermal-storage system is taken as the research object, a wind-solar-thermal-storage coupled hydrogen energy storage system that integrates hydrogen production from curtailed electricity and hydrogen-coal co-combustion power generation is proposed, and an annual net revenue calculation model is constructed. With the capacities of electrolyzers and hydrogen storage tanks as decision

variables and the maximization of annual net revenue as the objective, the optimal capacity configuration for hydrogen production and storage in this system is determined. Considering potential government subsidies (zero-interest loans), an electrolyzer cost of RMB 1.138 million/MW, a hydrogen storage tank cost of RMB 2 000/kg, a standard coal unit price of RMB 1 000/t, and a carbon tax of RMB 200/t, the system reduces curtailed electricity by 228.2 GW · h annually, achieves an annual carbon emission reduction of 37 000 tons, and attains an annual net revenue of RMB 5.339 million. Under single-factor sensitivity analysis, the wind-solar-thermal-storage coupled hydrogen energy storage system reaches economic breakeven when the electrolyzer cost rises to RMB 1.52 million/MW, the hydrogen storage tank cost increases to RMB 3 530/kg, the standard coal unit price drops to RMB 577/t, or the carbon tax falls to RMB 34/t.

Keywords: new energy base in desert-gobi-wildness area; wind-solar-thermal-storage system; hydrogen production; hydrogen-coal co-firing; CO₂ emission reduction

在全球能源转型和温室气体减排的背景下,可再生能源的开发和高效利用已成为关键的研究领域。通过充分利用沙漠、戈壁及荒漠地区(简称“沙戈荒”)丰富的风能和太阳能资源,推进风电和光伏项目的建设,可以显著减少二氧化碳排放,助力我国实现“双碳”目标^[1-2]。国家发展和改革委员会与国家能源局的规划指出,预计到2030年,我国将建成总装机规模约4.55亿kW的新能源基地^[3]。

“沙戈荒”新能源基地的装机规模通常达到千万kW级别以上。由于新能源出力具有显著的随机性、波动性和间歇性,因此需要在这些新能源基地配套一定规模的火电机组和电化学储能装置^[4-5],用于满足快速调峰需求。在风光发电高峰期,通过降低火电机组出力并利用电化学储能装置储存富余电力,可以减少弃电现象。然而,受火电机组深调能力和电化学储能经济容量的限制,仍有大量富余电力难以得到有效利用^[6]。杜洪博等^[7]以系统净收益最大为目标开展了风光火储系统储能容量优化配置研究,通过优化储能容量,发现系统净收益最大时弃风、弃光率仍高达3.2%和7.8%。可见,如何高效地储存和利用富余电力以减少弃风、弃光率仍是亟待解决的关键问题。

电转气技术可将多余的可再生电能转化为氢气(H₂),或进一步合成氨(NH₃)和甲醇,从而实现长时储存,有望成为消纳可再生电能的主要方式之一^[8-9]。氢气的层流燃烧速度快、点火能量低、可燃性极限范围广,容易点火,且不含氮元素,在燃烧过程中不会产生燃料型氮氧化物(NO_x)^[10-11]。基于氢气的这些优势,本文提出了一种利用富余可再生电力制氢,并通过燃煤电厂氢/煤混燃的方式实现富余电力消纳的新思路,称之为“风光火储耦合氢储能系

统”。为确保风光火储耦合氢储能系统的高效与经济运行,合理配置制氢和储氢设备的容量至关重要。

目前,学者们已在风光基地制氢系统容量规划方面开展了一些研究^[12-14]。Nasser等^[12]对比了光伏、光伏/光热、风电、光伏-风电结合以及光伏/光热-风电结合等5种可再生能源发电方式制氢,结合氢燃料电池发电的全天候发电系统在固定设备装机容量下的平准化电力成本,结果表明,采用风电制氢并通过氢燃料电池发电方案的平准化电力成本最低。Marocco等^[13]对比了光伏、风电、光伏-风电结合以及光伏-风电-蓄电池结合等4种可再生能源发电方式制氢时发电机组容量与电解槽容量的配置及其平准化制氢成本,结果表明,光伏-风电结合的发电方式具有最低的平准化制氢成本,蓄电池的引入可提高电解槽的利用率,但也增加了平准化制氢成本。现有关于风光富余电力制氢的研究多聚焦于可再生能源电源侧与电解槽容量的匹配关系,缺少结合逐时弃电特性与火电逐时负荷变化开展系统性分析的研究。不同于常规风光基地仅考虑供能侧风光出力波动,风光火储耦合氢储能系统需要综合考虑弃电的逐时输出特性及煤电机组的逐时运行负荷特征,以优化制氢与储氢容量配置,从而提升系统的能源利用效率和经济性。

为确定风光火储耦合氢储能系统的最佳制氢与储氢容量配置,本文选择典型“沙戈荒”新能源基地风光火储系统为研究对象,以电解槽容量和储氢罐容量为决策变量,年净收益最大化为目标,通过建立电力和电量平衡约束、电解槽运行负荷约束和储氢罐容量约束,采用粒子群算法开展双变量单目标优化研究,获得了最佳的电解槽和储氢罐容量配置,从技术经济性角度探讨了风光火储耦

合氢储能系统的可行性。研究对于提高新能源基地的能源利用效率和降低碳排放具有一定的理论指导意义。

1 风光火储耦合氢储能系统方案

某典型“沙戈荒”新能源基地风光火储系统的容量配置方案如下:光伏装机容量为8 000 MW,风电装机容量为4 000 MW,配套建设4×1 000 MW超超临界燃煤发电机组,并配置2 500 MW蓄电池储能系统,储能时长为2 h。为了有效利用风光火储系统中的弃电,本研究提出一种新思路,即通过将风光火储系统的弃电用于碱性电解水制氢,并在燃煤电厂采用氢煤混燃的方式,提高机组能源利用率和灵活性,其系统结构如图1所示。相较于传统的风光火储系统,风光火储耦合氢储能系统新增了电解槽、氢压缩机和储氢罐等设备。

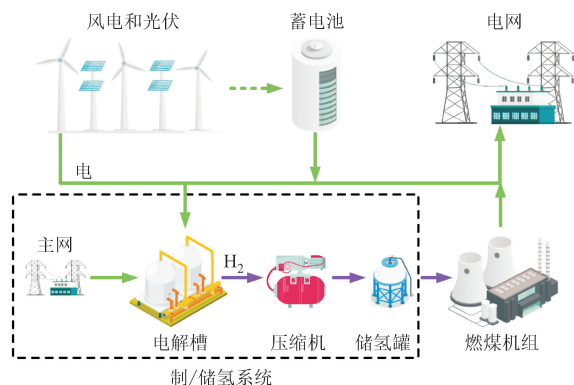


图1 风光火储耦合氢储能系统简图

Fig. 1 Schematic diagram of wind-solar-thermal-storage coupled hydrogen energy system

2 风光火储耦合氢储能系统容量配置

2.1 决策变量

对风光火储耦合氢储能系统而言,光伏、风电、煤电和蓄电池容量、弃电曲线、煤电逐时负荷和用户电负荷需求已知。为确定电解槽和储氢罐容量,将上述两个参数选定为决策变量,其取值范围如表1所示。

表1 决策变量的取值范围

Table 1 Ranges of decision variables

决策变量	取值范围
电解槽容量 N_{AE}/MW	0~400
储氢罐容量 $N(H_2)$	0~8 h 储氢量

2.2 年净收益计算模型

年净收益(R_{AN})计算公式如下

$$R_{AN} = R_{\text{coal}} + R(\text{CO}_2) + R(\text{O}_2) - C_i - C_{\text{O\&M}} \quad (1)$$

式中: R_{coal} 、 $R(\text{CO}_2)$ 、 $R(\text{O}_2)$ 分别为年节煤收益、年碳减排收益和年售氧收入,万元; C_i 为年投资成本,万元; $C_{\text{O\&M}}$ 为年运行和维护成本,万元。

年节煤收益(R_{coal})计算公式如下

$$R_{\text{coal}} = \frac{M(H_2)h(H_2)}{h_{\text{coal,s}}} p_{\text{coal}} \quad (2)$$

式中: $M(H_2)$ 为燃煤机组年掺烧的氢气量,t; $h(H_2)$ 和 $h_{\text{coal,s}}$ 分别为氢气的低位热值和标煤的低位热值,kJ/kg; p_{coal} 为标煤单价,万元/t。

年碳减排收益($R(\text{CO}_2)$)计算公式如下

$$R(\text{CO}_2) = x_{\text{coal}} \frac{M(H_2)h(H_2)}{h_{\text{coal,s}}} p(\text{CO}_2) \quad (3)$$

式中: x_{coal} 为燃用标煤的碳排放量,t/t; $p(\text{CO}_2)$ 为碳税,元/t。

年售氧收入($R(\text{O}_2)$)计算公式如下

$$R(\text{O}_2) = \frac{8 \times 1\,000 M(H_2)}{\rho(H_2)} \frac{p(\text{O}_2)}{10\,000} \quad (4)$$

式中: $\rho(H_2)$ 为氢气在标况下的密度,kg/m³; $p(\text{O}_2)$ 为氧气出售价格,元/m³。

年投资成本(C_i)计算公式如下

$$C_i = \sum_j \alpha_j C_{\text{cost},j} (1 - \beta) + C_{\text{material}} + C_{\text{mg}} \quad (5)$$

式中: α_j 为投资回收系数,%; $C_{\text{cost},j}$ 为第 j 个设备的总投资,万元; β 为残值,%; C_{material} 为制氢的原料费用,万元,由于电解槽用电为能源基地弃电,电费取0,仅考虑水费; C_{mg} 为风光火储耦合氢储能系统从主网购电的费用,万元,取0.1元/(kW·h)。表2给出了经济性计算的主要假设。

投资回收系数(α_j)计算公式^[15]如下

$$\alpha = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6)$$

式中: i 为利率,%; n 为设备运行年限,a。

第 j 个设备总投资($C_{\text{cost},j}$)由设备投资成本和设计建设成本两部分组成,设备投资成本包括电解槽、储氢罐和氢压缩机成本。系统总投资计算公式如下

$$C_{\text{cost},j} = C_{\text{e},\text{cost}} + C_{\text{design},\text{cost}} \quad (7)$$

式中: $C_{\text{e},\text{cost}}$ 为设备投资成本,万元; $C_{\text{design},\text{cost}}$ 为建设成本,万元。

碳减排量($E(\text{CO}_2)$)表示风光火储耦合氢储能系统因节煤而减少的碳排放,计算公式如下

$$E(\text{CO}_2) = \frac{M(H_2)h(H_2)}{h_{\text{coal,s}}} x_{\text{coal}} \quad (8)$$

表2 经济性计算的主要假设

Table 2 Main assumptions for economic calculation

经济指标	数值	来源
标煤单价/(元·t ⁻¹)	1 000	文献[16]
碳税/(元·t ⁻¹)	200	文献[17]
燃用标煤的碳排放量/(t·t ⁻¹)	2.5	文献[18]
氧气售价/(元·m ⁻³)	0.5	文献[19]
利率/%	0	考虑潜在的政府贴息
残值/%	10	文献[19]
电解槽设备运行年限/a	15	文献[9]
储氢罐运行年限/a	20	文献[20]
氢压缩机运行年限/a	20	文献[20]
年维护成本/万元	设备投资成本的2%	文献[21]
水费/(元·t ⁻¹)	15	文献[22]
电解槽成本/(万元·MW ⁻¹)	113.8	参考2023和2024年碱性电解槽中 标均价 ^[23] 预估3a后的成本
电解槽制氢效率/%	70	文献[24]
储氢罐成本/(元·kg ⁻¹)	2 000	市场调研
氢压缩机成本/万元	$C_0(P(\text{H}_2)/P_0)^{f*}$	文献[25]
设计建设成本/万元	设备投资成本的30%	文献[26]

注: * $P(\text{H}_2)$ 为氢压缩机的额定功率, MW; P_0 为参比压缩机的功率, 为 10 MW; C_0 为参比压缩机的成本, 为 4 247.8 万元; f 为规模因子, 取 0.67^[25]。

2.3 约束条件

年净收益计算模型的约束条件由电力和电量平衡约束、电解槽运行负荷约束和储氢罐容量约束等构成。

2.3.1 电平衡约束

电平衡约束包括电力平衡和电量平衡, 分别为

$$E_{\text{WT}}(t) + E_{\text{PV}}(t) + E_{\text{coal}}(t) + E_{\text{BS}}(t) = E_{\text{grid}}(t) \quad (9)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} E_{\text{WT}}(t) dt + \int_{t_1}^{t_2} E_{\text{PV}}(t) dt + \int_{t_1}^{t_2} E_{\text{coal}}(t) dt + \int_{t_1}^{t_2} E_{\text{BS}}(t) dt = \int_{t_1}^{t_2} E_{\text{grid}}(t) dt \quad (10)$$

式中: $E_{\text{WT}}(t)$ 、 $E_{\text{PV}}(t)$ 、 $E_{\text{coal}}(t)$ 分别为 t 时刻风电、光伏、煤电发电功率, MW; $E_{\text{BS}}(t)$ 为 t 时刻蓄电池充/放电功率, MW, 充电为负值, 放电为正值; $E_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时刻电网负荷需求, MW。

2.3.2 电解槽的功率约束

选用成熟的碱性电解水装置制取氢气, 其功率满足如下约束

$$y_{\text{AE}, \min} N_{\text{AE}} \leq P_{\text{AE}} \leq y_{\text{AE}, \max} N_{\text{AE}} \quad (11)$$

式中: y_{AE} 为电解槽运行负荷, 取值范围为 0.2 ~ 1.1^[27]; P_{AE} 为电解槽在当前负荷下的功率, MW。

2.3.3 储氢罐容量约束

《气瓶安全技术监察规程》规定^[28], 氢气气瓶在

最小余量下的压力应不小于 0.05 MPa, 这表明氢气储氢罐存在最小储氢容量约束。此外, 储氢罐在当前时刻的储氢量应不超过储氢罐的设计容量, 因此, 储氢罐在 t 时刻的储氢量满足如下约束

$$N_{\text{ST}, \min} \leq N_{\text{ST}}(t) \leq N_{\text{ST}, \text{R}} \quad (12)$$

式中: $N_{\text{ST}}(t)$ 为储氢罐 t 时刻的储氢量, t; $N_{\text{ST}, \text{R}}$ 为储氢罐的设计容量, t; $N_{\text{ST}, \min}$ 为储氢罐的最小容量, t。在本研究中, 氢气气瓶设计压力为 2.5 MPa, 因此 $N_{\text{ST}, \min}$ 应为设计容量的 2%。

2.4 求解算法

采用粒子群优化算法求解年净收益最大时的电解槽和储氢罐容量, 其计算流程如图 2 所示^[29-30], 具体如下。

步骤 1 初始化粒子群。在决策变量上、下限内随机生成 100 个粒子, 第 i 个粒子的位置 $\mathbf{X}_i$ 可描述为 $\mathbf{X}_i = (x_{1i}, x_{2i})$, 其中 x_{1i} 为电解槽容量、 x_{2i} 为储氢罐容量。第 i 个粒子的速度 $\mathbf{V}_i$ 可描述为 $\mathbf{V}_i = (v_{1i}, v_{2i})$, 其中 v_{1i} 和 v_{2i} 分别代表粒子在电解槽容量和储氢罐容量方向上的速度分量。 $\mathbf{V}_i$ 决定了粒子在解空间中每一维度上的位移步长, 是粒子根据当前解和最优解的反馈信息调整自身位置的动态参数, 进而引导粒子群向最优解区域收敛。

步骤 2 初始化个体和群体最优值。计算每个粒子当前位置的适应度(年净收益),通过对比各个体的适应度得到群体最优解(gBest)。

步骤 3 对于每个粒子,计算其年净收益,确定是否更新个体最优解(pBest),如果当前解优于 pBest,则更新 pBest,并更新粒子的速度和位置。

步骤 4 判断每个粒子当前解是否优于历史最优解,如果优于历史最优解,则更新个体最优解,在所有粒子的个体最优解中选择最优的,更新群体最优解。

步骤 5 若当前迭代次数下的 gBest 与上一步迭代确定的 gBest 的相对误差 $\epsilon < 10^{-6}$ 时,认为迭代完成,并进入下一步。反之,返回步骤 3。

步骤 6 输出最终迭代次数下的最优解。

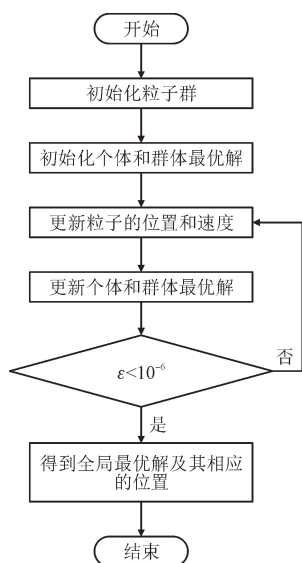


图 2 粒子群优化算法计算流程

Fig. 2 Calculation procedure of particle swarm optimization algorithm

2.5 运行策略

风光火储耦合氢储能系统的弃电制氢运行策略如下:当燃煤机组负荷处于最低运行负荷(25%)时,系统将弃电用于电解水制氢气,所产生的氢气经压缩后储存在储氢罐中。当存在弃电但其数量不足以维持电解槽以最低负荷运行时,系统将从主网购电并供电给电解槽,以避免电解槽的频繁启停。当燃煤机组负荷超过 25% 时,系统采用氢煤混燃策略(掺氢比例上限假定为 40%),通过掺入氢气减少煤炭消耗,从而保证燃煤机组的发电量相同。弃电制氢运行的具体策略流程如图 3 所示,图中 $P_q(t)$ 、 $P'_q(t)$ 分别指 t 时刻未制氢、制氢后的弃电量。

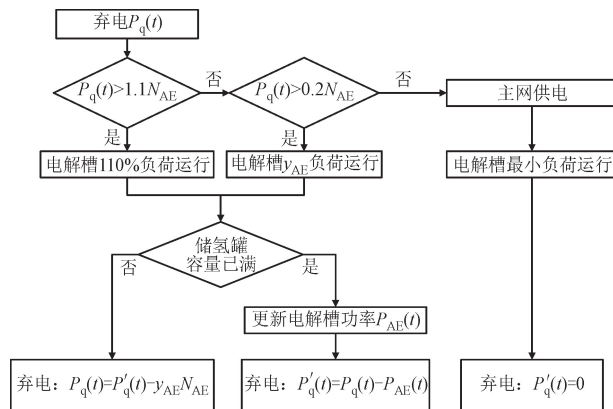


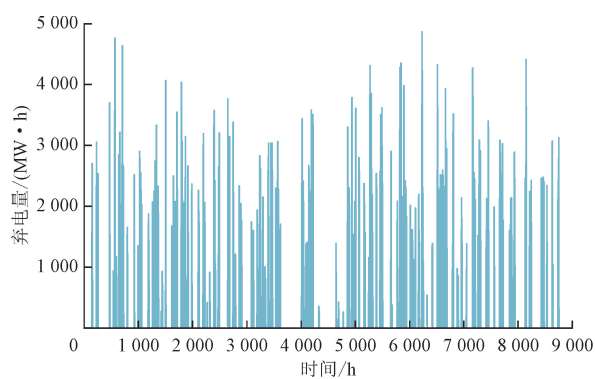
图 3 弃电制氢运行策略

Fig. 3 Strategy of abandoned power for hydrogen production

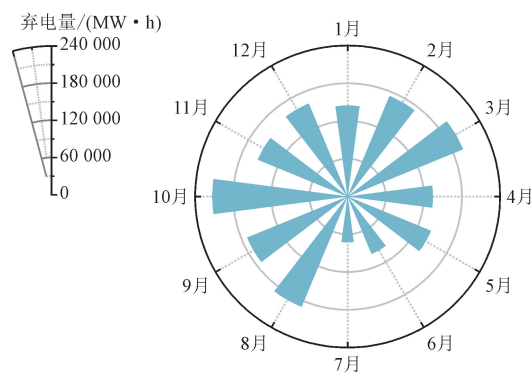
3 结果与讨论

3.1 风光火储系统运行特性分析

图 4(a)和(b)给出了风光火储系统的弃电曲线和逐月弃电分布。全年弃电曲线呈现出短时尖峰的特点,全年总弃电时长为 1 233 h,逐时弃电量最高可达 4 867 MW·h。如图 4(b)所示,3 月、8 月和 10 月的弃电量较高,3 个月合计占全年总弃电量的 32.4%。



(a) 弃电曲线

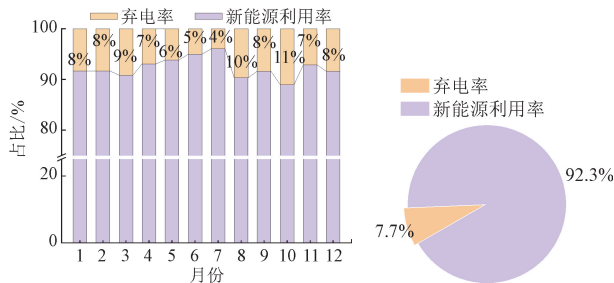


(b) 逐月弃电量分布

图 4 风光火储系统的弃电分布

Fig. 4 Abandoned electricity distribution of the wind-solar-thermal-storage system

风光火储系统的新能源利用率和弃电率如图5(a)和(b)所示。在12个月内,弃电率在4%~11%,平均弃电率为7.7%,年新能源利用率为92.3%。由于风光火储系统年发电量较大,年弃电量达到1 847.0 GW·h,折合标煤22.7万t。这表明风光火储系统存在显著的能量浪费,弃电的回收利用具有较大的节煤和降碳空间。



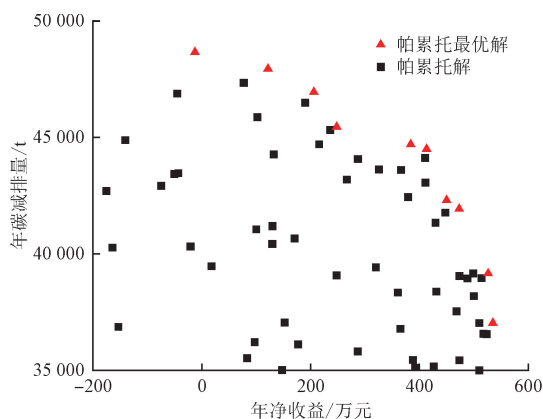
(a) 逐月弃电率和新能源利用率 (b) 年弃电率和新能源利用率

图5 风光火储系统弃电率和新能源利用率

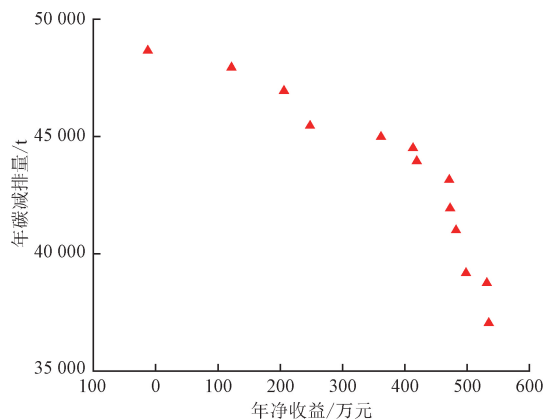
Fig. 5 Monthly abandoned electricity rate and renewable energy utilization ratio

3.2 风光火储耦合氢储能系统制氢与储氢容量配置

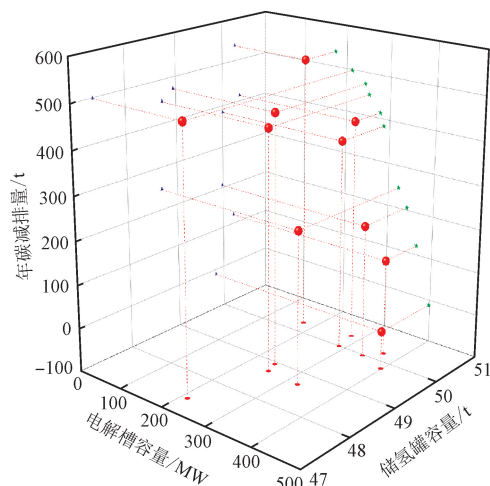
图6给出了不同制氢与储氢容量配置下年净收益和年碳减排量之间的关系。图6(a)展示了最后一次迭代下所得解在目标空间的分布。若以年净收益和年碳减排量为目标函数,可得到相应的帕累托前沿,如图6(b)所示。帕累托前沿上对应的电解槽和储氢罐容量分布分别如图6(c)和(d)所示。可以看出,当电解槽和储氢罐容量分别为175 MW和50 t时,年净收益达到最大(533.9万元),对应年碳减排量3.7万t。随着电解槽容量进一步增大,年净收益逐渐下降,而年碳减排量则继续增加。此外可以发现,当电解槽容量从175 MW增加到398 MW时,储氢罐容量仅在47.4~50.4 t的小范围内波动,这主要是受到所设定的燃煤机组掺氢比例上限的约束所致。



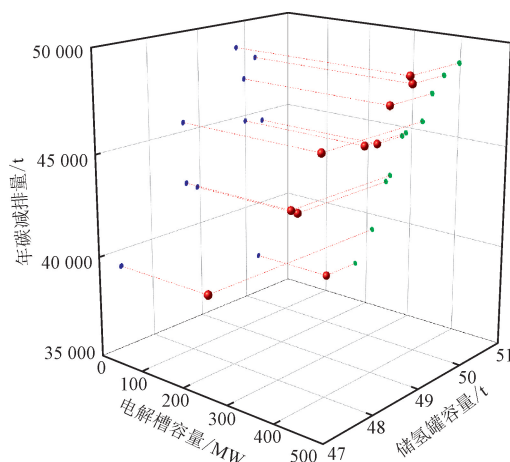
(a) 年净收益和年碳减排量的关系



(b) 帕累托前沿



(c) 电解槽和储氢罐容量与年净收益的关系



(d) 电解槽和储氢罐容量与年碳减排量的关系

图6 不同制氢和储氢容量下年净收益与年碳减排量的关系

Fig. 6 Relationship between annual net revenue and CO₂ emission reduction under different hydrogen production and storage capacity configurations

图7描述了风光火储耦合氢储能系统逐月弃电减少量。其中,3月份的弃电利用量达到全年最高,

占全年总利用量的 12.5%;相比之下,10 月份虽然是全年弃电量最高的月份,但其弃电利用量占全年总利用量比例较 3 月份减少了 1.2 个百分点。图 8 进一步刻画了 3 月份和 10 月份的逐时弃电特征。分析表明,相较于 10 月份,3 月份的弃电时长增加了 18 h,而逐时弃电量有所减少。弃电时长的增加和逐时弃电量的减少造成 3 月份的弃电利用量相较 10 月份增加 2 670 MW·h。总体而言,风光火储耦合氢储能系统的弃电量减少了 228.2 GW·h,弃电利用率达到了 12.4%,新能源利用率也从 92.3% 增加至 93.3%。然而,在弃电短时尖峰特征下,电解槽的利用小时数较为有限,仅为 1 466 h。

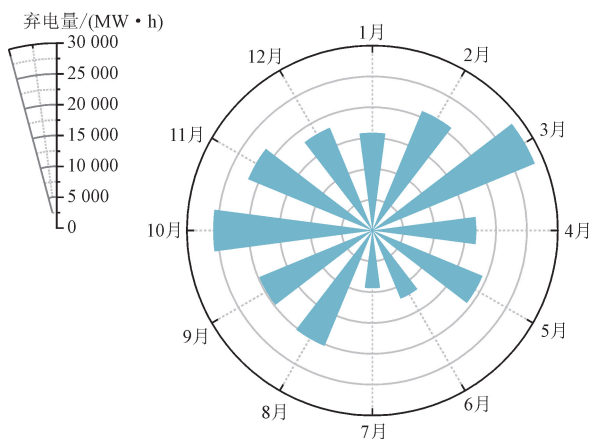


图7 风光火储耦合氢储能系统逐月弃电减少量

Fig. 7 Reduction in monthly abandoned electricity of the wind-solar-thermal-storage coupled hydrogen energy system

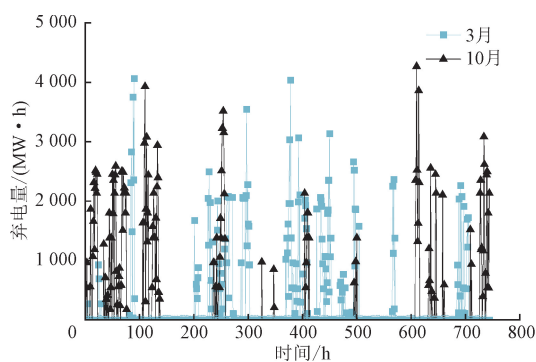


图8 3月和10月逐时弃电量对比

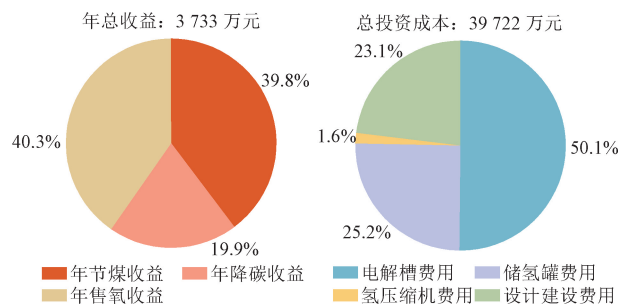
Fig. 8 Comparison of hourly abandoned electricity in March and October

3.3 经济性分析

2023 年,碱性电解槽的中标平均价格为 150 万元/MW,而 2024 年前 11 个月的投标报价均价已降至 140 万元/MW,下降幅度为 6.7%^[23]。这一价格

趋势表明,国内碱性电解槽价格呈下降态势。基于此,本文按照 6.7% 的降幅预估 3 a 后的碱性电解槽价格,并得出其价格约为 113.8 万元/MW。因此,本文中电解槽价格取 113.8 万元/MW。

图 9 展示了风光火储耦合氢储能系统的年总收益及总投资成本构成。表 3 提供了详细的经济性分析数据。结果表明,风光火储耦合氢储能系统的年总收益为 3 733 万元,其中售氧收益占比最高,达到 40.3%;年节煤收益次之,占比 39.8%;年降碳收益占比相对较低,为 19.9%。相较于风光火储系统,风光火储耦合氢储能系统新增了电解槽、储氢罐和氢压缩机等设备,总投资成本约 4.0 亿元,其中电解槽成本占比最高,为 50.1%。总的来说,考虑潜在的政府贴息(零利率)时,风光火储耦合氢储能系统的年净收益为 533.9 万元。由此可见,风光火储耦合氢储能系统不仅有效减少了碳排放,也是一种具有潜在收益的技术方案。



(a) 年总收益

(b) 总投资成本

图9 风光火储耦合氢储能系统年总收益和总投资成本构成

Fig. 9 Composition of the net annual revenue and total investment cost of wind-solar-thermal-storage coupled hydrogen energy system

表3 经济性分析结果

Table 3 Economic analysis results

经济指标	数值
年节煤收益/万元	1 484.1
年降碳收益/万元	742.1
年售氧收益/万元	1 506.9
年投资成本/万元	2 588.2
年维护成本/万元	611.1
年净收益/万元	533.9

电解槽和储氢罐的成本对系统的投资成本具有重要影响。同时,碳税和煤炭价格受市场及政策因素影响可能出现波动,进而影响系统收益。基于此,

本文重点分析了电解槽成本、储氢罐成本、标煤单价和碳税4个因素的单独变化对年净收益的影响,计算结果如图10所示。结果表明,当电解槽成本上升至2023年的中标平均价格时,风光火储耦合氢储能系统仍具有潜在收益。当电解槽成本上升至152万元/MW(增加33.6%)、储氢罐成本提高3530元/kg(增加76.5%)、标煤单价降至577元/t(下降42.3%)或碳税降至34元/t(下降83.0%)时,风光火储耦合氢储能系统达到经济盈亏平衡。

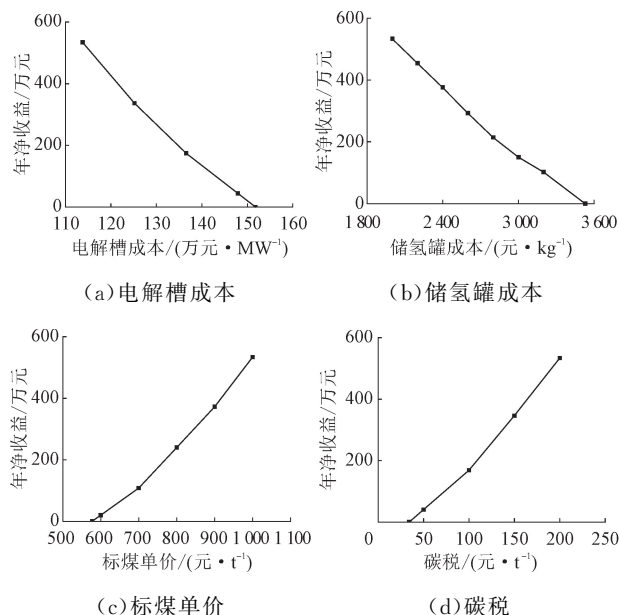


图10 关键参数对年净收益的敏感性分析

Fig.10 Sensitivity analysis of key parameters on annual net revenue

4 结 论

本文以某典型“沙戈荒”新能源基地风光火储系统为参比对象,提出了一种结合弃电制氢与氢煤混燃发电的风光火储耦合氢储能系统,以电解槽容量和储氢罐容量为决策变量、年净收益最大化为目标,采用粒子群优化算法获得了电解槽和储氢罐的最佳容量配置。此外,本文还分析了电解槽和储氢罐成本、标煤单价和碳税4个因素的单一变化对年净收益的影响,从技术经济性的角度探讨了风光火储耦合氢储能系统的可行性,主要研究结论如下。

(1)风光火储耦合氢储能系统是一种潜在可行的方案。以年净收益最大为目标时,优化得到的电解槽和储氢罐容量分别为175 MW和50 t,可减少弃电228.2 GW·h,使新能源利用率从92.3%提升至93.3%,对应年碳减排量3.7万t,年净收益

533.9万元。

(2)在受市场因素影响的关键经济性参数于一定范围内出现不利变化时,风光火储耦合氢储能系统仍表现出一定的潜在经济价值。在单因素敏感性分析下,当电解槽成本上升至152万元/MW、储氢罐成本提高到3530元/kg、标煤单价降至577元/t或碳税降至34元/t时,系统达到经济盈亏平衡。

氢能制备与储存技术近年来取得了迅猛的发展。展望未来,可以将发电侧的风能、光能、火电及储能和氢能系统的全要素容量配置与用电侧的需求调节进行全面综合考量与分析,从而获得性能更优的多能互补模式。

参考文献:

- [1] 陈文涛,王万斌,田世东. 灵活性资源协调规划下的风光火储联合外送调度多目标优化模型[J]. 微型电脑应用, 2024, 40(5): 153-157.
CHEN Wentao, WANG Wanbin, TIAN Shidong. Multi-objective optimization model for combined dispatching of wind, solar and fire storage under flexible resource coordination planning [J]. Microcomputer Applications, 2024, 40(5): 153-157.
- [2] 李炳阳,李新利,杨国田,等. 风光火储联合供应火电厂厂用电系统优化调度[J]. 热力发电, 2024, 53(2): 142-152.
LI Bingyang, LI Xinli, YANG Guotian, et al. Optimized dispatching of wind-PV-thermal-storage for auxiliary power system of thermal power plant [J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(2): 142-152.
- [3] 中华人民共和国国家发展和改革委员会,国家能源局. 以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案:发改基础[2022]195号[R]. 北京: 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 2022.
- [4] 金晨,任大伟,肖晋宇,等. 支撑碳中和目标的电力系统源-网-储灵活性资源优化规划[J]. 中国电力, 2021, 54(8): 164-174.
JIN Chen, REN Dawei, XIAO Jinyu, et al. Optimization planning on power system supply-grid-storage flexibility resource for supporting the “carbon neutrality” target of China [J]. Electric Power, 2021, 54(8): 164-174.
- [5] QI Yuchen, HU Wei, DONG Yu, et al. Optimal configuration of concentrating solar power in multienergy power systems with an improved variational autoencoder [J]. Applied Energy, 2020, 274: 115124.
- [6] 沈主浮,窦真兰,张春雁,等. 风光氢综合能源系统设计及运行集成优化[J]. 电力与能源, 2022, 43(2):

- 117-123.
- SHEN Zhufu, DOU Zhenlan, ZHANG Chunyan, et al. Design and operation integration optimization of wind-solar hydrogen integrated energy system [J]. *Power & Energy*, 2022, 43(2): 117-123.
- [7] 杜洪博, 汤宇杨, 李驰, 等. 风光火储系统储能容量优化配置及电力外送模式研究 [J]. *湘潭大学学报(自然科学版)*, 2025, 47(1): 53-65.
- DU Hongbo, TANG Yuyang, LI Chi, et al. Optimization configuration of energy storage capacity in wind-solar-fire hybrid system and research on electricity export mode [J]. *Journal of Xiangtan University(Natural Science Edition)*, 2025, 47(1): 53-65.
- [8] ZHOU Jianli, LIU Dandan, SHA Ru, et al. Geospatial simulation and decision optimization towards identifying the layout suitability and priority for wind-photovoltaic-hydrogen-ammonia project: an empirical study in China [J]. *Energy*, 2024, 286: 129489.
- [9] LI Runzhao, JIN Xiaoming, YANG Ping, et al. Techno-economic analysis of a wind-photovoltaic-electrolysis-battery hybrid energy system for power and hydrogen generation [J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 281: 116854.
- [10] ABUBAKAR S, MUHAMAD SAID M F, ABAS M A, et al. Hydrogen-fuelled internal combustion engines-bibliometric analysis on research trends, hotspots, and challenges [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 61: 623-638.
- [11] ZHOU Feng, WU Chenghao, FU Jianqin, et al. Abnormal combustion and NO_x emissions control strategies of hydrogen internal combustion engine [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, 219: 115847.
- [12] NASSER M, AWAD M M, HASSAN A A. 4E assessment of all-day clean electricity generation systems based on green hydrogen integrated system using PV and PVT solar collectors and wind turbines [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, 104: 393-406.
- [13] MAROCCO P, GANDIGLIO M, CIANELLA R, et al. Design of hydrogen production systems powered by solar and wind energy: an insight into the optimal size ratios [J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 314: 118646.
- [14] 潘泽铎, 钟炜. 风光互补发电制氢储能系统多目标优化研究 [J]. *天津理工大学学报*, 2024, 40(1): 37-43.
- PAN Zeduo, ZHONG Wei. Multi-objective optimization study of hydrogen storage system for wind-solar hybrid power generation [J]. *Journal of Tianjin University of Technology*, 2024, 40(1): 37-43.
- [15] LIN Xiaolong, LIU Yinhe, SONG Huchao, et al. System design for 700 °C power plants: integration scheme and performance evaluation [J]. *Energy*, 2023, 267: 126453.
- [16] 邓拓宇, 李亮亮, 田亮. 燃煤耦合生物质发电磨煤机运行策略优化 [J/OL]. *煤炭学报*. (2025-06-25) [2025-07-01]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2025.0267>.
- DENG Tuoyu, LI Liangliang, TIAN Liang. Optimization of coal mill operating strategy for biomass co-firing in coal-fired power units [J/OL]. *Journal of China Coal Society*. (2025-06-25) [2025-07-01]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2025.0267>.
- [17] CAU G, TOLA V, FERRARA F, et al. CO₂-free coal-fired power generation by partial oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture: techno-economic analysis [J]. *Fuel*, 2018, 214: 423-435.
- [18] LIU Lintong, ZHAI Rongrong, HU Yangdi. Performance evaluation of wind-solar-hydrogen system for renewable energy generation and green hydrogen generation and storage: energy, exergy, economic, and enviroeconomic [J]. *Energy*, 2023, 276: 127386.
- [19] 朱超, 田地, 张浩杰, 等. 二氧化碳加氢制甲醇与电解制甲醇系统技术经济性分析 [J]. *低碳化学与化工*, 2023, 48(1): 117-124.
- ZHU Chao, TIAN Di, ZHANG Haojie, et al. System techno-economic analysis of CO₂ hydrogenation to methanol and electrolysis to methanol [J]. *Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering*, 2023, 48(1): 117-124.
- [20] 杨胜, 樊艳芳, 侯俊杰, 等. 考虑平抑风光波动的ALK-PEM电解制氢系统容量优化模型 [J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(1): 85-96.
- YANG Sheng, FAN Yanfang, HOU Junjie, et al. Capacity optimization model for an ALK-PEM electrolytic hydrogen production system considering the stabilization of wind and PV fluctuations [J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(1): 85-96.
- [21] WANG Jingbo, WEN Jianfeng, WANG Jiarong, et al. Coordinated scheduling of wind-solar-hydrogen-battery storage system for techno-economic-environmental optimization of hydrogen production [J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 314: 118695.
- [22] WEN Du, LIU Shicheng, NING Zhiyuan, et al. Techno-economic evaluation of hydrogen and ammonia as energy carriers in a multi-generation system [J]. *Ener-*

- gy Conversion and Management, 2023, 277: 116670.
- [23] 香橙会研究院. 中国氢能与燃料电池产业月报 [EB/OL]. [2025-05-20]. <https://www.xch3.com/Resource/BPPfile/2025-08-13/20250813113956396.pdf>.
- [24] 张丝钰, 张宁, 代红才, 等. 可再生能源电解水制氢系统规划优化与生产模拟 [J]. 中国电力, 2024, 57(4): 52-60.
- ZHANG Siyu, ZHANG Ning, DAI Hongcai, et al. Optimization and simulation on hydrogen production system using water electrolysis powered by renewable energy [J]. Electric Power, 2024, 57(4): 52-60.
- [25] HU Yue, XU Gang, XU Cheng, et al. Thermodynamic analysis and techno-economic evaluation of an integrated natural gas combined cycle (NGCC) power plant with post-combustion CO₂ capture [J]. Applied Thermal Engineering, 2017, 111: 308-316.
- [26] 徐辉, 周生懂, 王智, 等. 油田联合站多能互补系统应用与节能降耗分析 [J]. 油气与新能源, 2024, 36(2): 104-112.
- XU Hui, ZHOU Shengdong, WANG Zhi, et al. Research on application of multi-energy complementary and energy-saving & cost-reducing in oilfield united stations [J]. Petroleum and New Energy, 2024, 36(2): 104-112.
- [27] 茆美琴, 陶伟鹏, 武继训, 等. 基于风光概率预测的可再生能源制氢系统容量优化配置方法 [J]. 太阳能学报, 2025, 46(8): 644-655.
- MAO Meiqin, TAO Weipeng, WU Jixun, et al. Capacity configuration optimization for renewable power ammonia production system based on wind and solar probability prediction [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(8): 644-655.
- [28] 国家市场监督管理总局. 气瓶安全技术监察规程: TSG R0006—2014 [S]. 北京: 新华出版社, 2014.
- [29] WEI Hui, WANG Wensheng, KAO Xiaoxuan. A novel approach to hybrid dynamic environmental-economic dispatch of multi-energy complementary virtual power plant considering renewable energy generation uncertainty and demand response [J]. Renewable Energy, 2023, 219(Part 1): 119406.
- [30] 杜洋, 戴义平, 任敬崎, 等. 采用改进粒子群优化算法的燃机联合循环全工况性能优化方法 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3434-3446.
- DU Yang, DAI Yiping, REN Jingqi, et al. Performance optimization of gas turbine combined cycle using modified particle swarm optimization algorithm [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3434-3446.

(编辑 亢列梅)