DOI:10.13880/j.cnki.65-1174/n.2026.21.014 文章编号:1007-7383(2026)05-0539-13

基于两阶段混合优化算法的电氢热一体化园区容量配置方法

裴志刚[1],方珺[1],张志远[1],陈佳明[1],俞金云[1],乔艳[1],何承瑶[2],孟鑫[2*]
(1 国网浙江省电力有限公司,浙江 绍兴 312000;2 四川大学电气工程学院,四川 成都 610065)

摘要:为实现风光制氢系统的最优经济性规划,构建了电-氢-热多元储能耦合的容量优化模型,该模型以净现值最大化为目标,综合考虑设备投资、运行约束及氧气销售与碳减排等副产品收益,并将储热收益纳入全生命周期经济评估体系;针对模型的高维非线性特性,提出一种基于遗传算法和序列二次规划算法的两阶段混合优化算法(Genetic Algorithm-Sequential Quadratic Programming,GA-SQP),第一阶段利用遗传算法进行全局探索,第二阶段采用序列二次规划进行局部精细化求解,有效兼顾全局最优性与求解效率。以西北某地区风光数据为基础建立离网型风光制氢园区,采用全年 8 760 h 逐时仿真,优化后得到的最佳配置为电解槽 35 MW、储氢容量 555 kg、电化学储能 10 MW·h、储热装置 5 MW·h,该方案年氢气产量达 2 182.70 t,总减碳 43 654 t,平准化制氢成本降至 15.42 元/kg,较对比模型降低了 3.80%,且与传统遗传算法相比,计算时间缩短 46.80%,这验证了所提模型与算法的有效性,为可再生能源制氢系统规划决策提供了理论依据与实际应用方法。

关键词:电氢协同;容量配置;遗传算法;序列二次规划算法;碳减排
中图分类号:TM73 **文献标志码**:A

Capacity configuration methodology for integrated electricity-hydrogen-thermal parks based on a two-stage hybrid optimization algorithm

PEI Zhigang[1], FANG Jun[1], ZHANG Zhiyuan[1], CHEN Jiaming[1], YU Jinyun[1], QIAO Yan[1], HE Chengyao[2], MENG Xin[2*]
(1 State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Shaoxing, Zhejiang 312000, China;
2 College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu, Sichuan 610065, China)

Abstract: To achieve optimal economic planning for a wind-solar hydrogen production system, this paper develops a capacity optimization model that couples electricity-hydrogen-thermal multi-energy storage. The model aims to maximize the net present value, comprehensively considering equipment investment, operational constraints, and by-product revenues such as oxygen sales and carbon emission reduction, while incorporating thermal storage benefits into the full lifecycle economic assessment framework. To address the model's high-dimensional nonlinear characteristics, a two-stage hybrid optimization algorithm based on the Genetic Algorithm and Sequential Quadratic Programming (GA-SQP) is proposed. In the first stage, the genetic algorithm is employed for global exploration, and in the second stage, sequential quadratic programming is applied for refined local solution, effectively balancing global optimality and computational efficiency. An off-grid wind-solar hydrogen production park is established based on the wind and solar resource data from a region in Northwest China, with year-round hourly simulations over 8 760 hours. The optimized configuration yields an electrolyzer capacity of 35 MW, hydrogen storage capacity of 555 kg, electrochemical energy storage of 10 MW·h, and thermal storage device of 5 MW·h. Under this scheme, the annual hydrogen production reaches 2 182.70 t, with total carbon emission reduction of 43 654 t, and the levelized cost of hydrogen is reduced to 15.42 CNY/kg, representing a 3.80% decrease compared to the benchmark model. Moreover, the computation time is shortened by 46.80% relative to the conventional genetic algorithm, which validates the effectiveness of the proposed model and algorithm, and provides both a theoretical foundation and practical implementation methodology for planning

收稿日期:2025-11-11
基金项目:国家重点研发计划项目(2022YFB3807500),国家自然科学基金项目(52207217)
作者简介:裴志刚(1981—),男,高级经济师,从事能源电力前沿技术及政策研究,e-mail:zjsxcjm@163.com。
*通信作者:孟鑫(1992—),男,副教授,从事可再生能源电解水制氢系统优化研究,e-mail:mengxinpe@scu.edu.cn。

decision-making in renewable-energy-based hydrogen production systems.

Key words: electricity-hydrogen synergy; capacity configuration; genetic algorithm; sequential quadratic programming algorithm; carbon emission reduction

为推进清洁能源转型与“双碳”目标落地,风光可再生能源制氢技术因兼具能源清洁化与储能规模化优势,已成为破解新能源消纳难题、构建零碳能源体系的关键路径[1],但是风光资源的强波动性与间歇性导致制氢系统运行效率低、经济性差,亟须通过多能耦合与协同优化提升系统竞争力[2-3]。

在风光制氢系统优化方面的研究取得了一定进展,其中容量配置的主流方法有 3 种。第 1 种方法为通过分解重构分配功率分量,结合波动限值和设备特性求解配置结果,如:李建林等[4]采用基于鲸鱼算法优化的变分模态分解对风电信号进行处理,进行功率重构后使用 CPLEX 求解器以年综合成本最低为优化目标对电氢协同系统进行混合储能配置;袁铁江等[5]提出考虑碱性电解槽运行特性的电-氢混合储能容量优化配置方案;徐衍会等[6]通过概率统计分析和自适应滑动窗口算法进行容量配置。第 2 种方法为使用多目标优化算法进行求解,如:白章等[7]基于全生命周期评价方法,研究了风光互补制氢系统的容量配置优化问题,采用改进的 NSGA-III 多目标优化算法,以平准化制氢成本、单位氢气碳排放量和系统能量损失率为优化目标,优化配置设备容量;李琦等[8]采用改进的 NSGA-II 算法优化容量配置;Zhang 等[9]提出了一种基于荷随源动机制的离网型风电制氢系统容量优化策略,使用自适应非支配排序差分进化算法求解系统模型,并通过仿真分析验证其在经济性、能源利用率和系统运行稳定性方面的优越性;张池等[10]提出一种电-氢混合储能系统的多目标优化配置方法;李练兵等[11]提出一种基于分解机制的多策略改进白鲨优化算法用于容量配置。第 3 种为构建上层容量配置、下层运行模拟的双层框架进行求解,如:Xu 等[12]上层模型通过优化设备容量配置最小化平准化制氢成本,下层模型通过模拟典型日的运行情况以日常运行成本最低为目标进行优化;梁丹曦等[13]提出一种计及电解槽寿命的风光氢一体化系统双层运行优化方法,通过多状态运行表征和电解槽轮值策略来延长设备寿命并提高可再生能源利用率;侯锡春等[14]提出一种阶梯式碳交易下含氢综合园区的双层优化配置模型;Wang 等[15]设计了一种风光-氢-电池储能系统的协调调度策略,通过精细化的滚动优化方法,以兼顾技术、经济和环境效益,提升绿色氢能的生产效率。

然而上述研究普遍存在三方面的不足,一是经济模型不完整,未将储热收益纳入全生命周期评估,低估了系统综合价值;二是多以平准化制氢成本最小为目标,可能导致为降成本而削减设备规模,反而降低全生命周期收益;三是求解算法难以兼顾全局最优性与计算效率,在高维非线性问题上易陷入局部最优。对此本文构建以净现值(Net Present Value,NPV)最大化为目标函数的电-氢-热一体化容量优化配置模型,将储热供热收益、售氧收益及碳减排收益纳入全生命周期经济评估体系,并设计基于遗传算法(genetic algorithm,GA)和序列二次规划算法(sequential quadratic programming,SQP)的两阶段混合优化算法,通过 GA 全局探索与 SQP 局部精细化求解的结合,平衡全局最优性与计算效率。

1 电-氢-热一体化园区

1.1 电-氢-热一体化园区架构

电-氢-热一体化园区架构如图 1 所示,系统中供电侧为风电场站和光伏场站,用电侧为电解槽、电化学储能和电储热,用氢侧为运氢车或化工厂。

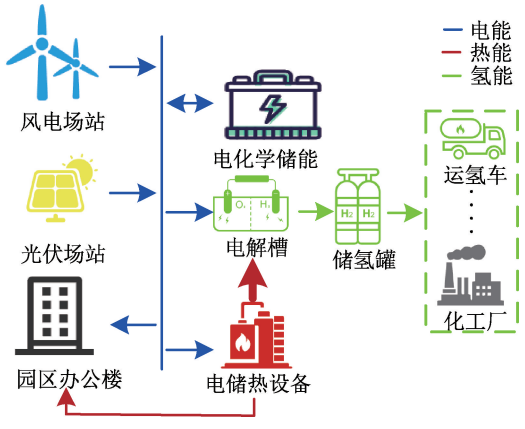


图 1 电氢热一体化园区架构示意图

Figure 1 Schematic diagram of an integrated electricity-hydrogen-thermal park architecture

电-氢-热一体化园区是离网运行,其主要功能是生产氢气以满足下游化工厂等需求。在园区中有 3 个能量流,分别是电能流、热能流和氢能流。

(1)电能流。风电场站和光伏场站作为园区的供电端,优先满足园区内的厂用负荷,包括但不限于园区办公用电、辅助设备用电等,其次用于供给电解

槽制氢负荷。若风光发电不足以满足厂用负荷或者电解槽无法完全消纳风光发电,则使用电化学储能充放电进行消纳和提供电能。在此基础上若还有剩余电能,使用储热设备将电能转化为热能。

(2)热能流。储热设备将电能转化为热能后,主要用于电解槽保温和园区办公楼的供热系统。

(3)氢气流。电解槽制氢是园区的核心部分,电解槽将风光发电转化为氢气,通过储氢罐进行储存,持续供应给下游化工厂,每小时流量固定;根据储氢罐状态判断是否需要运氢车进行转运。

1.2　风电场站模型

风电场中风机的出力模型采用 Jerez 等[16]提出的经典模型,根据风速计算风机输出功率。该模型考虑了切入风速、额定风速和切出风速的特性,用于描述风机在不同风速下的功率输出行为,确保与风光资源的波动性相匹配。

1.3　光伏场站模型

光伏场站的出力模型基于何哲晨等[17]使用的模型,考虑光照强度和工作温度对输出功率的影响。模型采用标准测试条件(光照强度 1 000 W/m^2,温度 25 ℃)下的峰值功率进行修正,以反映实际环境变化对光伏发电的影响,为系统提供可靠的太阳能输入。

1.4　电解槽模型

当前我国电解水制氢工程中较为成熟的方案使用碱性电解槽或质子交换膜电解槽,在实际工程应用中碱性电解槽更具价格优势,因此,本文研究中选取碱性电解槽作为电解装置。电解槽制氢模型主要参考林嘉虎等[18]提出的碱性电解槽运行模型,为便于进行动态的时序仿真与全生命周期经济性分析,本文在此基础上对该模型引入时间变量 t,以描述逐时的产氢量。改进后的模型如下:

$$m_{\mathrm{H_2}}(t)=\frac{P_{\mathrm{ALK}}(t)\Delta t}{\mathrm{LHV}}\eta, \tag{1}$$

式(1)中:m_{H2} 为产生的氢气质量,kg;LHV 为氢气的低热值,约为 33.33 kWh/kg;P_{ALK} 为电解槽实时功率,kW;Δt 为时间间隔,h;η 为碱性电解槽制氢效率。

1.5　电化学储能模型

电化学储能模型采用荷电状态(State of Charge, SOC)动态方程表示,按照式(2)根据充电功率、放电功率、充放电效率及额定容量更新 SOC 值。

$$\mathrm{SOC}(t)=\mathrm{SOC}(t-1)+\frac{P_{\mathrm{bat_ch}}(t)\Delta t}{E_{\mathrm{bat}}}\eta_{\mathrm{ch}}-\frac{P_{\mathrm{bat_dis}}(t)\Delta t}{E_{\mathrm{bat}}}\frac{1}{\eta_{\mathrm{dis}}}, \tag{2}$$

式(2)中:SOC 为储能荷电状态,用百分数表示;$P_{\mathrm{bat_ch}}$ 为电化学储能的实时充电功率,kW;$P_{\mathrm{bat_dis}}$ 为电化学储能的实时放电功率,kW;E_{bat} 为电化学储能的额定容量,kWh;η_{ch} 为电化学储能的充电效率;η_{dis} 为电化学储能的放电效率;Δt 为时间间隔,h。

1.6　储氢罐模型

目前的储氢技术有低温液化储氢、高压气态储氢以及固态储氢等,高压气态储氢因其技术成熟、实现简单、充放气速度快广泛应用于可再生能源电解水制氢工程项目中,本文基于氢气质量、额定容量和稳定供应需求量的变化关系提出式(3),用该模型反映储氢罐在系统中的作用,

$$\mathrm{SOH}(t)=\frac{M_{\mathrm{H_2}}(t)}{M_{\mathrm{H_2_max}}}, \tag{3}$$

式(3)中:SOH 为储氢罐状态(State of Hydrogen Storage, SOH),使用百分比表示;$M_{\mathrm{H_2}}$ 为该时间储氢罐内氢气质量,kg;$M_{\mathrm{H_2_max}}$ 为储氢罐能够储存氢气的容量上限。

$$M_{\mathrm{H_2}}(t+1)=(1-k_{\mathrm{leak}}\Delta t)M_{\mathrm{H_2}}(t)+m_{\mathrm{prod}}(t)-m_{\mathrm{dem}}(t), \tag{4}$$

式(4)中:k_{leak} 为储氢损失系数,用于表征储氢质量随设备老化的衰减损失;m_{prod} 为该时间内产生的氢气质量,kg;m_{dem} 为该时间内向下游化工厂输出的氢气质量,kg。

1.7　储热设备模型

基于徐衍会等[6]使用的储能 SOC 概念,本文提出使用 SOT 表示储热状态,即

$$\mathrm{SOT}(t)=\frac{E_{\mathrm{tes}}(t)}{E_{\mathrm{tes_max}}}, \tag{5}$$

式(5)中:SOT 为储热装置的热存量状态(State of Thermal Storage, SOT),使用百分比表示;E_{tes} 为储热装置实时储存热能,kW·h;$E_{\mathrm{tes_max}}$ 为储热装置的储热容量上限,kW·h。

在式(5)的基础上提出以下热平衡模型:

$$E_{\mathrm{tes}}(t)=E_{\mathrm{tes}}(t-1)+P_{\mathrm{tes_in}}(t)\eta_{\mathrm{tes_in}}\Delta t-\frac{P_{\mathrm{tes_out}}(t)}{\eta_{\mathrm{tes_out}}}\Delta t-\lambda_{\mathrm{tes}}E_{\mathrm{tes}}(t-1)\Delta t, \tag{6}$$

式(6)中:$P_{\mathrm{tes_in}}$、$P_{\mathrm{tes_out}}$ 分别为储热装置充热功率与供热功率,kW;$\eta_{\mathrm{tes_in}}$、$\eta_{\mathrm{tes_out}}$ 分别为充热效率与供热效率;λ_{tes} 为储热损失系数,用于表征储热能量随时间的散热衰减。

$$P_{\text{tes_out}}(t) = P_{\text{tes_out_ele}}(t) + P_{\text{tes_out_office}}(t), \quad (7)$$

式(7)中:$P_{\text{tes_out_ele}}$ 为储热装置供给电解槽的保温功率,kW;$P_{\text{tes_out_office}}$ 为储热装置输出给办公区的供热功率,kW。

2 容量优化配置模型

2.1 目标函数

以全生命周期总利润现值最大化为优化目标,优先选择高收益方案,目标函数由净现值表示为:

$$\text{NPV} = -I_{\text{total}} - \sum_{t=1}^{T_{\text{rep}}} \frac{C_{\text{rep}}}{(1+r)^t} + \sum_{y=1}^{T} \frac{R_y - C_y}{(1+r)^y}, \quad (8)$$

式(8)中:NPV 为净现值,万元;I_{total} 为初始投资成本,万元;C_{rep} 为部分设备置换成本,万元;T_{rep} 为部分设备的置换年限,年;T 为园区年限,20 年;R_y 为年收益,万元;C_y 为年成本,万元;r 为贴现率,其值为 4%。

$$I_{\text{total}} = C_{\text{Wind}}P_{\text{Wind}} + C_{\text{Solar}}P_{\text{Solar}} + C_{\text{el}}P_{\text{el}} + C_{\text{bat}}E_{\text{bat}} + C_{\text{H}_2}M_{\text{H}_2\text{_max}} + C_{\text{tes}}E_{\text{tes_max}}, \quad (9)$$

式(9)中:C_{wind}、$C_{\text{s olar}}$、C_{el} 分别为风机、光伏、电解槽单位投资成本,元/kW;C_{bat}、C_{tes} 为电化学储能和储热装置的单位投资成本,元/(kW·h);C_{H_2} 为储氢罐单位投资,元/kg;P_{wind}、P_{solar}、P_{el} 分别为风机、光伏和电解槽的容量,kW。

$$R_y = R_{\text{CO}_2} + R_{\text{H}_2} + R_{\text{O}_2} + R_t, \quad (10)$$

式(10)中:R_{CO_2}、R_{H_2}、R_{O_2} 和 R_{t} 分别为减碳收益、售氢收益、售氧收益和供热收益,万元。

$$C_y = \alpha I_{\text{total}}, \quad (11)$$

式(11)中 α 为年运维成本系数。

2.2 约束条件

为进行园区容量配置优化,定义决策变量向量为:

$$\boldsymbol{x} = [P_{\text{el}}, E_{\text{bat}}, M_{\text{H}_2\text{_max}}, E_{\text{tes_max}}]; \quad (12)$$

各决策变量满足的工程边界约束如下:

$$\boldsymbol{l}_b \leqslant \boldsymbol{x} \leqslant \boldsymbol{u}_b, \quad (13)$$

式(13)中:$\boldsymbol{l}_b$、$\boldsymbol{u}_b$ 为变量上下限,即解的可行域为 $\Omega = \{\boldsymbol{x} \mid \boldsymbol{l}_b \leqslant \boldsymbol{x} \leqslant \boldsymbol{u}_b\}$。

在可行域内系统需满足以下运行约束和供氢、经济性约束:

(1)功率平衡约束。

电-氢-热一体化园区需保证实时发用电平衡,即

$$P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{solar}}(t) = P_{\text{ALK}}(t) + P_{\text{bat}}(t) + P_{\text{tes}}(t) + P_{\text{cur}}(t), \quad (14)$$

式(14)中:P_{wind}、P_{solar}、P_{ALK}、P_{bat}、P_{tes}、P_{cur} 分别是风机、光伏、电解槽、电化学储能、储热装置及弃电的实时功率,kW。

(2)电解槽运行约束。

Christopher 等[19]的研究表明,电解槽长时间在低负荷或高负荷工况下运行,会加剧低电流密度下的易爆气体混合风险与过载对催化材料的损伤风险。为确保电解槽安全稳定运行并延长其寿命,本文设定其运行功率边界与爬坡速率约束为:

$$P_{\text{ALK_min}} \leqslant P_{\text{ALK}} \leqslant P_{\text{ALK_max}}; \quad (15)$$

$$\begin{cases} P_{\text{ALK_min}} = 30\% P_{\text{ALK_rate}}, \\ P_{\text{ALK_max}} = 110\% P_{\text{ALK_rate}}; \end{cases} \quad (16)$$

式(15)和(16)中:$P_{\text{ALK_min}}$、$P_{\text{ALK_max}}$ 分别为电解槽能够正常运行的最低和最高功率,kW;$P_{\text{ALK_rate}}$ 为电解槽额定功率。

本文设定电解槽最低运行功率为额定功率的 30%,最高运行功率为额定功率的 110%。另外,

$$P_{\text{ALK}}(t) - P_{\text{ALK}}(t-1) \leqslant \Delta P_{\text{ALK_ex}}, \quad (17)$$

式(17)中:$\Delta P_{\text{ALK_ex}}$ 为电解槽能够允许的上爬坡速率,kW/s。

(3)电化学储能运行约束。

电化学储能运行约束主要包含充放电功率约束和荷电状态约束;储能充放电功率不应高于其额定功率,即

$$-P_{\text{dis_max}} \leqslant P_{\text{bat}} \leqslant P_{\text{ch_max}}, \quad (18)$$

式(18)中 $P_{\text{ch_max}}$、$P_{\text{dis_max}}$ 分别为电化学储能最大充放电功率,kW。

为保证储能安全运行,需要将其 SOC 维持在一定范围内,同时为避免电-氢-热园区在离网运行下发生失电情况,储能应保留一定裕量,则应满足

$$\text{SOC}_{\text{min}} \leqslant \text{SOC} \leqslant \text{SOC}_{\text{max}}, \quad (19)$$

式(19)中 SOC_{min}、SOC_{max} 分别为电化学储能最低和最高荷电状态;本文设最低荷电状态为 40%,最高荷电状态为 95%。

此外为避免储能同一时刻充放电,添加以下约束:

$$P_{\text{bat_ch}}(t) \cdot P_{\text{bat_dis}}(t) = 0, \quad (20)$$

式(20)中 $P_{\text{bat_ch}}$、$P_{\text{bat_dis}}$ 分别为电化学储能充放电功率,kW。

(4)储氢罐运行约束。

储氢罐中氢气量不能超过其最大存储量。

$$\text{SOH}_{\text{min}} \leqslant \text{SOH} \leqslant \text{SOH}_{\text{max}}, \quad (21)$$

式(21)中 SOH_{min}、SOH_{max} 分别为储氢罐储氢状态的下限与上限;本文设定储氢状态下限为 10%,上限为 100%。

园区连接下游化工厂,用氢侧化工负荷要求供氢平稳,所以储氢罐均按照固定流速供氢,用氢侧边界参数来源于中国氢能联盟“揭榜挂帅”项目场景的工程设定。为体现短时抗扰动能力,设置储氢罐缓冲时长约束,体现在储氢罐容量上为:

$$M_{\mathrm{H_2_max}} \geqslant m_{\mathrm{dem}} \cdot H_{\mathrm{buf}}, \tag{22}$$

式(22)中 H_{buf} 为缓冲时长,h;本文设定其值为 10。

(5)储热装置运行约束。

储热装置在为电解槽保温供热时运行功率需等于电解槽保压功率,此外储热量不能超过其容量,即

$$E_{\mathrm{tes_min}} \leqslant E_{\mathrm{tes}} \leqslant E_{\mathrm{tes_max}}, \tag{23}$$

$$-P_{\mathrm{tes_out_max}} \leqslant P_{\mathrm{tes}} \leqslant P_{\mathrm{tes_in_max}}; \tag{24}$$

式(23)和(24)中:$E_{\mathrm{tes_min}}$、$E_{\mathrm{tes_max}}$ 分别为储热装置最小安全储热量和最大额定储热量,kW·h;$P_{\mathrm{tes_out_max}}$、$P_{\mathrm{tes_in_max}}$ 分别为储热装置最大放热和充热功率,kW。

(6)供氢与经济性约束。

为保证方案在经济性与供氢能力上满足工程边界,本文设定单位制氢成本上限与年供氢量下限约束为:

$$c_1(\boldsymbol{x}) = \mathrm{LCOH}(\boldsymbol{x}) - \mathrm{LCOH}_{\max} \leqslant 0, \tag{25}$$

$$c_2(\boldsymbol{x}) = m_{\mathrm{H_2_annual_min}} - m_{\mathrm{H_2_annual}}(\boldsymbol{x}) \leqslant 0; \tag{26}$$

记 $\boldsymbol{c}(\boldsymbol{x}) = [c_1(\boldsymbol{x}), c_2(\boldsymbol{x})]^T \leqslant 0$,式(25)、(26)中 LCOH 为平准化制氢成本(Levelized Cost of Hydrogen,LCOH),元/kg;$\mathrm{LCOH}_{\max}$ 为最高单位制氢成本,元/kg;$m_{\mathrm{H_2_annual_min}}$ 为最低年产氢量,kg。该约束条件作为指标约束,由逐时仿真输出确定。

2.3　模型求解方法

利用 GA 强大的种群搜索机制在解空间内进行广泛搜索确定全局最优解的大致区域,然后将 GA 获得的最优解作为初始点,利用 SQP 算法基于梯度信息快速收敛的特性,在最优解邻域进行精细搜索,从而获得高精度的全局最优解,其求解过程如图 2 所示。

在全年 8 760 h 每一时段根据风光出力与运行策略更新电解槽功率、储能 SOC、储热能量与储氢量,并累计全年产氢量及收益,最终计算得到 $\mathrm{NPV}(\boldsymbol{x})$,引入年度仿真算子 $\boldsymbol{S}(\cdot)$,则任一候选解 $\boldsymbol{x}$ 的关键性能指标可表示为:

$$(\mathrm{NPV}(\boldsymbol{x}), \mathrm{LCOH}(\boldsymbol{x}), m_{\mathrm{H_2}}(\boldsymbol{x})) = \boldsymbol{S}(\boldsymbol{x}; \{P_{\mathrm{wind}}(t), P_{\mathrm{solar}}(t)\}_1^{8760}, \boldsymbol{\Theta}, \boldsymbol{\Pi}), \tag{27}$$

式(27)中:$\boldsymbol{\Theta}$ 表示设备与经济参数集合,$\boldsymbol{\Pi}$ 表示运行策略规则集合。

本文以净现值最大为目标,为适配 GA 优化,采用最小化形式:

$$\min_{\boldsymbol{x}\in\Omega} f(\boldsymbol{x}) = -\mathrm{NPV}(\boldsymbol{x})。 \tag{28}$$

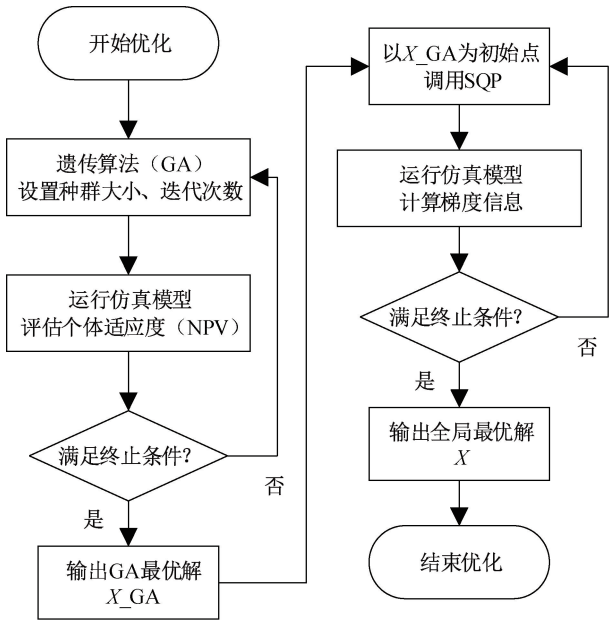


图 2　求解过程

Figure 2　Hybrid optimization procedure

2.3.1　可行性度量

为描述算法对约束的处理,引入约束违背度作为可行性度量,

$$v(\boldsymbol{x}) = \left\| \max(\boldsymbol{c}(\boldsymbol{x}), 0) \right\|_\infty = \max_{i\in\{1,2\}} \{\max(c_i(\boldsymbol{x}), 0)\}; \tag{29}$$

当 $v(\boldsymbol{x}) = 0$ 时认为个体可行,当 $v(\boldsymbol{x}) > 0$ 时认为不可行且违背度越大可行性越差。

本文将仿真失败的候选解判定为不可行,返回较大的约束违背值,以避免异常点干扰搜索过程。

2.3.2　GA 全局搜索阶段

第一阶段使用 GA 进行全局搜索获得可行初值,因实际工程中各设备的容量以整数居多,GA 采用整数编码,染色体由容量向量 $\boldsymbol{x}$ 的实数整数取值构成,设第 $\boldsymbol{g}$ 代种群为

$$p^{(g)} = \{\boldsymbol{x}_1^{(g)}, \ldots, \boldsymbol{x}_{N_p}^{(g)}\}, N_p = 200, \tag{30}$$

对每一个体,通过逐时仿真得到适应度与约束违背度分别为:

$$\boldsymbol{f}_k^{(g)} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}_k^{(g)}), \tag{31}$$

$$v_k^{(g)} = v(\boldsymbol{x}_k^{(g)})。 \tag{32}$$

算法在选择阶段遵循“可行性优先、目标值次之”的原则,优先选择可行解,可行解中选择 f 更小的解;若均不可行,则选择违背度 v 更小的解。

随后执行交叉与变异生成子代,交叉操作按维度混合的实数交叉形式描述为:

$$\begin{aligned}\boldsymbol{x}_{c_1} &= \alpha \odot \boldsymbol{x}_{p_1} + (1-\alpha)\odot \boldsymbol{x}_{p_2},\\ \boldsymbol{x}_{c_2} &= (1-\alpha)\odot \boldsymbol{x}_{p_1} + \alpha \odot \boldsymbol{x}_{p_2};\end{aligned} \tag{33}$$

式(33)中 x_{p1}、x_{p2} 为父代个体,$\alpha \in [0,1]^4$,即在边界约束内对个体施加扰动并保持可行域附近的搜索能力。

为避免丢失历史最优解引入精英保留机制,将每代排名最优的 N_e 个个体直接复制到下一代,即:

$$P^{(g+1)} = \boldsymbol{\varepsilon}^{(g)} \cup O^{(g)}, \left|\boldsymbol{\varepsilon}^{(g)}\right| = N_e, \tag{34}$$

式(34)中:$\boldsymbol{\varepsilon}^{(g)}$ 为精英集合,$O^{(g)}$ 为子代集合。

本文决策变量维度为 4,但单次适应度评估需执行 8 760 h 逐时仿真,计算代价较高,因此种群规模选取 200 以保证变量空间的全局探索能力,交叉率取 0.80 增加解更新效率,精英数取 6 避免精英解过多导致种群多样性下降,最大迭代数设为 G_{max} = 120,同时设置提前停止条件,当适应度平均改进小于阈值且约束违背满足容差时提前终止,避免继续进行高成本的无效仿真评估。

2.3.3 SQP 局部求解阶段

第二阶段采用 SQP 对 GA 输出的最优解 $\boldsymbol{x}^{GA}$ 进行局部精细化求解,即

$$\boldsymbol{x}^{(0)} = \boldsymbol{x}^{GA}, \tag{35}$$

SQP 在迭代点 $\boldsymbol{x}^{(k)}$ 处构造二次规划近似子问题:

$$\min_{\boldsymbol{d}} \frac{1}{2}\boldsymbol{d}^T \boldsymbol{B}_k \boldsymbol{d} + \nabla f(\boldsymbol{x}^{(k)})^T \boldsymbol{d}, \tag{36}$$

$$\boldsymbol{c}(\boldsymbol{x}^{(k)}) + \nabla \boldsymbol{c}(\boldsymbol{x}^{(k)})\boldsymbol{d} \leqslant 0, \boldsymbol{l}_b \leqslant \boldsymbol{x}^{(k)} + \boldsymbol{d} \leqslant \boldsymbol{u}_b, \tag{37}$$

式(37)中:$\boldsymbol{d}$ 为在当前迭代点处求解得到的变量增量,$\boldsymbol{B}_k$ 为拉格朗日函数关于 $\boldsymbol{x}$ 的 Hessian 矩阵的近似。

更新迭代点:

$$\boldsymbol{x}^{(k+1)} = \boldsymbol{x}^{(k)} + \alpha_k \boldsymbol{d}_k, \tag{38}$$

式(38)中 α_k 为步长。

算法 GA-SQP 两阶段混合优化求解的步骤如下:

1)输入风光数据、运行策略、参数集合 $\boldsymbol{\Theta}$、变量边界 $[\boldsymbol{l}_b, \boldsymbol{u}_b]$、约束阈值。

2)输出 $\boldsymbol{x}^*$、NPV*、LCOH*、$m_{H_{2_annual}}{}^*$、缺电次数。

(1)定义 $\boldsymbol{x} = [P_{el}, E_{bat}, M_{H_{2_max}}, E_{tes_max}]$,$f(\boldsymbol{x}) = -NPV(\boldsymbol{x})$,$\boldsymbol{c}(\boldsymbol{x}) = [c_1(\boldsymbol{x}), c_2(\boldsymbol{x})]^T \leqslant 0$。

(2)GA 初始化。生成 N_p 个个体组成 $P^{(0)} \subseteq [\boldsymbol{l}_b, \boldsymbol{u}_b]$。

(3)GA 迭代。对每代每一个体 $\boldsymbol{x} \in P^{(g)}$ 调用 $\boldsymbol{S}(\boldsymbol{x})$ 得到 NPV*、LCOH*、$m_{H_{2_annual}}$,计算 $\boldsymbol{f}(\boldsymbol{x})$ 和 $\boldsymbol{v}(\boldsymbol{x})$。

(4)按“可行性优先、目标值次之”的原则选择父代,以概率 P_c 及可行自适应方式进行交叉与变异,保留 N_e 个精英进入下一代。

(5)若满足提前停止条件或达到 G_{max},输出 $\boldsymbol{x}^{GA}$。

(6)SQP 精细化。以 $\boldsymbol{x}^{GA}$ 为初值解 SQP 子问题序列,得到 $\boldsymbol{x}^*$。

(7)输出 $\boldsymbol{x}^*$ 及对应指标。

2.4 电-氢-热园区运行策略

电-氢-热一体化园区的主要任务是稳定供应下游化工厂氢气需求,尽可能地消纳风光发电用于制氢,本文采用基于储能状态的分段控制策略。系统可用功率为:

$$P_{ava}(t) = P_{wind}(t) + P_{solar}(t) - P_{aux}(t), \tag{39}$$

式(39)中:P_{wind}、P_{solar}、P_{aux} 分别为风电功率、光伏发电功率、厂用负荷功率,kW。

(1)Case1 停机保厂用负荷模式。

当 $P_{ava}(t) < 0$ 时,风光总出力优先满足厂用负荷,不足部分由电化学储能补齐,此时电解槽停机,储能放电功率按照公式(40)进行计算,当储能放电至 SOC 下限仍无法满足缺额功率时,计为供电不足。

$$P_{bat_dis}(t) = \min\left(-P_{ava}, P_{dis_max}, \frac{\mathrm{SOC}(t) - \mathrm{SOC}_{min}}{\Delta t} E_{bat}\right), \tag{40}$$

$$P_{ALK}(t) = 0, \tag{41}$$

(2)Case2 保温模式。

当 $0 < P_{ava}(t) < P_{ALK_min}$ 时,系统进入保温模式;电解槽不制氢,此时可用功率优先用于电解槽保温,保温功率 P_{ALK_ins} 用于表示电解槽维持热备用所需的能耗:

$$P_{ALK_ins} = k_{ins} P_{ALK_rate}, \tag{42}$$

式(42)中 k_{ins} 为电解槽热备用系数。

保温所需功率缺额为:

$$\Delta P_{ALK_ins}(t) = \max(P_{ALK_ins} - P_{ava}(t), 0); \tag{43}$$

当 $\Delta P_{ALK_ins}(t) > 0$ 时,需要储热装置放热进行补充,储热装置的功率按照式(44)计算:

$$P_{tes_out}(t) = \min\left(\Delta P_{ALK_ins}(t), P_{tes_out_max}, \frac{E_{tes}(t) - E_{tes_min}}{\Delta t}\right); \tag{44}$$

若储热无法完全满足,则电解槽进入冷备用;若可用功率满足保温功率后仍有剩余,使用电化学储能充电,储能充电功率为:

$$P_{bat_ch}(t) = \min\left(P_{ava}(t) - P_{ALK_ins}, P_{ch_max}, \frac{\mathrm{SOC}_{max} - \mathrm{SOC}(t)}{\Delta t} E_{bat}\right), \tag{45}$$

(3)Case3 制氢模式。

当 $P_{ALK_min} \leqslant P_{ava}(t)$ 时,系统进入制氢模式;可用功率优先分配给电解槽,电解槽的功率范围如下:

$$P_{ALK_0}(t) = \min(P_{ava}(t), P_{ALK_rate}); \tag{46}$$

电解槽分配后剩余功率为:

$$P_{rem}(t) = P_{ava}(t) - P_{ALK}(t)。 \tag{47}$$

若 $P_{rem}(t) > 0$,则按照先电化学储能、再储热装置的优先级消纳功率,电化学储能充电功率为:

$$P_{bat_ch}(t) = \min\left(P_{rem}(t), P_{ch_max}, \frac{SOC_{max} - SOC(t)}{\Delta t} E_{bat}\right); \tag{48}$$

储热装置充热功率为:

$$P_{tes_in}(t) = \min\left(\max(P_{rem}(t) - P_{bat_ch}(t), 0), P_{tes_in_max}, \frac{E_{tes_max} - E_{tes}(t)}{\Delta t}\right); \tag{49}$$

充电充热消纳后仍剩余的功率记为初始弃电功率,即

$$P_{cur_0}(t) = \max(P_{rem}(t) - P_{bat_ch}(t) - P_{tes_in}(t), 0)。 \tag{50}$$

当电化学储能和储热装置的状态达上限,无法再继续充电和充热,并且 $P_{cur_0}(t) > 0$ 时,允许电解槽短时过载运行进一步吸收功率,过载量为:

$$\Delta P_{OL}(t) = \min(P_{cur_0}(t), P_{ALK_max} - P_{ALK_0}(t)); \tag{51}$$

电解槽最终运行功率为:

$$P_{ALK}(t) = P_{ALK_0}(t) + \Delta P_{OL}(t); \tag{52}$$

弃电功率更新为:

$$P_{cur}(t) = P_{cur_0}(t) - \Delta P_{OL}(t)。 \tag{53}$$

当制氢模式下风光出力突降,优先使用电化学储能补偿来维持电解槽运行,而当储能 SOC 接近下限时,降低电解槽功率实现荷随源动。

3　结果与分析

本文所有仿真计算均在以下软硬件平台上完成:计算机搭载 Intel® Core™ i9-12900H 处理器及 16GB 内存,算法求解在 MATLAB R2022b 软件平台中实现,其中优化模型调用其全局优化工具箱的遗传算法函数进行初步搜索,并进一步使用优化工具箱的序列二次规划算法函数进行局部精细化求解。风速和光照强度数据来自西北地区某风电场和光伏场站监测站,经济参数来自实际工程应用数据,根据第 2 节提出的容量配置模型,按照第 3 节提出的园区运行策略进行 8 760 h 的模拟运行。

3.1　系统参数

风光出力数据分别如图 3、图 4 所示,设备运行参数、经济参数分别见表 1、表 2;经济模型中贴现率 r 为 4%,园区设计年限为 20 年,其中风机和光伏的寿命为 20 年,储能和储热设备寿命为 10 年,电解槽设备寿命为 8 年,储氢罐寿命为 20 年;供热单位收益为 0.10 元/(kW·h),减碳收益为 100 元/t,氧气单位收益为 0.21 元/Nm^3。GA-SQP 算法中 GA 参数设置为:种群大小为 200 个个体,最大迭代次数为 150 代,交叉率为 0.80;SQP 算法参数设置中最大迭代次数为 200 代。

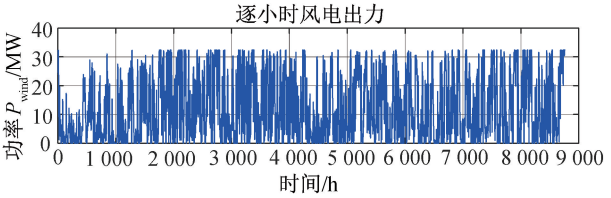


图 3　全年逐小时风电功率

Figure 3　Hourly wind power output for a full year

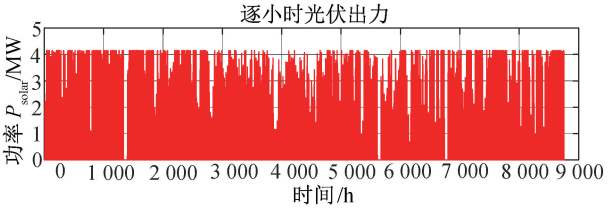


图 4　全年逐小时光伏功率

Figure 4　Hourly solar power output for a full year

表 1　设备运行参数

Table 1　Equipment operating parameters

名称	风机	光伏	电解槽		储能		
	装机容量	装机容量	运行上限	运行下限	容量上限	容量下限	充放电效率
数值	45 MW	5 MW	110%	30%	95%	40%	95%

表 2　经济参数

Table 2　Economic parameters

设备名称	风机	光伏	电解槽	储能	储氢罐	储热设备
单位成本	4 000 元/kW	2 500 元/kW	1 400 元/kW	1 300 元/(kW·h)	2 150 元/kg	450 元/(kW·h)
运维成本占总成本/%	2	2	2	2	1	1
置换成本占总成本/%	—	—	80	80	—	100

注:设备单位成本取值来源于实际工程项目的计算数据。

3.2 算例设置

为验证本文所提模型和方法对电-氢-热一体化园区的经济性有优化效果,设置 7 个方案进行比较,各方案需要配置的设备及使用的经济模型见表 3,其中 0、1 用于表示该方案包含与未包含对应的设备或收益项。

方案一采用李练兵等[11]研究中提出的经济模型与目标函数,不配置储热设备,未计及副产品收益,用于代表工程中常见的风光电解水制氢系统容量配置思路。方案二使用袁铁江等[5]提出的容量配置方法,经济模型包含售氢收益、售氧收益和减碳收益。方案三使用 GA-SQP 算法,经济模型包含售氢收益、售氧收益、供热收益和减碳收益。

方案一用于表示当前工程中常见的电-氢耦合制氢系统,与方案三对比用于量化引入储热环节及副产品收益对最优容量与系统经济性的影响;方案二与方案三对比用于说明不同求解方法造成的容量配置结果差异。

表 3 各方案需配设备与经济模型构成

Table 3 Equipment and economic model specifications by solution

设备/经济模型构成	电解槽	电化学储能	储氢罐	储热装置	售氢收益	售氧收益	供热收益	减碳收益	求解方法
方案一	1	1	1	0	1	0	0	0	GA-SQP
方案二	1	1	1	1	1	1	1	1	EMD+混合整数求解[5]
方案三	1	1	1	1	1	1	1	1	GA-SQP

3.3 方案对比

以净现值最大化为优化目标,在统一约束条件与设备参数下对方案一、方案二和方案三进行求解,用于对比不同建模与求解方法对最优容量配置结果的影响。表 4 汇总了各方案的最优配置及其关键性能指标,包括 LCOH、风光利用率以及供氢可靠性。

表 4 3 种方案的配置结果

Table 4 The configuration results of the three schemes

设备	电解槽/MW	电化学储能/(MW·h)	储氢罐/kg	储热设备/(MW·h)	LCOH/(元·kg^{-1})	风光利用率/%	供氢可靠性/%
方案一	40	10	600	0	16.03	97.52	63.72
方案二	35	15	500	0	15.66	98.35	62.96
方案三	35	10	555	5	15.42	98.17	64.94

对比方案一与方案三可知:将储热环节及售氧、减碳等副产品收益纳入经济评估后,最优容量配置与系统运行经济性发生明显差异。方案一未配置储热装置,风光出力过剩时多余电能难以有效利用,优化结果倾向于通过增大用电侧消纳能力来提升能量利用,但在风光资源与电解槽运行边界约束下,电解槽仍存在部分时段闲置,从而导致风光利用率与供氢可靠性相对较低,并使平准化制氢成本偏高。相比之下,方案三配置储热装置后能够吸收过剩电能并在运行过程中提供支撑,提高了系统能量利用与供氢稳定性,且在较小的电解槽与储氢规模下获得更优的综合经济性指标。

方案二采用分解重构的功率分配逻辑,重构结果未形成可分配给储热装置的功率,因此最优解中储热容量为 0。该方案通过较大的电化学储能实现更强的短时波动平抑与更高的风光利用率,但受储氢容量配置较低影响,供氢可靠性最低;同时,较高的储能配置使其 LCOH 略高于方案三。表明在电解槽与储能配置较大的情况下,缺乏储热环节仍可能限制系统的综合经济性与供氢稳定性。

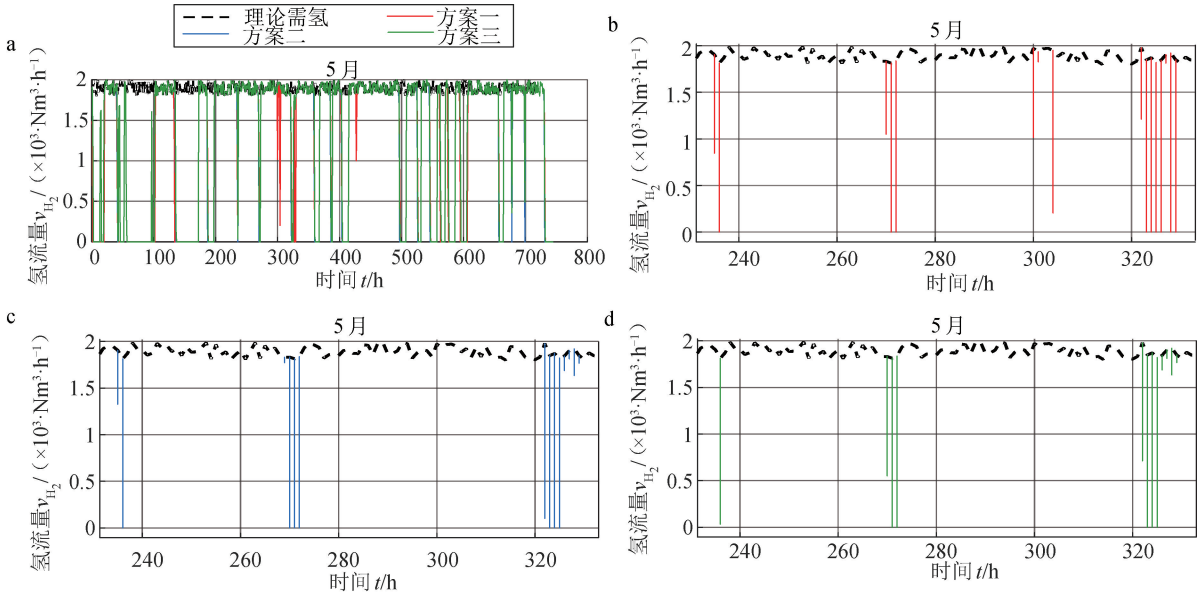
综上所述,考虑储热及副产品收益的经济模型有助于获得更符合以综合效益为导向的容量配置结果,并在本算例中体现出降低制氢成本、提高供氢可靠性的作用。

选取该地区 5 月 3 种方案的实际供氢水平进行对比,对比结果如图 5 所示。图 5a 展示了 3 种方案的实际供氢曲线,其中各曲线代表对应方案的供氢量,除去 3 种方案均无法满足供氢需求的情况,方案一连续断供时间较长,方案二出现断供的频次较方案三更多。图 5b~d 展示了 3 种方案在 5 月某一时段内的供氢情况,每一时刻的竖线表示供氢量与需求量之间的差距,即缺氢量。如果供氢量大于或等于需求量,则无竖线。

从图 5 可以看出:方案一较方案二和方案三在多个时段内存在较长的竖线,表明方案一供氢不足的时段更多且在这些时段内供氢不足的程度较为严重;方案二和方案三相比,供氢不足的频次相似,但方案三的竖线相对较短,表明在该方案下缺氢量更少。

3.4 算法对比与分析

为评估本文提出的 GA-SQP 两阶段混合优化算



a 为 5 月 3 种方案实际供氢水平;b、c、d 为 3 种方案同一时间段下实际供氢水平局部图

图 5　3 种方案供氢水平对比

Figure 5　Comparison of hydrogen supply levels among three schemes

法的综合性能,在相同模型、相同变量边界与相同约束条件下,将其与传统优化算法 GA、SQP 以及优化领域常用的智能算法粒子群算法(Particle Swarm Optimization, PSO)和模拟退火算法(Simulated Annealing,SA)进行了对比分析,表 5 给出了不同算法求解得到的 NPV、LCOH、计算时间 T_{CPU}、目标函数评估次数 Func-count、最大约束违背及终止原因。表 5 中列出的各优化算法终止原因用以说明不同算法在求解过程中达到收敛的标准,满足最优性容差说明当前目标函数对于变量的一阶导数接近零,认为达到最优解;满足函数容差说明当前目标函数值的变化很小,不再显著改进;满足步长容差说明变量每步的更新幅值很小,已无进一步优化空间;达到最大迭代次数则表示在预设的迭代上限内未达到收敛条件,算法被强制终止。

以上结果表明:各算法找到的解均为可行解,最大约束违背为 0;GA、GA-SQP 与 PSO 均获得较高的 NPV,但 GA 的目标函数评估次数与计算时间显著更高,体现其全局搜索能力强但收敛效率低,此外 GA 和 PSO 的终止原因都是因为停滞准则,收敛判据主要依赖于目标值的改进幅度,稳定性与可重复性需要通过多次随机种子结果进一步验证;而 GA-SQP 的终止原因是满足了一阶最优性收敛判据。SQP 的计算时间短且目标值计算次数最少,但 NPV 明显低于 GA-SQP,说明在本文的非线性约束容量优化问题中,纯局部方法对初始点与局部领域较敏感,容易停留在非最优点附近。SA 在达到最大迭代次数上限时停止,并未找到真正意义上的最优点,NPV 和 LCOH 均低于其他结果,显示其在该优化问题上的收敛速度和解质量受迭代约束影响较大。

另外,GA-SQP 在保持约束可行性与较高解质量的同时,降低了函数评估次数与计算时间,计算时间较 GA 缩短约 46.80%。

表 5　算法差异结果

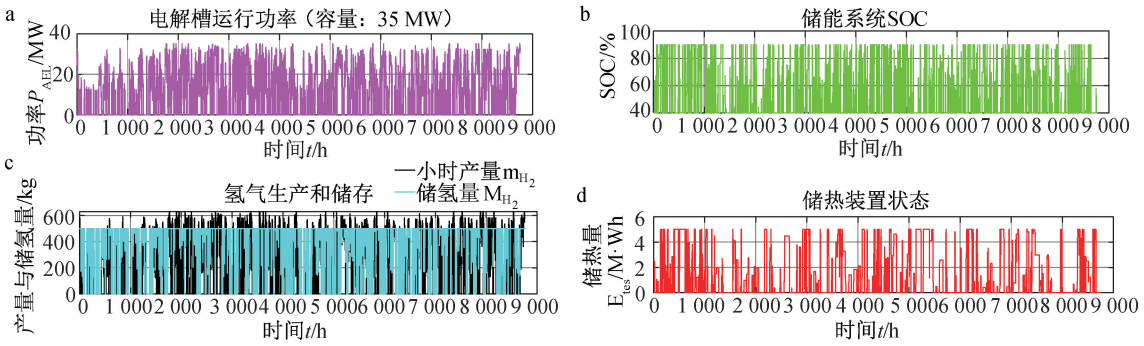
Table 5　Algorithm comparison results

方案	NPV/万元	LCOH/(元·kg^{-1})	T_{cpu}/min	Func-count 计算次数	最大约束违背	终止原因
GA-SQP	48 801	15.42	9.59	24 390	0	满足最优性容差
GA	48 798	15.42	18.04	48 360	0	满足函数容差
SQP	48 442	15.81	3.98	120	0	满足步长容差
PSO	48 789	15.47	4.93	2 400	0	满足函数容差
SA	48 207	16.12	0.89	806	0	达最大迭代次数

3.5　本方案结果分析

本文所提模型和求解方法得到的配置氢气产量达 2 182.70 t,总减碳 43 654 t,全年模拟运行情况如图 6 所示,与图 3 对比可知系统运行过程实现了电

解槽运行功率跟随风光发电,反映荷随源动的运行策略;储能 SOC 分布较为均匀,说明储能容量配置较为合理,得到了充分利用;储氢罐每小时均向外输氢,储热设备有充有放,能够在电解槽不满足最低运行功率时介入进行保温。



a 为电解槽运行功率;b 为储能 SOC 状态;c 为氢气产量和储氢量;d 为储热装置状态

图 6 系统运行结果

Figure 6 System operation results

3.6 算法参数灵敏度分析

为优化 GA-SQP 混合算法的性能,本节针对算法参数中的种群数量和交叉率进行分析,通过多组实验数据分析不同参数设置对优化效果的影响。具体设置 $N_p \in \{100,200,300\}$、$P_c \in \{0.6,0.8,0.9\}$,其余参数保持不变,为降低随机性影响,每组参数组合在不同随机种子下重复运行 3 次,计算每个组合的最优净现值 NPV、单位制氢成本 LCOH 以及计算时间 T_{CPU},对 3 次运行结果取平均,结果见表 6。

由以上结果可知:在本文算例的变量范围与约束设定下,N_p 和 P_c 的变化对最优解质量影响较小,求解结果较为可靠、稳定;但其对计算成本的影响较为明显,种群数量增大将提高单代评估次数,从而增加总仿真调用次数与计算时间,交叉率的改变则影响了种群多样性与收敛速度,反映在提前停止代数与计算时间上。综合解质量的稳定性与计算效率,本文选择的 $N_p = 200$、$P_c = 0.8$ 具有一定合理性。

表 6 不同算法参数的运行结果

Table 6 Operational results of different algorithm parameters

指标	$N_p=100$			$N_p=200$			$N_p=300$		
	$P_c=0.6$	$P_c=0.8$	$P_c=0.9$	$P_c=0.6$	$P_c=0.8$	$P_c=0.9$	$P_c=0.6$	$P_c=0.8$	$P_c=0.9$
$\overline{NPV}$/万元	48 805	48 805	48 805	48 801	48 801	48 801	48 801	48 801	48 801
$\overline{LCOH}$/(元·kg^{-1})	15.43	15.43	15.43	15.42	15.42	15.42	15.42	15.42	15.42
$\overline{T_{cpu}}$/min	4.56	4.79	4.84	9.12	9.45	9.98	13.80	13.94	13.37

3.7 关键经济参数敏感性分析

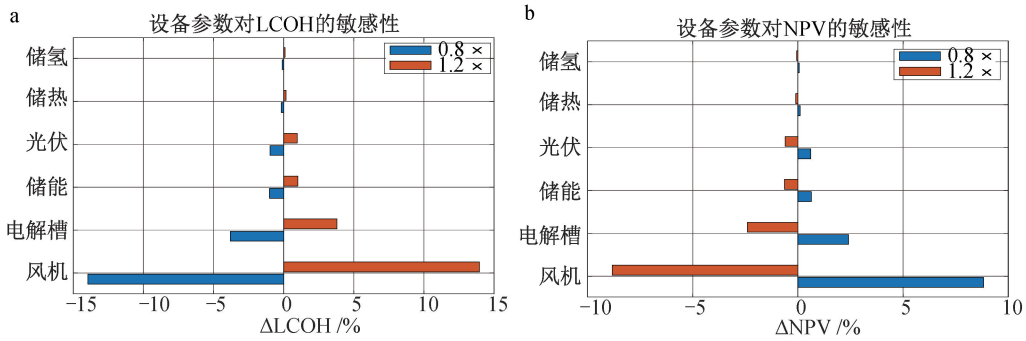
为评估容量配置结果在关键参数扰动下的稳定性,本文以方案三得到的最优配置为基准,保持设备容量与 8 760 h 逐时运行仿真逻辑不变,仅对经济评价中的关键参数进行单因素扰动,重新计算 NPV 与平准化制氢成本 LCOH,给出相对变化率 Δ(%),结果见表 7、图 7。

由表 7、图 7 可以看出:各设备成本对经济性指标的敏感性存在显著差异。其中,风电投资成本对 NPV 与 LCOH 的影响最为突出,当风电成本降低 20%时,NPV 提升 8.82%,LCOH 降低 13.97%;当风电成本提高 20%时,NPV 下降 8.82%,LCOH 上升 13.97%。相比之下,电解槽成本对经济性也具有较高敏感度,电解槽成本在±20%扰动下,NPV 变化约±2.40%,LCOH 变化约±3.80%。光伏与电化学储能成本对经济性指标的影响处于第二梯队,其±20%

表 7 设备参数对 NPV 及 LCOH 的影响

Table 7 The impact of equipment parameters on NPV and LCOH

指标	原价格的 0.8 倍						原价格 1.2 倍					
	风机	光伏	电解槽	储能	储氢	储热	风机	光伏	电解槽	储能	储氢	储热
ΔNPV/%	8.82	0.61	2.40	0.64	0.06	0.11	−8.82	−0.61	−2.40	−0.64	−0.06	−0.11
ΔLCOH/%	−13.97	−0.97	−3.80	−1.01	−0.09	−0.17	13.97	0.97	3.80	1.01	0.09	0.17



a、b 分别展示设备参数对 LCOH 和 NPV 的敏感性

图 7　设备成本对 LCOH 及 NPV 的影响

Figure 7　The impact of equipment costs on LCOH and NPV

扰动引起的 NPV 变化分别约为±0.61%、±0.64%,对应 LCOH 变化约为±0.97%、±1.01%。储氢与储热装置成本对 NPV 与 LCOH 的边际影响相对有限,在±20%扰动范围内,储氢成本引起的 NPV 变化约为±0.06%,LCOH 变化约为±0.09%,而储热成本引起的 NPV 变化约为±0.11%,LCOH 变化约为±0.17%。

以上结果图 7 展示得更为清晰。

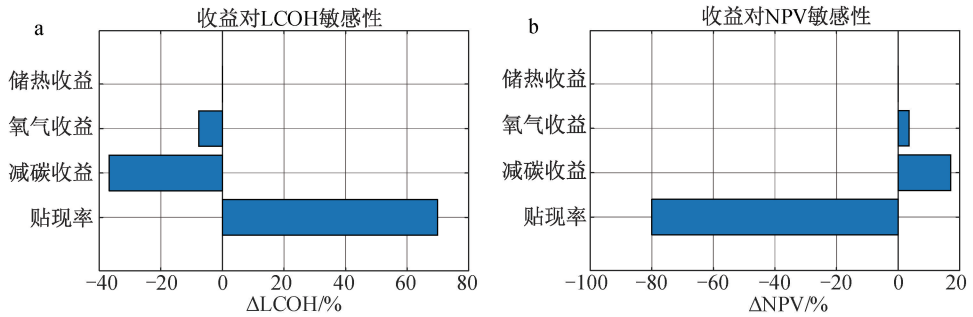
折现率与收益对 NPV 和 LCOH 的影响数据见表 8、图 8,可以看出:折现率为主导因素,当折现率由 4%变化至 2%和 10%时,NPV 分别变化+28.04%和−21.63%,LCOH 分别变化−15.41%和+16.88%;碳价对收益端影响显著,碳价由 100 元/t 变化至 50 元/t 和 150 元/t 时,NPV 变化−4.27%和+4.27%,LCOH 变化+9.20%和−9.20%;氧气价格影响次之,而储热收益在变化区间内对两项指标影响均小于 0.01%。

以上结果表明本算例供热收益边际贡献有限。

表 8　贴现率、收益参数对 NPV 及 LCOH 的影响

Table 8　The impact of discount rate and revenue parameters on NPV and LCOH

指标	贴现率		减碳收益/(元·t^{-1})		氧气收益/(元·kg^{-1})		储热收益/(元·kW^{-1}·h^{-1})	
	0.20	0.60	50	100	0.15	0.30	0.05	0.15
ΔNPV/%	28.04	−21.63	−4.27	4.27	−1.44	2.15	−0.00	0.00
ΔLCOH/%	−15.41	16.88	9.20	−9.20	3.09	−4.64	0.00	0.00



a、b 分别展示收益对 LCOH 和 NPV 的敏感性

图 8　贴现率、收益对 LCOH 及 NPV 的影响

Figure 8　The impact of discount rate and revenue parameters on LCOH and NPV

综上,本文算例下经济性对风机与电解槽投资成本更敏感,而对储氢与储热设备成本相对不敏感;收益中经济性对减碳收益更敏感,此外贴现率对经济性造成的影响较大。

4　讨论

本文的研究结果从系统经济性、运行可靠性和算法求解效率 3 个维度,揭示了基于 GA-SQP 算法的电-氢-热一体化规划方法相较于传统方法的优势,下面将其与文献研究的结果进行对比与分析。

(1)系统经济维度。使用李练兵等[11]提出的方法的方案一,从目标函数导向来看,以投资与运维成本最小化为目标的建模在离网制氢场景下为降低初始投资容易出现压缩规模的倾向,优化结果往往选择更小的电解槽、储能与储氢规模,使系统在风光资源波动时缺乏足够的缓冲能力,导致弃电与缺电并存且

断供风险上升。同时,当产氢量受到波动影响时,单位氢气分摊的成本会被放大,从而出现投资更低但 LCOH 不优的结果;相比之下,本文采用净现值最大化后,优化更倾向于在成本与收益之间取得平衡。

(2)运行可靠性维度。传统风光制氢系统优化[5,11]通常聚焦于电-氢耦合,依照袁铁江等[5]提出的方法未能有效向储热设备分配功率,导致其配置缺失。结果表明,尽管方案二的风光利用率最高,但其供氢可靠性最低,说明单纯依靠电化学储能虽能平抑功率波动,但难以解决能量在长时间尺度上转移的问题,无法有效应对风光发电间歇性对稳定供氢的挑战。本文通过在 8 760 h 的运行策略中加入储热装置的调度,构建了电-氢-热结构(图 6),储热装置持续参与系统调节,实现小时级及以上过剩能量的消纳与再利用。明确了储热在提升系统经济性与可靠性方面不可替代的价值,为未来综合能源系统的容量规划提供了新的视角。

(3)算法求解效率维度。面对高维、非线性的园区级容量配置问题,传统单一算法各有局限。袁铁江等[5]采用的分解重构法需预先处理风光信号,受极端天气数据影响较大;传统遗传算法全局搜索能力强但计算效率低,传统序列二次规划算法计算效率高但求解质量低;模拟退火算法对迭代约束的依赖较高,相同迭代次数下针对本算例未找到最优解。本文在此基础上提出的 GA-SQP 两阶段混合算法在保持约束可行性与较高解质量的同时,降低了函数评估次数与计算时间,为解决同类复杂能源系统的优化问题提供了求解思路。

5 结论

本文构建了电-氢-热一体化园区容量优化模型,提出 GA-SQP 两阶段混合优化算法,通过全年 8 760 h 仿真验证得出以下结论:

(1)包含副产品收益在内的净现值最大化模型能有效提升系统全生命周期经济性。考虑储热、售氧及减碳收益后,系统平准化制氢成本降至 15.42 元/kg,较常用经济模型得到的配置降低了 3.80%,供氢可靠性提升 1.22%。

(2)配置储热装置能够协助解决风光波动性与供氢稳定性的矛盾,5 MW·h 储热设备使方案三供氢可靠性较无储热传统方案提升1.98%。

(3)GA-SQP 两阶段算法为复杂能源系统优化提供了高效求解框架,计算效率较传统遗传算法提升 46.80%。

后续研究将引入市场价格波动与储热动态损失,同时结合多时间尺度动态调度策略,研究市场化环境下的系统运行优化,进一步提升模型在工程应用中的适应性。

参考文献(References)

[1] 曹蕾,郭婷婷,陈坤洋,等.风电耦合制氢技术进展与发展前景[J].中国电机工程学报,2021,41(6):2187-2201.
Cao Fan, Guo Tingting, Chen Kunyang, et al. Progress and development prospect of coupled wind and hydrogen systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2187-2200.

[2] 张正,宋凌珺.电解水制氢技术:进展、挑战与未来展望[J].工程科学学报,2025,47(2):282-295.
Zhang Zheng, Song Lingjun. Hydrogen production by water electrolysis: Advances, challenges and future prospects[J]. Chinese Journal of Engineering, 2025, 47(2):282-295.

[3] 孙浩,吴维宁,陈丽杰,等.新能源电解水制氢技术发展研究综述[J].电源学报,2026,24(3):128-141.
Sun Hao, Wu Weining, Chen Lijie, et al. Review on the development of new energy electrolytic water hydrogen production technology[J]. Journal of Power Supply, 2026,24(3):128-141.

[4] 李建林,孙浩元,张敏慧,等.计及风电平抑的电-氢混合储能容量优化配置[J].太阳能学报,2025,46(6):120-129.
Li Jianlin, Sun Haoyuan, Zhang Minhui, et al. Optimal capacity allocation of electricity-hydrogen hybrid energy storage considering wind power smoothing[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(6):120-129.

[5] 袁铁江,郭建华,杨紫娟,等.平抑风电波动的电-氢混合储能容量优化配置[J].中国电机工程学报,2024,44(4):1397-1406.
Yuan Tiejiang, Guo Jianhua, Yang Zijuan, et al. Optimal allocation of power electric-hydrogen hybrid energy storage of stabilizing wind power fluctuation[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4):1397-1406.

[6] 徐衍会,徐宜佳.平抑风电波动的混合储能容量配置及控制策略[J].中国电力,2022,55(6):186-193.
Xu Yanhui, Xu Yijia. Capacity configuration and control strategy of hybrid energy storage to smooth wind power fluctuations[J]. Electric Power, 2022, 55(6): 186-193.

[7] 白章,郝文杰,李琦,等.基于全生命周期评价的风光制氢综合系统容量配置优化研究[J].综合智慧能源,2024,46(10):1-11.
Bai Zhang, Hao Wenjie, Li Qi, et al. Capacity configu-

ration optimization of wind-solar hydrogen production based on life cycle assessment[J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, 46(10):1-11.

[8] 李琦,韩运滨,白章,等. 离网型风光发电联合制氢系统的协调运行策略与容量配置优化[J]. 中国电机工程学报,2024,44(20):8136-8146.
Li Qiqi, Han Yunbin, Bai Zhang, et al. Coordination operation strategy and capacity optimization of off-grid wind-solar hybrid hydrogen production system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(20):8136-8146.

[9] Zhang J, Xiao F, Ma F, et al. Capacity optimization allocation method for off-grid RES-H2 microgrid system considering the load-follow-source mechanism[J]. Electric Power Systems Research, 2024, 231: 110378.

[10] 张驰,周骏,赵镔,等. 零碳园区电-氢混合储能系统多目标优化配置[J]. 电力建设,2022,43(8):1-12.
Zhang Chi, Zhou Jun, Zhao Di, et al. Multi-objective optimal configuration of electricity-hydrogen hybrid energy storage system in zero-carbon park[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(8):1-12.

[11] 李练兵,高一波,代亮亮,等. 多策略改进白鲨算法的风光氢储微电网优化调度[J]. 华中科技大学学报(自然科学版),2025,53(7):31-37.
Li Lianbing, Gao Yibo, Dai Liangliang, et al. Multi-strategy improved white shark algorithm for wind and hydrogen storage microgrids optimal scheduling[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2025, 53(7):31-37.

[12] Xu C B, Wu X Y, Shan Z J, et al. Bi-level configuration and operation collaborative optimization of shared hydrogen energy storage system for a wind farm cluster [J]. Journal of Energy Storage, 2024, 86: 111107.

[13] 梁丹曦,杨梦缘,宗正,等. 计及电解槽寿命的风光氢一体化系统双层运行优化方法[J]. 中国电机工程学报,2025,45(16):6176-6190.
Liang Danxi, Yang Mengyuan, Zong Zheng, et al. Double-layer optimization method for integrated wind-solar-hydrogen system considering electrolyzer lifespan [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(16):6176-6190.

[14] 侯锡春,刘立群. 阶梯式碳交易下含氢综合园区的双层优化配置[J]. 现代电力, 2026, 43(3): 484-491.
Hou Xichun, Liu Liqun. Dual-layer optimal configuration for hydrogen-containing integrated parks under stepwise carbon trading[J/OL]. Modern Electric Power, 2026, 43(3): 484-491.

[15] Wang J B, Wen J F, Wang J R, 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.

[16] Jerez S, Trigo R, Sarsa A, et al. Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula[J]. Energy Procedia,2013,4048-57.

[17] 何哲晨,刘锋平,许野,等. 考虑氢储的光伏-冷热电联供系统的双层优化研究[J]. 太阳能学报,2025,46(1):567-578.
He Zhechen, Liu Fengping, Xu Ye, et al. Research on bilevel optimization of PV-CCHP system considering hydrogen energy storage[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(1):567-578.

[18] 林嘉虎,班明飞,刘一琦,等. 考虑风电波动的离网型混合电解制氢系统容量优化配置方法[J/OL]. 电源学报,1-12. https://link.cnki.net/urlid/12.1420.TM.20250617.1503.007.
Lin Jiahu, Ban Mingfei, Liu Yiqi, et al. Capacity optimization method for off-grid hybrid electrolytic hydrogen production systems considering wind power fluctuations [J/OL]. Journal of Power Supply, 1-12. https://link.cnki.net/urlid/12.1420.TM.20250617.1503.007.

[19] Christopher V, Mahmoud M, Edwin Z. Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: A scheduling approach[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2021,46(14):9303-9313.

(责任编辑:张忠)