

DOI: 10.19666/j.rlfed.202405115

# 基于共享氢储能服务的售电公司 双层优化运行

周建新<sup>1,2</sup>, 孙腾浩<sup>1,2</sup>, 张力洪<sup>1,2</sup>

(1.华北理工大学电气工程学院, 河北 唐山 063210;

2.河北省风光氢储安全监测与智能运行技术创新中心, 河北 唐山 063210)

**[摘要]** 随着氢储能技术的发展和共享理念的普及, 共享氢储能正逐渐成为应对新能源消纳和用户长时储能需求的新方式。以售电公司和产销用户为研究对象, 建立了基于共享氢储能服务的售电公司双层优化经济模型, 上层模型负责求解售电公司长时间尺度氢储能配置和收益问题, 下层模型负责求解产销用户短时间尺度运行成本问题; 其次, 利用 KKT (卡罗需-库恩-塔克) 条件和 Big-M 法转换为混合整数线性规划问题进行求解; 最后, 通过设立不同场景对所提模型的可行性进行仿真验证。结果显示: 与产销用户自建氢储能相比, 售电公司建立共享氢储能电站在满足用户储能需求的约束条件下, 减小了氢储能配置规模, 同时其日运营收益提高了 66.71%, 产销用户的日运行成本降低了 34.90%, 实现了售电公司与产销用户之间的互利共赢。

**[关键词]** 共享氢储能; 售电公司; 双层优化; KKT 条件; Big-M 法

**[引用本文格式]** 周建新, 孙腾浩, 张力洪. 基于共享氢储能服务的售电公司双层优化运行[J]. 热力发电, 2025, 54(1): 99-107.  
ZHOU Jianxin, SUN Tenghao, ZHANG Lihong. Two-layer optimization operation of power selling company based on shared hydrogen energy storage service[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(1): 99-107.

## Two-layer optimization operation of power selling company based on shared hydrogen energy storage service

ZHOU Jianxin<sup>1,2</sup>, SUN Tenghao<sup>1,2</sup>, ZHANG Lihong<sup>1,2</sup>

(1.College of Electrical Engineering, North China University of Science and Technology, Tangshan 063210, China;

2.Hebei Province Wind Solar Hydrogen Storage Safety Monitoring and Intelligent Operation Technology Innovation Center, Tangshan 063210, China)

**Abstract:** With the development of hydrogen energy storage technology and the popularity of sharing concept, shared hydrogen energy storage is gradually becoming a new way to deal with the consumption of new energy and the long-term energy storage needs of users. Taking power selling companies and users of production and marketing as research objects, a double-layer optimization economic model of power selling companies based on shared hydrogen energy storage services is established. The upper layer model is responsible for solving the long-term hydrogen energy storage configuration and revenue problems of power selling companies, while the lower layer model is responsible for solving the short-term operating cost problems of production and marketing users. The mixed integer linear programming problem is solved by KKT condition and Big-M method. Finally, the feasibility of the proposed model is verified by setting up different scenarios. The results show that, compared with the self-built hydrogen energy storage by the production and marketing users, the establishment of shared hydrogen energy storage power stations by the sales companies can reduce the configuration scale of hydrogen energy storage under the constraint condition of meeting the energy storage needs of users. At the same time, its daily operating income increases by 66.71%, and the daily operating cost of production and marketing users decreases by 34.90%, realizing the mutual benefit and win-win situation between the sales company and the

收稿日期: 2024-05-15

基金项目: 河北省自然科学基金项目 (F2018209201)

Supported by: Natural Science Foundation of Hebei Province (F2018209201)

第一作者简介: 周建新 (1976), 男, 副教授, 博士, 主要研究方向为氢储能技术智能控制理论及应用, 1453607261@qq.com。

production and marketing users.

**Key words:** shared hydrogen energy storage; electricity selling company; two-layer optimization; KKT condition; Big-M method

随着“双碳”目标的推行，可再生能源在用户侧的渗透率越来越高，一些传统电力用户转变为产销者，减少了电力系统的负荷压力和碳排放量<sup>[1]</sup>。但部分产销者由于受到地理位置与新能源发电随机性的影响，电化学储能的利用率并不高，且其无法满足能量调节长时性的需求<sup>[2]</sup>，导致产销用户新能源发电无法有效利用。氢储能技术能量转化多样性、能量密度高的特点，为解决产销用户高效用能问题提供了新的解决办法。

目前，清洁能源发电与氢储能的耦合运行取得了部分进展。文献[3]提出了光伏-氢储能辅助调峰的优化模型，验证了所提方法有效降低了光伏波动对配电网的影响；文献[4]验证了利用富裕风电进行制氢，减少能源浪费同时减小系统运行成本；文献[5]提出一种考虑储氢的风光氢综合能源系统多时间尺度随机生产模拟方法，提高了系统的经济性和可靠性。上述研究从电力系统运行安全性和经济性等方面，呈现出了氢储能大规模商业化应用的趋势。但由于产销用户本身的发电规模较小，通过自建储能虽然提高了可在生能源的消纳，但储能设施的初期投资成本过大，为产消用户带来不小的资金压力<sup>[6]</sup>。

为此，共享经济理念被引入电力系统。其中，共享储能具有极高的发展潜力，在产销者减少投资、提高收益方面提供了新思路<sup>[7-8]</sup>。利用不同产销用户间能源调节的时空互补性和灵活性提高能源利用率，并对系统配置规模进行合理优化，提高运行的经济性。文献[9]提出了两阶段鲁棒多园区微网与共享储能合作博弈模型，减小了园区微网的运行成本，但对共享储能模型的建立较为简单，没有与园区微网自建储能进行对比；文献[10]考虑光伏发电和现货市场购、售电价格不确定因素的影响，建立了售电公司购、售电决策双层优化模型，增加了售电公司利润及面对市场价格风险的能力，但没有分析共享储能对用户侧的经济效益。文献[11]提出一种基于随机规划的双层优化模型模拟市场出清模式下售电公司的最优经济调度，验证了售电公司的调度决策对出清电价的影响，但未考虑清洁能源的消纳及储能装置在优化过程中的可行性。文献[12]以爱尔兰恩尼斯市某社区为例，提出了一种社区共

享储能分配方案，相较于私人储能建设成本更低。文献[13]提出了一种双层优化模型来优化可再生能源与共享储能的耦合运行，上层模型为共享储能的利益相关方带来最大利益，下层模型优化了系统的运行成本。但现有研究大多为电化学共享储能，然而集中式的共享储能设施需要应对不断调整各储能单元的充放电状态以保持平衡，其面临着储能单元间高频率充放电所带来的寿命损耗加剧的挑战。而氢储能系统在运行中制氢、储氢、用氢 3 个过程可以解耦运行，同时不受深度充放电的影响，循环寿命更长<sup>[14]</sup>。

目前，关于共享储能的研究大多用于主体集中在产销用户共建储能和社区微网，考虑售电公司开设共享氢储能业务的研究较少，且尚未提出合理的售电公司建设氢储能电站配置优化和投资效益分析方法。针对以上问题，本文提出了基于共享储能服务的售电公司双层经济优化方法。首先，阐述了共享氢储能服务运营模式，分析其运行及盈利机制；其次，建立售电公司和产销用户的双层规划模型，上层模型结合氢储能系统运行特性求解售电公司的收益及配置问题，下层模型求解产销用户的运行成本优化问题，通过 KKT 条件和 Big-M 法将双层优化模型进行转化；最后，通过算例仿真实验对所提方法有效性进行分析，同时定量分析了服务费定价对氢储能电站收益及投资成本回收的影响。

## 1 共享氢储能服务运营模式

售电公司共享氢储能电站运营模式如图 1 所示。售电公司提供共享氢储能的商业模式依托于共享经济理念，为同一片区域内的多个用户提供氢储能服务并收取一定量的服务费。售电公司投资建设共享氢储能电站并进行调度管理，通过产销用户的购电量和充放电需求信息，制定最优购售电策略和共享氢储能电站的最优配置方案，产销用户通过售电公司的储能服务费价格及其自身新能源发电信息，达到运行成本最低。

在产销用户利用售电公司提供的共享氢储能服务满足自身储能需求，减小建设储能的成本。当用户可再生能源出力大于其负荷需求时，向氢储能电站进行充电；反之，当出现电能缺额或电价过高

时, 优先利用氢储能电站放电。用户通过与氢储能电站连接电能表记录, 按照流量计价的方式使用共享氢储能服务<sup>[15]</sup>。售电公司通过管理中心记录每个用户1个运行周期内产销用户向氢储能电站的充电总电量  $E_1$  和用电总电量  $E_2$ ,  $E_1+E_2$  乘以服务费单价即为产销用户使用氢储能的服务费用。

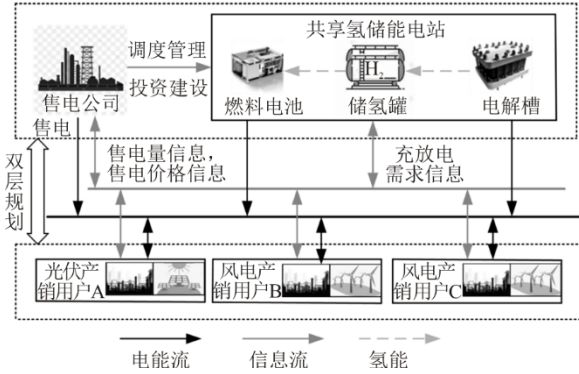


图1 共享氢储能电站运营示意

Fig.1 Operation diagram of shared hydrogen energy storage power station

售电公司的利润主要为购售电的价格差和共享氢储能电站的服务费收益。氢储能电站根据产销用户在整个周期内每个时间段充放电功率需求信息, 调整氢储能电站内电解槽、储氢罐、燃料电池的配置。利用用户充放电行为的互补性, 可以大幅减少氢储能电站的配置规模来满足用户的储能需求, 以此降低氢储能电站的建设成本, 缩短固定投资成本的回收周期。

## 2 双层优化配置模型

### 2.1 氢储能系统数学模型

氢储能系统主要由电解槽 (electrolyzer cell, EL)、储氢罐 (hydrogen storage tank, HST) 和质子交换膜燃料电池 (proton exchange membrane hydrogen fuel cell, PEMHFC) 3 部分通过一定的串并联关系组成, 在氢储能系统的能量转换过程中, 氢能采用等效电功率表征<sup>[16]</sup>。

#### 1) 电解槽数学模型

电解槽吸收多余电能将水电解制取氢气储存在储氢罐内, 实现电能到氢能的转化。PEMHFC 响应速度快, 系统运维简单、成本低, 可以更好地应对清洁能源并网带来的波动性, 电解槽制氢等效电功率数学模型为:

$$P_{EL,t}^{H_2} = \eta_{EL} P_{EL,t} \quad (1)$$

式中:  $P_{EL,t}^{H_2}$  和  $P_{EL,t}$  分别为在  $t$  时刻电解槽的制氢功率和耗电功率;  $\eta_{EL}$  为电解槽电-氢转化效率, 本文

取值为 60%。

假设电解槽的  $\eta_{EL}$  不变, 采用耗电量表示其输入输出特性的数学模型为:

$$V_{H_2,t} = P_{EL,t} \Delta t / \kappa_H \quad (2)$$

式中:  $V_{H_2,t}$  为  $t$  时刻电解槽的产生氢气体积;  $\Delta t$  为采样间隔, 本文设为 1 次/h;  $\kappa_H$  为电解槽的耗电量, 其范围在 5.0~5.5 (kW·h)/m<sup>3</sup> (标准状况下, 下同), 本文取值为 5.2 (kW·h)/m<sup>3</sup>。

电解槽的最大耗电功率与  $t$  时刻储氢罐内当前的容量有关<sup>[17]</sup>, 其最大耗电功率为:

$$P_{EL,max} = \min \left[ P_{EL,r}, \frac{E_{HST,max} - E_{HST,t}}{\Delta t \eta_{EL}} \right] \quad (3)$$

式中:  $P_{EL,r}$  为电解槽运行额定功率;  $E_{HST,max}$  为储氢罐的最大容量;  $E_{HST,t}$  为  $t$  时刻储氢罐的储氢量。

#### 2) 氢燃料电池数学模型

氢燃料电池是可以直接将氧气和氢气反应产生化学能转化为电能的有效途径。质子交换膜燃料电池具有灵活功率调节、工作温度较低的特点, 其输出功率数学模型为:

$$P_{HFC,t} = \eta_{HFC} P_{HFC,t}^{H_2} \quad (4)$$

式中:  $P_{HFC,t}^{H_2}$  和  $P_{HFC,t}$  为在  $t$  时刻燃料电池的耗氢功率和发电功率;  $\eta_{HFC}$  为燃料电池的氢-电转化效率, 本文取值为 60%。

同时, 燃料电池的最大输出功率也与  $t$  时刻储氢罐内当前的容量有关<sup>[17]</sup>, 其最大发电功率为:

$$P_{HFC,max} = \min \left[ P_{HFC,r}, \frac{\eta_{HFC} (E_{HST,t} - E_{HST,min})}{\Delta t} \right] \quad (5)$$

式中:  $P_{HFC,r}$  为燃料电池运行额定功率;  $E_{HST,min}$  为储氢罐的最小容量。

#### 3) 储氢罐数学模型

常见的储氢技术有压缩氢存储、液态氢储存及地下储氢等。从技术性和经济性考虑, 选择将氢气压缩至高压状态, 储存在高压储氢罐内<sup>[18]</sup>。其净储氢量等效荷电状态 (state of charge, SOC) 为:

$$S_{SOC,H_2,t} = S_{SOC,H_2,t-1} + \omega_{ch} P_{H_2,EL,t} - P_{H_2,HFC,t} / \omega_{disch} \quad (6)$$

式中:  $S_{SOC,H_2,t}$  和  $S_{SOC,H_2,t-1}$  分别为  $t$  时刻和  $t-1$  时刻储氢罐内剩余氢气的等效电量;  $\omega_{ch}$  和  $\omega_{disch}$  分别为储氢罐的充入、放出效率, 在本文中均取值为 95%; 上层含氢储能售电公司模型。

#### 2.1.1 目标函数

售电公司在建设氢储能电站后, 可以根据下层

产销用户的电功率需求进行配置规模优化,因此在其日化收益中就需要考虑氢储能电站的日化运行和建设成本。其目标函数公式为:

$$\max F = E_{\text{sell}} + E_{\text{sess}} - C_{\text{buy}} - C_{\text{in}} \quad (7)$$

式中:  $F$  为售电公司的日运营收益;  $E_{\text{sell}}$  为售电公司向用户的售电收益;  $E_{\text{sess}}$  为氢储能电站的运行服务收益;  $C_{\text{buy}}$  为售电公司的购电成本;  $C_{\text{in}}$  为氢储能电站的日常运维和固定投资成本。

#### 1) 售电公司售电收益

$$E_{\text{sell}} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{24} B_t P_{i,t}^{\text{Load}} \Delta t \quad (8)$$

式中:  $B_t$  为  $t$  时段向用户的实时售电价格;  $P_{i,t}^{\text{Load}}$  为  $t$  时段向用户的实时售电功率。

#### 2) 氢储能电站服务收益

$$E_{\text{sess}} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{24} \beta_t (P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{disch}}) \Delta t \quad (9)$$

式中:  $\beta_t$  为氢储能电站在  $t$  时段的充、放电服务费用;  $P_{i,t}^{\text{ch}}$  和  $P_{i,t}^{\text{disch}}$  分别为氢储能电站在  $t$  时段由产销用户  $i$  的充、放电功率。

#### 3) 售电公司购电成本

$$C_{\text{buy}} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{24} (c_{m,t} P_{m,t}) \Delta t \quad (10)$$

式中:  $c_{m,t}$  和  $P_{m,t}$  分别为  $t$  时段售电公司从电力市场购买的合约价格和合约电量。

#### 4) 氢储能电站日化运维和投资成本

$$C_{\text{in}} = \frac{C_t}{365} + \sum_{m=1}^3 \left[ \frac{\beta(1+\beta)^\gamma}{((1+\beta)^\gamma - 1)365} \alpha_m S_m \right] + C_p \quad (11)$$

式中:  $C_t$  为氢储能电站的年运维成本;  $\beta$  为贴现率;  $S_m$  和  $\alpha_m$  为设备  $m$  的配置容量及对应的单位配置成本系数;  $\gamma$  为氢储能电站的理论运行寿命;  $C_p$  为单位氢气压缩成本。

### 2.1.2 约束条件

在上述上层售电公司模型中: 式(11)使售电公司在保证能量供需平衡的基础上, 通过售电和共享氢储能服务费收益进行获利。式(12)约束了氢储能电站的安全运行及能量流动。

#### 1) 功率平衡约束

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^{\text{Load}} + \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^{\text{disch}} = \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{m,t} \\ 0 \leq P_{m,t} \leq P_{b,\text{max}} \\ P_{\text{H}_2,\text{EL},t} + P_{\text{H}_2,\text{HST},t} = P_{\text{H}_2,\text{HFC},t} \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $P_{b,\text{max}}$  为售电公司购电功率的最大值;  $P_{\text{H}_2,\text{HST},t}$  为储氢罐在  $t$  时段的充、放氢功率, 当充氢时取值为正, 放氢时为负。

#### 2) 共享氢储能电站运行约束

在整个运行周期内, 电解槽、氢燃料电池和储氢罐作为氢储能电站的主要设备, 在任何时间段的运行功率都应小于原始装机的配置规模, 同时为确保氢能在转化过程中的可持续性, 储氢罐内氢容量的前后状态需要保持一致<sup>[19]</sup>。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{EL},t} \leq P_{\text{EL,CAP}} \\ 0 \leq P_{\text{HFC},t} \leq P_{\text{HFC,CAP}} \\ 0 \leq E_{\text{HST},t} \leq E_{\text{HST,CAP}} \\ E_{\text{HST},1} = E_{\text{HST},24} \\ P_{\text{EL},t} - P_{\text{HFC},t} = \sum_{i=1}^3 (P_{i,t}^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{disch}}) \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{EL,CAP}}$  和  $P_{\text{HFC,CAP}}$  分别为电解槽和燃料电池的装机功率;  $E_{\text{HFC,CAP}}$  为储氢罐的装机额定容量。

## 2.2 下层产销用户模型

### 2.2.1 目标函数

下层模型主要以产销用户的运行成本最小为目标, 其决策变量为从售电公司购电功率、从氢储能电站的充放电电量和充放电状态位。其目标函数公式为:

$$\min C = C_{\text{hess}} + C_D \quad (14)$$

式中:  $C_{\text{hess}}$  为产销用户使用售电公司共享氢储能的服务成本;  $C_D$  为产销用户的购电成本。

#### 1) 共享氢储能服务成本

$$C_{\text{hess}} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{24} \beta_t (P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{dis}}) \Delta t \quad (15)$$

#### 2) 购电成本

$$C_D = \sum_{i=1}^{24} \sum_{i=1}^3 (B_t P_{i,t}^{\text{Load}}) \Delta t \quad (16)$$

### 2.2.2 约束条件

#### 1) 电功率平衡约束

$$P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{disch}} - P_{i,t}^{\text{ch}} + P_{i,t}^{\text{Load}} = P_{i,t}^{\text{L}} \tau_{1,i,t} \quad (17)$$

式中:  $P_{i,t}^{\text{PV}}$  和  $P_{i,t}^{\text{WT}}$  分别为  $t$  时段产销用户  $i$  的新能源发电功率;  $P_{i,t}^{\text{L}}$  为  $t$  时段产销用户  $i$  的总负荷功率需求。

#### 2) 购电功率约束

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{Load}} \leq P_{i,\text{Load},t}^{\text{max}} : \omega_{1,i,t}^{\text{min}}, \omega_{1,i,t}^{\text{max}} \quad (18)$$

#### 3) 与氢储能电站交互约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} \leq P_{\text{max}}^{\text{ch}} \Psi_{\text{ch}} : \omega_{2,i,t}^{\text{min}}, \omega_{2,i,t}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{disch}} \leq P_{\text{max}}^{\text{disch}} \Psi_{\text{disch}} : \omega_{3,i,t}^{\text{min}}, \omega_{3,i,t}^{\text{max}} \\ \Psi_{\text{ch}} + \Psi_{\text{disch}} \leq 1 : \omega_{4,i,t} \\ \Psi_{\text{ch}} \in \{0,1\}, \Psi_{\text{disch}} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (19)$$

式中： $P_{\text{max}}^{\text{ch}}$  和  $P_{\text{max}}^{\text{disch}}$  分别为共享氢储能电站的最大和最小充电功率； $\omega_{1,i,t}^{\text{min}}, \omega_{1,i,t}^{\text{max}}, \omega_{2,i,t}^{\text{min}}, \omega_{2,i,t}^{\text{max}}, \omega_{3,i,t}^{\text{min}}, \omega_{3,i,t}^{\text{max}}, \omega_{4,i,t}, \omega_{5,i,t}^{\text{min}}, \omega_{5,i,t}^{\text{max}}$  为对应不等式约束的拉格朗日乘子； $\tau_{1,i,t}, \tau_{2,i,t}$  和  $\tau_{3,i,t}$  为对应等式约束拉格朗日乘子； $\Psi_{\text{ch}}$  和  $\Psi_{\text{disch}}$  分别为氢储能电站的充、放电状态位，可将其视为布尔变量，当氢储能电站进行充电时  $\Psi_{\text{ch}}=1, \Psi_{\text{disch}}=0$ ，当放电时  $\Psi_{\text{ch}}=0, \Psi_{\text{disch}}=1$ 。

4) 氢储能电站充、放电量约束

$$\begin{cases} E_{i,t+1}^{\text{hess}} - E_{i,t}^{\text{hess}} = (v_{\text{ch}} P_{i,t}^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{disch}} / v_{\text{disch}}) \Delta t : \tau_{2,i,t} \\ 0.1 E_i^{\text{hess,max}} \leq E_{i,t}^{\text{hess}} \leq 0.9 E_i^{\text{hess,max}} : \omega_{5,i,t}^{\text{min}}, \omega_{5,i,t}^{\text{max}} \\ E_1^{\text{hess}} = E_{24}^{\text{hess}} : \tau_{3,i,t} \end{cases} \quad (20)$$

式中： $E_{i,t}^{\text{hess}}$  为氢储能电站在 t 时段的电量； $v_{\text{ch}}$  和  $v_{\text{disch}}$  分别为氢储能电站的充、放电效率，在本文中取值均为 98%； $E_i^{\text{hess,max}}$  为氢储能电站能够向用户充、放电电量的最大值。

在上述模型中：变量  $P_{i,t}^{\text{Load}}, P_{i,t}^{\text{ch}}$  和  $P_{i,t}^{\text{disch}}$  决定了产销用户购电和使用共享氢储能服务的最优策略；式(19)约束了产销用户使用共享氢储能服务的充、放电状态；式(20)描述了氢储能电站荷电状态连续性的电量方程，使氢储能电站储电量与电功率的耦合，同时预留了部分容量应对可能出现的供需失衡情况。

2.3 双层模型转化与求解流程

模型求解流程如图 2 所示。

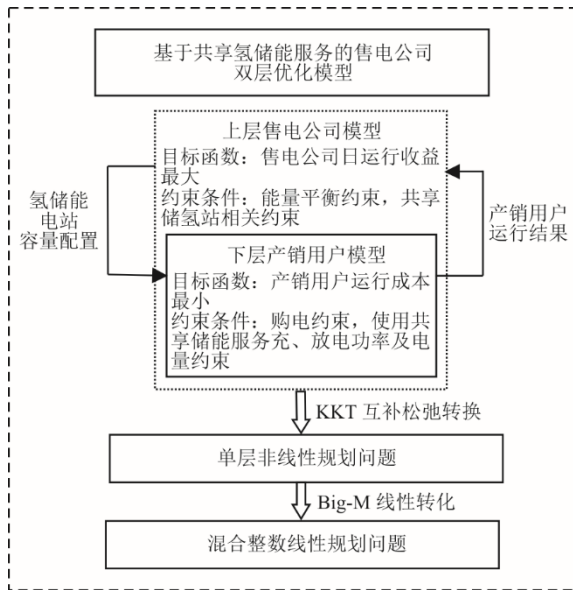


图 2 模型求解流程

Fig.2 Flowchart of the model solution

由 2.1 节可知，本文构建的上层模型涉及连续变量和整数变量，下层模型则包含整数变量和非线性约束，为方便模型求解，采用文献[20]方法进行转换。首先构建下层模型的拉格朗日函数，利用 KKT 条件将下层模型转化为上层模型的约束条件，转化后的单层模型互补松弛条件属于非线性项；再通过 Big-M 法将其线性化，从而将问题转化为混合整数线性规划。

3 算例分析

3.1 运行参数设置

为了验证该售电公司提供氢储能服务模型的合理性，设定对比场景均由图 1 所示的 1 个售电公司和 3 家典型工业用户组成，各用户都与售电公司直接相连。3 个用户的负荷电功率需求及清洁能源出力的预测数据见参考文献[21]。售电公司从市场实时购电价格  $c_{m,t}$  见表 1，售电公司向产销用户的售电价格  $B_t=1.4c_{m,t}$ 。氢储能电站的服务费用为 0.33 元/(kW·h)。氢储能电站的电解槽建设成本为 2 850 元/kW，燃料电池单位建设成本为 3 800 元/kW，储氢罐的单位建设成本为 330 元/(kW·h)，氢储能电站年运行维护成本为 3 000 元/(a·kW)<sup>[22]</sup>，氢气压缩成本为 0.127 元/kW，氢储能电站理论使用寿命为 20 年。

表 1 市场实时电价  
Tab.1 The real time electricity prices in the market

| 类别  | 时段                       | 购电电价/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> ) |
|-----|--------------------------|--------------------------------|
| 谷时段 | 00:00—08:00              | 0.22                           |
| 平时段 | 12:00—17:00, 21:00—24:00 | 0.49                           |
| 峰时段 | 08:00—12:00, 17:00—21:00 | 0.82                           |

3.2 场景设置

为研究建设共享氢储能电站对售电公司及产销用户系统调度结果及经济性的影响。本文设置 3 种不同的场景进行对比分析。

1) 场景 1 各产销用户独立运行且不考虑氢储能，清洁能源产生的多余电能直接弃电，缺少部分从售电公司购买。

2) 场景 2 产销用户自行建设氢储能装置，运行参数与上述共享氢储能电站配置相同。

3) 场景 3 由售电公司投资建设氢储能电站，为产销用户提供共享氢储能服务。

3.3 用户使用共享氢储能服务调度结果分析

产销用户使用共享氢储能充放电服务后的调

度优化结果如图 3—图 5 所示，氢储能电站的充放电功率和等效电量状态如图 6 所示。氢储能电站功率数值为负数时，表示氢储能系统电解槽运行电站进行充电；当功率数值为正数时，表示氢储能系统燃料电池运行电站进行放电。

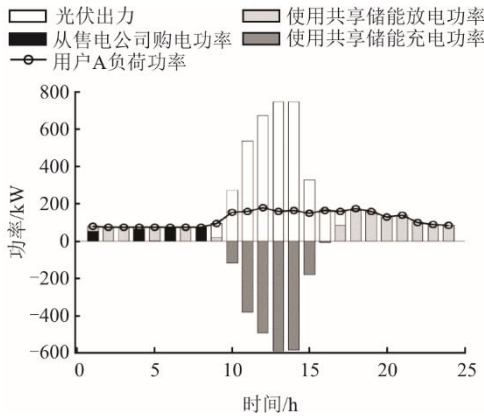


图 3 产销用户 A 的电功率平衡曲线  
Fig.3 Electric power balance curve of production and marketing user A

由图 3 可以看出：产销用户 A 在时段 01:00—08:00，受光照影响，光伏机组不发电，这段时间内负荷功率需求主要由氢储能发电和从售电公司购电来满足；在时段 09:00—16:00，光伏发电功率逐渐大于负荷需求，产销用户 A 通过向氢储能电站进行充电储存光伏发电产生的多余电能，避免发生弃光；在时段 13:00—14:00，其光伏发电功率达到最大值 700 kW，此时，向氢储能电站充电达到最大值 535 kW；从 17:00—24:00，光伏出力逐渐减弱，无法满足负荷需求，然而此时从售电公司的购电价格较高，为减小日化成本，优先使用售电公司提供的氢储能服务；在时段 17:00—18:00，氢储能电站向产销用户 A 的放电功率达到最大值 175 kW。

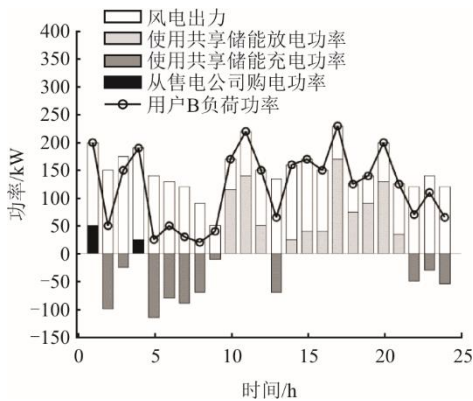


图 4 产销用户 B 的电功率平衡曲线  
Fig.4 Electric power balance curve of production and marketing user B

由图 4 可以看出，产销用户 B 在调度周期内的负荷需求及风力发电的变动性较大。结合购电价格可知，时段 24:00—01:00 及 03:00—04:00 属于向售电公司购电的电价低谷期，当风力发电无法满足用户需求时，可以通过购买电能满足负荷需求，最大购电功率为 50 kW。在其他时间段风机出力大于负荷功率时，由氢储能电站消纳多余风能，在时段 04:00—05:00，用户 B 使用氢储能电站达到最大充电功率 115 kW。当风力发电较小时，剩余负荷功率则由氢储能电站放电提供，在时段 16:00—17:00，氢储能电站向产销用户 B 的放电功率达到最大值 170 kW。

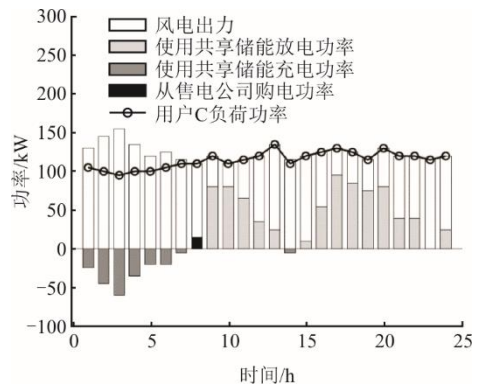


图 5 产销用户 C 的电功率平衡曲线  
Fig.5 Electric power balance curve of production and marketing user C

由图 5 可以看出，用户 C 为缺电型用户，在时段 01:00—07:00 和 13:00—14:00，风力发电功率大于负荷功率，多余电量通过向氢储能电站充电进行消纳，在时段 02:00—03:00 达到最大充电功率 60 kW。在剩余时间段的负荷需求功率均大于其风机出力，在时段 07:00—08:00，售电公司向产销用户 C 的售电功率达到最大值 15 kW，在时段 16:00—17:00，氢储能电站向产销用户 C 的放电功率达到最大值 95 kW。

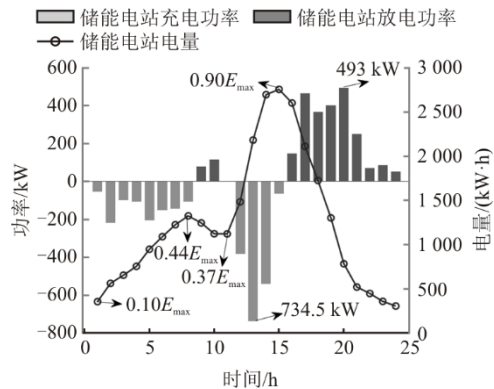


图 6 氢储能电站充放电功率及电量变化曲线  
Fig.6 Variation curve of charging and discharging power and quantity of hydrogen energy storage station

由图 6 可以看出,在时段 00:00—08:00 内用户的购电电价较低,缺少的电能从售电公司进行购买,产销用户多余电能存入氢储能电站,此时电解槽电解水产生氢气,氢储能电站处于充电状态,电量由  $0.10E_{\max}$  上升到  $0.44E_{\max}$ 。在时段 08:00—11:00 内,产销用户 C 风电出力与负荷功率需求相差较大,此时电价为平、峰时段,购电价格较高,为减小购电成本,通过氢储能电站放电满足剩下的电能需求,此时氢储能电站处于放电状态,电量由  $0.44E_{\max}$  下降到  $0.37E_{\max}$ 。在时段 11:00—15:00 内,3 家用户新能源发电基本都大于负荷功率需求,为避免电能浪费,氢储能电站处于充电状态,电量上升到最大值  $0.9E_{\max}$ ,同时氢储能电站电解槽达到最大耗电功率 734.5 kW,在时段 15:00—24:00 内,3 家用户优先使用新能源发电,其次通过共享氢储能电站发电满足负荷需求,期间氢储能电站燃料电池达到最大发电功率 493 kW。

分析图 3—图 6 可得:产销用户的电负荷功率主要由新能源发电提供,以氢储能电站放电及向售电公司购电作为补充。3 家产销用户的电负荷功率都可以达到平衡状态,且未出现新能源弃电的现象。经过整个调度周期后,氢储能电站的电量状态与初始状态相同,可确保下一个调度周期的优化运行。

### 3.4 售电公司建设氢储能电站经济性分析

在 3 种场景下售电公司日化收益和产销用户日化弃电量、购电量及运行成本结果对比见表 2。

表 2 多种场景下的经济优化结果对比  
Tab.2 The economic optimization results in various scenarios

| 场景 | 售电公司<br>日运营<br>收益/元 | 产销用户<br>日弃<br>电量/(kW·h) | 产销用户<br>日购<br>电量/(kW·h) | 产销用户<br>日运行<br>成本/元 |
|----|---------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|
| 1  | 1 851.6             | 3 693.5                 | 4 581.0                 | 4 629.1             |
| 2  | 389.8               | 0                       | 2 585.7                 | 3 112.3             |
| 3  | 649.8               | 0                       | 923.0                   | 2 026.2             |

在场景 1 中,售电公司和产销用户均不建设储能设施,售电公司只经营售电业务,日运行收益为 1 851.6 元。用户的运行成本为 4 629.1 元,购电量为 4 581.0 kW·h,由于未配置储能设施,用户的弃电量达到 3 693.5 kW·h。当用户的新能源出力小于负荷需求时,则从售电公司购入;当新能源出力大于负荷需求时,则会出现弃电的现象。

在场景 2 中,各用户独立建设储能设施,日化

投资成本(按照氢储能电站的寿命周期进行均摊)由用户自行承担,并计入用户日运行成本中。售电公司的日运行收益为 389.8 元,用户日运行成本为 3 112.3 元,购电量为 2 585.7 kW·h。与场景 1 相比,用户日运行成本降低了 32.77%,且购电量降低了 58.70%。可见,用户通过独立建设氢储能降低了运行成本,同时避免了新能源发电的浪费。

在场景 3 中,售电公司建设共享储能电站,日运行收益为 649.8 元,与场景 2 相比提高了 66.71%。这主要是由于售电公司通过收取储能服务费获得了新的盈利增长点,但在前期固定投资成本没有完全回收之前,日运营收益还是低于场景 1。产销用户在使用售电公司的氢储能服务后,其日化运行成本为 2 026.2 元,与场景 1 相比降低 56.23%,与场景 2 相比降低了 34.90%。综合以上数据可知,售电公司通过为用户提供氢储能服务,利用产销用户用电时刻的差异性及氢储能电站对电能的时移性,实现能量的合理调配,将同一时刻多电产销用户的剩余电能通过氢储能电站供给有电功率需求的用户,在提高自身的运营收益的同时降低用户运行成本并且实现了可再生能源发电的完全消纳。

售电公司与产销用户在场景 2 和场景 3 下与储能的交互收益和成本见表 3。在场景 2 中,用户独立建设储能设施需要承担储能设施的固定投资和运行成本,进一步提高了其日运行成本。产销用户与储能的交互成本达到了 2 116.7 元。在场景 3 中,售电公司与共享储能的交互净收益为 413.7 元,产销用户与储能的交互成本为 1 435.8 元,与场景 2 相比降低了 32.17%。说明将较高的建设成本和风险从体量较小的产销用户转移到售电公司,可实现产销用户成本降低与售电公司效益提高的双赢。

表 3 与储能设施交互成本和收益对比  
Tab.3 The costs and benefits of interacting with energy storage facilities

| 主体   | 场景   | 交互收益/元  | 交互成本/元  | 交互净收益/元  |
|------|------|---------|---------|----------|
| 售电公司 | 场景 2 |         |         |          |
|      | 场景 3 | 1 435.8 | 1 022.1 | 413.7    |
| 产销用户 | 场景 2 | 0       | 2 116.7 | -2 116.7 |
|      | 场景 3 | 0       | 1 435.8 | -1 435.8 |

在场景 2 和场景 3 下氢储能配置结果对比见表 4。场景 2 下 3 家产销用户电解槽配置总和为 1 656 kW,氢燃料电池配置总和为 1 291.5 kW,储氢罐配置总和为 5 943.7 kW·h。场景 3 下售电公司建设氢储能电站

的电解槽配置功率为 734.5 kW, 燃料电池总配置功率为 493 kW, 储氢罐的总配置容量为 3 060.96 kW·h, 相较于场景 2 分别降低了 55.64%、61.82%、48.50%。可以看出, 利用产销用户充、放电行为的互补性, 可以以较小的配置规模满足产销用户的储能使用需求。由售电公司建设共享氢储能电站的各设备配置均小于产销用户自建, 降低了建设投资成本, 提高储能资源的利用率, 得到经济效益更高的配置方案。

表 4 氢储能电站配置方案对比  
Tab.4 The configuration schemes of hydrogen energy storage power station

| 设备配置参数     | 场景 2    |         |         |         | 场景 3    |
|------------|---------|---------|---------|---------|---------|
|            | 用户 A    | 用户 B    | 用户 C    | 总和      |         |
| 电解槽/kW     | 734.5   | 540.0   | 381.5   | 1 656.0 | 734.5   |
| 燃料电池/kW    | 401.5   | 523.0   | 367.0   | 1 291.5 | 493.0   |
| 储氢罐/(kW·h) | 2 774.0 | 1 671.4 | 1 498.3 | 5 943.7 | 3 061.0 |

### 3.5 氢储能电站收益及投资回报周期分析

由各设备建设成本和表 4 氢储能电站配置方案可知, 售电公司建设共享氢储能电站的固定投资成本为 595.718 7 万元, 年运行维护成本为 5.96 万元。为研究售电公司投资建设氢储能电站的投资回报问题, 服务费的单位定价与售电公司的年服务费收益和固定投资成本回收周期(计算方法为寿命周期内总投资成本除以总收益)的关系如图 7 所示。

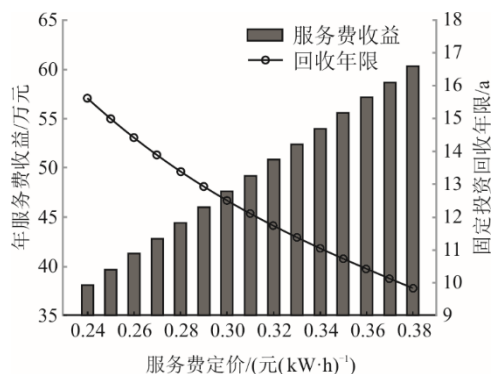


图 7 氢储能电站的收益和投资回收周期曲线

Fig.7 Revenue and investment recovery cycle curve of the hydrogen energy storage station

由图 7 可以看出: 当服务费定价为 0.24 元/(kW·h) 时, 共享氢储能电站的年服务费收益为 38.1 万元, 固定资本回收周期 15.6 年; 当定价为 0.38 元/(kW·h) 时, 其年服务费收益为 60.3 万元, 固定资本回收周期为 9.9 年。可见, 售电公司建设氢储能电站年收益与服务费定价呈正相关, 固定投资的回收周期与服务费定价呈负相关。本文共享氢储能服务费定价

设定为 0.33 元/(kW·h), 固定成本回收周期为 11.3 年, 当固定投资成本完全回收后, 售电公司有可观的收益空间, 理论上售电公司为客户开展共享氢储能服务是可行的。

## 4 结 论

本文以售电公司及产销用户为研究对象, 建立了售电公司开设共享氢储能服务的新型商业模式, 提出了基于共享氢储能服务的售电公司双层优化模型, 通过在不同场景进行算例仿真分析, 验证所提模型的有效性, 最后对售电公司建设氢储能电站的投资回收问题进行分析。

1) 售电公司提供共享氢储能服务, 与用户自建储能相比, 其日运营收益提高了 66.71%, 增加了自身的经济效益, 产销用户的日运行成本降低了 34.90%, 减小了用户运行成本。利用储能对能量的调节, 实现了产销用户清洁能源的完全消纳。

2) 售电公司建设共享氢储能电站, 投资回收年限为 11 年, 小于氢储能电站的使用寿命, 售电公司具有可观的收益空间, 同时相比于产销用户自建储能, 产销用户使用储能的成本降低了 32.17%。该新型商业模式在理论上实现了售电公司与产销用户的双赢局面。

本文设定共享储能服务费用是固定值, 当服务费大于 0.25 元/(kW·h) 时, 售电公司即可盈利。但过低的服务费定价会导致售电公司投资成本回收周期较长, 而服务费定价过高时, 则会影响产销用户使用储能服务的积极性。因此, 可以通过采用主从博弈理论制订合适的储能服务费定价是下一步研究值得关注的问题。

### [参 考 文 献]

- [1] 郭喜燕, 刘嘉康, 白雪, 等. 基于碳排放特性及碳交易规则的热电联产机组经济性分析[J]. 热力发电, 2023, 52(4): 14-23.  
GUO Xiyang, LIU Jiakang, BAI Xue, et al. Economic analysis of cogeneration units based on carbon emission characteristics and carbon trading rules[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(4): 14-23.
- [2] 张红, 袁铁江, 谭捷, 等. 面向统一能源系统的氢能规划框架[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 83-94.  
ZHANG Hong, YUAN Tiejiang, TAN Jie, et al. Hydrogen energy planning framework for unified energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-94.
- [3] 张开鹏, 杨雪梅, 张宏甜, 等. 考虑“光伏-储能”耦合参与调峰的配电网氢储能优化配置[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(10): 95-103.  
ZHANG Kaipeng, YANG Xuemei, ZHANG Hongtian, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in distribution network considering “photovoltaic energy

- storage” coupling participating in peak regulation[J]. *Power Grids and Clean Energy*, 2019, 39(10): 95-103.
- [4] 张长云, 黄景光, 李振兴, 等. 极地环境含风氢储混合微电网容量优化配置[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(1): 108-116.  
ZHANG Changyun, HUANG Jingguang, LI Zhenxing, et al. Capacity optimization of hybrid microgrid with wind and hydrogen storage in polar environment[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(1): 108-116.
- [5] 范宏, 邢梦晴, 王兰坤, 等. 考虑氢储的风光氢综合能源系统多时间尺度随机生产模拟[J]. *上海交通大学学报*, 2024, 58(6): 881-892.  
FAN Hong, XING Mengqing, WANG Lankun, et al. Multi-time scale stochastic production simulation of wind-solar hydrogen integrated energy system considering hydrogen storage[J]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*, 2024, 58(6): 881-892.
- [6] 帅轩越, 马志程, 王秀丽, 等. 基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究[J]. *电网技术*, 2023, 47(2): 679-690.  
SHUAI Xuanyue, MA Zhicheng, WANG Xiuli, et al. Research on optimal operation of shared energy storage and integrated energy microgrid based on master-slave game theory[J]. *Power Grid Technology*, 2019, 47(2): 679-690.
- [7] 杨昆, 刘通, 柏林, 等. 基于谈判博弈的微电网群多主体共享储能容量优化配置策略[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(3): 33-41.  
YANG Kun, LIU Tong, BO Lin, et al. Optimal allocation strategy of multi-agent shared energy storage capacity in microgrid group based on negotiation game[J]. *Electrical Measurement and Instrumentation*, 2019, 61(3): 33-41.
- [8] 刘超凡, 韩恺, 王永真, 等. 计及共享储能分布式多能源系统的多目标优化[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(10): 88-96.  
LIU Chaofan, HAN Kai, WANG Yongzhen, et al. Multi-objective optimization of distributed multi-energy system with shared energy storage[J]. *Electrical Measurement and Instrumentation*, 2024, 61(10): 88-96.
- [9] 张程, 罗玉锦, 陈昌亮. 考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(24): 77-89.  
ZHANG Cheng, LUO Yujin, CHEN Changliang. Collaborative optimization of multi-park micro-grid and shared energy storage power station considering source load uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 51(24): 77-89.
- [10] 孙毅, 刘壮, 黄婷, 等. 考虑产消用户不确定性的售电公司购售电决策[J/OL]. *上海交通大学学报*, 1-33[2024-03-09]. DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.530.  
SUN Yi, LIU Zhuang, HUANG Ting, et al. Purchasing and selling decisions of electricity selling companies considering the uncertainty of production and consumption[J/OL]. *Journal of Shanghai Jiaotong University*, 1-33[2024-03-09]. DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.530.
- [11] 韩光, 杨晨光, 吴向明, 等. 一种售电公司经济调度双层优化方法[J]. *电力建设*, 2022, 43(10): 158-165.  
HAN Guang, YANG Chengguang, WU Xiangming, et al. A bi-level programming approach of economic dispatch of electricity retailers[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(10): 158-165.
- [12] CHANG H C, GHADDAR B, NATHWANI J. Shared community energy storage allocation and optimization[J]. *Applied Energy*, 2022, 318: 119160.
- [13] MA M, HUANG H, SONG X, et al. Optimal sizing and operations of shared energy storage systems in distribution networks: a bi-level programming approach[J]. *Applied Energy*, 2022, 307: 118170.
- [14] 李笑竹, 陈来军, 殷骏, 等. 面向低碳供能的多园区共享氢储能系统容量规划[J]. *高电压技术*, 2022, 48(7): 2534-2544.  
LI Xiaozhu, CHEN Laijun, YIN Jun, et al. Capacity planning of multi-park shared hydrogen energy storage system for low-carbon energy supply[J]. *High Voltage Technology*, 2022, 48(7): 2534-2544.
- [15] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 3822-3832.  
WU Shengjun, LI Qun, LIU Jiankun, et al. Two-layer optimization of multi-micro-grid system based on storage power station service[J]. *Power Grid Technology*, 2021, 45(10): 3822-3832.
- [16] 刘道兵, 袁野, 李世春, 等. 利用氢储能在含可再生能源系统容量配置综述[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(12): 1-13.  
LIU Daobing, YUAN Ye, LI Shichun, et al. Review on capacity allocation of renewable energy systems using Hydrogen energy Storage[J]. *Electrical Measurement and Instrumentation*, 2022, 59(12): 1-13.
- [17] 齐海涛, 刘咄, 赵东澳, 等. 边防哨所风光耦合制氢系统的配置优化[J]. *北京航空航天大学学报*, 2024, 50(10): 3032-3041.  
QI Haitao, LIU Duo, ZHAO Dong'ao, et al. Configuration optimization of wind-wind-coupled hydrogen production system in border guard post[J]. *Journal of Beijing University of Aeronautics and Astronautics*, 2024, 50(10): 3032-3041.
- [18] 蒋小文, 杨攀, 邵浩洋, 等. 双碳背景下我国氢能产业链中氢的储存——大规模液氢储罐现状及思考[J]. *化工设备与管道*, 2023, 60(4): 18-28.  
JIANG Xiaowen, YANG Pan, SHAO Haoyang, et al. Hydrogen storage in China's hydrogen energy industry chain under the background of dual carbon: Current situation and consideration of large-scale liquid hydrogen storage tanks[J]. *Chemical Equipment and Pipelines*, 2023, 60(4): 18-28.
- [19] 刘健康. 考虑需求响应的含氢储能微电网低碳经济优化配置[D]. 吉林: 东北电力大学, 2023: 1.  
LIU Jiankang. Optimal configuration of low-carbon economy for hydrogen energy storage microgrid considering demand response[D]. Jilin: Northeast Dianli University, 2023: 1.
- [20] 马利飞. 基于多元可调度资源的综合能源系统运行优化研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023: 1.  
MA Lifei. Research on operation optimization of integrated energy system based on multiple dispatchable resources[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023: 1.
- [21] 李淋, 徐青山, 王晓晴, 等. 基于共享储能电站的工业用户日前优化经济调度[J]. *电力建设*, 2020, 41(5): 100-107.  
LI Lin, XU Qingshan, WANG Xiaoqing, et al. Day-ahead optimization of economic scheduling for industrial users based on shared energy storage power station[J]. *China Electric Power Construction*, 2020, 41(5): 100-107.
- [22] 尚怡铭, 王维庆, 李笑竹, 等. 计及共享交易机制的多微网氢储能容量规划[J]. *浙江大学学报(工学版)*, 2024, 58(2): 426-436.  
SHANG Yiming, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Hydrogen energy storage capacity planning of multi-micro-grid with shared transaction mechanism[J]. *Journal of Zhejiang University (Engineering and Technology)*, 2019, 58(2): 426-436.

(责任编辑 杨嘉蕾)