第 51 卷 第 5 期：2114-2125 高电压技术 Vol.51, No.5: 2114-2125
2025 年 5 月 31 日 High Voltage Engineering May 31, 2025
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20240688

多能需求场景下的综合能源系统容量优化配置

李建林[1]，孙浩元[1]，梁忠豪[1]，姜晓霞[2]
（1. 国家能源用户侧储能创新研发中心（北方工业大学），北京 100144;
2. 国家电投集团科学技术研究院有限公司，北京 102209）

摘　要：氢能等零碳能源耦合储能的综合能源系统是当下能源系统的主流，其能量管理策略的制定与容量优化配置对于综合系统的经济性与灵活性具有较大的影响。为此，提出了一种多能需求场景下的综合能源系统容量优化配置方法。首先，通过拉丁超立方抽样与欧式距离缩减法得到源荷典型场景，实现对源荷预测误差的合理刻画。其次，制定了各设备协调配合的能量管理策略。基于典型场景和能量管理策略，以系统日综合成本最小为目标函数建立容量配置模型，并通过基于自适应惯性权重的樽海鞘群算法与经济性分析得到系统最优容量配置方案。仿真结果表明：所提方案相比于缺乏蓄电池参与电能调节以及缺乏氢能余热利用的方案，日综合成本可分别降低 5.82%和 10.9%，同时保证了各储能设备在一个运行周期内始末容量相等，系统长期稳定运行效果更优。
关键词：综合能源系统；源荷场景分析；氢能余热利用；电热功率分配；樽海鞘群算法；容量配置

Optimal Capacity Allocation of Integrated Energy Systems Under Multi-energy Demand Scenarios

LI Jianlin[1], SUN Haoyuan[1], LIANG Zhonghao[1], JIANG Xiaoxia[2]
(1. National User-Side Energy Storage Innovation Research and Development Center, North China University of Technology, Beijing 100144, China; 2. State Power Investment Corporation Research Institute, Beijing 102209, China)

Abstract: The integrated energy system of zero-carbon energy coupled with energy storage, such as hydrogen energy, is the mainstream of energy systems nowadays, and the formulation of its energy management strategy and the optimal allocation of its capacity have a large impact on the economy and flexibility of the integrated system. To this end, a method for optimal capacity allocation of integrated energy systems under multi-energy demand scenarios is proposed. Firstly, a typical scenario of source-load is obtained through Latin hypercubic sampling and Euclidean distance reduction to achieve a reasonable portrayal of the source-load prediction error. Secondly, the energy management strategy with the coordination of each device is formulated. Based on the typical scenarios and energy management strategies, a capacity allocation model is established with the objective function of minimizing the daily comprehensive cost of the system, and the optimal capacity allocation scheme is obtained through the Bottle Sea Sheath swarm algorithm based on adaptive inertia weights and economic analysis. The simulation results show that the proposed scheme can reduce the daily comprehensive cost by 5.82% and 10.9%, respectively, compared with the schemes lacking the participation of storage battery in power conditioning and the use of hydrogen waste heat, and at the same time, it ensures that the capacity of each storage device is equal at the beginning and end of an operation cycle, so that the system is more effective in stable operation in the long term.
Key words: integrated energy system; source-load scenario analysis; hydrogen waste heat utilisation; electro-thermal power allocation; bottle sea-sheath swarm algorithm; capacity allocation

0　引言

近年来，随着能源结构的转型升级，负荷需求多样化以及氢能源应用的迅速发展，电热氢等多种能源间的耦合性逐渐增强，能源系统逐渐转变为以新型清洁电力系统为核心的综合能源系统[1-4]。通过构建风-光-热-储-氢多能互补的电热氢综合能源系统（electricity heat hydrogen integrated energy systems，EHH-IES），可以打破电、热、氢设备单独规划独立运行的现状，有助于提高系统平衡能力与能

基金资助项目：国家自然科学基金面上项目(52277211)；北方工业大学科研启动基金项目(217051360024XN163-01)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China (52277211), Project Grant from the Research Start-up Fund of the North China University of Technology(217051360024XN163-01).

源利用率[5-8]。但随着能源耦合的加深以及系统间工作设备的增加，如何协调 EHH-IES 中各设备的启停顺序、出力大小以及优化系统容量配置，进而保证系统的经济性、安全性以及长久稳定运行能力，是亟待解决的一个关键问题。

目前国内外学者针对 EHH-IES 在容量优化配置方面的研究取得了一定的进展，文献[9-10]提出了风电、电解槽-储氢罐-燃氢燃气轮机的优化配置模型，并以一次性投资最小为目标求解出系统各设备的最优容量。文献[11]针对青藏高原广大边远地区的气候特点，提出了光-氢独立供能系统，充分挖掘氢储能热电联供联储潜力，并采用 CPLEX 对系统进行容量配置。文献[12-13]设计了独立光氢燃料电池热电联供系统并制定了系统内的电热分配策略，合理地协调了系统中各设备的启停与出力问题，最后以规划成本最优为目标通过改进粒子群算法对问题进行求解。文献[14]提出一种考虑新能源出力不确定性的 EHH-IES 容量配置模型，合理地解决了新能源出力的不确定性对容量配置的影响；文献[15-16]基于极限场景法实现了可再生能源出力的不确定性场景描述，显著提高了系统供能的可靠性。文献[17-19]采用蒙特卡洛抽样法生成源荷典型场景，确定最终典型场景后，通过优化算法实现对容量的最优配置。上述研究中虽对 EHH-IES 中设备间的协调配合与容量配置有一定的启示作用，但少有研究将氢系统余热利用与蓄电池参与电能调节综合考虑在内，同时在制定运行策略时缺乏各设备间启停、出力的协调；其次，上述研究中多数只考虑了源侧的不确定性，而忽视了负荷侧不确定性的影响；第三，少有研究将源荷不确定性场景及其概率融入到目标函数中对系统进行求解并对最终配置结果进行经济性分析。

针对上述问题，本文首先在考虑氢能余热利用与蓄电池辅助参与电能调节下，提出了一种各设备间协调配合的能量管理策略；其次，以此为运行基础并在考虑源荷预测误差的影响下，提出了一种多能需求场景下的综合能源系统容量优化配置模型。该模型以日综合成本最小为目标，以系统电热平衡、电/热/氢储能设备始末状态相等、系统与上级联络线交易限值等为约束条件，采用基于自适应惯性权重的樽海鞘群算法(adaptive inertia weighting based algorithm for cunninghamia scabbard swarm，ISSA)对目标函数进行求解并进行经济性分析，最终结果验证了所提模型的有效性，能够为后续 EHH-IES 的发展提供一定理论支撑。

1 系统建模及场景处理

1.1 系统结构

本文研究的 EHH-IES 拓扑图如图 1 所示，系统由能源供应、转化、储存以及应用 4 部分组成。

1.2 系统数学模型

1.2.1 氢储能系统电热模型

本文以氢储能系统作为能量缓冲单元并同时考虑其电热特性，提升系统的多能调节能力。其中，氢储能系统的电热模型如下所示：

$$m_{\mathrm{el},t}^{\mathrm{H_2}} = P_{\mathrm{el},t}\eta_{\mathrm{el}}\alpha_{\mathrm{H_2}} \tag{1}$$

$$\eta_{\mathrm{heat,el}} = 1-\eta_{\mathrm{el}} \tag{2}$$

$$Q_{\mathrm{el},t} = P_{\mathrm{el},t}\,\eta_{\mathrm{heat,el}} \tag{3}$$

式中：$m_{\mathrm{el},t}^{\mathrm{H_2}}$ 为 t 时段碱性电解槽(alkaline electrolyzer，AEL)所产的氢气量；$P_{\mathrm{el},t}$ 为 AEL 在 t 时段的实际输入功率；η_{el}、$\eta_{\mathrm{heat,el}}$ 分别为 AEL 工作过程中的产氢、产热效率；$\alpha_{\mathrm{H_2}}$ 为每度电电解水时产生的氢气量；$Q_{\mathrm{el},t}$ 为 t 时段 AEL 产氢过程中的余热量。

$$m_{\mathrm{fc},t}^{\mathrm{H_2}} = \frac{P_{\mathrm{fc},t}}{\eta_{\mathrm{fc}}}\gamma_{\mathrm{H_2}} \tag{4}$$

$$\eta_{\mathrm{heat,fc}} = \frac{1}{\eta_{\mathrm{fc}}} - 1 \tag{5}$$

$$Q_{\mathrm{fc},t} = \eta_{\mathrm{heat,fc}}P_{\mathrm{fc},t} \tag{6}$$

式中：$m_{\mathrm{fc},t}^{\mathrm{H_2}}$ 为对应 t 时刻质子交换膜燃料电池(proton exchange membrane fuel cell，PEMFC)所耗氢气量；$P_{\mathrm{fc},t}$ 为 PEMFC 在 t 时刻的实际产电功率；η_{fc}、$\eta_{\mathrm{heat,fc}}$ 分别为其工作过程中的耗氢、产热效率；$\gamma_{\mathrm{H_2}}$ 为生产每度电 PEMFC 的耗氢量；$Q_{\mathrm{fc},t}$ 为 t 时段 PEMFC 耗氢过程中的余热量。

$$\begin{aligned} S_{\mathrm{SOH},t+1} = {} & S_{\mathrm{SOH},t} + \Delta t P_{\mathrm{el},t}\eta_{\mathrm{H}}U_{\mathrm{S},t} / R_{\mathrm{HST}}^{\mathrm{H_2}} - \\ & \Delta t P_{\mathrm{fc},t}(1-U_{\mathrm{S},t}) / (R_{\mathrm{HST}}^{\mathrm{H_2}}\eta_{\mathrm{H}}) \end{aligned} \tag{7}$$

式中：$S_{\mathrm{SOH},t}$ 为储氢罐(hydrogen storage tank，HST)

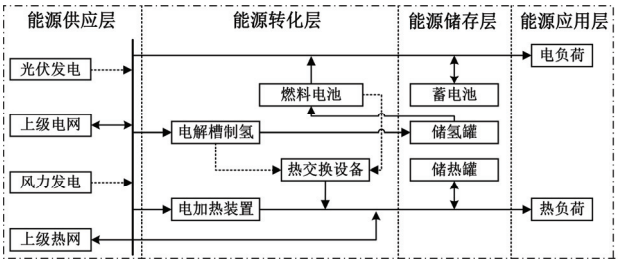


图 1 EHH-IES 拓扑图

Fig.1 Topology of EHH-IES

的荷氢状态；η_{H}为 HST 的工作效率；$U_{\mathrm{S},t}$为氢储系统的状态，其中，$U_{\mathrm{S},t}$为 1 表示 t 时刻 AEL 启动，为 0 则表示 t 时刻 PEMFC 启动；$R_{\mathrm{HST}}^{\mathrm{H_2}}$为 HST 的额定容量。

1.2.2 蓄电池模型

系统中蓄电池(batteries，BAT)辅助参与电能调节。其中蓄电池储能单元模型如下：

$$S_{\mathrm{SOC},t+1}=S_{\mathrm{SOC},t}+\Delta t\eta_{\mathrm{Bat}}^{\mathrm{ch}}P_{\mathrm{Bat},t}^{\mathrm{ch}}U_{\mathrm{B},t}/R_{\mathrm{rate}}^{\mathrm{Bat}}+\Delta tP_{\mathrm{Bat},t}^{\mathrm{dis}}(1-U_{\mathrm{B},t})/(\eta_{\mathrm{Bat}}^{\mathrm{dis}}R_{\mathrm{rate}}^{\mathrm{Bat}}) \tag{8}$$

式中：$P_{\mathrm{Bat},t}^{\mathrm{ch}}$、$P_{\mathrm{Bat},t}^{\mathrm{dis}}$分别为 t 时刻 BAT 的充、放电功率，其中充电为正、放电为负；$\eta_{\mathrm{Bat}}^{\mathrm{ch}}$、$\eta_{\mathrm{Bat}}^{\mathrm{dis}}$分别为 BAT 的充、放电效率；$U_{\mathrm{B},t}$为 BAT 的工作状态，为 1 表示充电，为 0 表示放电；$R_{\mathrm{rate}}^{\mathrm{Bat}}$为 BAT 的额定容量；$S_{\mathrm{SOC},t}$为 BAT 荷电状态。

1.2.3 热单元模型

为了更好地满足系统热负荷的需求以及提升热能调节的灵活性，系统配置了电加热装置(electrical heating，EH)以及储热罐（thermal storage tank，TST）单元，其中数学模型表达式如下：

$$Q_{\mathrm{EH},t}=\eta_{\mathrm{EH}}P_{\mathrm{EH},t} \tag{9}$$

式中：$Q_{\mathrm{EH},t}$为 t 时刻 EH 所产生的热量；η_{EH}为 EH 的工作效率；$P_{\mathrm{EH},t}$为 t 时刻 EH 的实际工作功率。

TST 在工作时分为两种情况，当系统电能过剩时，会存在 AEL 和 EH 同时供热；当系统电能不足时，只存在 PEMFC 余热供热，其中数学模型表达式如下文所述。

系统电能过剩时：

$$Q_{\mathrm{TST},t+1}=Q_{\mathrm{TST},t}+(\eta_{\mathrm{TST}}(Q_{\mathrm{EH},t}+Q_{\mathrm{el},t})-Q_{\mathrm{Load},t}/\eta_{\mathrm{TST}}+Q_{\mathrm{rgride},t}-Q_{\mathrm{zuiqi},t})\Delta t \tag{10}$$

式中：$Q_{\mathrm{TST},t}$为 t 时刻 TST 的储热量；$Q_{\mathrm{Load},t}$为 t 时刻热负荷需求量；$Q_{\mathrm{rgride},t}$为 t 时刻系统与电/热网的交易功率，其中为正表示系统向上级购热，为负则代表向上级售热；$Q_{\mathrm{zuiqi},t}$为系统的最终弃热量；η_{TST}为 TST 中的热能转换效率。

系统电能供应不足时：

$$Q_{\mathrm{TST},t+1}=Q_{\mathrm{TST},t}+(\eta_{\mathrm{TST}}Q_{\mathrm{fc},t}-Q_{\mathrm{Load},t}/\eta_{\mathrm{TST}}+Q_{\mathrm{rgride},t}+Q_{\mathrm{zuiloss},t})\Delta t \tag{11}$$

式中：$Q_{\mathrm{zuiloss},t}$为 t 时刻系统最终的缺热量。

1.3 场景处理

在对 EHH-IES 进行容量配置时，考虑到源荷预测误差对容量配置结果的影响，本文采用拉丁超立方抽样[20](Latin hypercube sample，LHS)对源荷预测结果进行处理并生成初始场景，具体步骤如下：首先，将源荷的不确定性转换为自身预测误差的不确定性，其中预测误差的范围为对应时刻出力值的±10%且服从正态分布；其次，对预测误差的每个对应时刻进行分层抽样，并通过概率密度函数及其反函数得到初始场景；随后，采用欧式距离缩减法(European distance reductions，EDR)(式(12))对初始场景进行缩减得到相应的典型出力场景。

$$d(X_n,X_m)=\sqrt{\sum_{t=1}^{24}(X_{n,t}-X_{m,t})^2} \tag{12}$$

式中：$d(X_n,X_m)$为任意两个初始场景 X_n、X_m之间的欧氏距离；X_n、X_m分别为 LHS 生成的第 n 个、第 m 个场景；$X_{n,t}$、$X_{m,t}$分别第 n 个、第 m 个场景下 t 时刻的场景数据。

2 EHH-IES 容量优化配置模型

2.1 目标函数

EHH-IES 容量配置模型以日综合成本最小为目标，其中包括系统设备投资成本、设备的运行维护成本、与上级电/热网的交易成本、弃电/热和缺电/热惩罚成本以及上级电/热网的功率波动惩罚成本。其次，由于源荷预测误差易对系统配置结果产生影响，因此本文在制定目标函数时将场景处理结果考虑在内，其中系统目标函数和约束条件的表达式如下所示：

$$\min C=\sum_{s=1}^{S}\omega_s\left(1.05R_{s,i}k_i\frac{r(1+r)^{n_{\mathrm{y}}}}{365(1+r)^{n_{\mathrm{y}}}-1}+1.05C_{\mathrm{yw},s}+C_{\mathrm{trade},s}+C_{\mathrm{tot},s}\right) \tag{13}$$

$$C_{\mathrm{yw},s}=\sum_{t=1}^{24}(c_{\mathrm{el}}P_{\mathrm{el},s,t}+c_{\mathrm{fc}}P_{\mathrm{fc},s,t}+c_{\mathrm{Bat}}P_{\mathrm{Bat},s,t}+c_{\mathrm{EH}}P_{\mathrm{EH},s,t}+c_{\mathrm{HST}}\left|P_{\mathrm{HST},s,t}\right|+c_{\mathrm{RST}}\left|Q_{\mathrm{TST},s,t}\right|) \tag{14}$$

$$C_{\mathrm{trade},s}=\sum_{t=1}^{24}(c_t^{\mathrm{E}}P_{\mathrm{gride},s,t}+c_t^{\mathrm{Q}}Q_{\mathrm{rgride},s,t}) \tag{15}$$

$$C_{\mathrm{tot},s}=\sum_{t=1}^{24}(c_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{E}}(P_{\mathrm{zuiloss},s,t}+P_{\mathrm{zuiqi},s,t})+c_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{Q}}(Q_{\mathrm{zuiloss},s,t}+Q_{\mathrm{zuiqi},s,t})+C_{\mathrm{flu}}) \tag{16}$$

$$C_{\mathrm{flu}}=\sum_{t=1}^{24}(c_{\mathrm{flu,E}}\left|P_{\mathrm{gride},s,t}-P_{\mathrm{gride},s,t-1}\right|+c_{\mathrm{flu,Q}}\left|Q_{\mathrm{rgride},s,t}-Q_{\mathrm{rgride},s,t-1}\right|) \tag{17}$$

式中：S为通过场景分析生成的典型场景总数；ω_s为对第 s 典型场景的概率；C为系统日综合成本；$C_{\mathrm{yw},s}$为 s 场景下系统相应场景的运维的成本；$C_{\mathrm{trade},s}$为 s 场景下系统与上级电/热网的交易情况；

$C_{\text{tot},s}$ 为 s 场景下系统的惩罚成本；$R_{s,i}$ 为第 s 场景下设备 i 的容量，其中包括 AEL、PEMFC、HST、EH、TST 以及 BAT；k_i 为第设备 i 的单位投资成本；r 为实际年利率；n_{y} 为设备的实际年限；c_{el}、c_{fc}、c_{Bat}、c_{EH}、c_{HST}、c_{RST} 分别为调度周期内 AEL、PEMFC、BAT、EH、HST、TST 的运行维护成本；$P_{\text{el},s,t}$、$P_{\text{fc},s,t}$、$P_{\text{Bat},s,t}$、$P_{\text{EH},s,t}$、$P_{\text{HST},s,t}$、$Q_{\text{TST},s,t}$ 分别为第 s 场景下 t 时刻各设备和储能的出力情况，其中储能为正，释能为负；c_t^{E}、c_t^{Q} 为系统与上级电网、上级热网交易的分时电价、热价；$P_{\text{gride},s,t}$ 为系统与上级电网的交互功率、$Q_{\text{rgride},s,t}$ 为系统与上级热网的交互功率；$c_{\text{tot}}^{\text{E}}$、$c_{\text{tot}}^{\text{Q}}$ 分别为系统的弃/缺电、弃/缺热惩罚成本；$P_{\text{zuiloss},s,t}$、$P_{\text{zuiqi},s,t}$ 为第 s 场景下 t 时刻系统的缺电和弃电量，$Q_{\text{zuiloss},s,t}$、$Q_{\text{zuiqi},s,t}$ 其为第 s 场景下 t 时刻系统的缺热和弃热量；C_{flu} 为系统上级电/热网功率波动惩罚成本；$c_{\text{flu,E}}$、$c_{\text{flu,Q}}$ 分别为系统电/热网功率波动惩罚成本系数。

2.2 约束条件

为了保证系统安全稳定运行，系统设置了如下所示的约束条件。

2.2.1 系统功率平衡约束

1）系统电平衡

$$\begin{aligned}P_{\text{Load},s,t}=P_{\text{pv},s,t}+P_{\text{wind},s,t}-P_{\text{Bat},s,t}-P_{\text{el},s,t}+\\P_{\text{fc},s,t}+P_{\text{EH},s,t}+P_{\text{gride},s,t}-P_{\text{zuiqi},s,t}+P_{\text{zuiloss},s,t}\end{aligned}\tag{18}$$

式中：$P_{\text{Load},s,t}$ 为 s 场景下 t 时刻电负荷情况；$P_{\text{pv},s,t}$ 为 s 场景下 t 时刻光伏供电；$P_{\text{wind},s,t}$ 为 s 场景下 t 时刻风力发电。

2）系统热平衡

$$\begin{aligned}Q_{\text{Load},s,t}=Q_{\text{el},s,t}+Q_{\text{fc},s,t}+Q_{\text{EH},s,t}-Q_{\text{TST},s,t}+\\Q_{\text{rgride},s,t}-Q_{\text{zuiqi},s,t}+Q_{\text{zuiloss},s,t}\end{aligned}\tag{19}$$

式中：$Q_{\text{Load},s,t}$ 为 s 场景下 t 时刻的热负荷情况；

2.2.2 氢储能系统约束条件

$$\text{s.t.}\begin{cases}0\le P_{\text{el},s,t}U_{\text{S},t}\le R_{s,\text{el}}\\0\le P_{\text{fc},s,t}(1-U_{\text{S},t})\le R_{s,\text{fc}}\\0.1\le S_{\text{SOH},s,t}\le 0.9\\S_{\text{SOH},s,0}=S_{\text{SOH},s,24}\end{cases}\tag{20}$$

2.2.3 蓄电池约束条件

$$\text{s.t.}\begin{cases}0\le P_{\text{Bat},s,t}^{\text{ch}}U_{\text{B},t}\le R_{s,\text{Bat}}\\0\le\left|P_{\text{Bat},s,t}^{\text{dis}}\right|(1-U_{\text{B},t})\le R_{s,\text{Bat}}\\0.2\le S_{\text{SOC},s,t}\le 0.8\\S_{\text{SOC},s,0}=S_{\text{SOC},s,24}\end{cases}\tag{21}$$

2.2.4 热能单元的约束条件

$$\text{s.t.}\begin{cases}0\le P_{\text{EH},s,t}\le R_{s,\text{EH}}\\0.1\le Q_{\text{RST},s,t}\le 0.9\\Q_{\text{RST},s,0}=Q_{\text{RST},s,24}\end{cases}\tag{22}$$

2.2.5 系统与联络线的约束条件

$$\text{s.t.}\begin{cases}0\le\left|P_{\text{gride},s,t}\right|\le P_{\text{gride,max}}\\0\le\left|Q_{\text{rgride},s,t}\right|\le Q_{\text{rgride,max}}\end{cases}\tag{23}$$

式中：$P_{\text{gride,max}}$ 与 $Q_{\text{rgride,max}}$ 分别为系统与电网/热网的交易功率上限值。

3 系统能量管理策略与求解方法

3.1 系统能量管理策略

为协调系统设备间的启停顺序与出力大小使系统稳定有序运行，同时考虑到出力设备的过载运行以及储能单元深度充放能对其设备寿命和系统运行稳定性的影响，故本文提出了各设备间协调运行的能量管理策略，流程图如图 2 所示。其中，将储能设备划分安全工作区间并确保其在一个调度周期内始末容量状态相等。由于本文篇幅有限，图中只对 HST 的安全限值判定进行了展示，TST 与 BAT 的安全限值判定类似于此，具体参数设置见第 4 章。

具体策略如下：当 $\Delta P_t>0$ 时，系统优先判断 AEL 能否启动，情况 1：若 AEL 不能启动，优先选择 EH 在安全限值内启动，启动后若系统还存在剩余功率，则在安全限值内启动 BAT 对电能进行调节，随后计算系统最终的 $P_{\text{gride},t}$ 和弃电量，与此同时依据系统热负荷需求和 AEL、EH 以及 TST 的供热情况计算系统最终的 $Q_{\text{rgride},t}$ 和弃/缺热量；情况 2：若 AEL 能够启动，则基于 HST 安全限值确定 $P_{\text{el},t}$ 大小，随后若存在剩余功率则重复情况 1 内 EH 与 BAT 的响应顺序判断并基于设备安全限值计算 $P_{\text{EH},t}$、$P_{\text{Bat},t}$ 和系统最终的 $P_{\text{gride},t}$ 和弃电量，热能响应判断与情况 1 同理。当 $\Delta P_t<0$ 时，优先判断 PEMFC 启动能否满足功率缺额，并基于 HST 的安全限值确定 $P_{\text{fc},t}$ 大小，进而在基于 BAT 的安全限值下，判断 BAT 的工作情况并计算系统最终的 $P_{\text{gride},t}$ 和缺电量，与此同时依据热负荷需求和 PEMFC 与 TST 的供热情况计算系统最终 $Q_{\text{rgride},t}$ 和弃/缺热量。

3.2 模型求解办法

本文以 AEL、HST、PEMFC、EH、TST 以及 BAT 的容量为决策变量，并以上述能量管理策略为

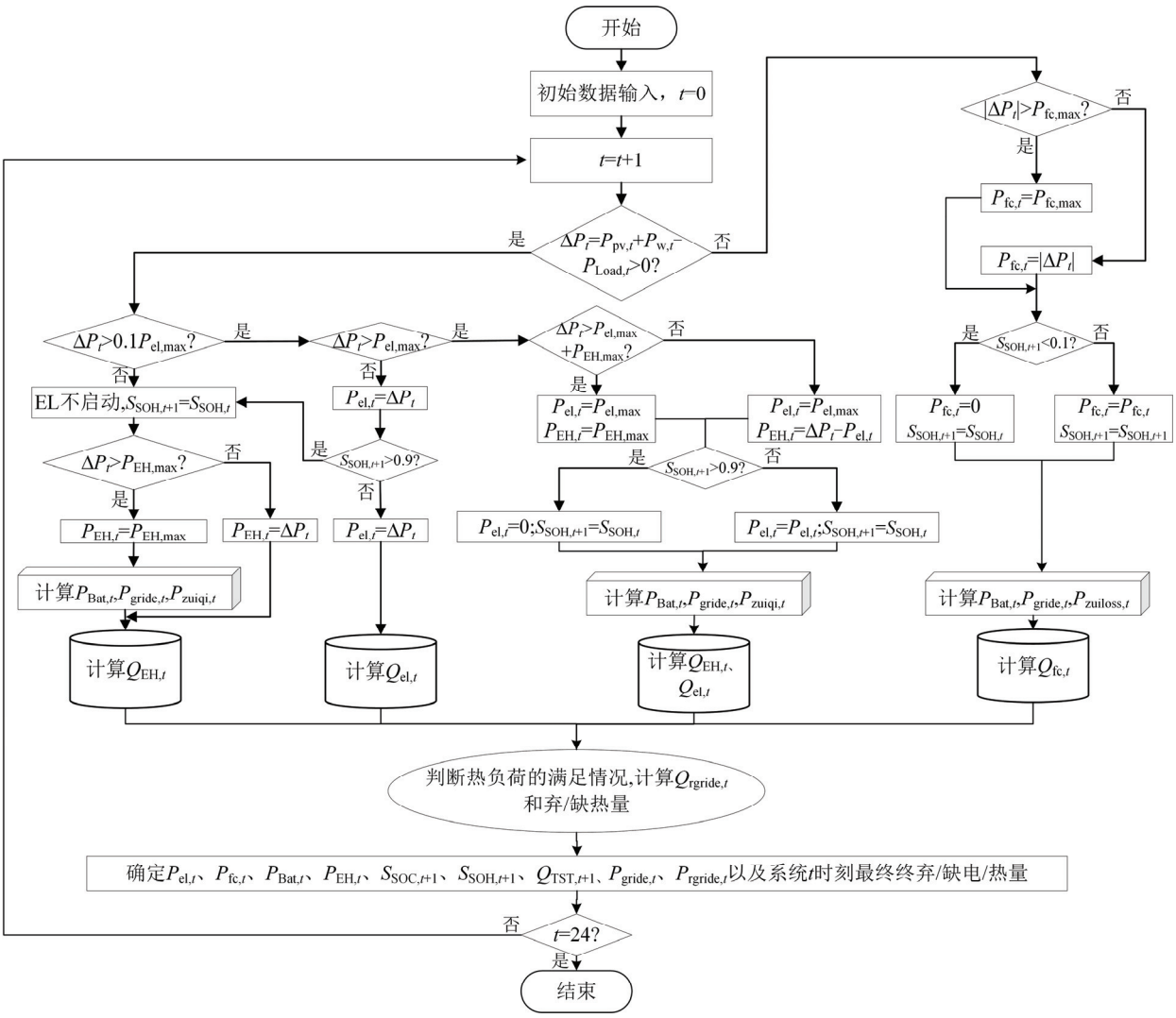


图 2 策略流程图

Fig.2 Strategy flowchart

基础，采用 ISSA 算法来求解系统的目标函数，算法求解流程图如图 3 所示。

具体步骤如下：

1）种群初始化：樽海鞘群体以链状形式进行活动，定义整个群体分布在 L 维空间中(L 表示决策变量的数量)，且种群规模为 G，其中位置矩阵 $\boldsymbol{D}$ 如下所示：

$$\boldsymbol{D}=\begin{bmatrix} z_{1,1} & z_{1,2} & \cdots & z_{1,L} \\ z_{2,1} & z_{2,2} & \cdots & z_{2,L} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ z_{G,1} & z_{G,2} & \cdots & z_{G,L} \end{bmatrix} \tag{24}$$

$$z_{g,l}=(u_{\mathrm{b},l}-l_{\mathrm{b},l})r_{\mathrm{and}\,g,l}+l_{\mathrm{b},l} \tag{25}$$

式中：$z_{g,l}$ 为种群中第 g 个体第 l 维的取值情况；$\boldsymbol{z}_g$ 为种群中第 g 个个体，共 L 维；$u_{\mathrm{b},l}$、$l_{\mathrm{b},l}$ 分别为种群第 l 维度搜索空间的上、下界；$r_{\mathrm{and}\,g,l}$ 为种群中第 g 个体第 l 维的初始随机值，以保证初始种群的多样性，其取值范围为 $r_{\mathrm{and}\,g,l}\in[0,1]$。

2）Tent 混沌扰动初始化种群：具体式如下：

$$\boldsymbol{z}_{\mathrm{Tent},g,l}=l_{\mathrm{b},l}+c_{g,l}(u_{\mathrm{b},l}-l_{\mathrm{b},l}) \tag{26}$$

$$n_{\mathrm{ew}}(z_{g,l})=(z_{g,l}+z_{\mathrm{Tent},g,l})/2 \tag{27}$$

式中：$c_{g,l}$ 为第 g 个体第 l 维的扰动因子；$z_{\mathrm{Tent},g,l}$ 为第 g 个体第 l 维的混沌量；$n_{\mathrm{ew}}(z_{g,l})$ 为混沌扰动后第 g 个体第 l 维的取值。

3）计算种群个体适应度值随后按适应度大小对种群进行排序，从而划分出初始领导者与追随者。

4）对种群领导者位置进行更新，具体式如下：

$$a_1=2\mathrm{e}^{-(\frac{4\theta}{T})^2} \tag{28}$$

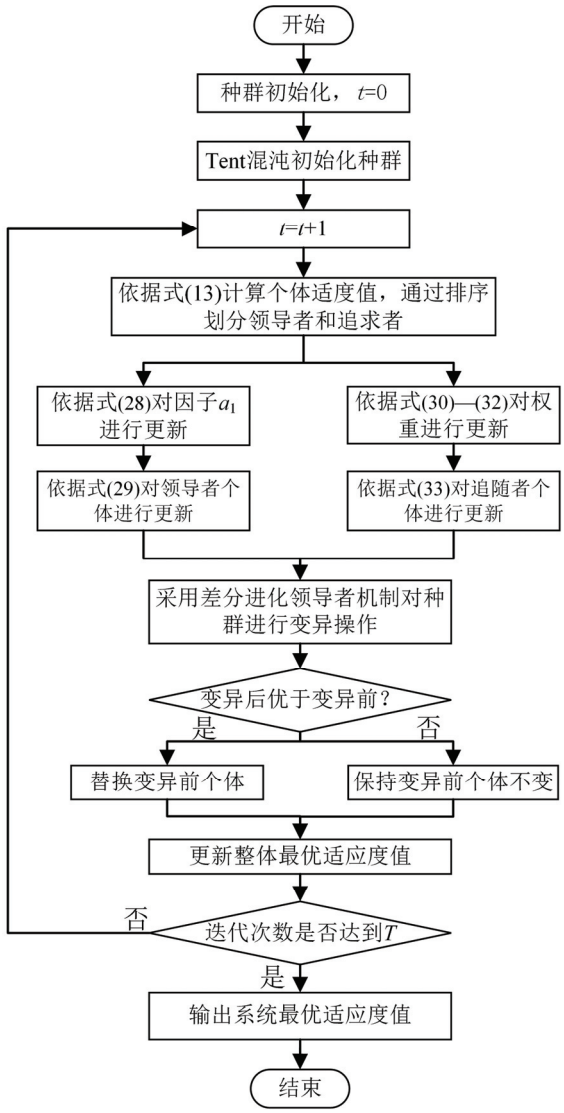


图 3 ISSA 流程图

Fig.3 Flowchart of ISSA

$$z_{g,l}=\begin{cases}F_l+a_1((u_{\mathrm{b},l}-l_{\mathrm{b},l})a_2+l_{\mathrm{b},l}), & a_3>0.5\\ F_l-a_1((u_{\mathrm{b},l}-l_{\mathrm{b},l})a_2+l_{\mathrm{b},l}), & a_3\le 0.5\end{cases} \tag{29}$$

式中：F_l 为最优适应度函数第 l 决策变量的对应取值；a_2、a_3 为[0,1]之间的随机数，分别决定领导者的更新步长与搜索方向；a_1 为平衡去局部和全局搜索开发的参数；θ 为当前迭代次数；T 为最大迭代次数。

5）种群追随者进行更新时引入了基于种群成功率下的惯性权重更新，以此保证非最优个体的多样性具体式如下：

$$E_{g,\theta}=\begin{cases}1, & z_{\mathrm{best},g,\theta}<z_{\mathrm{best},g,\theta-1}\\ 0, & z_{\mathrm{best},g,\theta}>z_{\mathrm{best},g,\theta-1}\end{cases} \tag{30}$$

$$P_\theta=\frac{1}{G}\sum_{g=1}^{G}E_{g,\theta} \tag{31}$$

$$\omega_\theta=\omega_{\mathrm{intial}}+(\omega_{\mathrm{finial}}-\omega_{\mathrm{intial}})P_\theta \mathrm{e}^{(\frac{-\alpha\theta}{T})^2} \tag{32}$$

$$z_{g,l,\theta}=\frac{1}{2}(z_{g,l,\theta}+\omega_\theta z_{g,l,\theta-1}) \tag{33}$$

式中：$E_{g,\theta}$ 为第 θ 次迭代时第 g 个体的成功值；$z_{\mathrm{best},g,\theta}$ 为第 θ 次迭代时第 g 个体的最优适应度值；P_θ 为第 θ 代结束时种群的成功率，其值可监测种群个体分布状态，初始其值取 0；ω_θ 为第 θ 次迭代时种群的惯性权重；ω_{intial} 为初始惯性权重值；ω_{finial} 为最终惯性权重；α 为权重参数;$z_{g,l,\theta}$ 为第 θ 次迭代时第 g 个体第 l 维的取值情况。

6）差分进化领导者机制：替换变异后优于变异前的个体，否则保持不变。具体式如下：

$$\begin{cases}z_{\mathrm{C},g,l,\theta}=F_{\mathrm{C},g,l,\theta}+\beta(z_{r_1,l,\theta}-z_{r_2,l,\theta})\\ g\ne r_1\ne r_2\end{cases} \tag{34}$$

式中：$z_{\mathrm{C},g,l,\theta}$ 为第 θ 次迭代时第 g 个体第 l 维变异后的位置；$F_{\mathrm{C},g,l,\theta}$ 为第 θ 次迭代时第 g 个体第 l 维的变异系数，取值范围为[0,2]；r_1 和 r_2 为区别于个体 g 的其他个体；β 为种群变异系数，取值范围为[0,1]。

7）判断算法迭代次数是否达到上限，若无则循环上述步骤。

4 算例分析

4.1 算例参数设置与场景分析

以我国江苏省某电氢耦合示范工程 2024 年某天光伏、风电、电热负荷预测结果为基础，对该系统中的有关设备进行容量配置。为应对源荷两端预测误差对系统配置结果的影响，本文首先对源荷预测数据进行 LHS 和 EDR 处理，设置生成初始场景个数 1 000 个，典型场景个数 4 个，其中考虑预测误差的源荷典型场景图如图 A1—A4 所示，典型场景概率结果如图 A5 所示。其次，系统容量优化配置时参数情况[21-23]如下：各决策变量的自身相关参数如表 A1 所示。系统其余参数设置，HST 和 TST 的安全工作下限为 0.1，二者的安全上限为 0.9；BAT 的安全下限为 0.2，其安全上限为 0.8；系统弃/缺能量惩罚成本为 1.2 元/kWh；上级电/热网功率波动惩罚成本为 0.1 元/kW；系统能源分时购售价格信息如图 A6 所示。ISSA 参数设置：种群个数为 50；种群维度为 6；迭代次数设置为 100；设定惯性权重的初始值为 0.9，结束值为 0.4。

4.2 系统容量配置结果与运行分析

为了验证文中研究内容的有效性，本文基于

ISSA 算法以及场景分析结果，将系统分为以下 3 种方案进行考虑，方案 1：不考虑氢储能参与系统的热能调节，对系统进行容量优化配置。方案 2：不考虑蓄电池参与系统工作，对系统进行容量优化配置；方案 3：基于本文所提能量管理策略对系统进行容量优化配置；其中 3 种方案的容量配置结果如表 1 所示。

由表 1 可知，方案 3 下 EHH-IES 的日综合成本为 13 352.5 元，相比于方案 1 和 2 下的系统配置成本分别节约了 10.9%和 5.82%。为进一步验证方案 3 的有效性，本文依据上述系统容量配置结果和系统日前源荷预测数据，分别在 3 种方案下对系统进行测试运行，并分析不同方案下各设备的运行情况以及电热响应情况。其中，系统运行结果图如图 4—图 12 所示。

结合表 1 和图 4—6 可知，方案 1 下系统未考虑氢储能的余热利用，其中系统的电热调节情况如下，第 1 小时到第 5 小时中，由于新能源发电不能满足系统电负荷供应，进而系统启动了 PEMFC 和 BAT 对电能进行调节，此时 EH 不能启动且未考虑 PEMFC 的余热利用，但此时 TST 正处于安全工作范围内，因此系统优先选择 TST 放热来满足热能供应；第 6 小时到第 10 小时中，由于 TST 已经到达安全工作下限，系统只能通过向上级热网进行购热满足热能响应，其中第 9 小时到第 10 小时中 AEL 虽然启动，但由于未考虑其余热利用系统仍需要购热，且在此期间只有 EH 提供了部分热量，随后未满足部分则作为缺热量惩罚指标；第 11 小时到第 19 小时中，此时新能源发电仍存在剩余功率，且在能量管理策略的协调下，AEL、BAT、EH 在安全范围内按顺序启动，系统通过内部自身调节和与上级电网的交易来满足系统的电能供应情况，其次 EH 与 TST 共同参与系统的热能调节；第 19 小时到第 24 小时中，TST 在安全限值范围内对热能进行调节，然而当系统在第 24 小时中为保证储能设备始末容量相等，系统需向上级电/热网进行购能，但由于交易限制导致系统缺乏大量的热量使得 TST 难以恢复到初始容量状态，进而不利于系统长期稳定运行。

结合表 1 和图 7—9 对方案 2 进行分析。电能方面，在系统缺少 BAT 对电能调节的情况下，第 1 小时到第 4 小时、第 6 小时、第 8 小时以及第 19 小时中，系统的电能供应不足，系统只能通过 PEMFC 放电来满足电负荷供应；而当第 5 小时、第 7 小时以及第 20 小时到第 23 小时中 PEMFC 已达到调节上限，但由于方案 2 缺少 BAT 参与系统电能调节，因此该系统只能与上级电网进行电能交易，以此来满足系统电能响应，未满足部分则计入缺电惩罚成本；其余风光发电富裕时间，剩余电能依次可满足 AEL、EH。热能方面，相较于方案 1 考虑了氢储能的余热参与到系统的热能调节，有效平抑了 TST 的功率波动，但为保证 TST 容量始末状态

表 1 不同方案下系统容量配置结果对比

Table 1 Comparison of system capacity configuration results in different cases

方案	蓄电池/kWh	电解槽/kW	燃料电池/kW	储氢罐/kg	电加热/kW	储热罐/kWh	日综合成本/元
方案 1	136	140	76	96.71	270	1 260	14 868.4
方案 2	0	240	96	94.10	225	1 300	14 177.2
方案 3	204	160	84	99.32	210	1 045	13 352.5

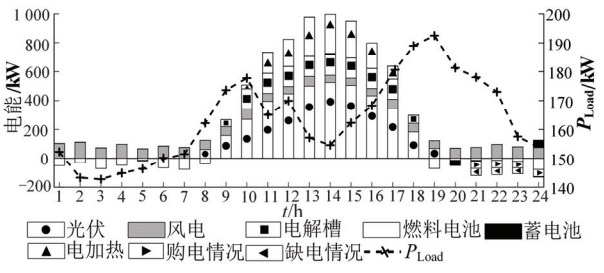


图 4 方案 1 下系统电能响应情况

Fig.4 System electrical energy response under option 1

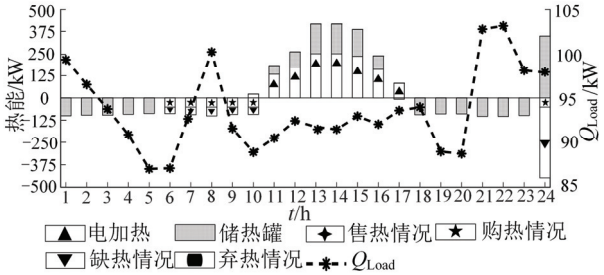


图 5 方案 1 下系统热能响应情况

Fig.5 Thermal response of the system under option 1

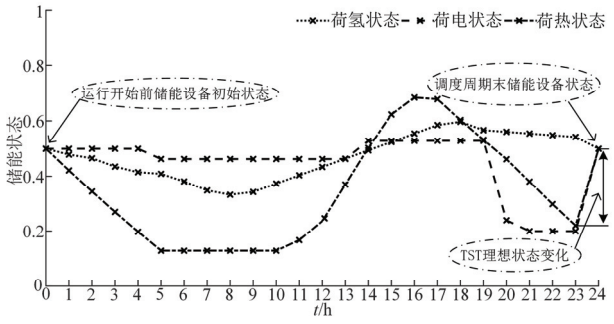


图 6　方案 1 下系统荷电/热/氢状态

Fig.6　System charge/heat/hydrogen states under option 1

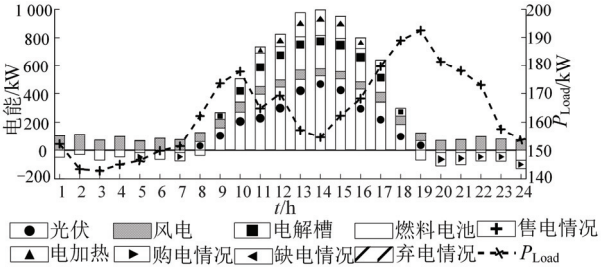


图 7　方案 2 下系统电能响应情况

Fig.7　System electrical energy response under option 2

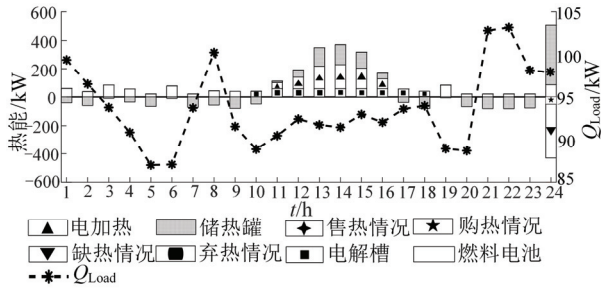


图 8　方案 2 下系统热能响应情况

Fig.8　Thermal response of the system under option 2

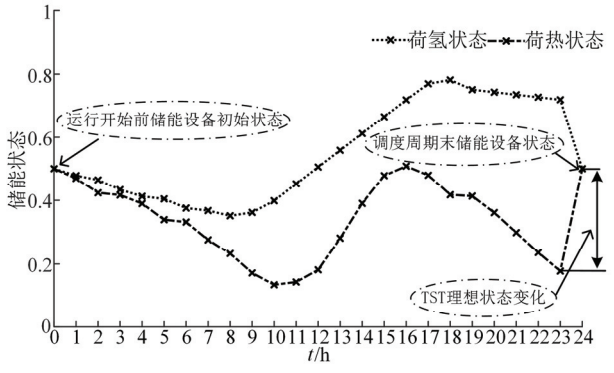


图 9　方案 2 下系统荷电/热/氢状态

Fig.9　System charge/heat/hydrogen states under option 2

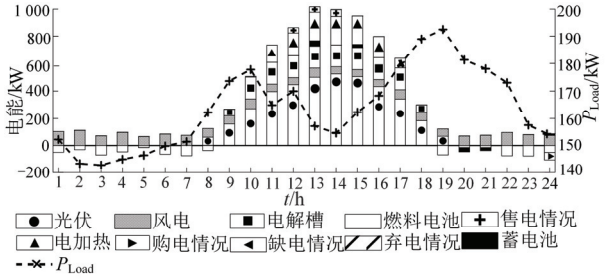


图 10　方案 3 下系统电能响应情况

Fig.10　System electrical energy response under option 3

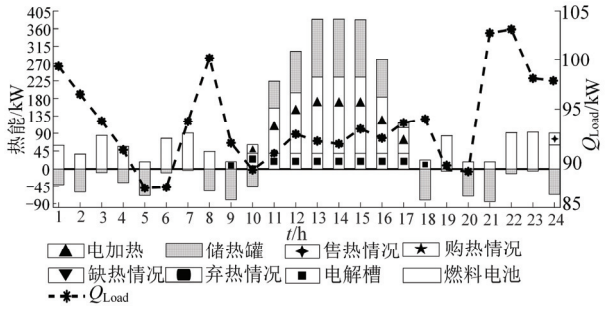


图 11　方案 3 下系统热能响应情况

Fig.11　Thermal response of the system under option 3

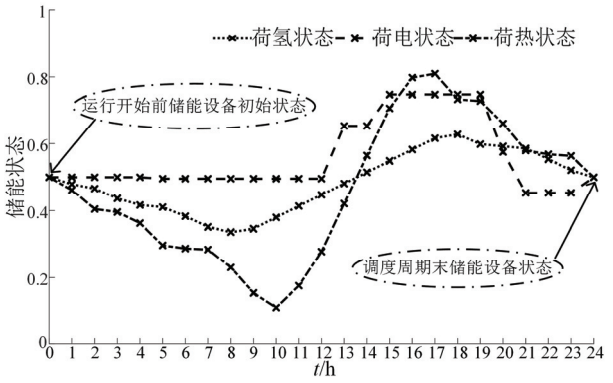


图 12　方案 3 下系统荷电/热/氢状态

Fig.12　System charge/heat/hydrogen states under option 3

相等，系统在第 24 小时中缺热量仍较多，易对后续 TST 的稳定运行与安全性造成影响。

结合表 1 和表 2、图 10—12 可知，方案 3 中不仅考虑了氢储能的余热利用而且还考虑了 BAT 参与到系统电能调节。在电能方面，虽然 BAT 和 HST 的容量配置略高于方案 1 和 2，但由于 BAT 的加入，提高了系统的灵活调节能力，较于前两种方案系统与联络线交易成本和惩罚成本明显减少，与此同时当电能富裕时，系统还可以向电网售电；其次，电氢储能设备同样也能保证始末容量相等。热能方面，

表 2 不同方案下的系统日前综合成本详情

Table 2 Details of combined system day-ahead costs under different scenarios

元

方案	投资与运维成本	与联络线交易成本	系统惩罚成本	日综合成本
方案 1	13 367.10	715.90	785.40	14 868.4
方案 2	13 081.04	511.20	584.96	14 177.2
方案 3	13 392.32	−41.23	1.41	13 352.5

相较于方案 1 和 2，系统自身的热能调节能力显著提高，且系统弃/缺热现象明显减少；其次，伴随热能调节能力提高的同时，TST 和 EH 的容量相较于前两种方案也有所较少，系统成本有所下降；第三，热能响应时 TST 在调度末期容量恢复到初始状态的能力相比方案 1 和方案 2 更强，有助于系统的长期稳定运行。结果表明，系统与上级电/热网交易时不仅成本明显减少，而且还在其中获益 41.23 元；其次，由惩罚成本可知，系统的能量利用率也显著提高；最终，系统日综合成本相比方案 1 和 2 分别下降了 10.9%和 5.82%。

4.3 容量配置结果经济性验证

由上述分析可知，方案 3 不仅能使系统的各设备在安全范围内工作，而且减少了储能设备“过充过放”现象的发生，保证了系统在运行过程中的日综合成本最小。但为进一步验证方案 3 配置结果的经济合理性，本文分别从考虑 AEL 与 PEMFC 以及 BAT 与 HST 对系统配置结果的影响两面入手。其中，验证结果如图 13—14 所示。

由图 13 可知，当 AEL、PEMFC 的容量配置不当时，不利于系统的电热调节，导致系统出现大量购能或弃/缺能量的现象，进而影响系统的经济情况，其中 AEL 容量配置过小，PEMFC 配置过大时现象最为明显。当二者配置容量均较大时，系统经济性虽有明显的提升，但由于设备容量过剩不利于系统达到经济最优。因此，为使系统达到经济最优，需对二者容量进行调整，其中方案 3 可实现对该设备的最佳容量配置，配置结果如图中所示。

由图 14 可知，当 BAT、HST 容量不当时，会伴随弃/缺能量的出现，从而导致系统日综合成本较高；当 BAT、HST 容量配置较为适中时，虽然能使系统保持较好的经济性，但为使储能设备更稳定的工作在安全范围内，防止“越限”现象的发生，因

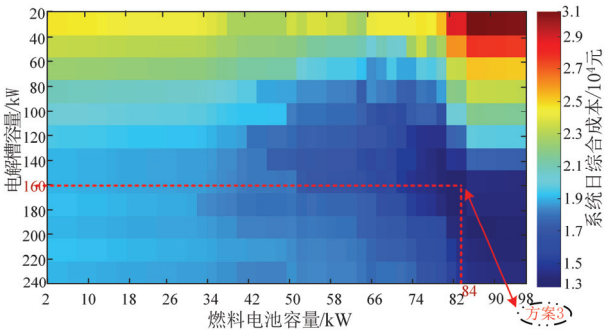


图 13 电解槽与燃料电池对系统经济性影响

Fig.13 Impact of electrolysis tanks and fuel cells on system economics

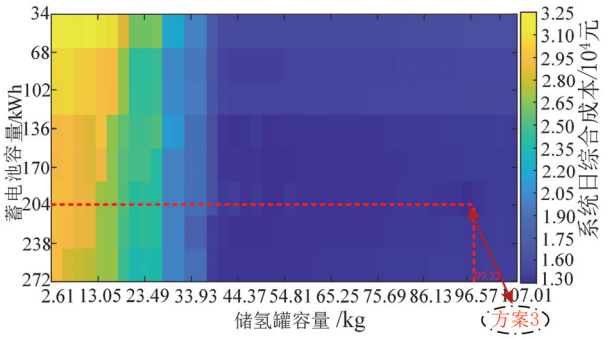


图 14 蓄电池与燃料电池对系统经济性影响

Fig.14 Impact of battery vs. fuel cell on system economics

此须在保留较好经济性的条件下，适当增加二者的容量，其中方案 3 可实现对系统储能的最佳容量配置，配置结果如图中所示。

5 结论

本文在考虑源荷预测误差的影响下，通过各设备协调配合的能量管理策略来保证系统的运行调度。最后以二者为基础，采用 ISSA 算法实现对 EHH-IES 容量的最优配置。通过算例分析可得到如下结论：

1）本文通过 LHS 和 EDR 得到源荷不确定性变量典型场景，为系统的容量配置提供了重要的数据基础。

2）所提能量管理策略中考虑了氢能单元的余热再利用以及蓄电池辅助参与电能调节，充分挖掘了氢能和电化学储能的灵活性；其次，运行时保证了储能设备的始末容量相等以及各设备均在安全范围内工作，利于系统长期稳定运行。

3）以典型场景和能量管理策略为基础，通过 ISSA 算法与经济性分析求解出系统最优容量配置

并通过 3 种运行方案对比，证实了本文所提方案能在保证系统经济性的基础上，提高系统运行的灵活性和整体能量利用率。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 国务院. 2030 年前碳达峰行动方案[R]. 北京：国务院，2022.
State Council. Peak carbon action programmer by 2030[R]. Beijing, China: State Council, 2022.

[2] 国家能源局. 新型电力系统发展蓝皮书(征求意见稿)[R]. 北京：国家能源局，2023.
National Energy Administration. Blue book on the development of new power systems (draft for comment)[R]. Beijing, China: National Energy Administration, 2023.

[3] 李建林，郭兆东，马速良，等. 新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述[J]. 高电压技术，2022，48(11)：4330-4341.
LI Jianlin, GUO Zhaodong, MA Suliang, et al. Overview of the “source-grid-load-storage” architecture and evaluation system under the new power system[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4330-4341.

[4] 朱显辉，胡 旭，师 楠，等. 考虑氢储动态效率的电氢耦合微网长期容量优化[J]. 高电压技术，2023，49(3)：1128-1139.
ZHU Xianhui, HU Xu, SHI Nan, et al. Long-term capacity optimization of electrohydrogen coupled microgrid considering dynamic efficiency of hydrogen storage[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1128-1139.

[5] 陈艳波，张 宁，李嘉祺，等. 零碳园区研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报，2024，44(14)：5496-5516.
CHEN Yanbo, ZHANG Ning, LI Jiaqi, et al. Review and prospect of zero carbon park research[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(14): 5496-5516.

[6] 程浩忠，胡 枭，王 莉，等. 区域综合能源系统规划研究综述[J]. 电力系统自动化，2019，43(7)：2-13.
CHENG Haozhong, HU Xiao, WANG Li, et al. Review on research of regional integrated energy system planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 2-13.

[7] 李建林，张则栋，梁 策，等. 计及源-荷不确定性的综合能源系统多目标鲁棒优化调度[J]. 上海交通大学学报，2025，59(2)：175-185.
LI Jianlin, ZHANG Zedong, LIANG Ce, et al. Multi-objective robustness of integrated energy system considering source-load uncertainty[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2025, 59(2): 175-185.

[8] 曾艾东，王佳伟，邹宇航，等. 考虑供热管网储热的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 高电压技术，2023，49(10)：4192-4202.
ZENG Aidong, WANG Jiawei, ZOU Yuhang, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering heat storage characteristics of heating network[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4192-4202.

[9] 马榕谷，陈 洁，赵军超，等. 非并网风氢互补系统的容量多目标优化[J]. 太阳能学报，2019，40(2)：422-429.
MA Ronggu, CHEN Jie, ZHAO Junchao, et al. Multi-objective optimization for capacity of non-grid-connected wind/hydrogen hybrid power system[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2019, 40(2): 422-429.

[10] 袁铁江，李国军，张增强，等. 风电-氢储能与煤化工多能耦合系统设备投资规划优化建模[J]. 电工技术学报，2016，31(14)：21-30.
YUAN Tiejiang, LI Guojun, ZHANG Zengqiang, et al. Optimal modeling on equipment investment planning of wind power-hydrogen energy storage and coal chemical pluripotent coupling system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 21-30.

[11] 熊宇峰，司 杨，郑天文，等. 考虑热电综合利用的光伏储氢独立供能系统容量优化配置[J]. 中国电力，2020，53(10)：66-73.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal capacity configuration of solar-hydrogen independent power-supply system considering electricity-heat comprehensive utilization[J]. Electric Power, 2020, 53(10): 66-73.

[12] 申航宇，樊小朝，史瑞静，等. 独立光氢燃料电池热电联供系统容量配置优化[J]. 电气传动，2022，52(22)：44-50，65.
SHEN Hangyu, FAN Xiaochao, SHI Ruijing, et al. Capacity configuration optimization of cogeneration system for independent photohydrogen fuel cell[J]. Electric Drive, 2022, 52(22): 44-50, 65.

[13] 熊 文，刘育权，苏万煌，等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备，2019，39(1)：118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhuang, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 118-126.

[14] 侯 慧，戈翔迪，吴细秀，等. 运行与规划协同的电热氢联供系统最优容量配置研究[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(24)：144-151.
HOU Hui, GE Xiangdi, WU Xixiu, et al. Optimal capacity allocation of an electricity heat hydrogen cogeneration system based on coordinated operation and planning[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 144-151.

[15] 刘 鹏. 考虑不确定性的电-热-氢综合能源系统容量优化配置方法[D]. 武汉：武汉理工大学，2021.
LIU Peng. Capacity configuration optimization method of electricity heat hydrogen integrated energy system considering uncertainty[D]. Wuhan, China: Wuhan University of Technology, 2021.

[16] 侯 慧，刘 鹏，黄 亮，等. 考虑不确定性的电-热-氢综合能源系统规划[J]. 电工技术学报，2021，36(增刊 1)：133-144.
HOU Hui, LIU Peng, HUANG Liang, et al. Planning of electricity-heat-hydrogen integrated energy system considering uncertainties[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(Supplement1): 133-144.

[17] LIU Z F, CHEN Y X, ZHUO R Q, et al. Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling[J]. Applied Energy, 2018, 210: 1113-1125.

[18] 闫梦阳，李华强，王俊翔，等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制，2022，50(2)：163-175.
YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 163-175.

[19] 肖秋瑶，杨 騠，宋政湘. 考虑碳交易和电动汽车充电负荷的工业园区综合能源系统调度策略[J]. 高电压技术，2023，49(4)：1392-1401.
XIAO Qiuyao, YANG Kun, SONG Zhengxiang. Scheduling strategy of industrial parks integrated energy system considering carbon trading and electric vehicle charging load[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1392-1401.

[20] 李建林，孙浩元，赵文鼎，等. 基于变分模态分解—多模糊控制的风电混储系统功率分配策略[J/OL]. 上海交通大学学报，2024：1-18.[2024-04-29]. https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu. 2023.572.
LI Jianlin, SUN Haoyuan, ZHAO Wending, et al. Power allocation strategy for wind power hybrid storage system based on variational

modal decomposition-multi-fuzzy control[J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2024: 1-18.[2024-04-29]. https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu. 2023.572.

[21] TENG Y, WANG Z D, LI Y, et al. Multi-energy storage system model based on electricity heat and hydrogen coordinated optimization for power grid flexibility[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(2): 266-274.

[22] BUDISCHAK C, SEWELL D, THOMSON H, et al. Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time[J]. Journal of Power Sources, 2013, 225: 60-74.

[23] 王守相，郑婉婷，赵倩宇，等. 基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的含氢多能系统源荷低碳经济调度方法[J/OL]. 高电压技术，2024：1-12[2024-04-29]. https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve. 20232057.
WANG Shoushang, ZHENG Wanting, ZHAO Qianyu, et al. Source-load low-carbon economic dispatch method for hydrogen multi-energy system based on mutual recognition of carbon-green certificates and electric and thermal flexible loads[J/OL]. High Voltage Engineering, 2024: 1-12[2024-04-29]. https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20232057.



李建林
1976—，男，博士，教授，博导
主要从事大规模储能技术方面的研究
E-mail: dkyljl@163.com

LI Jianlin
Ph.D., Professor



孙浩元(通信作者)
2001—，男，硕士
主要从事氢储能技术方面的研究工作
E-mail: 1366604911@qq.com

SUN Haoyuan
Corresponding author

收稿日期 2024-05-06 修回日期 2024-06-04 编辑 陈 蔓

附录 A

表 A1　各设备参数详情

Table A1　Details of each equipment parameter

设备类型	投资成本/(元·kW^{-1})	运维成本/(元·kW^{-1})	效率/%	寿命/年
光伏	4 815	10.86	/	25
风机	9 485	32.58	/	25
蓄电池	1 108	10.12	95	10
电解槽	2 896	40.00	85	30
储氢罐	67.3	34.03	95	35
燃料电池	5 068	40.55	60	5
电加热装置	1 303.2	20.27	98	15
储热罐	57.9	16.65	95	25

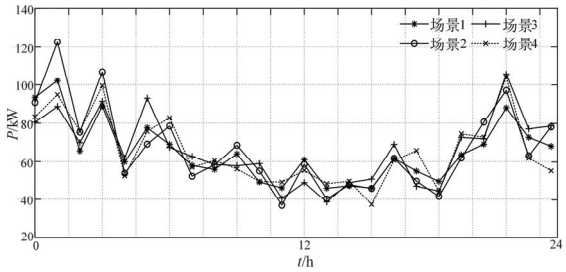


图 A1　考虑预测误差下的风电典型场景

Fig.A1　Typical scenarios for wind power under consideration of prediction error

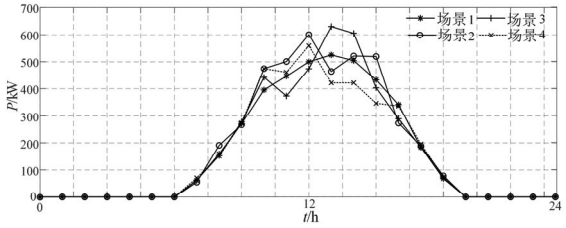


图 A2　考虑预测误差下的光伏典型场景

Fig.A2　Typical scenarios for PV under consideration of prediction error

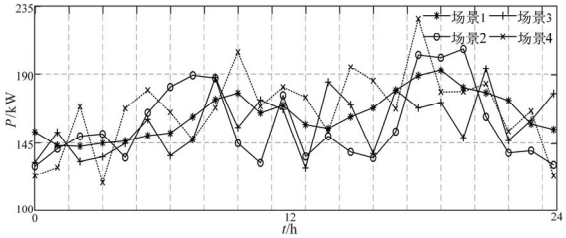


图 A3　考虑预测误差下的电负荷典型场景

Fig.A3　Typical scenarios of electrical loads under consideration of forecast errors

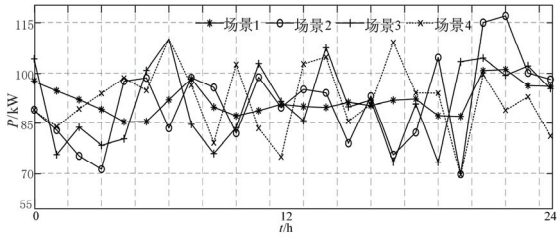


图 A4　考虑预测误差下的热负荷典型场景

Fig.A4　Typical scenario diagram of thermal compliance under consideration of prediction error

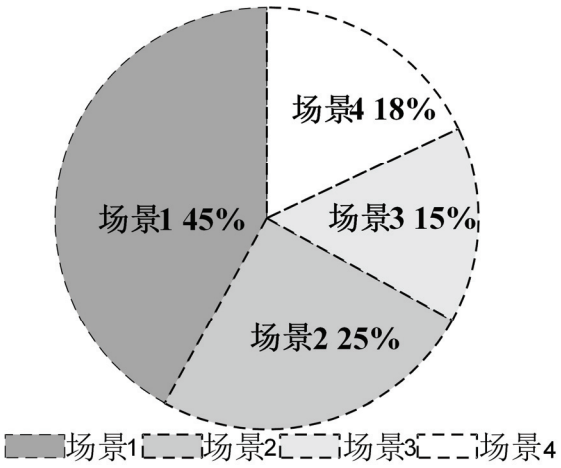


图 A5　考虑预测误差的典型场景概率分布图

Fig.A5　Results of probability distribution of typical scenarios of system uncertainty

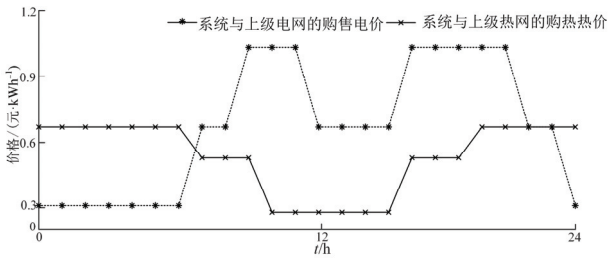


图 A6　系统能源分时购售价格信息

Fig.A6　System energy timeshare purchase and sale price information