



# 考虑源荷不确定性的氢能微网容量优化配置

袁铁江<sup>1</sup>, 杨洋<sup>1</sup>, 李瑞<sup>1</sup>, 蒋东方<sup>2</sup>

(1. 大连理工大学 电气工程学院, 辽宁 大连 116024; 2. 国网能源研究院有限公司, 北京 102209)

**摘要:** 针对电热气耦合微网存在的能源利用率低、鲁棒性难以控制的问题, 提出考虑源荷不确定性的氢能微网容量优化配置方法。首先, 利用氢储能、电锅炉和有机朗肯循环 (organic Rankine cycle, ORC) 系统增加传统微网的电热气转换途径, 构建多能耦合、低碳高效的氢能微网; 然后, 提出一种基于有序聚类算法和模糊  $C$  均值 (fuzzy  $C$ -means, FCM) 聚类算法的电负荷-风电出力典型日选取方法, 以年化总成本最小为优化目标, 计及功率平衡、设备运行、储氢系统和天然气管道等约束, 建立氢能微网容量优化配置模型; 最后, 对某工业园区的实际数据进行分析, 得到系统中各设备的优化配置方案以及成本大小, 并进行灵敏度分析, 验证了所提模型可有效降低系统总成本、减少碳排放。

**关键词:** 微网; 氢能; 源荷不确定性; 电热气耦合; 容量优化配置

**DOI:** 10.11930/j.issn.1004-9649.202211054

## 0 引言

随着“双碳”目标的提出, 风电、光伏等可再生能源的装机容量大幅提升。目前, 中国风、光累计装机容量位居世界第一, 但风光大规模并网后会对电力系统造成冲击, 构建多能耦合互补、低碳高效的微网成为当前研究的热点<sup>[1-2]</sup>。实现不同类型能源之间的优势互补, 促进风电的大规模就近消纳, 提高系统的综合效率是微网规划的关键。

目前, 国内外学者对多能耦合微网的结构做了一些研究。文献[3]采用分布式光伏、储电装置与储热装置构建电热耦合微网, 考虑了多种类型负荷的需求特性, 提高了系统的供能可靠性。文献[4]用风电场、光伏电站和电加热器取代集热场和塔架, 设计了热电联产系统, 有效减少了系统的能源成本和碳排放量。文献[5]以热电联产机组为核心, 设计了电热气耦合系统结构, 考虑需求侧特性, 降低了多能源系统运行成本, 提高了能源交互利用效率。然而, 上述研究主要以

热电联产机组为主, 没有考虑到单一电热转换设备的使用及多能耦合微网中余热、余电的回收利用。

为了平抑风电并网后带来的波动和快速满足多类型负荷的需求, 需要计及电负荷和风电出力的双不确定性。文献[6]提出基于  $K$  均值聚类算法和平均值方法的负荷典型日选取方法。文献[7]提出基于皮尔逊积矩相关系数法和模糊  $C$  均值聚类算法的风电出力典型日选取方法。文献[8]提出基于有序聚类和模糊  $C$  均值聚类算法的负荷-风电时序场景缩减方法。文献[9]提出多目标线性优化算法进行负荷-风电出力典型日选取。上述研究大多存在不能确定所选负荷典型日与原始数据中的趋势、峰谷时段是否一致及聚类有效性指标有缺陷的问题, 使所选取的典型日代表性不强。

在微网建设中, 有必要综合考虑技术、环境、经济等问题, 通过微网的容量优化配置, 来保证微网的最大效益<sup>[10]</sup>。文献[11]基于风氢微网, 采用粒子群算法和分段线性隶属度函数进行容量配置。文献[12]基于电氢微网, 以系统经济性和氢气成本建立双层混合整数规划模型, 突出氢在可再生能源渗透和季节互补性中的作用。文献[13]基于风电-氢储能与煤化工耦合系统, 以设备一次性投资成本最小为目标, 采用遗传算法对容量配置进行求解。文献[14]基于热电联供微网系统, 建立基于改进雷达图的优化配置方法。文

**收稿日期:** 2022-11-24; **修回日期:** 2023-05-30。

**基金项目:** 国家电网公司总部科技项目 (电解水制氢-储氢-供氢系统联合规划仿真及电-氢协同互动模式研究, 5419-202257456A-2-0-ZN)。

献 [15] 基于综合能源系统, 以年化总成本和碳排放最小为目标, 采用 SPEA2 和 TOPSIS 求解容量配置结果。现阶段研究主要针对电氢、电热耦合微网, 对于计及源荷不确定性的电热气耦合微网研究较少。

针对上述问题, 建立了包含电锅炉和有机朗肯循环 (organic Rankine cycle, ORC) 系统的氢能微网结构, 提出了一种基于有序聚类和模糊 C 均值 (fuzzy C-means, FCM) 聚类的电负荷-风电出力典型日选取方法, 构建包含投资成本、运维成本、购气成本、惩罚成本以及碳排放成本的年化总成本最小为目标的容量优化配置模型, 得到了系统中各设备的配置容量以及成本大小, 并对微网进行了灵敏度分析。

## 1 氢能微网

### 1.1 微网结构

氢能微网结构示意图如图 1 所示。风力发电是微网的主要能量来源, 天然气网是微网的次要能量来源, 两者供给的能量通过电转氢热 (电解槽)、氢转电热 (氢燃料电池)、气转电热 (燃气轮机)、气转热 (燃气锅炉)、电转热 (电锅炉) 以及热转电 (ORC 系统) 等设备的相互作用

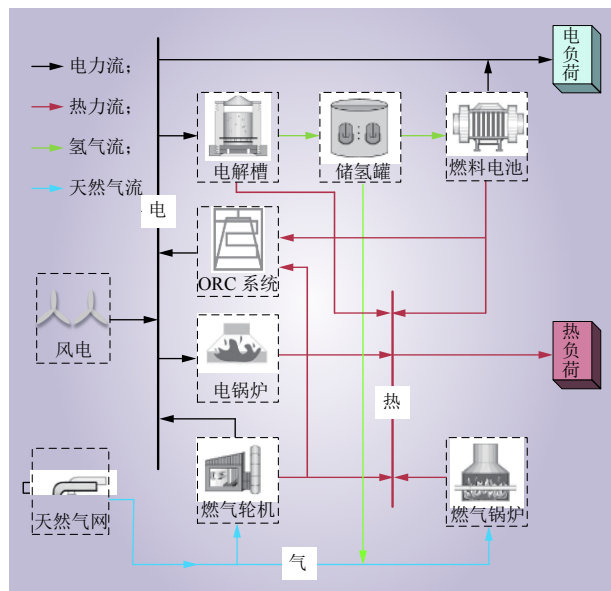


图 1 氢能微网结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of hydrogen energy microgrid structure

用, 可以灵活地满足不同电热比负荷的需求。在风电出力富足时, 电解槽将风电转化为氢气进行存储, 并回收转化过程中的热量供给热负荷。在风电出力不足时, 氢燃料电池和燃气轮机以不同功率出力供给电热负荷, 并可通过燃气锅炉补充热负荷。ORC 系统可将燃料电池和燃气轮机中过剩的热能转化为电能以满足低热电比的负荷。电锅炉可将多余的电能转化为热能以满足低电热比的负荷。氢气可掺入天然气管道供给燃气轮机和燃气锅炉, 以减少碳排放, 整个微网可实现各能源之间的优势互补。

### 1.2 能量转换设备模型

#### 1.2.1 电解槽

电解槽可将多余风电转换为氢气以提高风电消纳率, 制氢过程的余热可回收供给热负荷以提高系统的能量利用率。电解槽制氢功率和产热功率为

$$\begin{cases} P_{h2}(t) = \eta_{PEM} P_{PEM}(t) \\ H_{PEM}(t) = (1 - \eta_{PEM}) \eta_{PEM,h} P_{PEM}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{PEM}(t)$  为  $t$  时刻电解槽输入的电功率, kW;  $P_{h2}(t)$  和  $H_{PEM}(t)$  分别为  $t$  时刻电解槽制氢功率和产热功率, kW;  $\eta_{PEM}$ 、 $\eta_{PEM,h}$  分别为电解槽制氢效率和余热回收效率。

#### 1.2.2 氢燃料电池

氢燃料电池的热电联产可充分发挥其热电特性, 以提高综合效率。氢燃料电池的电出力为

$$\begin{cases} P_{HFC}(t) = \eta_{HFC} P_{HFC,in}(t) \\ H_{HFC}(t) = (1 - \eta_{HFC}) \eta_{HFC,h} P_{HFC,in}(t) \\ H_{HFC}(t) = H_{HFC1}(t) + H_{HFC2}(t) \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $P_{HFC,in}(t)$  为  $t$  时刻氢燃料电池的输入功率, kW;  $P_{HFC}(t)$  和  $H_{HFC}(t)$  分别为  $t$  时刻氢燃料电池的电出力和热出力, kW;  $\eta_{HFC}$ 、 $\eta_{HFC,h}$  分别为氢燃料电池的电效率和余热利用效率;  $H_{HFC1}(t)$ 、 $H_{HFC2}(t)$  分别为  $t$  时刻氢燃料电池供给热负荷和 ORC 系统的热功率。

#### 1.2.3 燃气轮机

燃气轮机的电热出力为

$$\begin{cases} P_{GT}(t) = \eta_{GT} P_{GT,in}(t) \\ H_{GT}(t) = (1 - \eta_{GT}) \eta_{GT,h} P_{GT,in}(t) \\ H_{GT}(t) = H_{GT1}(t) + H_{GT2}(t) \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $P_{GT,in}$  为燃气轮机的用气功率 (按天然气热值折算为功率), kW;  $P_{GT}(t)$ 、 $H_{GT}(t)$  分别为  $t$  时

刻燃气轮机的电出力和热出力, kW;  $\eta_{GT}$ 、 $\eta_{GT,h}$  分别为燃气轮机的电效率和余热利用效率;  $H_{GT1}(t)$ 、 $H_{GT2}(t)$  分别为  $t$  时刻燃气轮机供给热负荷和 ORC 系统的热功率。

#### 1.2.4 ORC 系统

ORC 余热发电可消纳燃气轮机和氢燃料电池在热电联产过程中产生的过剩能量, 解耦“以热定电”或“以电定热”的强约束。ORC 系统的余热发电模型为

$$P_{ORC}(t) = \eta_{ORC} P_{ORC,in}(t) \quad (4)$$

式中:  $P_{ORC,in}(t)$  为  $t$  时刻 ORC 系统输入功率, kW;  $P_{ORC}(t)$  为  $t$  时刻 ORC 系统输出功率, kW;  $\eta_{ORC}$  为 ORC 系统的热电转化效率。

#### 1.2.5 电锅炉

电锅炉的出力模型为

$$H_{EB}(t) = \eta_{EB} P_{EB}(t) \quad (5)$$

式中:  $P_{EB}(t)$  为  $t$  时刻电锅炉的输入功率, kW;  $H_{EB}(t)$  为  $t$  时刻电锅炉的输出功率, kW;  $\eta_{EB}$  为电锅炉的电热转化效率。

#### 1.2.6 燃气锅炉

燃气锅炉的出力模型为

$$H_{GB}(t) = \eta_{GB} P_{GB}(t) \quad (6)$$

式中:  $P_{GB}(t)$  为  $t$  时刻燃气锅炉的输入功率, kW;  $H_{GB}(t)$  为  $t$  时刻燃气锅炉的输出功率, kW;  $\eta_{GB}$  为燃气锅炉效率。

## 2 电负荷-风电出力典型日选取方法

对于电负荷季节性和周期性的特点, 利用偏大型隶属度对负荷曲线的峰谷时段信息进行提取, 采用有序聚类进行电负荷样本聚类。考虑风电出力与电负荷之间的时序关系, 在电负荷典型日有效时间范围内, 采用 FCM 聚类进行风电数据聚类, 并通过类间类内划分 (between-within proportion, BWP) 指标确定最优聚类数。

### 2.1 聚类有效性指标

通常来讲, 类内距离最小化而类间距离最大化的聚类是最优聚类。BWP 指标通过线性组合的方式对聚类结果进行有效评估<sup>[16]</sup>。BWP 指标越大, 聚类效果越好, 可表示为

$$\phi_{BWP}(i, j) = \frac{d(i, j) - w(i, j)}{d(i, j) + w(i, j)} \quad (7)$$

式中:  $\phi_{BWP}(i, j)$  为类间类内划分指标;  $d(i, j)$  为第  $j$  类第  $i$  个样本的最小类间距离;  $w(i, j)$  为第  $j$  类第  $i$  个样本的类内距离。

在有序聚类的情况下, 考虑相邻类的类间距离, 因此须对 BWP 指标进行改进, 将最小类间距离  $d$  改为相邻类的平均距离  $ad$ , 即

$$ad(i, j) = \begin{cases} \frac{1}{n^{j+1}} \sum_{q=1}^{n^{j+1}} \sqrt{\sum_{t=1}^T (x_{i,t}^j - x_{q,t}^{j+1})^2}, & j = 1 \\ \frac{1}{n^{j-1} + n^{j+1}} \left( \sum_{q=1}^{n^{j-1}} \sqrt{\sum_{t=1}^T (x_{i,t}^j - x_{q,t}^{j-1})^2} + \sum_{q=1}^{n^{j+1}} \sqrt{\sum_{t=1}^T (x_{i,t}^j - x_{q,t}^{j+1})^2} \right), & 1 < j < k \\ \frac{1}{n^{j-1}} \sum_{q=1}^{n^{j-1}} \sqrt{\sum_{t=1}^T (x_{i,t}^j - x_{q,t}^{j-1})^2}, & j = k \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $ad(i, j)$  为第  $j$  类第  $i$  个样本与相邻类的平均距离;  $n^{j-1}$  和  $n^{j+1}$  分别为第  $j-1$  类和第  $j+1$  类的样本个数;  $T$  为周期, 取 24 h;  $x_{i,t}^j$  为第  $j$  类第  $i$  个样本在  $t$  时刻的数据;  $x_{q,t}^{j-1}$  和  $x_{q,t}^{j+1}$  分别为第  $j-1$  类和第  $j+1$  类第  $q$  个样本在  $t$  时刻的数据。

将改进的 BWP 指标记为改进类内类间划分 (improved between-within proportion, IBWP) 指标, 即

$$\phi_{IBWP}(i, j) = \frac{ad(i, j) - w(i, j)}{ad(i, j) + w(i, j)} \quad (9)$$

式中:  $\phi_{IBWP}(i, j)$  为改进的 BWP 指标。

IBWP 指标表示单个样本的聚类效果, 可用 IBWP 指标的平均值表示整体样本的聚类效果, 其值越大, 聚类效果越好。

$$\phi_{avg}(k) = \frac{1}{n_l} \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} \phi_{IBWP}(i, j) \quad (10)$$

式中:  $\phi_{avg}(k)$  为 IBWP 指标的平均值;  $k$  为分类数;  $n_l$  为样本总数;  $n_j$  为第  $j$  类的样本个数。

### 2.2 基于有序聚类的电负荷典型日选取方法

首先, 根据原始电负荷样本数据  $L = \{L(1), L(2), \dots, L(n_l)\}$ , 利用偏大型隶属度函数提取电负荷的趋势和峰谷位置信息, 隶属度的计算方法如

式 (11) 所示, 确定分类数  $k$  的范围为  $[2, \text{int}(n_l^{1/2})]$  之间的整数<sup>[17]</sup>。其次, 选取不同的分类数, 以离差平方和最小为目标函数, 离差平方和的计算方法如式 (12) 所示<sup>[18]</sup>, 找到  $k-1$  个最优分割点, 以改进的 BWP 指标确定最佳分类数, 计算方法如式 (8)~(10) 所示。然后, 判断各负荷场景之中是否存在小概率场景, 即是否存在概率小于 0.01 的场景, 如有, 删去小概率场景, 修正电负荷样本总数, 并重新计算分类结果。最后, 以各场景下的平均电负荷作为典型负荷场景, 电负荷典型日的计算方法如式 (13) 所示。

$$u(y, t) = \frac{L(y, t) - L^{\min}(y)}{L^{\max}(y) - L^{\min}(y)}, (y = 1, 2, \dots, n_l) \quad (11)$$

$$E[a(n_l, k)] = \sum_{j=1}^k \sum_{i=i^j}^{i^{j+1}-1} (x_i - \bar{x}^j)^2 \quad (12)$$

$$L_{\text{et}}(m, t) = \frac{\sum_{i=d_1+d_2+\dots+d_{m-1}+1}^{d_1+d_2+\dots+d_m} L(y, t)}{d_m} \quad (13)$$

式中:  $u(y, t)$  为第  $y$  天  $t$  时刻电负荷的隶属度;  $L(y, t)$  为第  $y$  天  $t$  时刻的电负荷;  $L^{\max}(y)$  和  $L^{\min}(y)$  分别为第  $y$  天电负荷的最大值和最小值;  $E[a(n_l, k)]$  为离差平方和;  $x_i$  为第  $i$  个样本数据;  $\bar{x}^j$  为第  $j$  类样本的平均值;  $i^j$  和  $i^{j+1}-1$  分别为第  $j$  类的起点与终点;  $L_{\text{et}}(m, t)$  为第  $m$  个场景下的典型日第  $t$  时刻的电负荷;  $d_m$  为第  $m$  个场景的总天数。

### 2.3 基于 FCM 聚类的风电出力典型日选取

首先, 根据电负荷有序聚类得出的  $k$  个有序场景的时间范围确定风电样本范围, 得到风电样本集合  $W = \{W_1, W_2, \dots, W_k\}$ 。其次, 利用 FCM 算法对风电样本进行聚类, FCM 聚类的计算方法如式 (14) 所示, 利用 BWP 指标确定最佳聚类数。然后, 判断风电出力场景中是否存在小概率场景, 若有, 删去小概率场景中对应的风电样本, 重新计算聚类结果。最后, 以各风电场景的聚类中心作为风电出力典型日。

$$F = \sum_{i=1}^{n_f} \sum_{j=1}^{c_f} \zeta_{ij}^\delta \|x_i - v_j\|^2 \quad (14)$$

式中:  $v_j$  为第  $j$  类的聚类中心样本;  $\zeta_{ij}$  为第  $i$  个样本对第  $j$  类的隶属程度;  $\delta$  为模糊加权指数。

## 3 容量优化配置模型

### 3.1 目标函数

考虑电负荷-风电出力的双不确定性, 结合氢能微网的结构, 建立以年化总成本最小为目标的配置模型为

$$\min f = C_{\text{vest}} + C_{\text{om}} + C_{\text{buy}} + C_{\text{pun}} + C_{\text{carbon}} \quad (15)$$

式中:  $f$  为年化总成本, 元;  $C_{\text{vest}}$ 、 $C_{\text{om}}$ 、 $C_{\text{buy}}$ 、 $C_{\text{pun}}$ 、 $C_{\text{carbon}}$  分别为投资成本、年运维成本、年购气成本、运行惩罚成本、碳排放成本, 元。

其中, 投资成本为

$$C_{\text{vest}} = \sum_{b \in (\Omega_1 \cup \Omega_2)} c_{b,v} P_b^r \frac{r(1+r)^{Y_b}}{(1+r)^{Y_b} - 1} \quad (16)$$

式中:  $c_{b,v}$  为第  $b$  种设备的单位容量投资成本, 元/kW;  $P_b^r$  为第  $b$  种设备的额定容量, kW;  $r$  为折现率, 取 0.05;  $Y_b$  为第  $b$  种设备的使用寿命, 年。

运维成本为

$$C_{\text{om}} = 365 \sum_{\varphi=1}^M g_\varphi \sum_{t=1}^T \sum_{b_1 \in \Omega_1} c_{b1,om} P_{b1}(\varphi, t) \Delta t + \sum_{b_2 \in \Omega_2} c_{b2,om} c_{b2,v} P_{b2}^r \frac{r(1+r)^{Y_{b2}}}{(1+r)^{Y_{b2}} - 1} \quad (17)$$

式中:  $g_\varphi$  为第  $\varphi$  个电负荷-风电出力典型日出现的概率;  $c_{b1,om}$  为第  $b_1$  种设备的运行维护成本, 元/kW;  $c_{b2,om}$  为第  $b_2$  种设备的运行维护成本系数;  $P_{b1}(\varphi, t)$  为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻第  $b_1$  种设备的功率, kW; 集合  $\Omega_1$  包括风力发电机组、燃气轮机、燃气锅炉、电锅炉和 ORC 设备; 集合  $\Omega_2$  包括电解槽、储氢罐和氢燃料电池;  $\Delta t$  为时间间隔, 取 1 h。

购气成本为

$$C_{\text{buy}} = 365 \sum_{\varphi=1}^M g_\varphi \sum_{t=1}^T c_{\text{gas}} G_{\text{in}}(\varphi, t) \Delta t \quad (18)$$

式中:  $M$  为电负荷-风电出力典型日总数;  $c_{\text{gas}}$  为购气价格, 元/m<sup>3</sup>;  $G_{\text{in}}(\varphi, t)$  为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻的购气速率, m<sup>3</sup>/h。

运行惩罚成本为

$$C_{\text{pun}} = 365 \sum_{\varphi=1}^M g_\varphi \sum_{t=1}^T [c_{\text{ab}} P_{\text{ab}}(\varphi, t) + c_{\text{loss,e}} P_{\text{loss}}(\varphi, t) + c_{\text{loss,h}} H_{\text{loss}}(\varphi, t)] \Delta t \quad (19)$$

式中:  $P_{\text{ab}}(\varphi, t)$ 、 $P_{\text{loss}}(\varphi, t)$ 、 $H_{\text{loss}}(\varphi, t)$  分别为第  $\varphi$  个典

型日  $t$  时刻的弃风功率、失电、失热负荷, kW;  
 $c_{ab}$ 、 $c_{loss,e}$ 、 $c_{loss,h}$  分别为弃风、失电、失热负荷惩罚价格, 元/(kW·h)。

碳排放成本为

$$C_{carbon} = 365c_c \sum_{\varphi=1}^M g_{\varphi} \sum_{t=1}^T \lambda_{gas} Q_{gas} G_{in}(\varphi, t) \Delta t \quad (20)$$

式中:  $c_c$  为碳排放价格, 元/kg;  $\lambda_{gas}$  为单位体积天然气的碳排放因子, kg/(kW·h);  $Q_{gas}$  为天然气热值, (kW·h)/m<sup>3</sup>。

### 3.2 约束条件

#### 3.2.1 功率平衡约束

1) 电功率平衡约束为

$$P_{WT}(\varphi, t) + P_{GT}(\varphi, t) + P_{HFC}(\varphi, t) + P_{ORC}(\varphi, t) - P_{ab}(\varphi, t) = L_{et}(\varphi, t) + P_{PEM}(\varphi, t) + P_{EB}(\varphi, t) - P_{loss}(\varphi, t) \quad (21)$$

式中:  $P_{WT}(\varphi, t)$ 、 $P_{GT}(\varphi, t)$ 、 $P_{HFC}(\varphi, t)$ 、 $P_{ORC}(\varphi, t)$  分别为风力发电机组、燃气轮机、氢燃料电池和 ORC 设备第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻输出的电功率, kW;  $P_{PEM}(\varphi, t)$ 、 $P_{EB}(\varphi, t)$  分别为电解槽和电锅炉第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻输入的电功率, kW;  $L_{et}(\varphi, t)$  为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻的电负荷, kW。

2) 热功率平衡约束为

$$\begin{cases} H_{GT1}(\varphi, t) + H_{EB}(\varphi, t) + H_{HFC1}(\varphi, t) + H_{PEM}(\varphi, t) + \\ H_{GB}(\varphi, t) = L_h(\varphi, t) - H_{loss}(\varphi, t) \\ H_{GT2}(\varphi, t) + H_{HFC2}(\varphi, t) = H_{ORC}(\varphi, t) \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $H_{GT1}(\varphi, t)$ 、 $H_{HFC1}(\varphi, t)$  分别为燃气轮机、氢燃料电池第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻供给热负荷的热功率, kW;  $H_{EB}(\varphi, t)$ 、 $H_{PEM}(\varphi, t)$ 、 $H_{GB}(\varphi, t)$  分别为电锅炉、电解槽和燃气锅炉第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻输出的热功率, kW;  $L_h(\varphi, t)$  为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻的热负荷, kW;  $H_{GT2}(\varphi, t)$ 、 $H_{HFC2}(\varphi, t)$  分别为燃气轮机、氢燃料电池第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻供给 ORC 系统的热功率, kW;  $H_{ORC}(\varphi, t)$  为 ORC 设备第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻输入的热功率, kW。

3) 气功率平衡约束为

$$Q_{gas} G_{in}(\varphi, t) + P_{h2g}(\varphi, t) = P_{GB}(\varphi, t) + P_{GT,in}(\varphi, t) \quad (23)$$

式中:  $P_{h2g}(\varphi, t)$  为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻混入天然气管道的氢气功率, kW;  $P_{GB}(\varphi, t)$ 、 $P_{GT,in}(\varphi, t)$  分别为燃气锅炉、燃气轮机第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻的输入功率 (按天然气热值折算为功率), kW。

#### 3.2.2 设备运行约束

设备运行约束如下。

$$0 \leq P_{ab}(\varphi, t) \leq \alpha_{ab}^{\max} P_{WT}(\varphi, t) \quad (24)$$

$$0 \leq P_{loss}(\varphi, t) \leq \alpha_{loss,e}^{\max} L_{et}(\varphi, t) \quad (25)$$

$$0 \leq H_{loss}(\varphi, t) \leq \alpha_{loss,h}^{\max} L_h(\varphi, t) \quad (26)$$

$$0 \leq P_b(\varphi, t) \leq P_b^r \quad (27)$$

式中:  $\alpha_{ab}^{\max}$ 、 $\alpha_{loss,e}^{\max}$ 、 $\alpha_{loss,h}^{\max}$  分别为最大弃风、失电负荷、失热负荷比例。

为避免电解槽利用燃气轮机和氢燃料电池产出的电功率制氢造成低效循环, 引入 0-1 变量进行约束, 即

$$\begin{cases} \omega_{PEM}(\varphi, t) + \omega_{GT}(\varphi, t) \leq 1 \\ \omega_{PEM}(\varphi, t) + \omega_{HFC}(\varphi, t) \leq 1 \end{cases} \quad (28)$$

式中:  $\omega_{PEM}(\varphi, t)$ 、 $\omega_{GT}(\varphi, t)$ 、 $\omega_{HFC}(\varphi, t)$  分别为电解槽、燃气轮机、氢燃料电池第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻启停状态的 0-1 变量, 若设备处于工作状态, 则为 1, 若设备处于停机状态, 则为 0。

#### 3.2.3 储氢系统约束

储氢系统约束如下。

$$E_{HYS}(\varphi, t) = E_{HYS}(\varphi, t-1) + \left[ P_{h2}(\varphi, t) \eta_{HYS,in} - \frac{P_{h2g}(\varphi, t)}{\eta_{HYS,out}} - \frac{P_{HFC,in}(\varphi, t)}{\eta_{HYS,out}} \right] \Delta t \quad (29)$$

$$S_{OH}^{\min} E_{HYS}^r \leq E_{HYS}(\varphi, t) \leq S_{OH}^{\max} E_{HYS}^r \quad (30)$$

$$0 \leq P_{h2}(\varphi, t) \leq P_{HYS,in}^{\max} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{h2g}(\varphi, t) + P_{HFC,in}(\varphi, t) \leq P_{HYS,out}^{\max} \quad (32)$$

式中:  $E_{HYS}(\varphi, t)$ 、 $E_{HYS}(\varphi, t-1)$  分别为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻和  $t-1$  时刻储氢罐的剩余能量;  $E_{HYS}^r$  为储氢容量;  $\eta_{HYS,in}$ 、 $\eta_{HYS,out}$  分别为储氢罐进氢和放氢效率;  $P_{h2}(\varphi, t)$ 、 $P_{HFC,in}(\varphi, t)$  分别为第  $\varphi$  个典型日  $t$  时刻电解槽的产氢功率和氢燃料电池的输入功率, kW;  $S_{OH}^{\min}$ 、 $S_{OH}^{\max}$  分别为储氢罐最小、最大余氢状态;  $P_{HYS,in}^{\max}$ 、 $P_{HYS,out}^{\max}$  分别为储氢罐最大进氢和放氢功率, kW。

#### 3.2.4 天然气管道约束

天然气管道约束如下。

$$0 \leq G_{in}(\varphi, t) \leq G_{in}^{\max} \quad (33)$$

$$0 \leq \frac{P_{h2g}(\varphi, t)}{Q_{h2}} \leq \alpha_{h2g}^{\max} \left[ \frac{P_{h2g}(\varphi, t)}{Q_{h2}} + G_{in}(\varphi, t) \right] \quad (34)$$

式中： $G_{in}^{max}$ 为外部气网的最大购气体积速率， $m^3/h$ ； $\alpha_{h2g}^{max}$ 为最大掺氢比例； $Q_{h2}$ 为氢气热值， $(kW \cdot h)/m^3$ 。

## 4 算例分析

### 4.1 电负荷-风电出力典型日

以某工业园区全年电负荷和风电出力数据为样本，数据采样间隔为 1 h，采用 Matlab 仿真平台实现对典型日的选取。该工业园区全年电负荷及风电出力如图 2 所示。

#### 4.1.1 电负荷典型日

图 3 为电负荷数据在不同聚类个数下的 IBWP 指标以及在指标下不同场景发生的概率。由图 3 可知，随着聚类数量的增多，IBWP 指标先增加后减少，在聚类个数为 6 时达到最大值，即电负荷数据被聚为 6 类时，聚类效果最好。

图 4 和表 1 分别为经过有序聚类后的电负荷典型日曲线以及各典型日的时间分布情况，根据 IBWP 指标的最大值形成 6 个不同场景的典型日，各场景出现的概率分别为 6.03%、29.04%、8.77%、21.10%、27.67%、7.40%，没有概率小于 0.01 的场景，即所有的电负荷数据均被保留。按照时间分布看（各场景中大部分日期所属季节），场景 L2、L3 在春季，场景 L4 在夏季，场景 L5 在秋季，场景 L1、L6 在冬季。

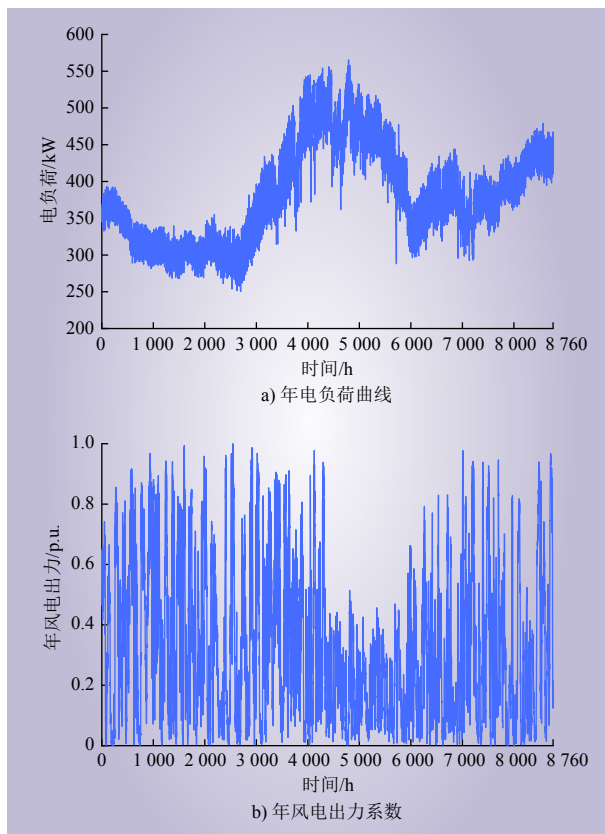


图 2 某工业园区全年电负荷及风电出力  
Fig. 2 Annual power load and wind power output curve of an industrial park

#### 4.1.2 风电出力典型日

为了说明 FCM 聚类算法在风电出力数据上聚类的优势，对比文献 [14] 中提到的 K 均值聚类算

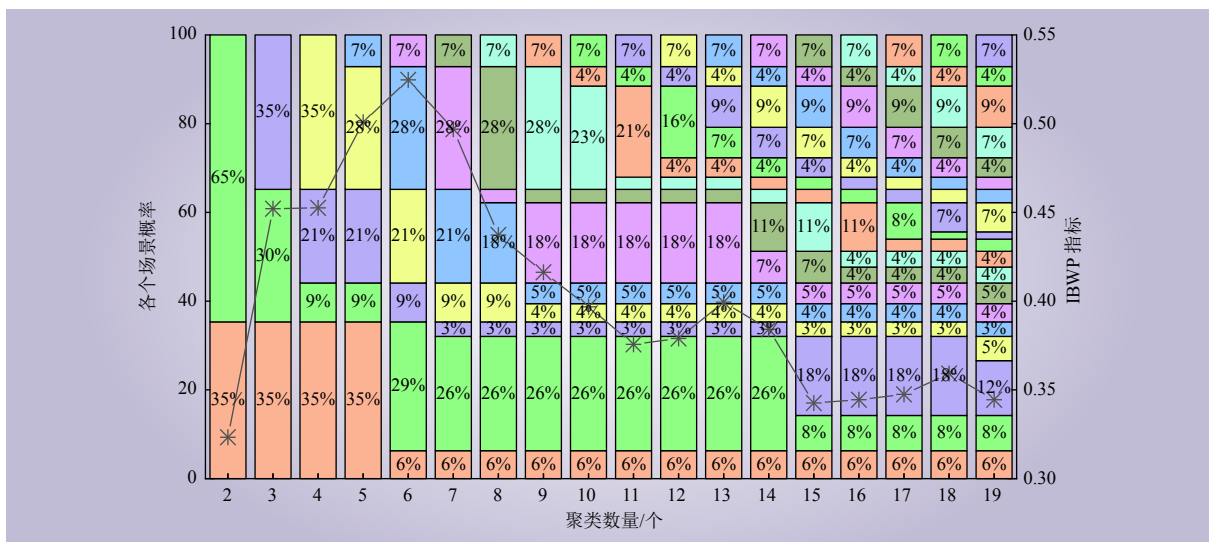


图 3 不同电负荷聚类个数下的 IBWP 指标  
Fig. 3 IBWP index under different electric load clusters

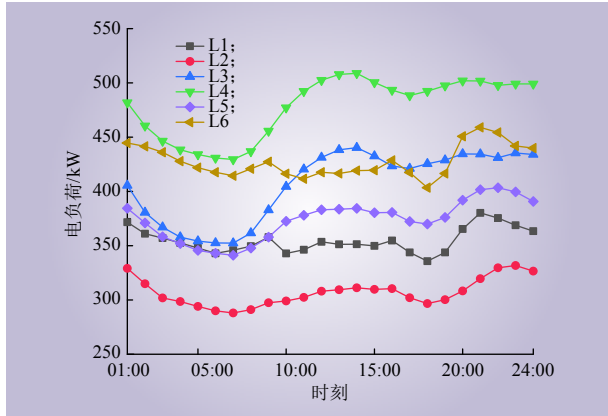


图 4 电负荷典型日曲线

Fig. 4 Typical daily curve of electric load

法，以电负荷场景 L3 对应时段的风电数据为例，并采用 BWP 指标对 2 种算法的风电聚类结果进行评价，结果如表 2 所示。可以看出，FCM 聚类算法得到的 BWP 指标均大于 K 均值聚类算法，即 FCM 聚类算法取得的结果更优，同时，当聚类数为 3 时，2 种算法的 BWP 指标均取得最大值，说明电负荷场景 L3 对应的风电出力数据被分为 3 类时效果最好。

图 5 为所有场景下风电出力的聚类典型日及出现概率，可以看出，在 6 个电负荷典型日场景

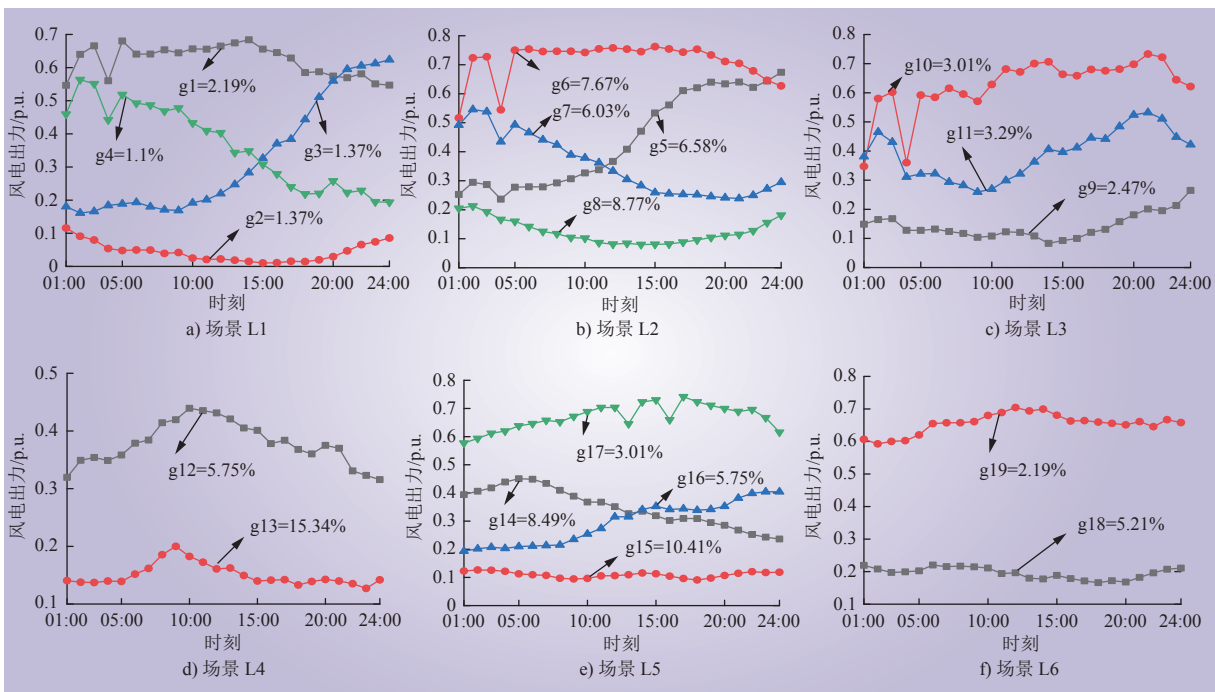


图 5 各场景风电出力典型日曲线及其概率

Fig. 5 Typical daily curve and probability of wind power output in each scenario

表 1 电负荷场景时间分布

Table 1 Time distribution of electrical load scenarios

场景编号	日期	天数/天	时间范围/h	概率/%
L1	1月1日~1月22日	22	1~528	6.03
L2	1月23日~5月7日	106	529~3072	29.04
L3	5月8日~6月9日	32	3073~3840	8.77
L4	6月10日~8月25日	77	3841~5688	21.10
L5	8月26日~12月4日	101	5689~8112	27.67
L6	12月5日~12月31日	27	8113~8760	7.40

表 2 聚类结果评价

Table 2 Evaluation of clustering results

聚类数	BWP指标 (K均值)	BWP指标 (FCM)
2	0.1659	0.1794
3	0.2393	0.2416
4	0.1089	0.1776
5	0.1700	0.1757

下，分别聚类出 4、4、3、2、4、2 个风电出力典型日。

#### 4.2 容量优化配置

热负荷在冬季出力多、夏季出力少，有显著的季节性，春夏秋冬的热电比分别为 76%、19%、76%、176%<sup>[19]</sup>，即电负荷场景的热电比分别为

176%、76%、76%、19%、76%、176%。系统中各设备的价格、寿命如表 3、4 所示<sup>[8, 20, 21]</sup>，效率参数如表 5 所示<sup>[19, 20, 22]</sup>。

表 3 系统设备价格和寿命  
Table 3 System equipment price and service life

设备	投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	运维成本/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	寿命/年
风力发电机组	5 000	0.030	20
燃气轮机	3 500	0.026	20
燃气锅炉	500	0.017	20
电锅炉	500	0.016	20
ORC	2 500	0.142	20

表 4 氢能系统设备价格和寿命  
Table 4 Hydrogen energy system equipment price and service life

设备	投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	运维成本系数/%	寿命/年
电解槽	5 000	0.1	20
氢燃料电池	8 000	1.0	20
储氢罐	90	1.0	20

表 5 设备效率参数  
Table 5 Equipment efficiency parameters

设备	效率/%	设备	效率/%
氢燃料电池发电	60	氢燃料电池余热回收	88
电解槽制氢	74	电解槽余热回收	88
燃气轮机发电	35	燃气轮机余热回收	83
燃气锅炉	85	电锅炉	95
储氢罐充放氢	98	ORC	20

设购气价格为 3.5 元/m<sup>3</sup>；碳排放因子为 0.22 kg/(kW·h)；最大购气速率为 200 m<sup>3</sup>/h；最大掺氢比例为 20%。最大弃风比例为 50%；最大失负荷比例为 2%；弃风惩罚价格为 0.2 元/(kW·h)；失负荷惩罚价格为电价的 10 倍。优化配置模型在 Matlab 平台上使用 Yalmip 工具箱建立 Milp 模型并

求解。设置以下 4 种方案进行对比分析。

方案 1：基于所提方法进行电负荷-风电出力典型日的选取，采用传统的多能耦合微网满足电热负荷需求，即采用燃气轮机的热电联产特性满足负荷需求，不足部分利用燃气锅炉进行补充，利用蓄电池作为储能系统以保证系统供电可靠性。

方案 2：在方案 1 的基础上，加入电锅炉和 ORC 设备。

方案 3：在方案 2 的基础上，将蓄电池系统转为氢储能系统，同时计及氢储能系统电氢转换过程中的余热回收和天然气管道掺氢。

方案 4：按照四季对电负荷-风光出力进行典型日的选取，其他条件均与方案 3 相同。

4 种方案的容量优化配置结果如表 6 所示，可以看出，方案 2 与方案 1 相比，风电装机和燃气轮机的容量增加，蓄电池的容量及其充放功率大幅减小，总成本降低了 24.84%。由于电锅炉可将电能转化为热能供给热负荷，为风电提供了消纳通道，使风电装机增加，同时蓄电池的储能需求减少，为保证系统的供电可靠性，须增加燃气轮机的容量；燃气轮机容量增加和 ORC 设备的增设会补充部分电能，进一步降低了蓄电池的充放电功率；系统整体的投资维护成本减少，风电装机容量的提高，使微网购气需求降低，进而减少了购气成本和碳排放成本，使得总成本降低。

方案 3 与方案 2 相比，风电装机容量进一步提高，燃气轮机、电锅炉容量减少，储氢罐容量约为蓄电池容量的 6 倍，总成本降低了 13.37%。由于储能容量增加可消纳更多风电，相当于增加了风电装机容量，减小了燃气轮机容量；氢储能系统在电氢转化过程产生的余热进行回收可供热负荷使用，减小了电锅炉容量；增加氢储能设

表 6 不同方案下的优化配置结果  
Table 6 Optimized configuration results under different schemes

方案	风电/ MW	氢燃料 电池/ MW	储氢罐/ (MW·h)	电解槽/ MW	燃气轮 机/MW	电锅炉/ MW	燃气锅 炉/MW	ORC/ MW	蓄电池/ (MW·h)	蓄电池 充放功 率/MW	投资维 护成本 /万元	购气 成本/ 万元	碳排放 成本/ 万元	惩罚成 本/万元	总成本/ 万元
1	1.389	/	/	/	0.143	/	1.351	/	8.932	0.258	182.38	114.40	21.32	21.87	339.97
2	1.581	/	/	/	0.196	0.666	1.161	4.016	4.016	0.151	140.98	86.20	16.07	12.26	255.51
3	1.715	0.186	25.903	0.283	0.105	0.504	1.166	0.022	/	/	139.98	59.16	11.03	11.19	221.36
4	1.824	0.120	1.070	0.215	0.082	0.746	0.742	0.022	/	/	120.75	48.90	9.11	6.73	185.49



备消纳多余风电并向天然气管道掺氢可减少系统的购气需求，减少购气成本和碳排放成本，进一步降低系统总成本。

方案 4 与方案 3 相比，氢储能系统、燃气轮机、燃气锅炉容量减少，风电和电锅炉的容量有所增加，总成本进一步减少。由于方案 4 中仅考虑 4 种典型日，负荷和风光出力变化减少，配置较小的储能容量就可满足负荷波动，同时考虑负荷的实时供给需求和设备成本，风电容量随之增

加；风电容量增加和氢储能设备容量减小导致多余电能增多，为减少弃电，须增加电锅炉容量，减小燃气锅炉容量。

### 4.3 灵敏度分析

#### 4.3.1 碳排放价格对配置结果的影响

碳排放价格关系到系统的经济效益和环境效益，进而影响系统中各设备的容量。控制碳排放价格为 0.3~2.1 元/kg（步长为 0.3 元/kg）时，系统中各设备的配置容量以及成本如表 7 所示。

表 7 不同碳排放价格下的配置结果

Table 7 Allocation results under different carbon prices

碳排放价 格/(元·kg <sup>-1</sup> )	风电/ MW	氢燃料电 池/MW	储氢罐 (MW·h)	电解槽/ MW	燃气轮 机/MW	电锅炉 /MW	燃气锅 炉/MW	ORC/ MW	投资维护成 本/万元	购气成 本/万元	碳排放成 本/万元	惩罚成 本/万元	总成本/ 万元	碳排放 量/t
0.3	1.715	0.186	25.903	0.283	0.105	0.504	1.166	0.026	139.98	59.16	11.03	11.19	221.36	367.55
0.6	1.746	0.216	29.507	0.289	0.081	0.519	1.177	0.021	145.46	54.78	20.42	11.34	232.00	340.32
0.9	1.822	0.226	36.264	0.332	0.071	0.590	1.204	0.017	156.49	47.18	26.38	11.68	241.73	290.31
1.2	1.853	0.229	38.582	0.351	0.074	0.652	1.215	0.016	160.60	44.53	33.19	11.93	250.25	276.62
1.5	1.875	0.230	43.450	0.363	0.071	0.672	1.223	0.015	165.96	41.67	38.83	12.06	258.52	258.84
1.8	1.883	0.232	43.729	0.368	0.070	0.684	1.225	0.014	166.82	41.21	46.08	12.15	266.26	256.02
2.1	1.896	0.231	43.915	0.372	0.071	0.715	1.230	0.014	167.88	40.62	52.99	12.46	273.95	252.34

由表 7 可知，随着碳排放价格的增加，微网内风电、氢燃料电池、储氢罐、电锅炉、燃气锅炉和电解槽的容量增大，燃气轮机和 ORC 容量减小，微网总成本逐渐增加，碳排放量逐渐减少。由于碳排放价格升高，微网消耗天然气来供能的环境效益变差，系统倾向于减小燃气轮机的容量，增加风电装机容量；为消纳多余风电，氢储能容量增加，低电热比的氢燃料电池容量增加，使微网中余热减少，ORC 设备容量也随之减小；为维持供热平衡，需要适当增加电锅炉和燃气锅炉的容量。基于各设备容量的变化，系统的投资维护成本增加。风电装机容量的增加导致弃风量增大，增加了弃风惩罚成本；虽然碳排放量在逐渐减少，但由于碳排放价格的增加，碳排放成本并没有减少；随着碳排放价格的增加，系统的投资成本、维护成本、弃风惩罚成本以及碳排放成本所增加的幅度远大于系统减少购气所降低的成本，故系统的总成本不断增加。

#### 4.3.2 氢储能投资成本对配置结果的影响

目前，电解槽、储氢罐、氢燃料电池等是微网的主要设备，其投资成本关系到系统的经济效

益以及系统构成。控制氢储能投资成本下降幅度为 0~30%（步长为 5%）时，系统中各设备的配置容量以及成本如表 8 所示。

由表 8 可知，随着氢储能成本的降低，微网内氢燃料电池、储氢罐、电解槽和燃气锅炉的容量增大，风电、燃气轮机、电锅炉和 ORC 容量减小，微网总成本和碳排放量都逐渐减小。由于氢储能投资成本的减少，系统倾向于增加氢储能系统的容量来更好地消纳风电，此时燃气轮机容量减小。氢储能系统容量增加使得可供电锅炉的电量减小，电锅炉容量减少；低电热比的氢燃料电池容量增加和电锅炉容量减小使系统的供热能力降低，ORC 系统容量随之减小，燃气锅炉的容量相应增加以保证热负荷需求的供给。基于系统内各设备容量的变化，系统的各项成本均有所减小，使得系统总成本不断降低。

## 5 结论

1) 氢能微网系统考虑了电锅炉和 ORC 等设备的电热转换功能、电氢转化过程中的余热回收

表 8 不同氢储能投资成本下的配置结果  
Table 8 Configuration results of hydrogen storage under different investment costs

氢储能投资成本下降幅度/%	风电/MW	氢燃料电池/MW	储氢罐/(MW·h)	电解槽/MW	燃气轮机/MW	电锅炉/MW	燃气锅炉/MW	ORC/MW	投资维护成本/万元	购气成本/万元	碳排放成本/万元	惩罚成本/万元	总成本/万元	碳排放量/t
0	1.715	0.186	25.903	0.283	0.105	0.504	1.166	0.026	139.98	59.16	11.03	11.19	221.36	367.55
5	1.706	0.193	27.276	0.287	0.100	0.491	1.163	0.025	138.67	58.83	10.97	10.74	219.21	365.49
10	1.706	0.209	30.015	0.287	0.086	0.490	1.163	0.023	138.69	57.21	10.66	10.34	216.90	355.40
15	1.702	0.220	31.591	0.303	0.077	0.472	1.167	0.022	137.91	56.23	10.48	9.86	214.48	349.34
20	1.691	0.231	33.365	0.323	0.067	0.444	1.176	0.020	136.73	55.68	10.38	9.14	211.93	345.92
25	1.704	0.244	37.876	0.368	0.056	0.414	1.191	0.018	138.69	52.37	9.77	8.33	209.16	325.39
30	1.697	0.246	41.307	0.407	0.054	0.398	1.192	0.018	138.21	51.02	9.50	7.36	206.09	316.95

以及天然气管道掺氢，实现了各能源系统之间的优势互补。电锅炉和 ORC 设备的使用，增加了电热转换途径，提高了微网消纳风电的能力，减少了购气需求，使总成本降低了 24.84%；氢储能系统的使用，提供了电热气耦合途径，减少了能量损耗，使总成本进一步降低了 13.37%。

2) 基于有序聚类和 FCM 聚类的电负荷-风电出力典型日选取方法保留了电负荷和风电出力的时序匹配性，并且在一定程度上可以代表全年的负荷和风光出力数据的变化规律。利用该方法选取的电负荷-风电出力典型日可以为容量优化配置模型提供数据支撑，提升优化配置模型的计算速度。

3) 在氢能微网中，容量配置结果会随着碳排放价格和氢储能投资成本的变化而改变。随着碳排放价格的增加，微网倾向于减少天然气的使用，利用风能和氢储能以满足负荷需求，使系统的总成本增加；随着氢储能成本的减少，系统的各项成本均有所减小，微网的经济效益和环境效益均更好。

### 参考文献：

[1] 万千, 夏成军, 管霖, 等. 含高渗透率分布式电源的独立微网的稳定性研究综述 [J]. 电网技术, 2019, 43(2): 598-612.  
WAN Qian, XIA Chengjun, GUAN Lin, *et al.* Review on stability of isolated microgrid with highly penetrated distributed generations[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 598-612.

[2] XIANG Y, CAI H H, LIU J Y, *et al.* Techno-economic design of energy systems for airport electrification: a hydrogen-solar-storage integrated microgrid solution[J]. *Applied Energy*, 2021, 283: 116374.

[3] 董晓晶, 刘洪, 宫建锋, 等. 考虑多类型综合需求响应的电热耦合能

源系统可靠性评估 [J]. 电力建设, 2018, 39(11): 10-19.

DONG Xiaojing, LIU Hong, GONG Jianfeng, *et al.* Reliability assessment of coupled electricity-heat energy system considering multi-type integrated demand response[J]. *Electric Power Construction*, 2018, 39(11): 10-19.

[4] HE Y, GUO S, ZHOU J X, *et al.* The many-objective optimal design of renewable energy cogeneration system[J]. *Energy*, 2021, 234: 121244.

[5] 艾欣, 陈政琦, 孙英云, 等. 基于需求响应的电-热-气耦合系统综合直接负荷控制协调优化研究 [J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1160-1171.

AI Xin, CHEN Zhengqi, SUN Yingyun, *et al.* Study on integrated DLC coordination optimization of electric-thermal-gas coupling system considering demand response[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(4): 1160-1171.

[6] GAO Y, LIU Q Y, WANG S X, *et al.* Impact of typical demand day selection on CCHP operational optimization[J]. *Energy Procedia*, 2018, 152: 39-44.

[7] 刘汝琛. 基于实测数据的地区风电出力的典型场景选取 [D]. 北京: 华北电力大学, 2016.

LIU Ruchen. Typical scenarios selection of regional wind power output based on measured data[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.

[8] 曹继雷. 氢能支撑的风-燃气耦合低碳微网容量优化配置研究 [D]. 大连: 大连理工大学, 2021.

CAO Jilei. Study on optimal capacity allocation of wind-gas coupled low-carbon microgrid supported by hydrogen energy[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2021.

[9] GUO L, HOU R S, LIU Y X, *et al.* A novel typical day selection method for the robust planning of stand-alone wind-photovoltaic-diesel-battery microgrid[J]. *Applied Energy*, 2020, 263: 114606.



- [10] FENG W, JIN M, LIU X, *et al.* A review of microgrid development in the United States—a decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools[J]. *Applied Energy*, 2018, 228: 1656–1668.
- [11] 朱显辉, 胡旭, 师楠. 风氢互补的长期储能微电网容量优化配置模型[J]. *黑龙江科技大学学报*, 2021, 31(3): 344–349.  
ZHU Xianhui, HU Xu, SHI Nan. Optimal allocation model of long-term energy storage microgrid capacity with wind and hydrogen complementary[J]. *Journal of Heilongjiang University of Science and Technology*, 2021, 31(3): 344–349.
- [12] PAN G S, GU W, QIU H F, *et al.* Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering leveled cost of hydrogen[J]. *Applied Energy*, 2020, 270: 115176.
- [13] 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.
- [14] 赵建勇, 年珩, 马润生, 等. 基于改进雷达图模型的热电联供型微网系统多目标优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(12): 31–45.  
ZHAO Jianyong, NIAN Heng, MA Runsheng, *et al.* Multi-objective optimization configuration for combined heat and power microgrid system based on improved radar chart model[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(12): 31–45.
- [15] WANG Y L, LI R W, DONG H R, *et al.* Capacity planning and optimization of business park-level integrated energy system based on investment constraints[J]. *Energy*, 2019, 189: 116345.
- [16] 周世兵, 徐振源, 唐旭清. K-means 算法最佳聚类数确定方法[J]. *计算机应用*, 2010, 30(8): 1995–1998.  
ZHOU Shibing, XU Zhenyuan, TANG Xuqing. Method for determining optimal number of clusters in K-means clustering algorithm[J]. *Journal of Computer Applications*, 2010, 30(8): 1995–1998.
- [17] BEZDEK J C, PAL N R. Some new indexes of cluster validity[J]. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B (Cybernetics)*, 1998, 28(3): 301–315.
- [18] 任雪松, 于秀林. 多元统计分析 [M]. 2 版. 北京: 中国统计出版社, 2011.
- [19] 熊宇峰, 陈来军, 郑天文, 等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 31–38.  
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, *et al.* Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 31–38.
- [20] 戴逢哲, 苏斌, 姜飞, 等. 混合储能技术的应用及效益研究: 面向微网的氢热混合储能容量优化及其经济效益分析[J]. *价格理论与实践*, 2022(2): 175–179, 202.  
DAI Fengzhe, SU Bin, JIANG Fei, *et al.* Research on application and benefit of hybrid energy storage technology —hydrogen/thermal hybrid energy storage capacity optimization and its economic benefit analysis in microgrid system[J]. *Price (Theory & Practice)*, 2022(2): 175–179, 202.
- [21] 王泽镛, 滕云, 回茜, 等. 考虑垃圾处理与调峰需求的可持续化城市多能源系统规划[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(11): 3781–3797.  
WANG Zedi, TENG Yun, HUI Qian, *et al.* A sustainable development multi-energy system planning method incorporating the demand of waste disposal and peak shaving[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(11): 3781–3797.
- [22] 周刚, 倪晓阳, 李金锋, 等. 不受地理位置限制的地热和太阳能联合发电系统[J]. *地球科学*, 2006, 31(3): 394–398.  
ZHOU Gang, NI Xiaoyang, LI Jinfeng, *et al.* Geothermal and solar energy combined power generation system—an environment friendly system insubject to geographic location[J]. *Earth Science*, 2006, 31(3): 394–398.

#### 作者简介:

袁铁江 (1975—), 男, 教授, 博导, 从事氢能与电力、化石能源集成技术, 电力储能及其并网技术等研究, E-mail: ytj1975@dlut.edu.cn;

杨洋 (1996—), 男, 硕士研究生, 从事电力系统及其自动化研究, E-mail: bertyy1219@163.com;

李瑞 (2000—), 女, 硕士研究生, 从事电力系统及其自动化研究, E-mail: 2810744410@qq.com;

蒋东方 (1986—), 男, 博士, 高级工程师, 从事先进发电技术、氢能综合利用及发展政策、综合能源系统等研究, E-mail: jdf150@163.com.

(责任编辑 蒋东方)



## Optimized Configuration of Hydrogen-Energy Microgrid Capacity Considering Source Charge Uncertainties

YUAN Tiejia<sup>1</sup>, YANG Yang<sup>1</sup>, LI Rui<sup>1</sup>, JIANG Dongfang<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China; 2. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

**Abstract:** With regards to the low energy conversion efficiency and uncontrollable factors on the robustness of electrothermal gas-coupled microgrid planning due to the randomness of new energy resources, an optimization method for the configuration of hydrogen-energy microgrid is proposed considering the uncertainties of source charges. First of all, by taking advantages of hydrogen energy storage, electric boilers and organic Rankine cycle (ORC) systems to expand the electrothermal gas conversion paths of traditional microgrids, a multi-energy coupled, low-carbon and efficient hydrogen energy microgrid is set up. Then, a typical daily selection method of electrical load-wind power output based on ordered clustering algorithm and fuzzy c-means (FCM) clustering algorithm is proposed, with the minimization of annualized total cost as the optimization objective, and by taking into account the constraints of power balance, equipment operation, hydrogen storage system and natural gas pipeline, the hydrogen energy microgrid capacity optimization configuration model is established. Finally, the actual data of an industrial park is analyzed to obtain the optimal configuration scheme and the cost of each equipment in the system. Using Matlab and Yalmip toolbox for sensitivity analysis, it is verified that the proposed method and model can effectively reduce the total cost and carbon emissions.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC (Research on the Joint Planning Simulation of Electrolysis Water Hydrogen Production-Hydrogen Storage and Hydrogen Supply System and the Cooperative Interaction Mode of Electric-Hydrogen, No.5419-202257456A-2-0-ZN).

**Keywords:** microgrid; hydrogen energy; source charge uncertainty; electrothermal coupling; capacity optimization configuration

(上接第 20 页)

## Capacity Planning of Hydrogen Production and Storage System Based on Hydrogen Load Demand

PENG Shengjiang<sup>1,2</sup>, YANG Dezhou<sup>1</sup>, SUN Chuanshuai<sup>3</sup>, YUAN Tiejia<sup>3</sup>, LIU Yongcheng<sup>1</sup>

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Economic and Technical Research Institute of State Grid Gansu Province Electric Power Company, Lanzhou 730000, China; 3. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

**Abstract:** In the future energy society, the value of hydrogen energy will be realized in the conversion of various types of energy sources, particularly as the key link in the power system. To this end, a new energy system capacity planning method based on different hydrogen load levels is proposed to promote the application and development of renewable energy sources more efficiently such as wind and photovoltaic energy in the power grid. The method can maximize the economical benefits of the system while meeting the regional hydrogen energy demand. Under different hydrogen production modes, the optimal hydrogen production system scale can also be determined. In addition, the penalty costs of curtailing wind and solar power and hydrogen energy supply shortage are taken into consideration as well as the environmental benefits of the system. The results show that it is more reasonable and economical to adopt the mode of grid-integrated wind power and photovoltaic energy transactions for electricity in hydrogen production, which avoids the redundant configuration of large-capacity hydrogen production-storage equipment.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (Hydrogen Energy Storage Coupled with Decentralized Wind Power Consumption Research, No.51577163), Science and Technology Project of State Grid Gansu Electric Power Company (Research on Key Technology of Large-Scale Landscape Complementary Hydrogen Production, No.52273018000G).

**Keywords:** hydrogen load forecast; capacity planning; new energy consumption; comprehensive hydrogen utilization