

含氢储能的微电网低碳-经济协同优化配置

谭玲玲¹, 孙鹏¹, 郭沛璇¹, 李元芳², 吉兴全², 张玉敏^{2*}

(1. 山东电力工程咨询院有限公司, 山东省 济南市 250013;

2. 山东科技大学电气与自动化工程学院, 山东省 青岛市 266590)

Low-Carbon and Economic Synergy Optimization Configuration for Microgrid With Hydrogen Energy Storage

TAN Lingling¹, SUN Peng¹, GUO Peixuan¹, LI Yuanfang², JI Xingquan², ZHANG Yumin^{2*}

(1. Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Co., Ltd., Jinan 250013, Shandong Province, China;

2. College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, Shandong Province, China)

摘要:【目的】传统电储能在规模、持续时间和环境影响等方面存在局限性,而且微电网中新能源消纳能力低,规划时无法兼顾低碳性和经济性。为解决以上问题,基于氢储能基本工作原理,将氢储能代替传统电储能纳入到微电网中,建立了含氢储能的微电网低碳-经济协同双层优化配置模型。【方法】上层规划模型以微电网综合等年值最小为目标,在电-氢联合运行的基础上,引入碳交易机制对微电网中各发电设备进行容量规划,提高了系统的低碳性;下层运行模型以最小化新能源出力与负荷需求之差的绝对值之和为目标,鼓励用户采取以精确追踪新能源出力曲线为目标的多样化需求侧响应行为,并将用户的用能行为调整反馈至上层模型,实现了对负荷曲线的优化。【结果】某工业园区微电网仿真验证表明,所提方法得到的规划方案具有良好的低碳性和经济性,与传统规划方法相比,低碳性和经济性分别提高了53.6%和37.1%。【结论】所建模型在提高新能源消纳能力的基础上进一步提高了系统的经济性,实现了微电网低碳性和经济性的协同优化。

关键词: 微电网; 氢储能; 新能源; 低碳; 碳交易; 容量规划; 需求响应; 优化配置

ABSTRACT: [Objectives] Traditional electric energy storage has limitations in scale, duration, and environmental impact. Moreover, the renewable energy absorption capacity in the microgrid is low, and low-carbon and economy cannot be taken into account in planning. In order to solve the above

problems, based on the basic working principle of hydrogen energy storage, hydrogen energy storage was incorporated into the microgrid instead of traditional electric energy storage, and a low-carbon and economic synergy bi-level optimization configuration model of microgrid with hydrogen energy storage was established. [Methods] The upper-level planning model aimed at minimizing the comprehensive equivalent annual value of the microgrid, based on the joint operation of electricity and hydrogen. The carbon trading mechanism was introduced to plan the capacity of various power generation equipments in the microgrid, which can enhance the low-carbon of the system. The lower-level operation model aimed to minimize the sum of the absolute values of the difference between the new energy output and the load demand. The model also encouraged users to adopt diversified demand-side response behaviors with the goal of accurately tracking the new energy output curve, and feeded back the user's energy consumption behavior to the upper-level model to optimize the load curve. On the basis of improving the absorption capacity of new energy, the system economy is further improved, deeply exploring the synergy between the low-carbon and economic characteristics of microgrids. [Results] The simulation results of microgrid in a certain industrial park show that the proposed method yields a planning scheme with excellent low-carbon and economy. Compared with the traditional planning method, the low-carbon and economy are improved by 53.6% and 37.1%, respectively. [Conclusions] The model presented in this paper not only enhances the capacity for new energy absorption but also further improves the system economic performance. It achieves a synergistic enhancement of the microgrid low-carbon and economy.

基金项目: 山东省自然科学基金项目(ZR2022ME219, ZR2021QE117)。

Project Supported by Natural Science Foundation of Shandong Province (ZR2022ME219, ZR2021QE117).

KEY WORDS: microgrid; hydrogen energy storage; new energy; low-carbon; carbon trading; capacity planning; demand response; optimization configuration

0 引言

在实现“双碳”目标的进程中,微电网对于推动我国能源转型升级、助力绿色低碳发展具有重要意义^[1-4]。含氢储能的微电网通过氢储能有效整合风力和光伏资源,实现电-氢的灵活转化,具有高效、低碳和可再生等优点^[5-6]。此外,碳交易机制作为源侧低碳手段,需求响应作为荷侧调节手段,得到迅速发展及应用。探索如何有效利用氢储能技术以及有效整合碳交易机制、需求响应策略,以合理规划微电网各设备的容量,对实现微电网经济性和低碳性的双重优化具有重大意义。

微电网规划主要分为容量优化配置^[7-9]、拓扑结构规划^[10]两大类。由于微电网发展的时间比传统电网短,目前针对微电网拓扑结构规划的研究较少,大部分集中于微电网的容量优化配置研究^[11]。文献[12]依托多样化的控制机制,提出了微电网分布式电源的容量配置方法;文献[13]依据用户电源可靠性条件,提出了风-光-储混合的全年孤岛运行的微电网电源优化配置模型;文献[14]针对风光储微电网系统,提出了基于蓄电池内部特性建模的电储能容量优化方法。然而,上述研究均侧重于提高微电网的经济性,未考虑提高系统的低碳性。

在碳交易市场的引导下,碳交易机制能够在兼顾经济性与环保性的同时最大限度地减少碳排放^[15-18]。文献[19]同时考虑碳交易机制和全生命周期碳计量,提出了微电网容量规划方法,提升了微电网系统经济、环境效益。文献[20]针对多微网系统合作运行过程中产生的碳交易问题,提出了一种计及电-碳交易与综合贡献率的多微网合作运行优化策略。上述研究基于电储能系统引入碳交易机制,兼顾经济性的同时显著提高了系统的低碳性,但电储能在成本和环境方面有待进一步改善。

氢储能装置凭借储能规模大、便于长期存储、绿色清洁和对地理条件依赖性小等优势,能替代

传统电储能,有效改善储能系统高成本 and 环境污染等问题,在微电网容量优化配置研究中备受关注。文献[21]综合考虑微电网的经济成本、供电可靠性和弃风率3个指标,构建了氢储能系统的容量优化配置模型。文献[22]基于信息间隙决策理论,提出了一种含氢储能的微电网规划方法。文献[23]以共享交易机制为依托,提出了多类型微网共享氢储能系统容量规划方法。将氢储能装置纳入微电网规划研究中,在满足系统经济性的基础上兼顾了一定的低碳性。然而,上述研究未考虑用户用能行为特性对微电网经济性和低碳性的贡献,难以在最大程度上实现微电网低碳-经济协同优化目标。

需求响应通过价格或者激励机制引导用户改变其用能行为,通过提高系统对新能源的消纳能力,从而进一步加强微电网低碳-经济协同潜力^[24-25]。文献[26]在新能源高渗透率的场景下,提出了计及需求响应的电动汽车接入海岛微电网群的优化方法。文献[27-28]基于需求响应机制和源荷不确定性,提出了微电网电源和储能优化配置策略,在保证供电可靠性的同时进一步提高了经济性。

通过综合分析上述研究可知,目前微电网低碳-经济协同优化研究中,仅关注碳交易机制或需求响应的单一影响,缺乏对二者综合作用的研究^[29-31]。实际上,将碳交易和需求响应同时纳入考虑范围,对实现微电网系统低碳-经济协同优化至关重要。碳交易机制的引入可改变以经济性为主导的传统规划模式,促使规划者在决策过程中更加重视系统的低碳化发展;需求响应策略的引入可有效地提高新能源的消纳率,减小对储能设备的依赖性,降低系统的运行成本,从而提升整体的经济性。

为此,本文将由电解槽、储氢罐和氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)组成的氢储能系统代替传统电储能纳入到微电网结构,同时引入碳交易机制和需求响应策略,建立含氢储能的微电网低碳-经济双层优化配置模型。上层规划模型通过碳交易机制降低系统碳排放量,提高系统的低碳性,下层运行模型引入需求响应策略,提高用户

对新能源的利用率,降低系统运行成本,从而实现了含氢储能的微电网低碳-经济协同优化。

1 含氢储能的微电网模型

1.1 含氢储能的微电网结构

本文构建的含氢储能的微电网结构如图1所示,主要配置包括光伏阵列、风机、柴油发电机、氢储能系统和工业负荷。其中:光伏阵列通过DC/AC与母线相连;风机通过AC/AC接入母线;氢储能系统中HFC通过DC/AC接入母线,电解槽通过AC/DC从母线中获取电能。

如图1所示,氢储能系统由电解槽、储氢罐和HFC组成。当风光出力充足时,水蒸气通过富余的电能可在电解槽中电解,分解成氢气(H_2)和氧气(O_2), H_2 被储存在储氢罐中或直接被提供给HFC发电,提高了新能源的利用率和消纳水平;当风光出力不足时,储氢罐中的 H_2 被输送至HFC, H_2 在HFC内通过化学反应与 O_2 结合,产生电能,从而满足微电网的用电需求。

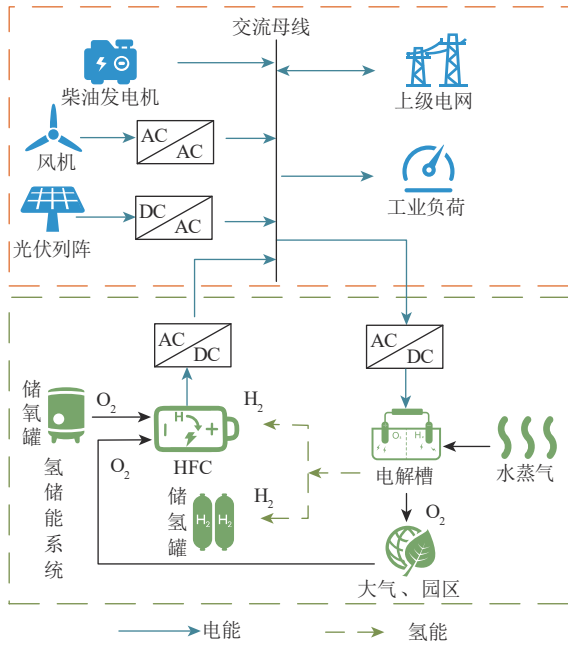
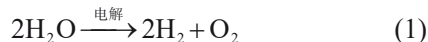


图1 含氢储能的微电网结构图

Fig. 1 Structure diagram of hydrogen energy storage microgrid

1.2 氢储能相关设备模型

电解槽模型表示如下:



$$\begin{cases} P_{et,t}^{\text{out}} = \eta_{et} P_{et,t}^{\text{in}} \\ P_{et,t}^{\text{in-min}} \leq P_{et,t}^{\text{in}} \leq P_{et,t}^{\text{in-max}} \\ \Delta P_{et,t}^{\text{min}} \leq P_{et,t+1}^{\text{in}} - P_{et,t}^{\text{in}} \leq \Delta P_{et,t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{et,t}^{\text{in}}$ 和 $P_{et,t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时刻电解槽的输入电功率和输出氢功率; η_{et} 为电解槽的制氢效率; $P_{et,t}^{\text{in-max}}$ 和 $P_{et,t}^{\text{in-min}}$ 分别为 t 时刻电解槽的输入功率上、下限; $\Delta P_{et,t}^{\text{max}}$ 和 $\Delta P_{et,t}^{\text{min}}$ 分别为 t 时刻电解槽的爬坡功率上、下限。

储氢罐模型表示如下:

$$\begin{cases} S_{H,t+1} = S_{H,t} + \eta_H^{\text{in}} P_{H,t}^{\text{in}} - \eta_H^{\text{out}} P_{H,t}^{\text{out}} \\ S_{H,t}^{\text{min}} \leq S_{H,t} \leq S_{H,t}^{\text{max}} \\ x_{H,t} P_{H,t}^{\text{in-min}} \leq P_{H,t}^{\text{in}} \leq x_{H,t} P_{H,t}^{\text{in-max}} \\ (1 - x_{H,t}) P_{H,t}^{\text{out-min}} \leq P_{H,t}^{\text{out}} \leq (1 - x_{H,t}) P_{H,t}^{\text{out-max}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $S_{H,t}$ 为 t 时刻储氢罐的储氢量; $P_{H,t}^{\text{in}}$ 和 $P_{H,t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时刻储氢罐的输入、输出氢功率; η_H^{in} 和 η_H^{out} 分别为储氢罐的储、放氢效率; $S_{H,t}^{\text{min}}$ 和 $S_{H,t}^{\text{max}}$ 分别为储氢罐最小、最大容量; $P_{H,t}^{\text{in-min}}$ 、 $P_{H,t}^{\text{in-max}}$ 分别为储氢罐最小、最大储氢功率; $P_{H,t}^{\text{out-min}}$ 、 $P_{H,t}^{\text{out-max}}$ 分别为储氢罐最小、最大放氢功率; $x_{H,t}$ 为表征储氢罐储、放氢状态的0-1变量。

HFC模型表示如下:

$$\begin{cases} P_{HFC,t}^{\text{out}} = \eta_{HFC} P_{HFC,t}^{\text{in}} \\ P_{HFC,t}^{\text{in-min}} \leq P_{HFC,t}^{\text{in}} \leq P_{HFC,t}^{\text{in-max}} \\ \Delta P_{HFC,t}^{\text{min}} \leq P_{HFC,t+1}^{\text{in}} - P_{HFC,t}^{\text{in}} \leq \Delta P_{HFC,t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{HFC,t}^{\text{out}}$ 和 $P_{HFC,t}^{\text{in}}$ 分别为 t 时刻HFC的输出电功率和输入氢功率; η_{HFC} 为HFC的转换效率; $P_{HFC,t}^{\text{in-max}}$ 和 $P_{HFC,t}^{\text{in-min}}$ 分别为HFC的输入功率上、下限; $\Delta P_{HFC,t}^{\text{max}}$ 和 $\Delta P_{HFC,t}^{\text{min}}$ 分别为HFC的爬坡功率上、下限。

2 碳交易机制模型

碳交易机制是一种兼顾系统低碳性、经济性,在碳交易市场上进行合法碳排放权买卖的机制^[32]。本文微电网系统碳排放源主要包括柴油发电机和外购电产生的碳排放量,根据微电网系统运行特性,建立以下模型:

$$D_G = a_{dc} \sum_{t=1}^T P_{dc,t} \Delta t + a^{\text{buy}} \sum_{t=1}^T \beta^{\text{buy}} P_{\text{buy},t} \Delta t \quad (5)$$

$$E_G = b_{dc} \sum_{t=1}^T P_{dc,t} \Delta t + b^{\text{buy}} \sum_{t=1}^T \beta^{\text{buy}} P_{\text{buy},t} \Delta t \quad (6)$$

式中: E_G 、 D_G 分别为 t 时刻微电网系统的总碳排

放量和总碳排放配额； a_{de} 和 b_{de} 分别为柴油发电机的单位碳排放配额和单位碳排放强度； a^{buy} 和 b^{buy} 分别为购买单位火电的碳排放配额和碳排放强度； $P_{de,t}$ 为 t 时刻柴油发电机的输出功率； $P_{buy,t}$ 为 t 时刻的购电功率； β^{buy} 为购电功率中火电的占比系数； T 为碳交易成本的结算周期； Δt 为时间间隔。

综上，微电网可参与交易的碳排放量为实际碳排放量与所分配的碳排放配额之差，则碳交易成本 D^{CO_2} 在典型日场景下可表示为

$$D^{CO_2} = c^{CO_2} \sum_{d \in Q_D} N_D^d \sum_{t=1}^{24} (E_G - D_G) \quad (7)$$

式中： c^{CO_2} 为碳交易价格； Q_D 为典型日集合； N_D^d 为典型日 d 的天数。

当 $D^{CO_2} > 0$ 时，系统需向市场购买碳排放配额以满足系统碳排放需求；当 $D^{CO_2} < 0$ 时，系统可向市场出售碳排放配额以获得碳收益。

由式(7)可知，碳排放配额与碳排放量的关系如图2所示。

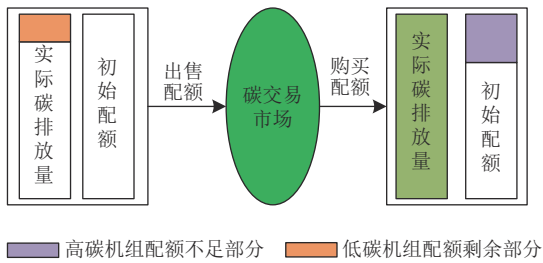


图2 碳排放配额与碳排放量的关系

Fig. 2 Relationship between carbon emission allowances and carbon emissions

3 需求响应模型

本文以调度周期内各时刻新能源发电量与负荷需求差值的绝对值之和最小为需求响应优化目标^[30]，鼓励用户采取精确追踪新能源出力曲线的用能行为，起到削峰填谷的作用。

3.1 优化目标

优化目标函数表示如下：

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \sum_{t=1}^{24} |P_{pv,t} + P_{wt,t} - P_{load,t}^{before}| \Delta t \\ P_{load,t}^{after} = P_{load,t}^{before} + \Delta P_{load,t} \end{array} \right. \quad (8)$$

式中： $P_{pv,t}$ 和 $P_{wt,t}$ 分别为 t 时刻光伏和风电的输出功率； $P_{load,t}^{before}$ 和 $P_{load,t}^{after}$ 分别为需求响应前、后 t 时刻

的负荷功率； $\Delta P_{load,t}$ 为 t 时刻的负荷转移量， $\Delta P_{load,t} > 0$ 表示转入负荷， $\Delta P_{load,t} < 0$ 表示转出负荷。

3.2 相关约束

1) 负荷转移时段约束如下：

$$t_1, t_2 \in T_i \quad (9)$$

式中： t_1 和 t_2 分别为负荷转入和转出时刻； T_i 为第 i 个调度周期。

2) 负荷转移量约束如下：

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^{24} |\Delta P_{load,t} \Delta t| = 0 \\ -\Delta P_{load,t}^{max} \leq \Delta P_{load,t} \leq \Delta P_{load,t}^{max} \end{array} \right. \quad (10)$$

式中 $\Delta P_{load,t}^{max}$ 为 t 时刻的最大负荷转移量。

4 含氢储能的微电网低碳-经济双层优化配置模型

本文构建了含氢储能的微电网低碳-经济双层优化配置模型，上层模型以微电网综合等年值最小为目标，引入碳交易机制对含氢储能的微电网中的设备进行容量规划；下层模型引入激励型需求响应，引导多元用户改变用能行为，将调整后的负荷曲线传递给上层；通过上下层反复迭代，直至平衡。

4.1 上层规划模型

4.1.1 目标函数

规划层目标函数为微电网综合等年值，包括等年值投资成本、维护成本、运行成本和碳交易成本，表示如下：

$$\min D = \min(D^{inv} + D^{main} + D^{om} + D^{CO_2} + D^H) \quad (11)$$

$$D^{inv} = \sum_{k \in X_k} R_k^{inv} Q_{k,N} r_y + R_{et}^{inv} Q_{et,N} r_y + R_H^{inv} Q_{H,N} r_y + R_{HFC}^{inv} Q_{HFC,N} r_y \quad (12)$$

$$r_y = \frac{\gamma(1+\gamma)^y}{(1+\gamma)^y - 1} \quad (13)$$

$$D^{main} = \sum_{k \in X_k} R_k^{main} Q_{k,N} + R_{et}^{main} Q_{et,N} + R_H^{main} Q_{H,N} + R_{HFC}^{main} Q_{HFC,N} \quad (14)$$

式中： D 、 D^{inv} 、 D^{main} 和 D^{om} 分别为综合等年值成本、投资成本、维护成本和运行成本； D^H 为氢储能运行成本； X_k 为光伏、风电和柴油发电机的集合； r_y 为资金回收系数； γ 为贴现率； y 为各设备的运行年限； R_k^{inv} 、 R_{et}^{inv} 、 R_H^{inv} 和 R_{HFC}^{inv} 分别为设备 k 、电解槽、储氢罐和HFC的单位容量投资成本；

R_k^{main} 、 $R_{\text{et}}^{\text{main}}$ 、 $R_{\text{H}}^{\text{main}}$ 和 $R_{\text{HFC}}^{\text{main}}$ 分别为设备 k 、电解槽、储氢罐和HFC的单位容量年维护成本； $Q_{k,N}$ 、 $Q_{\text{et},N}$ 、 $Q_{\text{H},N}$ 和 $Q_{\text{HFC},N}$ 分别为设备 k 、电解槽、储氢罐和HFC的规划容量。

年运行成本 D^{om} 包括燃料成本、购售电成本和弃风弃光成本，在典型场景下可以表示如下：

$$D^{\text{om}} = D^{\text{fuel}} + D^{\text{grid}} + D^{\text{waste}} \quad (15)$$

$$D^{\text{fuel}} = c_{\text{fuel}} \left[\sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} N_D^d (a P_{\text{de},t}^d + b P_{\text{de},N}^d) \right] \quad (16)$$

$$D^{\text{grid}} = \sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} N_D^d (C_{\text{de},t}^{\text{buy}} P_{\text{de-buy},t}^d - C_{\text{de},t}^{\text{sell}} P_{\text{de-sell},t}^d) \quad (17)$$

$$D^{\text{waste}} = \sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} N_D^d (C_{\text{wt},t}^{\text{waste}} P_{\text{wt-waste},t}^d + C_{\text{pv},t}^{\text{waste}} P_{\text{pv-waste},t}^d) \quad (18)$$

$$\begin{cases} P_{\text{wt-waste},t}^d = P_{\text{wt},t}^d - P_{\text{wt},t}^{\text{in}} \\ P_{\text{pv-waste},t}^d = P_{\text{pv},t}^d - P_{\text{pv},t}^{\text{in}} \end{cases} \quad (19)$$

式中： D^{fuel} 、 D^{grid} 和 D^{waste} 分别为年燃料成本、购售电成本和年弃风弃光惩罚成本； c_{fuel} 为柴油单价； $P_{\text{de},t}^d$ 为柴油发电机在典型日 d 内 t 时刻的输出功率； $P_{\text{de},N}^d$ 为柴油发电机额定功率； a 和 b 分别为油耗-功率曲线的斜率和截距系数； $C_{\text{de},t}^{\text{buy}}$ 、 $C_{\text{de},t}^{\text{sell}}$ 、 $C_{\text{pv},t}^{\text{waste}}$ 和 $C_{\text{wt},t}^{\text{waste}}$ 分别为 t 时刻的购电电价、售电电价、单位弃风费用和单位弃光费用； $P_{\text{de-buy},t}^d$ 、 $P_{\text{de-sell},t}^d$ 、 $P_{\text{wt-waste},t}^d$ 和 $P_{\text{pv-waste},t}^d$ 分别为典型日 d 内 t 时刻购电、售电、弃风、弃光功率； $P_{\text{pv},t}^d$ 、 $P_{\text{wt},t}^d$ 、 $P_{\text{pv},t}^{\text{in}}$ 和 $P_{\text{wt},t}^{\text{in}}$ 分别为典型日 d 内 t 时刻光伏预测功率、风电预测功率、光伏输出功率和风电输出功率。

氢储能运行成本包括电解槽、储氢罐和HFC的运行成本，表示如下：

$$D^{\text{H}} = D^{\text{et}} + D^{\text{H}} + D^{\text{HFC}} \quad (20)$$

$$D^{\text{et}} = \sum_{d \in \Omega_D} N_D^d \sum_{t=1}^{24} c_{\text{et}} P_{\text{et},t}^{\text{in}} \quad (21)$$

$$D^{\text{H}} = \sum_{d \in \Omega_D} N_D^d \sum_{t=1}^{24} c_{\text{H}} [x_{\text{H},t} P_{\text{H},t}^{\text{in}} + (1 - x_{\text{H},t}) P_{\text{H},t}^{\text{out}}] \quad (22)$$

$$D^{\text{HFC}} = \sum_{d \in \Omega_D} N_D^d \sum_{t=1}^{24} c_{\text{HFC}} P_{\text{HFC},t}^{\text{out}} \quad (23)$$

式中： D^{et} 、 D^{H} 和 D^{HFC} 分别为电解槽、储氢罐和HFC的运行成本； c_{et} 、 c_{H} 和 c_{HFC} 分别为电制氢、储氢罐和HFC发电的单位运行成本系数。

4.1.2 约束条件

1) 机组投建容量约束条件如下：

$$\begin{cases} Q_{\text{pv},N}^{\text{min}} \leq Q_{\text{pv},N} \leq Q_{\text{pv},N}^{\text{max}} \\ Q_{\text{wt},N}^{\text{min}} \leq Q_{\text{wt},N} \leq Q_{\text{wt},N}^{\text{max}} \\ Q_{\text{de},N}^{\text{min}} \leq Q_{\text{de},N} \leq Q_{\text{de},N}^{\text{max}} \\ Q_{\text{et},N}^{\text{min}} \leq Q_{\text{et},N} \leq Q_{\text{et},N}^{\text{max}} \\ Q_{\text{H},N}^{\text{min}} \leq Q_{\text{H},N} \leq Q_{\text{H},N}^{\text{max}} \\ Q_{\text{HFC},N}^{\text{min}} \leq Q_{\text{HFC},N} \leq Q_{\text{HFC},N}^{\text{max}} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $Q_{\text{pv},N}$ 、 $Q_{\text{wt},N}$ 、 $Q_{\text{de},N}$ 分别为光伏阵列、风力发电机、柴油发电机的规划容量；上标 max 和 min 分别表示各设备容量的上、下限。

2) 功率平衡约束条件如下：

$$P_{\text{pv},t}^d + P_{\text{wt},t}^d + P_{\text{de},t}^d + P_{\text{HFC-out},t}^d + P_{\text{de-buy},t}^d = P_{\text{load},t}^d + P_{\text{et-in},t}^d + P_{\text{de-sell},t}^d \quad (25)$$

式中： $P_{\text{load},t}^d$ 为典型日 d 内 t 时刻的负荷功率； $P_{\text{et-in},t}^d$ 和 $P_{\text{HFC-out},t}^d$ 分别为典型日 d 内 t 时刻电解槽的输入功率和HFC的输出功率。

3) 分布式电源出力约束条件如下：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{pv},t}^d \leq P_{\text{pv},t}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{wt},t}^d \leq P_{\text{wt},t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (26)$$

4) 氢储能系统约束条件如下：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{et-in},t}^d \leq Q_{\text{et},N} \\ 0 \leq P_{\text{HFC-out},t}^d \leq Q_{\text{HFC},N} \end{cases} \quad (27)$$

5) 交换功率约束条件如下：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{de-buy},t}^d \leq P_{\text{de-buy-max}}^d \\ 0 \leq P_{\text{de-sell},t}^d \leq P_{\text{de-sell-max}}^d \end{cases} \quad (28)$$

式中 $P_{\text{de-buy-max}}^d$ 和 $P_{\text{de-sell-max}}^d$ 分别为典型日 d 内微电网购电和售电的最大功率限值。

6) 弃风、弃光电量约束条件如下：

$$0 \leq \frac{\sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{wt-waste},t}^d \Delta t}{\sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{wt},t}^d \Delta t} \leq a_{\text{wt-waste}} \quad (29)$$

$$0 \leq \frac{\sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{pv-waste},t}^d \Delta t}{\sum_{d \in \Omega_D} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{pv},t}^d \Delta t} \leq a_{\text{pv-waste}} \quad (30)$$

式中 $a_{\text{wt-waste}}$ 和 $a_{\text{pv-waste}}$ 分别为最大弃风、弃光率。

7) 氢功率平衡约束条件如下：

$$P_{\text{et},t}^{\text{out}} + P_{\text{H},t}^{\text{out}} = P_{\text{HFC},t}^{\text{in}} + P_{\text{H},t}^{\text{in}} \quad (31)$$

4.2 下层需求响应模型

构建的下层需求响应模型如式(8)–(10)所示。为保证用户的消费成本在参与需求响应后不增加，需满足以下条件：

$$\begin{cases} c_e \sum_{t=1}^T P_{\text{load},t}^{\text{after}} - D_{\text{dr}} \leq c_e \sum_{t=1}^T P_{\text{load},t}^{\text{before}} \\ D_{\text{dr}} = c_{\text{dr}} \sum_{t=1}^T |\Delta P_{\text{load},t}| \Delta t \end{cases} \quad (32)$$

式中： D_{dr} 为需求响应成本； c_e 为常规电价； c_{dr} 为单位需求响应奖励成本。

4.3 收敛条件

模型收敛条件为微电网综合等年值最小，即收敛前后2次迭代的微电网综合等年值不变，表示如下：

$$\frac{|D_{k+1} - D_k|}{D_k} \leq \zeta \quad (33)$$

式中： D_k 为第 k 次迭代的微电网综合等年值； ζ 为迭代终止容差，本文取 10^{-4} 。

4.4 模型求解步骤

含氢储能的微电网低碳-经济协同优化模型的求解流程如图3所示，具体步骤如下：

- 1) 输入原始数据。输入负荷曲线、风光典型日预测出力曲线、氢储能设备和电源等经济参数。
- 2) 求解上层规划模型。计算目标函数式(11)，得到规划容量及运行结果。
- 3) 求解下层需求响应模型。将规划容量及运行结果传输到需求响应模型目标函数式(8)中，求解需求响应后的负荷结果，并将其反馈到上层规划模型中。

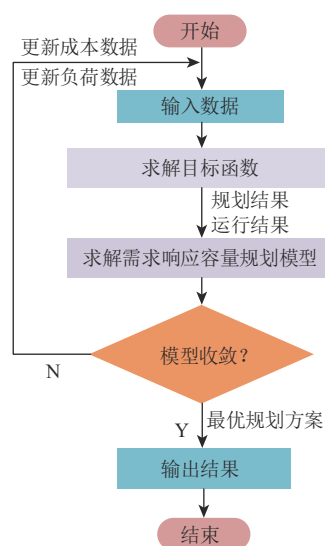


图3 微电网低碳-经济规划模型求解流程图

Fig. 3 Solution flowchart of low-carbon economic planning model of microgrid

4) 判断输出条件。重复上述步骤，反复迭代，直至满足收敛条件。

5) 输出最优配置结果。

5 算例分析

5.1 系统参数

本文以某工业园区微电网四季典型日的实际数据^[33]为例，规划周期为1年，调度周期为24 h，时间间隔为1 h，将全年分为春秋、夏和冬季3类，每类选取1个典型日(夏季60天，冬季120天，春秋秋季185天)，负荷需求、风、光预测数据分别如图4—6所示。氢储能系统中相关设备安装运行参数^[30]如表1所示。其中，储氢罐的安装费用为1.95元/(kW·h)，年运行维护费用为27元/(kW·h)，寿命为25年。为便于计算，本文将储氢罐容量单位换算为能量单位，经换算可知，0℃和一个标准大气压条件下，1 m³ H₂的能量约为2.95 kW·h^[30]。系统其他参数如表2所示。本文所建模型为混合整数线性规划(mixed integer linear program, MILP)问题，可以在MATLAB平台上利用CPLEX求解器对模型进行直接求解。计算机配置为Win11系统，Intel i5-12500H CPU，主频2.50 GHz，内存16 GB。

为验证本文微电网规划模型中碳交易机制和需求响应同时作用对微电网低碳-经济协同优化的有效性，设置如下3种场景进行对比分析：场景1，不考虑碳交易和需求响应机制；场景2，考虑碳交易，不考虑需求响应机制；场景3，同时考虑碳交易和需求响应机制。

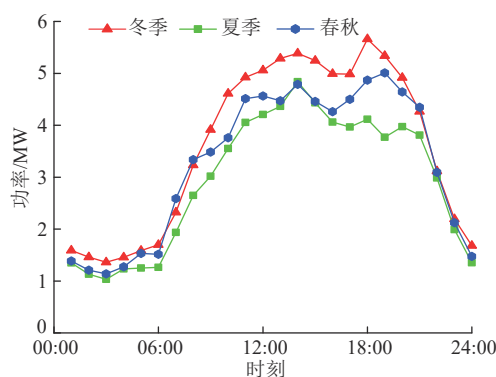


图4 负荷曲线

Fig. 4 Load curves

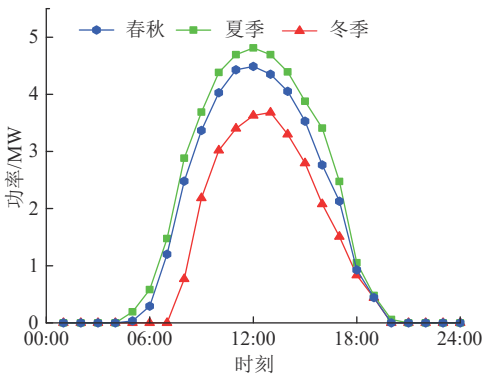


图5 光伏出力曲线

Fig. 5 Photovoltaic power output curves

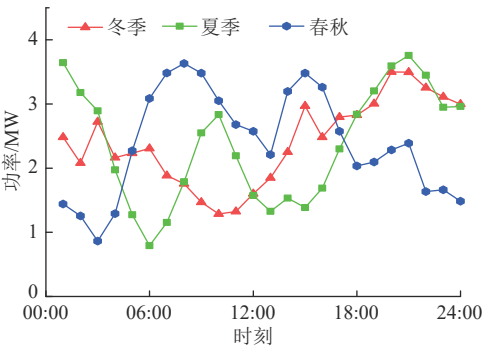


图6 风电出力曲线

Fig. 6 Wind power output curves

表1 电-氢一体化相关设备参数

Tab. 1 Parameters of equipment related to electricity-hydrogen integration

设备	投资费用/(元/kW)	运行维护费用/(元/kW)	寿命/a
风力发电机	7 500	100	20
光伏	8 000	20	25
柴油发电机	500	15	20
电解槽	2 210	120	15
HFC	4 550	18	6

表2 所设定的系统其他参数

Tab. 2 Other parameters of the set system

参数	取值
$C_{de,t}^{buy}/[元/(kW \cdot h)]$	0.49
$C_{de,t}^{sell}/[元/(kW \cdot h)]$	0.38
$c^{CO_2}/(元/kg)$	0.267 6
$a_{de}/[kg/(kW \cdot h)]$	0.789
$b_{de}/[kg/(kW \cdot h)]$	0.5
$a^{buy}/[kg/(kW \cdot h)]$	0.92
$b^{buy}/[kg/(kW \cdot h)]$	0.649
$c_{fuel}/(元/L)$	6.13
$C_{wt,t}^{waste}/[元/(kW \cdot h)]$	0.6
$C_{pv,t}^{waste}/[元/(kW \cdot h)]$	0.6
$a_{wt-waste}$	0.3
$a_{pv-waste}$	0.3
β^{buy}	1

5.2 容量配置对比分析

3 种场景下微电网的容量配置结果如表 3 所示。

表3 3 种场景下微电网的容量配置结果

Tab. 3 Different scenarios of capacity configuration results

参数	场景1	场景2	场景3
风电规划容量/kW	5 855	7 534	7 534
光伏规划容量/kW	4 412	5 242	5 242
柴油发电机规划容量/kW	2 731	1 742	1 742
电解槽规划容量/kW	1 858	2 131	1 671
燃料电池规划容量/kW	800	550	532
储氢罐规划容量/(kW·h)	3 784	5 000	2 946

由表 3 可知，与场景 1 相比，场景 2 柴油发电机的规划容量减少了 989 kW，风力发电和光伏发电的规划容量分别增加了 1 679 kW 和 830 kW，这是因为引入碳交易机制后，相当于将碳排放成本间接考虑到柴油发电机的发电成本中，风力发电和光伏发电的运行成本相对减少，规划容量增加。风光投建容量的增加使其发电量也随之增加，为有效利用富余的电量，对电解槽的需求量也随之上升。该结果揭示了碳排放机制在碳减排方面的有效性。

与场景 2 相比，场景 3 同时考虑碳交易机制和需求响应策略，风电和光伏容量未发生变化，这是因为需求响应策略通过激励用户转移负荷用电时间，尽可能消纳了风光发电高峰富余的电量，提高了微电网对新能源的消纳能力，成功降低了氢储能系统的配置规模，从而优化了经济成本。

5.3 成本对比分析

为验证本文微电网规划模型在经济性上的优势，对 3 种场景下的规划成本进行对比分析，结果如表 4 所示。

表4 不同场景的规划成本

Tab. 4 Planning costs for different scenarios 万元

成本项	场景1	场景2	场景3
投资成本	386	314	331
维护成本	131	125	72
年燃料成本	156	98	104
购售电成本	56	28	17
弃风、弃光成本	268	295	173
碳交易成本	0	1.4	1.0
氢储能系统运行成本	238	122	79

由表4可知，相较于场景1，场景2系统投资成本和维护成本降低了15%，年燃料成本降低了37.2%，购售电成本降低了50%，系统经济性明显提升。碳交易机制是将碳排放密集型发电机组的排放量转化为经济成本，相对增加了柴油发电机组的运行成本，进而相对降低了风电和光伏发电的经济成本，因此风光发电的部署规模得以提升。

相较于场景1、2，场景3的总成本分别下降了37.1%和21%。相较于场景2，场景3同时考虑碳交易机制和需求响应，氢储能系统运行成本和弃风弃光成本分别降低了35.2%和41.4%。碳交易机制通过降低系统碳排放量，需求响应策略通过负荷转移，实现了对新能源的最大化利用。碳交易机制与需求响应策略同时作用，既降低了氢储能系统的容量，又降低了微电网对柴油发电及外部电网供电的依赖性，表明本文模型能有效实现含氢储能的微电网低碳-经济协同优化。

5.4 系统碳排放量对比分析

为验证本文微电网规划模型在低碳性上的优势，对3种场景下系统碳排放量进行对比分析，结果如表5所示。

表5 不同场景的碳排放量

Tab. 5 Carbon emissions for different scenarios

场景	1	2	3
碳排放量/t	105 778	66 919	49 029

通过分析表5可知，相较于场景1，场景2添加碳交易机制后，碳排放量下降了36.7%；相较于场景1、2，场景3的碳排放量分别下降了53.6%和26.7%。由此可见，碳交易机制和需求响应共同作用时，能够更加有效地提高系统的低碳性。

5.5 典型日运行情况对比分析

以冬季典型日为例，验证本文规划方案在模拟运行中的有效性。

5.5.1 典型日功率平衡分析

图7为冬季典型日3种场景运行情况。通过分析可知，相较于场景1，场景2风光发电功率明显增加，柴油发电机的输出功率和购电功率大幅下降，同时通过氢储能装置消纳了一定的风光发电，提高了系统的低碳性；相较于场景1、2，场景3同时考虑碳交易和需求响应的协同作用，负荷分

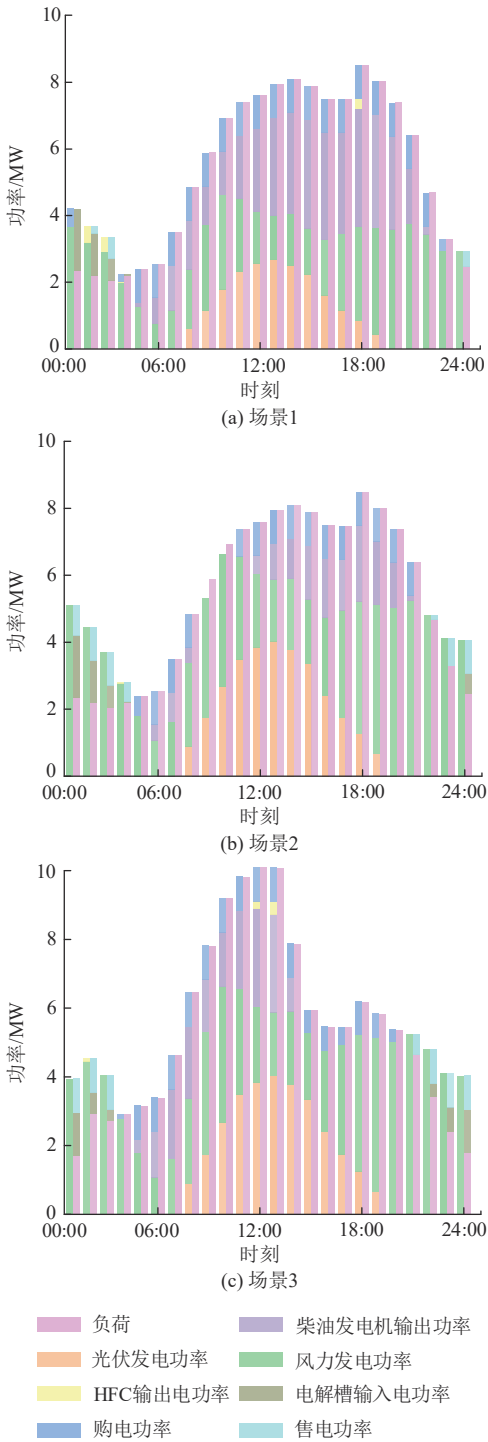


图7 冬季典型日3种场景运行情况

Fig. 7 Operational status of three scenarios on a typical winter day

布发生明显变化，购电功率和柴油发电机的发电功率进一步降低，系统低碳-经济协同能力得以提高。

5.5.2 典型日碳排放量对比分析

冬季典型日下3种场景的碳排放量如表6所

表 6 冬季典型日不同场景的碳排放量
Tab. 6 Carbon emission levels on a typical winter day in different scenarios

场景	1	2	3
碳排放量/kg	6 689	4 457	3 128

示。可以看出，相较于场景 1、2，场景 3 的碳排放量分别下降了 53.2% 和 29.8%，由此可进一步验证碳交易机制与需求响应的共同作用能有效提高系统低碳性。

5.5.3 典型日风光出力对比分析

为验证本文微电网规划模型在运行阶段对新能源出力的影响，对冬季典型日 3 种场景下光伏和风电出力情况进行对比分析，结果分别如图 8、9 所示。

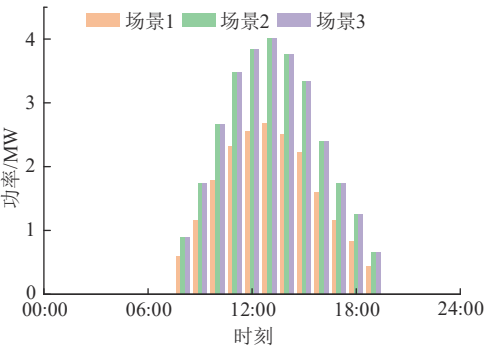


图 8 冬季典型日 3 种场景下光伏出力结果
Fig. 8 Results of photovoltaic power output under three scenarios on a typical winter day

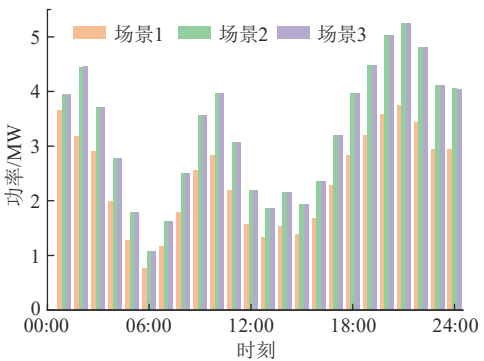


图 9 冬季典型日 3 种场景下风电出力结果
Fig. 9 Results of wind power output under three scenarios on a typical winter day

由图 8、9 可知，与场景 1 相比，场景 2 风光出力在各时间段都有所提高，并且结合图 7 可以看出，柴油发电机的发电量在 08:00—18:00 下降，微电网外购电量在 16:00—23:00 明显下降，微电

网的碳排放量随之下降，因此微电网燃料成本和购电成本降低。

与场景 2 相比，场景 3 引入需求响应策略后风光出力未发生改变，这是因为需求响应策略是从荷侧出发，激励用户改变用能行为，从而提高新能源消纳能力，降低氢储能系统的规划容量。

5.6 收敛性分析

为了分析本文模型的收敛性，分别计算了不同迭代次数下的微电网综合等年值，结果如图 10 所示。

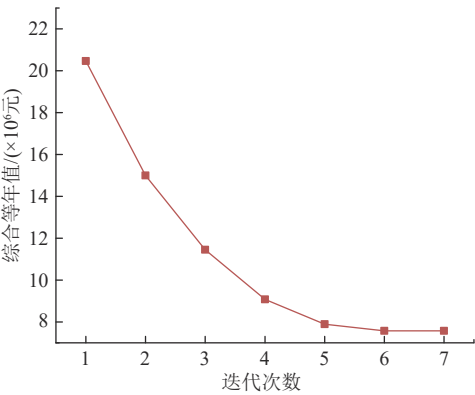


图 10 收敛性结果
Fig. 10 Convergence results

由图 10 可知，随着迭代次数增加，微电网综合等年值逐渐下降，当迭代到第 6 次时，终止容差满足取值要求，第 6、7 次迭代微电网综合等年值未发生变化，达到收敛条件，得到最优规划方案。

5.7 不同碳交易价格对容量配置结果的影响

以场景 3 为例，分析不同碳交易价格对微电网容量配置的影响，结果如表 7 所示。可以看出，随着碳交易价格的提高，碳排放成本占比增大，

表 7 不同碳交易价格对容量配置的影响
Tab. 7 Impact of different carbon trading prices on capacity configuration

参数	碳交易价格 c^{co2} /(元/kg)			
	0.267 6	0.798 5	1.120 0	1.456 8
风电规划容量/kW	7 534	7 842	8 003	10 000
光伏规划容量/kW	5 242	5 689	5 689	5 700
柴油发电机规划容量/kW	1 742	1 000	778	7 42
电解槽规划容量/kW	1 671	2 371	2 568	2 662
燃料电池规划容量/kW	532	1 018	1 494	1 564
储氢罐规划容量/(kW·h)	2 946	3 420	4 187	5 000

柴油发电机的容量配置越来越低, 系统更倾向于规划风电和光伏的容量; 当碳交易价格增大到 1.456 8 元/kg 时, 风电与光伏的规划容量会达到所设定的上限, 之后的规划结果不再随碳交易价格的变化而变化。由此可见, 碳交易价格在达到一定数值之前, 对系统低碳性的贡献随着碳交易价格的增加而增大。

6 结论

综合考虑碳交易机制和需求响应策略, 建立了含氢储能的微电网低碳-经济协同的双层优化配置模型, 通过算例分析, 得到如下结论:

1) 含氢储能的微电网结构充分发挥了氢储能绿色低碳的作用, 在含氢储能的微电网中引入碳交易机制能够提高风电、光伏的配置容量, 有效降低系统的碳排放量, 提高系统的低碳性; 引入需求响应策略后能够更好地适应新能源的波动性, 提高系统的消纳能力。

2) 所提双层优化配置模型兼顾碳交易机制与需求响应策略, 使规划方案低碳性和经济性分别提高了 53.6% 和 37.1%, 实现了微电网经济性和低碳性的协同优化。

参考文献

- [1] XU J, YI Y. Multi-microgrid low-carbon economy operation strategy considering both source and load uncertainty: a Nash bargaining approach[J]. Energy, 2023, 263: 125712.
- [2] LI Z, WU L, XU Y, et al. Risk-averse coordinated operation of a multi-energy microgrid considering voltage/var control and thermal flow: an adaptive stochastic approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(5): 3914-3927.
- [3] YANG M, LIU Y, GUO L, et al. Hierarchical distributed chance-constrained voltage control for HV and MV DNs based on nonlinearity-adaptive data-driven method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 99: 1-14.
- [4] 颜勤, 余国翔. 光储充建一体站微电网研究综述[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(1): 1-12.
YAN Q, YU G X. Research review on microgrid of integrated photovoltaic-energy storage-charging station [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(1): 1-12.
- [5] 吴曼. 碳减排下的风光发电耦合氢储能系统容量优化配置模型[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
WU M. Capacity optimization configuration model for Wind-Photovoltaic power generation coupled with hydrogen energy storage system under carbon emission reduction[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [6] 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 D B, YUAN Y, LI S C, et al. A review of capacity allocation of renewable energy system using hydrogen storage[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(12): 1-13.
- [7] 曾振松, 郑洁云, 魏鑫, 等. 微电网的氢-氨混合储能系统容量优化配置研究[J]. 广东电力, 2024, 37(7): 42-49.
ZENG Z S, ZHENG J Y, WEI X, et al. Research on capacity optimization configuration of hydrogen-ammonia hybrid storage system in microgrid[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(7): 42-49.
- [8] 王涛, 钟浩, 李世春, 等. 基于主从博弈的多微电网储能容量优化配置[J]. 智慧电力, 2023, 51(1): 9-15.
WANG T, ZHONG H, LI S C, et al. Optimal allocation of energy storage capacity in multi-microgrid based on master-slave game[J]. Smart Power, 2023, 51(1): 9-15.
- [9] 希望·阿不都瓦依提, 吕海鹏, 晁勤. 基于非合作博弈的风-光-氢微电网容量优化配置[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 110-118.
XI WANG A, LYU H P, CHAO Q. Optimal capacity configuration of wind-photovoltaic-hydrogen microgrid based on non-cooperative game theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 110-118.
- [10] 田龙刚. 光储交直流混合微电网拓扑分析与控制策略研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2016.
TIAN L G. Research on the topology analysis and control strategy for hybrid AC/D microgrid with PV and battery[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2016.
- [11] 倪伟康. 考虑微电网发展的电网扩展规划方法研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2023.
NI W K. Power network expansion planning method considering micro-grid development[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2023.

- [12] 陈健, 王成山, 赵波, 等. 考虑不同控制策略的独立型微电网优化配置[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(11): 1-6.
CHEN J, WANG C S, ZHAO B, et al. Optimal sizing for stand-alone microgrid considering different control strategies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(11): 1-6.
- [13] 马溪原, 吴耀文, 方华亮, 等. 采用改进细菌觅食算法的风/光/储混合微电网电源优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(25): 17-25.
MA X Y, WU Y W, FANG H L, et al. Proceedings of the CSEE optimal sizing of hybrid solar-wind distributed generation in an islanded microgrid using improved bacterial foraging algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(25): 17-25.
- [14] 朱兰, 严正, 杨秀, 等. 风光储微网系统蓄电池容量优化配置方法研究[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 26-31.
ZHU L, YAN Z, YANG X, et al. Optimal configuration of battery capacity in microgrid composed of wind power and photovoltaic generation with energy storage[J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 26-31.
- [15] ZHU Y, LI Y P, HUANG G H, et al. A dynamic model to optimize municipal electric power systems by considering carbon emission trading under uncertainty[J]. Energy, 2015, 88: 636-649.
- [16] LU S Y, LOU S H, WU Y W, et al. Power system economic dispatch under low-carbon economy with carbon capture plants considered[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2013, 7(9): 991-1001.
- [17] 王钦, 陈业夫, 蔡新雷, 等. 考虑柔性负荷和阶梯型碳交易的低碳经济优化调度策略[J]. 广东电力, 2024, 37(1): 76-85.
WANG Q, CHEN Y F, CAI X L, et al. Optimization scheduling strategy for low-carbon economy considering flexible loads and tiered carbon trading[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(1): 76-85.
- [18] 郁海彬, 张煜晨, 刘扬洋, 等. 碳交易机制下多主体虚拟电厂参与电力市场的优化调度竞标策略[J]. 发电技术, 2023, 44(5): 634-644.
YU H B, ZHANG Y C, LIU Y Y, et al. Optimal dispatching bidding strategy of multi-agent virtual power plant participating in electricity market under carbon trading mechanism[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(5): 634-644.
- [19] 王佳旭, 苗世洪, 姚福星, 等. 考虑全生命周期碳交易和碳交易机制的多目标微电网系统容量优化配置研究[J/OL]. 现代电力, 1-10[2024-07-15]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0106>.
- WANG J X, MIAO S H, YAO F X, et al. Multi-objective capacity optimization configuration in microgrid considering life cycle carbon metering and carbon trading mechanism[J/OL]. Modern Electric Power, 1-10[2024-07-15]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0106>.
- [20] 张忠会, 熊晓跃, 万昶, 等. 计及电-碳交易与综合贡献率的多微网合作运行优化策略[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3258-3268.
ZHANG Z H, XIONG X Y, WAN C, et al. Multi-microgrids cooperative operation optimization strategy considering electricity-carbon trading and comprehensive contribution rate[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3258-3268.
- [21] 胡臻达, 姜文瑾, 张林垚, 等. 基于改进猫群算法的氢储能容量优化配置[J]. 中国电力, 2023, 56(10): 33-42.
HU Z D, JIANG W J, ZHANG L Y, et al. Optimal allocation of hydrogen storage capacity based on improved cat swarm optimization[J]. Electric Power, 2023, 56(10): 33-42.
- [22] 肖白, 韩康琦, 张晓华. 含氢储能的独立微电网IGDT鲁棒规划[J]. 电力建设, 2024, 45(4): 77-88.
XIAO B, HAN K Q, ZHANG X H. Robust IGDT planning for stand-alone microgrid with hydrogen energy storage[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(4): 77-88.
- [23] 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 Y M, WANG W Q, LI X Z, et al. Hydrogen storage capacity planning for multiple types of microgrids considering shared trading mechanism[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2024, 58(2): 426-436.
- [24] 夏泽昊. 计及需求响应和碳交易的微网优化配置研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2023.
XIA Z H. Research on Optimal Configuration of Microgrid Considering Demand Response and Carbon Trading[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2023.
- [25] 王燕, 杨秀媛, 徐剑锋, 等. 民用可控负荷参与需求响应的控制策略[J]. 发电技术, 2020, 41(6): 638-649.
WANG Y, YANG X Y, XU J F, et al. Control

- strategy of civil controllable load participating in demand response[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(6): 638-649.
- [26] 黄冬梅, 吕嘉欣, 时帅, 等. 计及需求响应的海岛微电网群优化运行研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(9): 88-98.
HUANG D M, LV J X, SHI S, et al. Optimal operation of island microgrid clusters considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(9): 88-98.
- [27] 南斌, 董树锋, 唐坤杰, 等. 考虑需求响应和源荷不确定性的光储微电网储能优化配置[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1340-1352.
NAN B, DONG S F, TANG K J, et al. Optimal configuration of energy storage in pv-storage microgrid considering demand response and uncertainties in source and load[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1340-1352.
- [28] 肖白, 王转转. 含热泵储能的独立微网电源容量优化配置方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(11): 37-46.
XIAO B, WANG Z Z. Optimal configuration method of generation capacity for stand-alone microgrid with pumped heat energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(11): 37-46.
- [29] 周步祥, 黄伟, 臧天磊. 计及共享储能与柔性负荷的微电网鲁棒优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(2): 48-57.
ZHOU B X, HUANG W, ZANG T L. Robust optimal scheduling of microgrid considering shared energy storage and flexible load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2): 48-57.
- [30] 肖白, 刘健康, 张博, 等. 考虑阶梯碳交易和需求响应的含氢储能的并网型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 121-129.
XIAO B, LIU J K, ZHANG B, et al. Optimal configuration of grid-connected microgrid with hydrogen energy storage considering ladder-type carbon trading and demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 121-129.
- [31] 赵振宇, 李炘薪. 基于阶梯碳交易的碳捕集电厂-电转气虚拟电厂低碳经济调度[J]. 发电技术, 2023, 44(6): 769-780.
ZHAO Z Y, LI X X. Low-carbon economic dispatch based on ladder carbon trading virtual power plant considering carbon capture power plant and power-to-gas[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(6): 769-780.
- [32] 吉兴全, 赵国航, 于一潇, 等. 基于4E平衡的碳排放因素分解与峰值预测方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2483-2494.
JI X Q, ZHAO G H, YU Y X, et al. Carbon emission peak prediction and factor decompose method based on 4E equilibrium[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2483-2494.
- [33] ZHANG Y D, DENG H, YANG J J, et al. Impacts of renewable portfolio standard on carbon emission peaking and tradable green certificate market: a system dynamics analysis method[J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 963177.

收稿日期: 2024-07-23.

修回日期: 2024-09-03.

作者简介:



谭玲玲

谭玲玲(1979), 女, 正高级工程师, 研究方向为电力系统及其自动化, tanlingling@sdepci.com;



李元芳

李元芳(1999), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划, liyuanfang@sdust.edu.cn;



张玉敏

张玉敏(1986), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与控制、电力系统规划, 本文通信作者, ymzhang2019@sdust.edu.cn.

(责任编辑 尚彩娟)