

引用格式:黄冬梅,陶宇,张文博,等.考虑富氧燃烧的含质子交换膜电解槽和余热利用的虚拟电厂低碳经济调度[J].电力科学与技术学报,2025,40(2):196-205.

Citation: HUANG Dongmei, TAO Yu, ZHANG Wenbo, et al. Low-carbon economic scheduling for virtual power plants considering proton exchange membrane electrolyzers for oxygen-enriched combustion and waste heat utilization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(2): 196-205.

考虑富氧燃烧的含质子交换膜电解槽和 余热利用的虚拟电厂低碳经济调度

黄冬梅¹, 陶宇², 张文博³, 胡安铎¹, 孙锦中¹, 孙园⁴

(1. 上海电力大学电子与信息工程学院, 上海 201306; 2. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090;

3. 上海海洋大学信息学院, 上海 201306; 4. 上海电力大学数理学院, 上海 201306)

摘 要:为提高清洁能源利用率,实现电力系统低碳经济运行,构建聚合风电、光伏、富氧燃烧电厂、燃气轮机、余热回收利用系统和质子交换膜电解槽的虚拟电厂优化调度模型。首先,从余热回收利用的角度,对电解槽、甲烷化和质子交换膜燃料电池进行建模,并考虑电解槽与富氧燃烧电厂的联合运行;其次,从富氧燃烧电厂的角度考虑低碳经济运行的可行性,并以运行成本最小为目标,构建虚拟电厂低碳优化调度模型;最后,为验证所建模型的可行性与有效性,设置5种场景,对虚拟电厂的运行结果对比分析。研究表明,该方法既能有效促进清洁能源消纳,又可将余热回收进行利用,还能同时实现虚拟电厂的低碳经济运行。

关 键 词:虚拟电厂;富氧燃烧技术;质子交换膜电解槽;余热回收利用;质子交换膜燃料电池

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2025.02.021 **中图分类号:** TM73 **文章编号:** 1673-9140(2025)02-0196-10

Low-carbon economic scheduling for virtual power plants considering proton exchange membrane electrolyzers for oxygen-enriched combustion and waste heat utilization

HUANG Dongmei¹, TAO Yu², ZHANG Wenbo³, HU Anduo¹, SUN Jinzhong¹, SUN Yuan⁴

(1. College of Electronic and Information Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China; 2. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 3. College of Information Technology, Shanghai Ocean University, Shanghai 201306, China; 4. College of Mathematics and Physics, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China)

Abstract: In order to improve the utilization rate of clean energy and achieve low-carbon and economic operation of the power system, this paper constructs an optimal scheduling model of virtual power plants (VPPs) that aggregate wind power, photovoltaic power, oxygen-enriched combustion, gas turbine, waste heat recovery and utilization system, and proton exchange membrane electrolyzer (PEMEL). Firstly, the electrolyzer, methanation, and proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) are modeled from the perspective of waste heat recovery and utilization, considering the joint operation of electrolyzers and oxygen-enriched combustion power plants. Next, from the perspective of oxygen-enriched combustion power plants, the feasibility of achieving low-carbon and economic operation is analyzed. Taking the minimization of operating costs as the objective function, a low-carbon optimal scheduling model for the VPP is constructed. Finally, in order to verify the effectiveness and feasibility of the established model, five scenarios are set up to compare and analyze the running results of the VPP. The results show that the proposed method can effectively promote the consumption of clean energy, utilize recovered waste heat, and achieve low-carbon and economic operation of VPPs.

Key words: virtual power plant; oxygen-enriched combustion technology; proton exchange membrane electrolyzer; waste heat recovery and utilization; proton exchange membrane fuel cell

收稿日期: 2024-07-25; 修回日期: 2024-09-03

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金(62102243)

通信作者: 孙园(1980—), 男, 博士, 副教授, 主要从事数据分析挖掘和建模等方面的研究; E-mail: combmathe@shiep.edu.cn

随着“双碳”重大战略决策的实行,中国电力系统的发展面临着新的挑战^[1]。在“双碳”的战略背景下,清洁能源和碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)技术能够解决生态和资源问题。清洁能源具备能效高、供能灵活、经济性好等特点。碳捕集与封存技术能够促使电力系统实现“清洁、低碳、高效”运行^[2-4]。然而,由于清洁能源具有间歇性和随机性的特点,将其注入电网会增加系统管理和调度运行的难度。对此,虚拟电厂(virtual power plant, VPP)通过聚合多种能源、储能系统、负荷以及设备,制定协同调度运营策略,不仅能够提升新能源的消纳能力,还能够确保电力系统的安全与稳定运行^[5-6]。因此,如何有效地管理VPP聚合的各个单元,以确保电力系统经济且低碳地运行,已成为当前的研究热点之一。

文献[7-10]从新能源消纳的角度出发,建立了包含分布式能源的虚拟电厂的优化调度模型,旨在充分挖掘新能源的潜力。然而,清洁能源过剩可能导致资源浪费的问题。因此,文献[11]引入了大规模储能设备来平抑新能源出力过剩。文献[12]则考虑了电转气(power to gas, P2G)技术,利用碱性电解槽来消纳过剩的新能源。为更高效地利用P2G技术,文献[13-14]将P2G生成的氢气与二氧化碳进行甲烷化反应,将生产的甲烷用于供能,从而降低了运营成本。文献[15-16]则通过电解水的逆反应原理,将P2G生成的氢气转化为氢燃料电池的原料,用于补偿设备出力,实现了能量的时移。

尽管这些研究均采用了P2G技术,但它们都是基于碱性电解槽进行建模的。而文献[17]从电解制氢的角度,将碱性电解槽与质子交换膜电解槽(proton exchange membrane electrolyzer, PEMEL)进行了对比,指出PEMEL相较于碱性电解槽具有启动与响应速度快、能效高、能快速适应可再生能源电能输入变化与制氢效率高等优势。

另外,尽管这些研究所考虑的P2G技术既能有效地消纳了新能源过剩,又可降低运营成本,但它们未有效利用P2G过程中产生的氧气,造成了资源浪费。因此,文献[18-19]将P2G技术与富氧燃烧电厂相结合,不仅解决了资源利用的问题,还在燃烧过程中结合采用了煤炭CCS技术,降低了碳排放,从而确保了电力系统的低碳、经济运行。

这些研究普遍忽视了P2G技术、燃料电池工作和甲烷化反应这3个过程中余热的利用。因此,本文提出的VPP整合了PEMEL、余热回收利用系统

与富氧燃烧电厂,旨在实现VPP的低碳、经济、高效运营,同时避免新能源电力的浪费。首先,由于P2G的用电成本相对较高,通常不会直接从电网购买电力,而是将风能和光能等可再生能源的过剩电量供给PEMEL,利用这些过剩电量生成的氢气进行甲烷化反应,产生的甲烷随后供给燃气轮机(gas turbine, GT)使用;其次,氢气通过电解水的逆反应原理产生质子交换膜燃料电池(proton exchange membrane fuel cell, PEMFC)的电力,并向电网出售以获取收益;再次,P2G过程中产生的氧气被输送到富氧燃烧电厂进行供氧,并采用空分制氧装置(air separation unit, ASU)进行氧气的补充;最后,回收PEMEL、PEMFC与甲烷化反应过程中产生的余热,并将其供给给用户,以减少能源设备对热负荷的出力需求。这一系列措施提高了VPP低碳经济运行的有效性和可行性。

1 VPP结构与模型建立

1.1 VPP低碳运行结构

集成了PEMEL和余热回收系统富氧燃烧技术的虚拟电厂,能同时满足电、热负荷的需求。电负荷来源于富氧燃烧电厂;热负荷来源于富氧燃烧电厂、余热回收利用系统和GT。PEMEL产出的氢气可用于PEMFC,其也可与CCS捕捉到的二氧化碳进行甲烷化反应,其生成的甲烷随后供给GT使用。PEMEL产出的氧气可提供给富氧燃烧电厂。当电厂所需的氧气不足时,可使用空分制氧装置进行补充。该能量流动过程如图1所示。

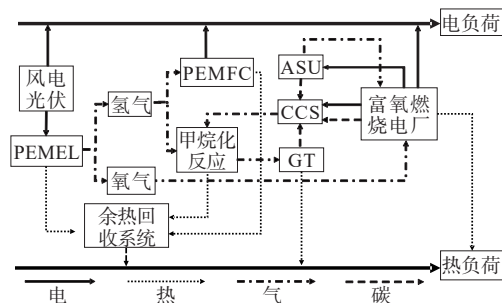


图1 VPP能量流动示意

Figure 1 VPP energy flow

1.2 PEMEL运行模型

1.2.1 PEMFC输出模型

在该模型中,制氢量 Y_{H_2} 为

$$Y_{H_2} = \eta_F \frac{NI}{MF} \quad (1)$$

式中, η_F 为制取氢气的效率; N 为PEMEL数量; I 为

PEMEL 的电流; M 为 P2G 过程中的摩尔电子数; F 为法拉第常数。

PEMFC 的输出功率 P_e 为

$$P_e = 39.2 W_{H_2} \eta_e \quad (2)$$

式中, W_{H_2} 为氢气质量; η_e 为 PEMFC 发电效率^[20]。

1.2.2 甲烷化模型

甲烷的产率 V_{CH_4} 为

$$V_{CH_4} = \frac{P_{ele}}{4M_{H_2} V_{H_2} \rho_{H_2}} \frac{Q_{CH_4}}{1000 \times 3600 \rho_{CH_4} M_{CH_4}} \quad (3)$$

式中, P_{ele} 为 PEMEL 消耗的电功率; Q_{CH_4} 为甲烷热值; M_{H_2} 和 M_{CH_4} 分别为氢气和甲烷的摩尔质量; V_{H_2} 为电转氢气速率; ρ_{H_2} 和 ρ_{CH_4} 分别为氢气和甲烷的密度^[21]。

甲烷化过程中的反应热 Q_{P2G, CH_4} 的计算式为

$$Q_{P2G, CH_4} = \frac{P_{ele}}{4M_{H_2} V_{H_2} \rho_{H_2}} \frac{\Delta H}{3600} \eta_{P2G}^{CH_4} \quad (4)$$

式中, $\eta_{P2G}^{CH_4}$ 为甲烷反应热注入热网的比重; ΔH 为反应过程中热量变化, 表示 1 mol 甲烷可以产生 165.01 kJ 的热量。在该反应中, 二氧化碳消耗的体积与生成的甲烷的体积相等^[22-23]。

1.3 余热回收利用系统模型

1.3.1 PEMEL 热电平衡模型

该模型具体为

$$\begin{cases} P_{ele} = V_{H_2} H_{HHV} + Q_{ele} \\ \eta_{ele} = \frac{V_{H_2} H_{HHV}}{P_{ele}} \end{cases} \quad (5)$$

式中, H_{HHV} 为氢气的高热值; Q_{ele} 为 PEMEL 电解槽产生的热功率; η_{ele} 为 PEMEL 电解槽效率。

1.3.2 PEMFC 热电平衡模型

该模型具体为

$$\begin{cases} V_{H_2} H_{HHV} = P_e + Q_e \\ \eta_e = \frac{P_e}{V_{H_2} H_{HHV}} \end{cases} \quad (6)$$

式中, Q_e 为电池产生的热功率; η_e 为燃料电池发电效率^[24-25]。

1.3.3 余热回收利用系统模型

回收余热来源于 PEMEL、PEMFC 和甲烷化反应。这部分回收余热将向热负荷进行供热。该具体模型为

$$\begin{cases} S'_{th} = S'_{th-1} + [\eta_{ex}(Q'_{ele} + Q'_e + Q'_{P2G, CH_4} - Q'_{sys})] \Delta T \\ Q'_{sys} = \lambda_{ele} P_{ele} (T_{ele} - T_{atm}) + \lambda_e P_e (T_e - T_{atm}) + \\ \quad \eta'_{water} c_p (T_{ele} - T_w) \\ \eta'_{water} = \frac{VI}{c_p} \Delta T \end{cases} \quad (7)$$

式中, S'_{th} 为 t 时段热能回收值; η_{ex} 为换热器的转换效率; Q'_{ele} 、 Q'_e 和 Q'_{P2G, CH_4} 分别为 t 时段 PEMEL、PEMFC 和甲烷化反应的余热回收量; ΔT 为时间间隔; Q'_{sys} 为散热损耗量; T_{ele} 、 T_{atm} 、 T_e 和 T_w 分别为 PEMEL 工作温度、环境温度、PEMFC 工作温度和进入电解槽的水温; V 为 PEMFC 工作电压; λ_{ele} 和 λ_e 分别为单位容量电解槽的散热系数和 PEMFC 的散热系数; η'_{water} 为 t 时段电解槽的水流量; c_p 为水的比热容。

1.4 富氧燃烧电厂及空分制氧模型

富氧燃烧电厂的电能供给 ASU、CCS 和电热负荷使用。其能量关系为

$$P'_G = P'_H + P'_E + P'_{CCS} + P'_{ASU} \quad (8)$$

式中, P'_G 、 P'_H 、 P'_E 、 P'_{CCS} 和 P'_{ASU} 分别为 t 时段富氧燃烧电厂发电总功率、热负荷和电负荷消耗的功率、CCS 和 ASU 设备消耗的功率。

其氧气量的关系为

$$\begin{cases} O'_G = O'_{P2G} + O'_{ASU} \\ O'_{ASU} = \gamma P'_G \\ P'_{ASU} = \beta O'_{ASU} \end{cases} \quad (9)$$

式中, O'_G 、 O'_{P2G} 和 O'_{ASU} 分别为 t 时段富氧燃烧电厂工作的需氧量、P2G 反应生成的氧气量和 ASU 设备的制氧量; γ 为电厂的耗氧系数; β 为 ASU 设备的能耗系数。

碳排放与碳捕集的能量关系为

$$\begin{cases} E'_{SUM} = E'_L + E'_{CCS} + E'_{ASU} + E'_{GT} - E'_{CS} \\ E'_{CS} = \varphi_{CS} (E'_L + E'_{CCS} + E'_{ASU} + E'_{GT}) \\ P_{CCS} = \phi_{CCS} (E'_L + E'_{CCS} + E'_{ASU} + E'_{GT}) \end{cases} \quad (10)$$

式中, E'_{SUM} 、 E'_L 、 E'_{CCS} 、 E'_{ASU} 、 E'_{GT} 和 E'_{CS} 分别为 t 时段 VPP 的总碳排放量、负荷碳排放量、CCS 设备的碳排放量、ASU 设备的碳排放量、GT 碳排放和 CCS 碳捕提量; φ_{CS} 为碳捕捉效率; ϕ_{CCS} 为碳捕集设备的能耗系数; P_{CCS} 为碳捕集设备的能耗。

1.5 燃气轮机模型

将 PEMEL 制成的氢气与 CCS 捕捉的二氧化碳进行甲烷化反应, 并将得到的甲烷供给燃气轮机产热, 其出力模型为

$$P'_{GT} = V'_{CH_4} \lambda_{gas} \eta_{GT, H} \quad (11)$$

式中, P'_{GT} 为 t 时段 GT 输出的热功率; λ_{gas} 为天然气热值; V'_{CH_4} 为 t 时段甲烷的产率; $\eta_{GT, H}$ 为 GT 能量转换效率^[26]。

1.6 碳配额模型

使用基准法计算 VPP 的碳排放配额。富氧燃

烧电厂配额量 A_E 为

$$A_E = Q_E B_E F_E F_R F_F \quad (12)$$

式中, Q_E 、 B_E 、 F_E 、 F_R 和 F_F 分别为机组供电量、机组所属类别的供电基准值、机组冷却方式修正系数、机组供热量修正系数和机组负荷出力修正系数。

燃气机组的配额量 A 为

$$\begin{cases} A = A_e + A_h \\ A_e = Q_e B_e F_r \\ A_h = Q_h B_h \end{cases} \quad (13)$$

式中, A_e 和 A_h 分别为 GT 供电、供热的配额量; Q_e 、 B_e 和 F_r 分别为 GT 供电量、GT 供电基准值和 GT 供热量的修正系数; Q_h 和 B_h 分别为 GT 的供热量和 GT 供热的基准值^[27]。

2 系统目标函数及约束条件

2.1 目标函数

考虑富氧燃烧技术的含 PEMEL 和余热回收系统的 VPP 低碳优化调度的总利润 P 为

$$\max P = (I_E + I_C + I_{CO_2} - C_G - C_{CS} - C_{OP}) \quad (14)$$

式中, C_G 、 C_{CS} 、 C_{OP} 、 I_E 、 I_C 和 I_{CO_2} 分别为富氧燃烧电厂的燃料成本、碳封存成本、各设备的运维成本、售电收益、碳交易收益和出售二氧化碳的收益。

1) 富氧燃烧电厂的燃料成本。

$$C_G = \sum_{t=1}^T [a(P_G^t)^2 + bP_G^t + c] \quad (15)$$

式中, T 为一天中的总调度时间; a 、 b 、 c 均为富氧燃烧电厂的煤炭成本系数。

2) 碳封存成本。

$$C_{CS} = \sum_{t=1}^T J_{CS} P_{CCS}^t \quad (16)$$

式中, J_{CS} 为单位封存成本; P_{CCS}^t 为 t 时段内碳捕集设备的捕捉量。

3) VPP 内各设备的运行与维护成本。

$$C_{OP} = \sum_{i=1}^T J_i P_i^t \quad (17)$$

式中, J_i 是 VPP 中第 i 个设备在单位时间内的出力运行与维护的成本; P_i^t 是第 i 个设备在 t 时段内的总出力。

4) 售电收益。

$$I_E = J_P P_E^t \quad (18)$$

式中, J_P 为分时电价; P_E^t 为 t 时段内 PEMFC 的电量。

5) 碳收益。

$$I_C = \sum_{t=1}^T J_C (A_E^t + A^t - E_{SUM}^t) \quad (19)$$

式中, J_C 为出售碳配额的价格; A_E^t 、 A^t 和 E_{SUM}^t 分别为 t 时段内富氧燃烧电厂的碳配额量、GT 碳配额量和总碳排放量。

6) 工业二氧化碳收益。

$$I_{CO_2} = \sum_{t=1}^T J_{CO_2} (P_{CCS}^t - P_{CH_4}^t) \quad (20)$$

式中, J_{CO_2} 为售二氧化碳价格; P_{CCS}^t 和 $P_{CH_4}^t$ 分别为 t 时段内二氧化碳的捕捉量和用于甲烷化反应的二氧化碳量。

2.2 约束条件

1) 电热功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{WP}^t + P_{PV}^t + P_G^t = P_E^t + P_{CCS}^t + P_{ASU}^t \\ P_G^t + S_{th}^t + P_{GT}^t = P_H^t \end{cases} \quad (21)$$

式中, P_{WP}^t 为风力发电量; P_{PV}^t 为光伏发电量。

2) 富氧燃烧电厂约束。

$$\begin{cases} P_G^{t, \min} \leq P_G^t \leq P_G^{t, \max} \\ \Delta P_G^{t, d} \leq P_G^t - P_G^{t-1} \leq \Delta P_G^{t, up} \end{cases} \quad (22)$$

式中, $P_G^{t, \max}$ 和 $P_G^{t, \min}$ 分别为富氧燃烧电厂 t 时段出力的上、下限; $\Delta P_G^{t, up}$ 和 $\Delta P_G^{t, d}$ 分别为 t 时段机组的爬升上、下限。

3) GT 约束。

$$\begin{cases} P_{GT}^{t, \min} \leq P_{GT}^t \leq P_{GT}^{t, \max} \\ \Delta P_{GT}^{t, d} \leq P_{GT}^t - P_{GT}^{t-1} \leq \Delta P_{GT}^{t, up} \end{cases} \quad (23)$$

式中, $P_{GT}^{t, \max}$ 和 $P_{GT}^{t, \min}$ 分别为燃气轮机 t 时段出力 P_{GT}^t 的上、下限; $\Delta P_{GT}^{t, up}$ 和 $\Delta P_{GT}^{t, d}$ 分别为燃气轮机机组 t 时段热功率的爬升上、下限。

4) 风光出力约束。

$$\begin{cases} P_{WP}^{t, \min} \leq P_{WP}^t \leq P_{WP}^{t, \max} \\ P_{PV}^{t, \min} \leq P_{PV}^t \leq P_{PV}^{t, \max} \end{cases} \quad (24)$$

式中, $P_{WP}^{t, \max}$ 和 $P_{WP}^{t, \min}$ 分别为 t 时段风电出力 P_{WP}^t 的上、下限; $P_{PV}^{t, \max}$ 和 $P_{PV}^{t, \min}$ 分别为光伏 t 时段出力 P_{PV}^t 的上、下限。

5) PEMEL 约束。

$$\begin{cases} P_{P2G}^{t, \min} \leq P_{P2G}^t \leq P_{P2G}^{t, \max} \\ \Delta P_{P2G}^{t, d} \leq P_{P2G}^t - P_{P2G}^{t-1} \leq \Delta P_{P2G}^{t, up} \end{cases} \quad (25)$$

式中, $P_{P2G}^{t, \max}$ 和 $P_{P2G}^{t, \min}$ 分别为电解槽 t 时段耗电功率 P_{P2G}^t 的上、下限; $\Delta P_{P2G}^{t, up}$ 和 $\Delta P_{P2G}^{t, d}$ 分别为 t 时段电解槽爬升上、下限。

6) CCS 约束。

$$\begin{cases} E_{CS}^t = \varphi_{CS} (E_L^t + E_{CCS}^t + E_{ASU}^t + E_{GT}^t) \\ 0 \leq \varphi_{CS} \leq \varphi_{CCS}^{\max} \\ 0 \leq P_{CCS}^t \leq P_{CCS}^{t, \max} \end{cases} \quad (26)$$

式中, $\varphi_{CCS}^{\max}$ 为碳捕捉效率 φ_{CS} 的最大值; $P_{CCS}^{t, \max}$ 为 t 时

段碳捕集设备消耗功率 P'_{CCS} 的最大值。

7) ASU 约束。

$$P'_{\text{ASU}} \leq P'_{\text{ASU}} \leq P'_{\text{ASU}} \quad (27)$$

式中, P'_{ASU} 和 P'_{ASU} 分别为空分制氧装置 t 时段耗电功率 P'_{ASU} 的上、下限。

3 算例仿真

3.1 系统参数

本文的电热负荷及风光出力采用某地区典型日作为基础进行仿真。本文 VPP 聚合了风电、光伏、PEMEL、PEMFC、GT、CCS、富氧燃烧电厂和余热回收系统。风光和富氧燃烧电厂负责对电负荷进行供电;GT、富氧燃烧电厂和余热回收系统负责对热负荷进行供热。富氧燃烧电厂的氧气来源于 PEMEL 和 ASU 设备的供给。热电负荷与清洁能源出力如图 2 所示。

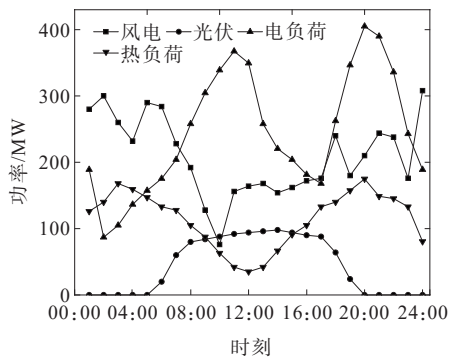


图 2 风、光和电热负荷曲线

Figure 2 Wind, solar, and electric heat load curves

其中,总调度时间 T 为 24 h,单位调度时间为 1 h;甲烷化模型参数参照文献[21];富氧燃烧电厂的燃料成本和 GT 参数参照文献[26];约束条件参数参照[26-29];分时电价参考文献[30];各设备运维成本参考文献[31-32];其他相关参数见表 1。本文所提出的 VPP 低碳经济优化模型采用 MATLAB 软件中 Yalmip 工具包中的求解器 Cplex 进行求解与计算。

表 1 参数取值

Table 1 Parameter values

η_F	η_{fc}	η_{elc}	η_{ex}	F_E	F_R	F_F	β
0.6	0.6	0.6	0.8	1	1	1	0.32
φ_{CS}	ϕ_{CCS}	λ_{ele}	λ_e	$T_w/^\circ\text{C}$	$T_{\text{ele}}/^\circ\text{C}$	$T_{\text{atm}}/^\circ\text{C}$	$T_e/^\circ\text{C}$
0.9	0.1	0.001	0.001	20	80	20	80
$\gamma/(\text{m}^3 \cdot \text{B}_e/(\text{t} \cdot \text{MW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}))$	$H_{\text{HHV}}/(\text{kJ} \cdot \text{mol}^{-1})$	$J_c/(\text{元} \cdot \text{t}^{-1})$	$J_{\text{CS}}/(\text{元} \cdot \text{t}^{-1})$	$J_{\text{CO}_2}/(\text{元} \cdot \text{t}^{-1})$	$B_E/(\text{t} \cdot \text{MW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	$c_p/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$	
800	0.392	282	100	50	300	0.821 8	4.2

3.2 场景设置

为验证本文 VPP 的低碳经济运营策略的可行性与合理性,设置了 5 种运行场景对成本与碳排放量进行分析比对。

1) 场景 1:考虑富氧燃烧,但不考虑 P2G 参与 VPP 调度。

2) 场景 2:考虑富氧燃烧和甲烷化反应,但不考虑余热回收与 P2G 与富氧燃烧电厂的联合运行。

3) 场景 3:在场景 2 的基础上考虑余热回收利用与 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行。

4) 场景 4:考虑富氧燃烧和 PEMFC,但不考虑余热回收利用与 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行。

5) 场景 5:在场景 4 的基础上考虑余热回收利用与 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行。

3.3 算例结果分析

3.3.1 调度成本分析

表 2 为各场景的运行成本对比。由表 2 可知,场景 1 的总成本最高。这是因为该场景未考虑 P2G 的参与,故没有 PEMFC 的售电收益。另外,相较于其他考虑了 P2G 或余热回收利用系统的场景,该场景燃料成本相对较高。这是由于场景 1 没有采用 PEMEL 供氧与余热回收利用系统承担热负荷,所以电厂对 ASU、CCS 和热电负荷的供能增多,同时相应的设备运维成本也随着耗能提高而增加。与场景 1 相比,场景 2 考虑了甲烷化反应,产出的甲烷供给 GT,减轻了富氧燃烧电厂的热负荷;且 ASU 和 CCS 供能也降低了设备运维成本。场景 2 的燃料成本、设备运维成本比场景 1 的分别下降了 6.30%、15.93% 和 11.98%,场景 2 的净收入比场景 1 的提高了 11.98%;且场景 2 中的燃气轮机和耗能设备降低了碳排放量,其在碳市场的交易收益比场景 1 的增加了 2 187 元;但由于场景 2 的甲烷化反应消耗了部分二氧化碳,所以其在工业售碳的收益相比场景 1 的降低了 7.96%。场景 3 考虑了余热回收利用系统以及 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行。其燃料成本比场景 2 的下降了 12.73%。这是由于场景 3 中的余热回收系统回收了来自 PEMEL 和甲烷化的余热,减少了富氧燃烧电厂的出力;同时在设备运行与维护方面,场景 3 中 ASU 和 CCS 的能耗虽然有所降低,但场景 3 增加了 GT 的运维成本,所以其运维成本只比场景 2 的降低了 5.15%;且其出售二氧化碳的收益比场景 2 的下降了 11.71%;但是场景 3 的净收入比场景 2 的上升了 13.13%。

场景 4 通过电解水逆反应将氢气制为 PEMFC。

场景4的燃料成本比场景2、3的分别提高了4.98%、20.30%。这是由于场景4未考虑甲烷化反应,未能缓解富氧燃烧电厂供能压力。且场景4的碳交易收益也比场景2、3的分别下降了1 664、5 702元,其设备运维成本比场景2、3的分别提高了4.69%和10.38%。但是由于场景4将电解水逆反应的应用于实际,故场景4得到了场景1~3没有的售电获益;且场景4没有甲烷化反应消耗二氧化碳,所以相较于场景1~3,场景4的净收入最高。

场景3、5均考虑了余热回收利用系统和P2G与富氧燃烧电厂联合运行。场景3中的回收的热能较高,缓解了电厂供能危机,降低了设备运维成本。

场景5没有甲烷化反应消耗二氧化碳,所以其售出二氧化碳的收益增加了。场景5的净收入比场景3的提高了19.18%。这主要是因为场景5通过售电获益;场景3中的甲烷化反应向GT供热过程中的能源利用效率较低。场景5比场景4增加了对PEMEL和PEMFC工作过程中的余热进行回收利用,减少了富氧燃烧电厂对ASU、CCS和热负荷的供能。因此,场景5的燃料成本、运维成本比场景4的分别降低了13.17%、5.89%,场景5的净收入比场景4的提高了16.20%。综上所述,考虑富氧燃烧技术的含PEMEL和余热回收的VPP可有效降低成本,实现系统的经济运行。

表2 成本收益分析

Table 2 Cost-benefit analysis

元

场景	售电收益	碳交易收益	二氧化碳收益	燃料成本	封存成本	运维成本	净收入
1	0	281 236	1 011 378	1 704 873	168 563	683 318	-1 264 140
2	0	283 423	930 885	1 597 373	155 148	574 468	-1 112 681
3	0	287 461	821 851	1 394 061	136 975	544 893	-966 617
4	233 465	281 759	997 253	1 676 995	166 209	601 431	-932 158
5	233 465	286 656	865 021	1 456 160	144 170	565 989	-781 177

3.3.2 运行情况分析

图3为分布式清洁能源消纳后的电解槽输出功率与电、热负荷情况。从图3中可以看出,风、光能源的利用剩余主要集中在00:00—08:00和13:00—18:00两个时段。这是因为这两个时间段处于各种负荷的波谷或平时,用电需求较小,清洁能源能满足电负荷需求,故可将剩余量供往PEMEL。而高电负荷需求集中在09:00—12:00和19:00—23:00这两个时间段。这期间就需要富氧燃烧电厂、余热回收利用系统和燃气轮机共同承担起供电与供热的责任。

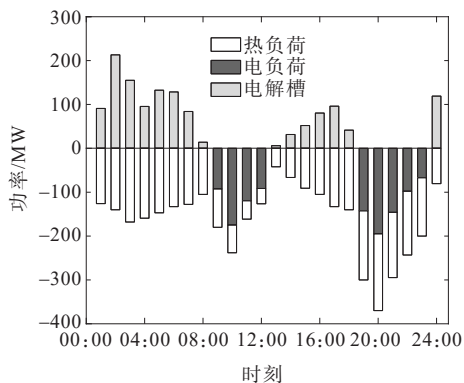


图3 电解槽输出功率,电、热负荷

Figure 3 Electrolyzer output power, electrical loads, and heat loads

图4为场景1的设备出力情况。从图4中可以看出,场景1只有富氧燃烧电厂为热负荷、电负荷、ASU和CCS供能。这使得富氧燃烧电厂的承担供能的压力较大。这种方式不仅造成了资源浪费,还增加了VPP的运营成本,达不到低碳、经济运行的目的。

图5分别为场景2~5的各设备出力与负荷。从图5中可以看出,与场景1相比,这4个场景有效利用资源、相互配合,所以其富氧燃烧电厂出力都有不同程度的减少。

在00:00—08:00和13:00—18:00波谷时段,场景2没有考虑余热回收利用系统和P2G与富氧燃烧

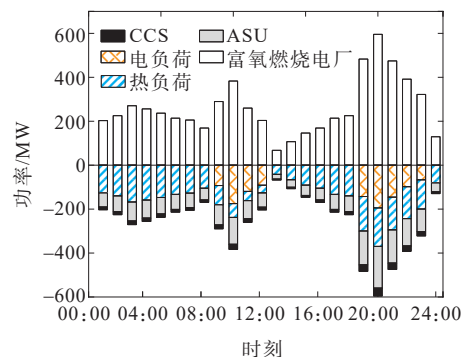


图4 设备出力与负荷

Figure 4 Equipment output and load

电厂联合运行,所以只有少量的甲烷作为能源供向 GT,该场景只为富氧燃烧电厂降低了 180.756 MW 的热负荷需求。而场景 3 利用 PEMEL 余热、甲烷化反应热和 GT,故其在这些时间段内降低了 877.556 MW 的热负荷需求。且场景 3 对 ASU 和 CCS 的供能也比场景 2 的分别减少了 214.727 和 40.246 MW。同样地,在这些时段,场景 5 利用电解

槽余热和燃料电池余热进行供热,减少了富氧燃烧电厂 859.199 MW 的供热需求。场景 5 的 ASU 和 CCS 的能耗量也分别比场景 4 的减少了 264.773 和 35.958 MW。综上所述,由场景 2 与场景 3、场景 4 与场景 5 的对比可知:考虑富氧燃烧电厂与 P2G 联合运行和余热回收利用能大幅减少电热负荷需求量,避免资源浪费。

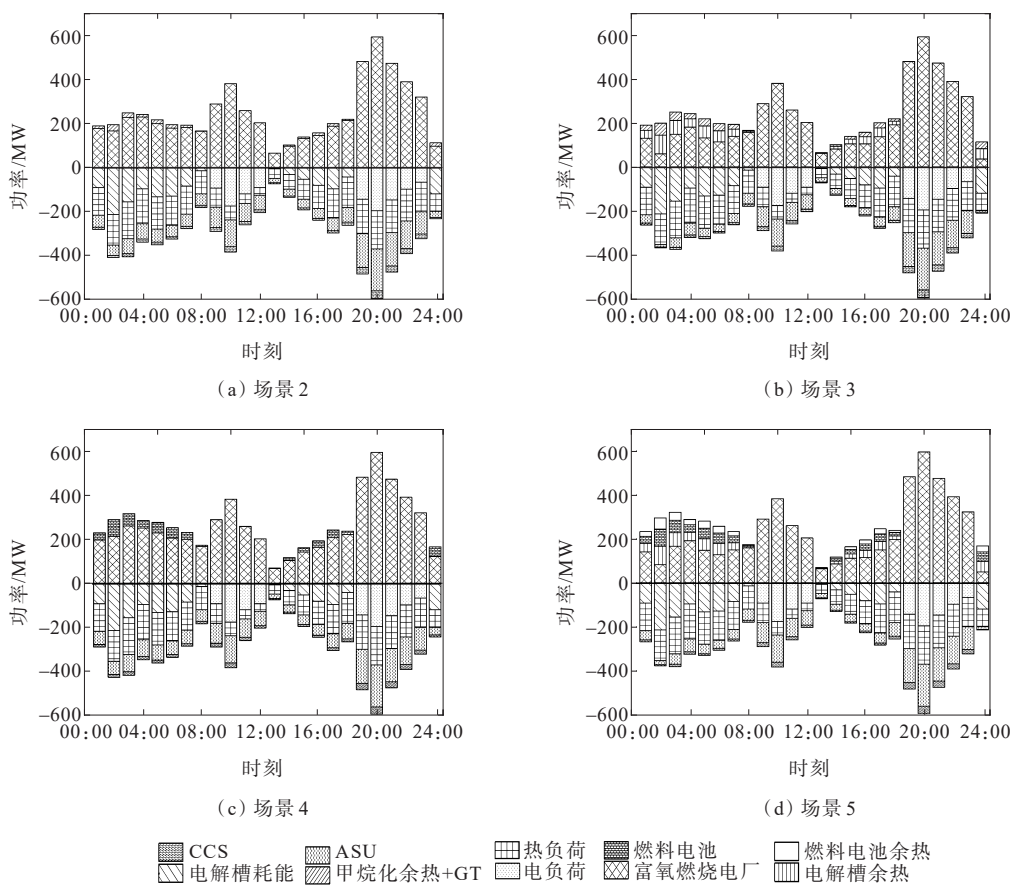


图 5 设备出力与负荷

Figure 5 Equipment output and load

场景 2 中的 PEMFC 可售出 484.8 MW 电能;而场景 2 的燃气轮机通过甲烷化反应获能,为富氧燃烧电厂减少 180.756 MW (相较于场景 4) 的热负荷,这使得场景 2 的 ASU 及 CCS 的能耗比场景 4 的分别降低了 92.836 和 3.732 MW,其富氧燃烧电厂的总出力也比场景 4 的降低了 277.325 MW。场景 3 总余热回收量比场景 5 的增加了 18.356 MW,其 ASU 和 CCS 设备的能耗也比场景 5 的分别降低了 42.791 和 8.02 MW。同时,其富氧燃烧电厂的总出力也比场景 5 的降低了 134.128 MW。

3.3.3 捕捉前碳排放量分析

图 6 为各场景在捕捉前各设备的碳排放量。从图 6 中可以看出,经风、光供能后的电负荷由富氧燃

烧电厂承担,故这 5 个场景中的电负荷的排放量相差不多。

热负荷在不同的场景中有不同的供热源进行供热,对于热负荷,场景 2、4 均未考虑余热回收利用系统。因此,场景 1、4 的热负荷的供应都通过了富氧燃烧电厂;场景 3 中热负荷在捕捉前的碳排放量比场景 1、4 的分别降低了 21.77% 和 16.27%;场景 5 中热负荷在捕捉前的碳排放量比场景 4 的降低了 18.74%。

场景 3、5 在捕捉前的碳排放量都比场景 1 的有所降低。这是由于场景 3 采用 PEMEL 与甲烷化的余热和燃气轮机的出力供热;场景 5 中考虑了 PEMEL 和 PEMFC 的余热。场景 3、5 的 ASU 和

CCS设备用能量比其他场景的减少了,这得益于余热回收利用系统对于热负荷的供能,降低了ASU和CCS设备的能耗。

场景5的余热回收量比场景3的低,所以场景5在热负荷、CCS和CCS的捕捉前的碳排放量都略高于场景3的。但由于场景3中有GT的参与,故场景3与场景5的碳排放量较为接近。因此,考虑富氧燃烧技术的含PEMEL和余热回收可以降低碳排放量,实现VPP的低碳运行。

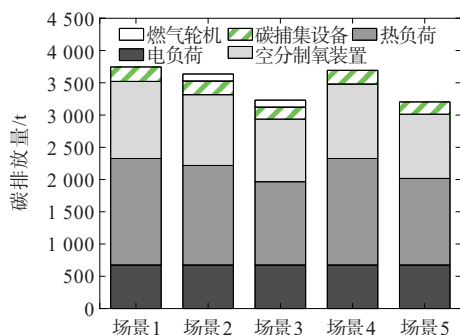


图6 设备碳排放

Figure 6 Carbon emissions from equipment

4 结语

本文考虑富氧燃烧技术的含质子交换膜电解槽和余热回收利用系统的VPP运营。得出以下结论:

1) 本文中的VPP考虑PEMEL与富氧燃烧电厂联合运行,还考虑了余热回收利用,不仅提高了消纳清洁能源的能力,还加入甲烷化技术的运行方式,降低了23.54%的运营成本;此外,加入PEMFC售电的运行方式,降低了38.20%的运营成本。

2) 考虑甲烷化的运营,PEMEL与甲烷化反应的余热回收利用缓解了富氧燃烧电厂对热负荷31.90%的供能压力;PEMEL与PEMFC的余热回收利用缓解了富氧燃烧电厂对热负荷31.23%的供能压力。在节约成本的同时,又避免了热能浪费。VPP中富氧燃烧碳捕集技术与PEMEL的有效配合亦使得捕捉前的总碳排放量降低了14.47%。

3) 聚合了风电、光伏、PEMEL、富氧燃烧技术和余热回收利用系统的VPP实现了电能、热能、碳和气体之间的能量流动,使得能源与负荷之间相互平衡,实现了对能量的充分、有效的利用,达到了低碳经济运营的目的。

参考文献:

- [1] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等.双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2022,46(8):189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [2] 任大伟,肖晋宇,侯金鸣,等.双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J].电网技术,2022,46(10):3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3831-3839.
- [3] 袁晓冬,曾飞,缪惠宇,等.电热氢综合能源系统建模及容量规划研究[J].高压电器,2024,60(7):34-47.
YUAN Xiaodong, ZENG Fei, MIAO Huiyu, et al. Study on modelling and capacity planning of electric-thermal-hydrogen integrated energy systems[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 34-47.
- [4] 游铭豪,顾洁,储琳琳,等.“双碳”背景下结合系统动力学和弹性网络回归的区域电力需求中长期预测方法[J].供用电,2024,41(7):72-83.
YOU Minghao, GU Jie, CHU Linlin, et al. A mid-long regional electricity demand forecasting method based on system dynamics and elastic network regression under dual carbon targets[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(7): 72-83.
- [5] NOSRATABADI S M, HOOSHMAND R A, GHOLIPOUR E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 67: 341-363.
- [6] ZHANG J T. The concept, project and current status of virtual power plant: a review[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2022, 2152(1): 012059.
- [7] 税纪钧,彭道刚,宋炎侃,等.计及风光不确定性含碳排放和碳惩罚的虚拟电厂优化调度策略[J].系统仿真学报,2024,36(2):305-319.
SHUI Jijun, PENG Daogang, SONG Yankan, et al. Optimal scheduling strategy of virtual power plant with carbon emission and carbon penalty considering uncertainty of wind power and photovoltaic power[J]. Journal of System Simulation, 2024, 36(2): 305-319.
- [8] 张文煜,徐晓川,沈宇,等.考虑可聚合资源的虚拟电厂低碳联合交易优化策略研究[J].现代电力,2024,41(1):161-172.

- ZHANG Wenyu, XU Xiaochuan, SHEN Yu, et al. Research on optimization strategy for low carbon joint transaction of virtual power plant considering aggregatable resources [J]. Modern Electric Power, 2024, 41(1): 161-172.
- [9] 赵振宇, 李忻薪. 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 Zhenyu, LI Xinxin. 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.
- [10] 张宁, 贾焦心, 李博强, 等. 计及碳交易的电-气耦合型虚拟电厂运行策略优化研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(8): 20-28.
- ZHANG Ning, JIA Jiaoxin, LI Boqiang, et al. Study on optimization of operation strategy of electric-gas coupling virtual power plant considering carbon trading [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(8): 20-28.
- [11] 沙伟燕, 胡伟, 何宁辉, 等. 大规模虚拟储能平抑新能源功率预测误差优化调度方法[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(6): 167-174.
- SHA Weiyan, HU Wei, HE Ninghui, et al. Optimal scheduling method for stabilizing power prediction error of new energy by large-scale virtual energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(6): 167-174.
- [12] 孙惠娟, 阙炜新, 彭春华. 考虑电氢耦合和碳交易的电氢能源系统置信间隙鲁棒规划[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4477-4490.
- SUN Huijuan, QUE Weixin, PENG Chunhua. Confidence gap robust planning of electricity and hydrogen energy system considering electricity-hydrogen coupling and carbon trading[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4477-4490.
- [13] 王世杰, 冯天波, 孙宁, 等. 考虑电-气-热耦合和需求响应的虚拟电厂优化调度策略[J]. 中国电力, 2024, 57(1): 101-114.
- WANG Shijie, FENG Tianbo, SUN Ning, et al. Optimal scheduling strategy for virtual power plant considering electricity-gas-heat coupling and demand response[J]. Electric Power, 2024, 57(1): 101-114.
- [14] 鲁肖龙, 潘森, 鞠立伟, 等. 考虑碳捕集和电转气的热电联合虚拟电厂调度优化模型[J]. 电力建设, 2023, 44(8): 107-117.
- LU Xiaolong, PAN Miao, JU Liwei, et al. Dispatching optimization model of combined heat and power virtual power plant considering carbon capture and power-to-gas [J]. Electric Power Construction, 2023, 44(8): 107-117.
- [15] 刘雨佳, 樊艳芳, 郝俊伟, 等. 基于碱性电解槽宽功率适应模型的风光氢热虚拟电厂容量配置与调度优化[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(10): 48-60.
- LIU Yujia, FAN Yanfang, HAO Junwei, et al. Capacity configuration and optimal scheduling of a wind-photovoltaic-hydrogen-thermal virtual power plant based on a wide range power adaptation strategy for an alkaline electrolyzer[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 48-60.
- [16] NIU M, LI X J, SUN C, et al. Operation optimization of wind/battery storage/alkaline electrolyzer system considering dynamic hydrogen production efficiency[J]. Energies, 2023, 16(17): 6132.
- [17] 黄启帆, 陈洁, 曹喜民, 等. 基于碱性电解槽和质子交换膜电解槽协同制氢的风光互补制氢系统优化[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 168-174.
- HUANG Qifan, CHEN Jie, CAO Ximin, et al. Optimization of wind-photovoltaic complementation hydrogen production system based on synergistic hydrogen production by alkaline electrolyzer and proton exchange membrane electrolyzer[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 168-174.
- [18] 王灿, 李欣然, 赵积红, 等. 基于 P2G 与富氧燃烧联合运行的多能源低碳调度[J]. 电力工程技术, 2023, 42(3): 139-148.
- WANG Can, LI Xinran, ZHAO Jihong, et al. Low carbon scheduling of multi-energy system based on power to gas combined with oxygen enriched combustion[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 139-148.
- [19] 包志永. 考虑富氧燃烧技术的多能互补虚拟电厂低碳优化调度策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
- BAO Zhiyong. Research on low-carbon and optimal scheduling of virtual power plant with multi-energy complement based on oxy-fuel combustion technology [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [20] 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.
- [21] 米思琪. 考虑 P2G 和需求响应的区域综合能源系统低碳经济调度研究[D]. 秦皇岛: 燕山大学, 2021.
- MI Siqi. Research on low-carbon economic dispatch of regional integrated energy system considering p2g and demand response[D]. Qinhuangdao: Yanshan University, 2021.
- [22] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2042-2054.

- CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [23] 徐慧慧, 田云飞, 赵宇洋, 等. 考虑绿证-碳交易的多虚拟电厂混合博弈优化调度[J]. *智慧电力*, 2024, 52(3): 1-7+16.
- XU Huihui, TIAN Yunfei, ZHAO Yuyang, et al. Optimal scheduling of multiple virtual power plants mixed game considering green certificate and carbon trading[J]. *Smart Power*, 2024, 52(3): 1-7+16.
- [24] 司杨, 陈来军, 麻林瑞, 等. 考虑氢储能热平衡的风-氢混合系统优化调度方法[J]. *电器与能效管理技术*, 2021(11): 15-21.
- SI Yang, CHEN Laijun, MA Linrui, et al. Optimal dispatching method of wind-hydrogen hybrid system considering heat balance of hydrogen energy storage[J]. *Electrical & Energy Management Technology*, 2021(11): 15-21.
- [25] 王乐, 尹文良, 李明, 等. 基于差动调速的风氢联合发电系统容量配置与运行性能[J]. *电网与清洁能源*, 2024, 40(9): 123-133.
- WANG Yue, YIN Wenliang, LI Ming, et al. A study on capacity configuration and operation performance of a WindHydrogen generation system based on the speed regulating differential mechanism[J]. *Power System and Clean Energy*, 2024, 40(9): 123-133.
- [26] [1] 彭楚轩, 边晓燕, 金海翔, 等. 基于多能灵活性约束的含富氧燃烧机组综合能源系统两阶段优化调度[J/OL]. *上海交通大学学报*, 1-24[2024-04-09]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.487>.
- PENG Chuxuan, BIAN Xiaoyan, JIN Haixiang, et al. Two-stage optimal scheduling of integrated energy system of oxygen-rich combustion unit based on multi-energy flexibility constraint[J/OL]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*: 1-24[2024-04-09]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.487>
- [27] 田美慧. 基于碳中和目标的中国碳配额分配方法研究[D]. 贵阳: 贵州大学, 2022.
- TIAN Meihui. Research on carbon quota allocation method in China based on carbon neutrality goal[D]. Guiyang: Guizhou University, 2022.
- [28] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(2): 592-608.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(2): 592-608.
- [29] GUO W S, LIU P K, SHU X L. Optimal dispatching of electric-thermal interconnected virtual power plant considering market trading mechanism[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 279: 123446.
- [30] 陈文颖, 刘蓓迪. 基于粒子群算法的电动汽车有序充放电优化[J]. *山东电力技术*, 2023, 50(1): 52-58.
- CHEN Wenying, LIU Beidi. Sequential charging and discharging optimization of electric vehicles based on particle swarm optimization[J]. *Shandong Electric Power*, 2023, 50(1): 52-58.
- [31] WANG C F, DONG S, XU S J, et al. Impact of power-to-gas cost characteristics on power-gas-heating integrated system scheduling[J]. *IEEE Access*, 2019, 7: 17654-17662.
- [32] 张文伟, 王维庆, 樊小朝, 等. 利用风电制氧的富氧燃煤电厂低碳能源系统容量优化配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(5): 70-83.
- ZHANG Wenwei, WANG Weiqing, FAN Xiaochao, et al. Optimal capacity configuration of a low carbon energy system of oxygen-enriched coal-fired power plant using wind power to produce oxygen[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(5): 70-83.