

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.06.010

多市场参与下热电联产虚拟电厂低碳经济协同调度方法

孙晨业¹, 尹文良^{1,2}, 张祯滨³, 李明¹, 彭克¹

(1. 山东理工大学电气与电子工程学院, 山东 淄博 255000; 2. 悉尼大学电气与信息工程学院, 澳大利亚 悉尼 2006; 3. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要: 热电联产 (combined heat and power, CHP) 机组与虚拟电厂 (virtual power plant, VPP) 结合, 可以有效提高能源利用效率, 增强电力系统运行的可靠性及稳定性。为保证 CHP-VPP 灵活、低碳、经济运行, 文中提出一种聚合风电、光伏、CHP 机组、锅炉、碳捕集设备、燃气轮机、燃料电池、储能及电、热负荷的综合能源 VPP, 并在参与电-热-旋转备用-碳等多市场下, 研究其低碳经济协同调度问题。首先, 以各时刻 VPP 在多市场下整体净收益最大为目标, 建立其 CHP-VPP 两阶段鲁棒优化调度模型; 然后, 考虑新能源出力、市场价格及负荷的不确定性, 利用蒙特卡洛法进行场景削减, 从而降低系统风险, 增强其鲁棒性; 最后, 采用列与约束生成算法对模型进行求解, 得到最恶劣场景下系统运行的经济性最优调度方案。仿真结果表明: 所提综合能源 VPP 结构合理, 可通过动态调整碳捕集设备及储能电池, 达到平抑新能源出力波动的效果, 从而实现碳排放的大幅降低; 所提调度策略可有效保证源-荷-储多侧电、热资源的协同优化运行, 提高 VPP 的灵活性、经济性和低碳性。

关键词: 虚拟电厂 (VPP); 热电联产 (CHP); 碳捕集; 优化调度; 鲁棒优化; 列与约束生成

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)06-0100-11

0 引言

热电联产 (combined heat and power, CHP) 机组因其在能源利用效率和环境友好性方面的显著优势, 在世界各国得到了广泛关注和发[1]。然而, CHP 机组发电和供热耦合紧密, 其在维持稳定供热的同时, 往往无法实现电力需求持续深度变化[2-5]。随着可再生能源大规模接入, CHP 机组难以有效参与新能源消纳与电力市场的实时调度, 其实际运行效率与经济效益受到限制[6-7]。

虚拟电厂 (virtual power plant, VPP) 作为一种分布式资源的新型能源管理机制, 为解决 CHP 机组灵活性受限问题提供了新的思路[8]。VPP 可将各类资源聚合为统一整体与多个市场灵活交互, 从而有效保证电网运行的经济性、灵活性和低碳性[9-13]。

研究如何通过先进的能源管理系统对 VPP 中的各类能源资源进行协调与优化调度, 对推动清洁能源大规模并网应用, 构建新型电力系统有重要意义[14-17]。与此同时, 可再生能源整合、储能及“云、大、物、移、智”等技术的蓬勃发展也为 VPP 的优化运行策略研究提供了有利条件[18-19]。

针对 VPP 优化调度策略, 文献[20]基于风、光及电价不确定性构建了 VPP 日前竞标模型, 提高了

VPP 的日前调度经济性和安全性。文献[21]综合考虑风、光、需求响应的影响, 在保证 VPP 经济效益的同时实现了供需双侧效益均衡。文献[22]构造了含电动汽车的 VPP 方案, 通过制定合理的售电价格引导电动汽车有序充电入网。文献[23]对风光出力、电价进行精确建模, 深入研究了各不确定性因素对系统调度结果的影响规律。文献[24]在 VPP 中利用分布鲁棒方法处理用户需求响应, 有效提升了需求响应优化方案的精准度。然而, 上述文献并未充分考虑 CHP 机组及碳捕集设备在 VPP 中的积极作用。

实际上, CHP 机组和碳捕集设备的加入有助于推动系统低碳能源生产, 将其有效聚合, 可使得 VPP 更好地适应复杂多变的能源市场与环境条件[25]。基于此, 文献[26]引入电转气和碳捕集设备, 充分考虑了 VPP 中多种分布式资源在不同市场下的协同运行。文献[27]考虑碳导向的需求响应机制, 建立了多 VPP 架构, 可满足供热和能源供应需求。文献[28]建立了 VPP 的 CHP 优化调度模型, 包括风电加热设备和碳捕集机组, 使电力和热力输出更加灵活。文献[29]在 CHP 机组基础上考虑水电、电动汽车等资源, 通过增加需求响应优化了系统调度的灵活性。上述文献研究了 CHP 机组和碳捕集设备聚合下 VPP 的优化调度方案, 取得了一定成果。但现有研究大多在电-热市场下开展, 若要真正发挥 CHP-VPP 的优势, 还须在电-热-旋转备用-碳等多市场环境下, 研究系统的先进优化调度

收稿日期: 2024-05-21; 修回日期: 2024-08-21

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (52005306); 山东省自然科学基金资助项目 (ZR2020QE220); 山东省高等学校
青创科技支持计划资助项目 (2022KJ323)

策略。

基于此,文中聚合了一种含风电、光伏、CHP 机组、锅炉、碳捕集设备、燃气轮机、燃料电池、储能及电、热负荷的综合能源 VPP,进而在考虑源-荷-电价等多源不确定性下以及电-热-旋转备用-碳等多市场参与下,充分挖掘各机组的互补潜能,提高系统效益。以 VPP 整体净收益最大为目标,建立 CHP-VPP 两阶段鲁棒优化调度模型,采用列与约束生成算法对模型进行求解。最终,通过案例仿真,分析 6 种方案下碳市场、碳捕集设备、旋转备用市场对 VPP 运行成本及收益的影响,验证了所提方法的有效性和 CHP-VPP 的优良运行性能。

1 综合能源 VPP 架构

1.1 VPP 结构及运行特性

文中所建 CHP-VPP 运行结构如图 1 所示,其中包括新能源装置(风电和光伏机组)、灵活可控单元(CHP 机组、锅炉、燃气轮机、燃料电池)、碳捕集设备、储能及负荷(电、热负荷)等。电负荷主要由储能、CHP 机组、风电机组、光伏机组、燃料电池、燃气轮机提供,CHP 机组和锅炉加热设备提供热负荷;VPP 需要满足电力市场竞标负荷和热能市场竞标负荷,在满足电负荷后,燃气轮机和燃料电池的功率差额可用于旋转备用市场,以获取更大收益,也可在高负荷时段从备用市场购电维持系统稳定,同时将 VPP 实际碳排放量差额用于碳交易市场。由于新能源出力的不确定性,利用储能、碳捕集等设备平抑功率偏差。

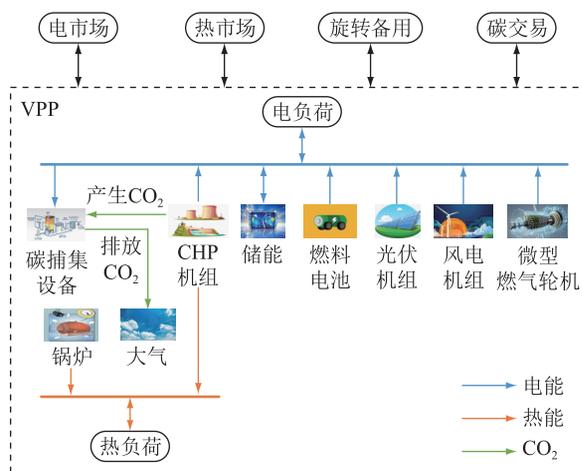


图 1 VPP 运行结构

Fig.1 Operation structure of VPP

1.2 碳捕集设备运行原理

在 VPP 中配备碳捕集设备,可对系统污染物进行处理,通过捕集和储存发电过程中产生的 CO₂ 减

少碳排放,提高电厂的环保效益和经济效益。碳捕集设备的工作流程如图 2 所示,将发电设备出力时产生的 CO₂ 捕集封存,以实现碳减排。但由于碳捕集设备的能耗较大,电源向负荷提供的功率会降低,须通过合理控制,使其具备消纳新能源出力并控制碳排放的能力,从而在碳交易市场中获利。

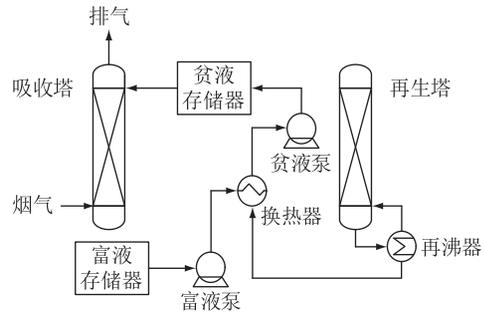


图 2 碳捕集设备运行原理

Fig.2 Operating principle of carbon capture device

碳捕集能耗计算如式(1)所示。

$$P_t^{CC} = P^B + P_t^{OP} \quad (1)$$

$$Q_t^{CCS} = \frac{P_t^{OP}}{w^c} \quad (2)$$

式中: P_t^{CC} 、 P_t^{OP} 分别为 t 时刻碳捕集设备总能耗和运行能耗; P^B 为碳捕集设备固定能耗; Q_t^{CCS} 为 t 时刻碳捕集设备封存的 CO₂ 量; w^c 为碳捕集设备封存单位 CO₂ 的能耗系数。

1.3 不确定性分析

VPP 中的不确定性主要来源于新能源出力、电价和负荷。鲁棒优化方法通常是在最坏情况下进行最优决策,在预定义的不确定性集合上优化最坏情况的目标值,以其最优解对参数变化的敏感性低、稳健性高等优点被广泛应用于电力系统调度优化问题中^[16,30-31]。根据历史数据,可利用蒙特卡洛方法生成新能源出力、市场价格以及负荷需求场景,完成系统鲁棒建模^[18]。当新能源取到区间最小值,电价、负荷取到区间最大值时,VPP 的运行成本更高,即场景更“恶劣”。其中风光出力受到地域气象条件影响,预测精度较低且具有强波动性,对 VPP 运行的经济性与安全性有重要影响。为了提高精度,分别采用 Weibull 和 Beta 分布对风光出力进行拟合, f_w 、 f_{pv} 分别为风电和光伏的概率密度函数。

Weibull 分布概率密度函数为:

$$f_w(v) = \frac{l}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda} \right)^{l-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda} \right)^l} \quad (3)$$

式中: v 为风速; λ 、 l 为 Weibull 分布相关参数,由实际数据拟合得到。

Beta 分布概率密度函数为:

$$f_{PV}\left(\frac{r}{r_{\max}}\right) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{\max}}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{\max}}\right)^{\beta-1} \quad (4)$$

式中: r 为光照强度; r_{\max} 为最大光照强度; $\Gamma(\cdot)$ 为伽马函数; α 、 β 为 Beta 分布相关参数, 亦由实际数据拟合得到。

2 VPP 优化调度模型建立

2.1 目标函数

文中以 VPP 在多市场下整体净收益最大为目标, 24 h 为一个调度周期, 1 h 为一个运行时段, 根据风电和光伏系统的发电量以及用户的电、热负荷, 对各个发电设备进行调度决策。该决策要求在满足用户每小时用电需求下, 避免可再生能源浪费, 同时尽量减少发电厂的碳排放量。优化目标构建如下:

$$\max C_t^{\text{VPP}} = I_t^E + I_t^H + I_t^R + I_t^C - C_t^{\text{CHP}} - C_t^{\text{BOIL}} - C_t^{\text{CCS}} - C_t^M - C_t^{\text{DG}} - C_t^S - C_t^R \quad (5)$$

式中: C_t^{VPP} 为 t 时刻 VPP 净收益; I_t^E 为 t 时刻售电收益; I_t^H 为 t 时刻热市场收益; I_t^R 为 t 时刻备用市场收益; I_t^C 为 t 时刻碳交易市场收益; C_t^{CHP} 为 t 时刻 CHP 机组成本; C_t^{BOIL} 为 t 时刻锅炉成本; C_t^{CCS} 为 t 时刻碳捕集设备封存成本; C_t^M 为 t 时刻风电场和光伏电站运维成本; C_t^{DG} 为 t 时刻燃气轮机和燃料电池成本; C_t^S 为 t 时刻储能成本; C_t^R 为 t 时刻备用市场购电成本。

(1) VPP 整体收益。

$$I_t^E + I_t^H + I_t^R + I_t^C = k_i^{\text{em}} P_t^P + k^{\text{hl}} H_t^{\text{HL}} + k_i^{\text{rm}} P_t^{\text{SRM}} + k^c (Q_t^Q - E_t^A) \quad (6)$$

$$Q_t^Q = \sigma^e P_t^{\text{CHP}} \quad (7)$$

$$E_t^A = Q_t^{\text{CC}} - Q_t^{\text{CCS}} \quad (8)$$

$$Q_t^{\text{CC}} = k^{\text{CC}} P_t^{\text{CHP}} \quad (9)$$

式中: k_i^{em} 为 t 时刻电力市场电价; P_t^P 为 t 时刻电力市场售电功率; k^{hl} 为单位售热价格, 文中参考国际能源署报告, 并结合国内实际情况调整得到; H_t^{HL} 为 t 时刻热市场售热功率; k_i^{rm} 为 t 时刻备用市场电价; P_t^{SRM} 为 t 时刻提供给备用市场的功率; k^c 为单位碳交易价格, 文中参考上海环境能源交易所碳市场数据, 并做适当调整后确定; Q_t^Q 为 t 时刻 CHP 机组的碳配额, 基于 CHP 机组发电量给定; E_t^A 为 t 时刻系统碳排放量; σ^e 为 CHP 机组单位电能的碳排放配额, 文中参考中电联计算数据^[19]得到; P_t^{CHP} 为 t 时刻 CHP 机组的发电量; Q_t^{CC} 为 t 时刻 CHP 机组产生

的 CO_2 量; k^{CC} 为 CHP 机组单位发电产生的 CO_2 量。

(2) CHP 机组成本。CHP 机组成本包括燃料成本和启停成本。

$$C_t^{\text{CHP}} = C_t^H + C_t^F = k^{\text{CH}_4} V_t^{\text{CHP}} + \lambda^{\text{su}} \mu_t^{\text{su}} + \lambda^{\text{sd}} \mu_t^{\text{sd}} \quad (10)$$

$$V_t^{\text{CHP}} = \frac{P_t^{\text{CHP}}}{H^g \eta_{\text{CHP}}} \quad (11)$$

式中: C_t^H 、 C_t^F 分别为 t 时刻 CHP 机组的燃料成本和启停成本; k^{CH_4} 为天然气市场中单位天然气价格; V_t^{CHP} 为 t 时刻 CHP 机组发电消耗的天然气量; λ^{su} 、 λ^{sd} 分别为 CHP 机组的启动和停止成本; μ_t^{su} 、 μ_t^{sd} 分别为 t 时刻 CHP 机组启动、停止状态; H^g 为天然气热值, 取 39 MJ/m^3 ; η_{CHP} 为 CHP 机组的发电效率。

(3) 锅炉成本。

$$C_t^{\text{BOIL}} = k^{\text{CH}_4} V_t^{\text{BOIL}} \quad (12)$$

$$V_t^{\text{BOIL}} = \frac{H_t^{\text{BOIL}}}{H^g \eta_{\text{BOIL}}} \quad (13)$$

式中: V_t^{BOIL} 为 t 时刻锅炉消耗的天然气量; H_t^{BOIL} 为 t 时刻锅炉的发热功率; η_{BOIL} 为锅炉的发热效率。

(4) 碳捕集设备封存成本。

$$C_t^{\text{CCS}} = k^{\text{CO}_2} Q_t^{\text{CCS}} \quad (14)$$

式中: k^{CO_2} 为封存单位 CO_2 的固定价格。

(5) 风电场和光伏电站运维成本。

$$C_t^M = \lambda^W P_t^W + \lambda^{\text{PV}} P_t^{\text{PV}} \quad (15)$$

式中: λ^W 为风电场的单位维护费用; P_t^W 为 t 时刻风电场的发电功率; λ^{PV} 为光伏电站的单位维护费用; P_t^{PV} 为 t 时刻光伏电站的发电功率。

(6) 燃气轮机和燃料电池成本。燃气轮机和燃料电池出力分为电力市场出力和旋转备用市场出力。

$$C_t^{\text{DG}} = C_t^{\text{GT}} + C_t^{\text{FC}} = c^{\text{DG}} P_t^{\text{DG}} \quad (16)$$

$$P_t^{\text{DG}} = P_t^{\text{GT}} + P_t^{\text{FC}} = E_t^{\text{GT}} + R_t^{\text{GT}} + E_t^{\text{FC}} + R_t^{\text{FC}} \quad (17)$$

式中: C_t^{GT} 、 C_t^{FC} 分别为 t 时刻燃气轮机、燃料电池的发电成本; c^{DG} 为燃气轮机和燃料电池的单位发电成本; P_t^{DG} 为 t 时刻燃气轮机和燃料电池的总出力; P_t^{GT} 、 P_t^{FC} 分别为 t 时刻燃气轮机、燃料电池的出力; E_t^{GT} 、 E_t^{FC} 分别为 t 时刻燃气轮机、燃料电池参与电力市场功率, 且在满足电负荷后, 燃气轮机和燃料电池功率差额可用于旋转备用市场; R_t^{GT} 、 R_t^{FC} 分别为 t 时刻燃气轮机、燃料电池参与备用市场的竞标量。

(7) 储能成本。

$$C_t^S = a^S (P_t^{\text{ESC}} + P_t^{\text{ESD}}) + b^S \quad (18)$$

式中: a^S 、 b^S 为储能成本系数; P_t^{ESC} 、 P_t^{ESD} 分别为 t

时刻储能充电功率和放电功率。

(8) 备用市场购电成本。

$$C_t^R = k_t^{rm}(P_t^P - P_t^{CHP} - P_t^{GC} - P_t^W - P_t^{PV} - P_t^{ESD} + P_t^{ESC} - P_t^{GT} - P_t^{FC}) \quad (19)$$

2.2 约束条件

(1) 电、热功率平衡约束。

$$P_t^{ESC} + P_t^{GC} + E_t^{GT} + E_t^{FC} + P_t^P = P_t^W + P_t^{PV} + P_t^{CHP} + P_t^{ESD} + P_t^R \quad (20)$$

$$H_t^{BOIL} + H_t^{CHP} = H_t^{HL} \quad (21)$$

式中: P_t^R 为 t 时刻备用市场购电功率。

(2) 备用容量竞标约束。

$$R_t^{GT} + R_t^{FC} = P_t^{SRM} \quad (22)$$

(3) CHP 机组约束。

$$H_t^{CHP} = k^{CHP} P_t^{CHP} \quad (23)$$

$$0 \leq P_t^{CHP} \leq P_{max}^{CHP} \quad (24)$$

$$-R_{down}^{CHP} \leq P_t^{CHP} - P_{t-1}^{CHP} \leq R_{up}^{CHP} \quad (25)$$

$$\mu_t^0 - \mu_{t-1}^0 \leq \mu_t^{su} \quad (26)$$

$$\mu_{t-1}^0 - \mu_t^0 \leq \mu_t^{sd} \quad (27)$$

式中: k^{CHP} 为 CHP 机组热电比; P_{max}^{CHP} 为 CHP 机组的发电功率上限; R_{up}^{CHP} 、 R_{down}^{CHP} 分别为 CHP 机组的向上、向下爬坡速率; μ_t^0 为布尔变量, 表示 t 时刻 CHP 机组是否运行, 是则置 1, 否则置 0。

(4) 锅炉约束。

$$0 \leq H_t^{BOIL} \leq H_{max}^{BOIL} \quad (28)$$

$$-R_{down}^{BOIL} \leq H_t^{BOIL} - H_{t-1}^{BOIL} \leq R_{up}^{BOIL} \quad (29)$$

式中: H_{max}^{BOIL} 为锅炉的最大供热功率; R_{up}^{BOIL} 、 R_{down}^{BOIL} 分别为锅炉的向上、向下爬坡速率。

(5) 碳捕集设备约束。

$$0 \leq P_t^{GC} \leq P_{max}^{GC} \quad (30)$$

式中: P_{max}^{GC} 为碳捕集设备能耗的上限。

(6) 燃气轮机和燃料电池约束。

$$P_{min}^{DG} \leq P_t^{DG} \leq P_{max}^{DG} \quad (31)$$

$$0 \leq R_t^{GT} + R_t^{FC} \quad (32)$$

$$-R_{down}^{DG} \leq P_t^{DG} - P_{t-1}^{DG} \leq R_{up}^{DG} \quad (33)$$

式中: P_{max}^{DG} 、 P_{min}^{DG} 分别为燃气轮机和燃料电池的最大、最小出力; R_{up}^{DG} 、 R_{down}^{DG} 分别为燃气轮机和燃料电池的向上、向下爬坡速率。

(7) 储能约束。储能约束包括出力约束和荷电状态约束。

$$0 \leq P_t^{ESC} \leq \mu_t^{ESC} P_{max}^{ESC} \quad (34)$$

$$0 \leq P_t^{ESD} \leq \mu_t^{ESD} P_{max}^{ESD} \quad (35)$$

$$S_t = S_{t-1} + P_t^{ESC} \eta_c - P_t^{ESD} / \eta_d \quad (36)$$

$$S_{min} \leq S_t \leq S_{max} \quad (37)$$

$$0 \leq \mu_t^{ESC} + \mu_t^{ESD} \leq 1 \quad (38)$$

式中: μ_t^{ESC} 、 μ_t^{ESD} 分别 t 时刻充、放电状态, 为布尔变量; P_{max}^{ESC} 、 P_{max}^{ESD} 分别为储能设备充、放电功率最大值; S_t 为 t 时刻储能设备的荷电状态; η_c 、 η_d 分别为充、放电效率; S_{max} 、 S_{min} 分别为储能设备荷电状态的最大值和最小值。

3 鲁棒优化方法

上述确定性建模定义了各市场下的售电、售热、碳交易量, 考虑的风光产量、电价、负荷都已知, 但这些参量在 VPP 实际运行中会产生不确定波动。考虑到单阶段鲁棒优化过于保守^[24], 文中采用两阶段鲁棒优化方法对该不确定性进行处理, 并利用蒙特卡洛法生成场景。首先, 选择一个场景作为代表场景, 计算每个场景与剩余场景的欧式距离, 进而选择具有最大最小距离的场景加入代表场景集, 直到完成场景削减。确定场景集的上、下限, 将其作为两阶段鲁棒优化的上、下界, 从而开展最恶劣场景下的优化调度。

3.1 不确定性建模

等概率生成 300 组场景, 削减后得到 20 组风电和光伏出力生成场景、电力市场电价和旋转备用市场电价生成场景以及电负荷和热负荷生成场景, 分别如图 3—图 5 所示, 上、下限分别设置为各个时刻的场景最大值和最小值。图中, 黑色线表示场景的上限, 红色线表示场景的下限。

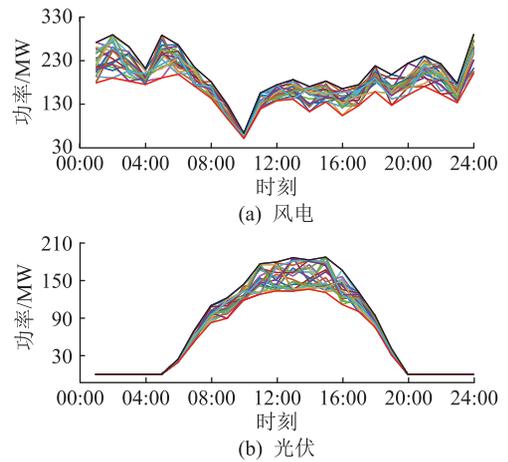


图 3 可再生能源出力生成场景

Fig.3 Generated scenarios of output power from renewable energy resources

3.2 两阶段鲁棒优化模型

文中采用两阶段鲁棒优化模型, 目的在于找到最恶劣场景下的鲁棒最优解。外层 max 用于实现 VPP 整体经济最优, 第一阶段的调度成本及收益如式(39)中 f_1 所示, 以 VPP 各常规机组出力为决策变量, 实现确定性变量经济性最优。第二阶段 min-

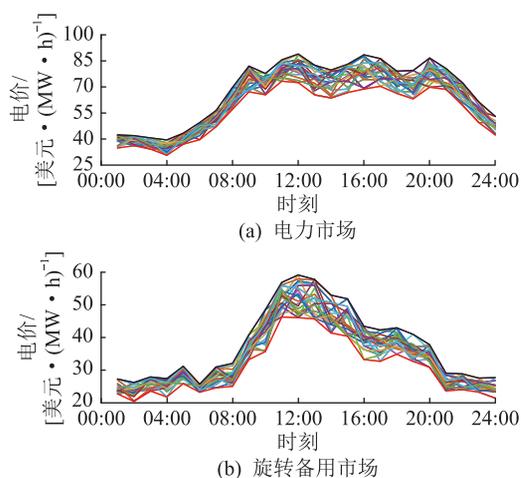


图4 电价生成场景

Fig.4 Generated scenarios of electricity prices

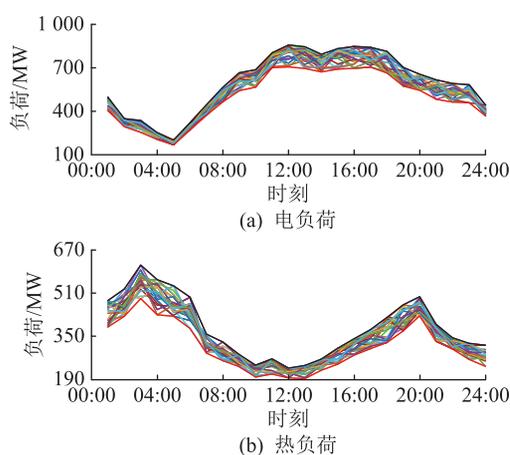


图5 负荷生成场景

Fig.5 Generated scenarios of loads

max 双层模型以各不确定变量为决策变量,目的在于找到导致运行利润最小值最大的最恶劣场景,其中 min 部分用于最小化目标函数 f_2 ,从而在给定决策变量下确定电力系统面临的最不利的不确定性情景;max 部分在识别出的最恶劣情景下寻求系统收益的最大化,确保在最坏情况下系统仍能获得尽可能高的收益。文中涉及的两阶段三层模型的目标函数可以表示为:

$$\begin{cases} \max_x (f_1 + \min_y \max_y f_2) \\ \text{s.t. } d(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \\ g(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (39)$$

$$\begin{cases} f_1 = \sum_{t=1}^T (I_t^C - C_t^{\text{CHP}} - C_t^{\text{BOIL}} - C_t^{\text{CCS}} - C_t^{\text{DG}} - C_t^S) \\ f_2 = \sum_{t=1}^T (I_t^E + I_t^H + I_t^R - C_t^M - C_t^R) \end{cases} \quad (40)$$

式中: f_1 为第一阶段电源侧各单元调度成本及收益; f_2 为具有鲁棒思想的不确定成本及收益; x, y 分别为第一、二阶段的决策变量; $d(x) = 0$ 为第一阶段等式约束; $h(x) \leq 0$ 为第一阶段不等式约束; $g(x, y) \leq 0$ 为第二阶段约束。

3.3 模型求解算法

对于两阶段鲁棒优化模型,采用列与约束生成算法能够减小求解难度,提升计算效率,同时可在求解主问题的过程中引入子问题相关的辅助变量和约束,从而加快收敛速度^[32]。求解流程如图6所示。

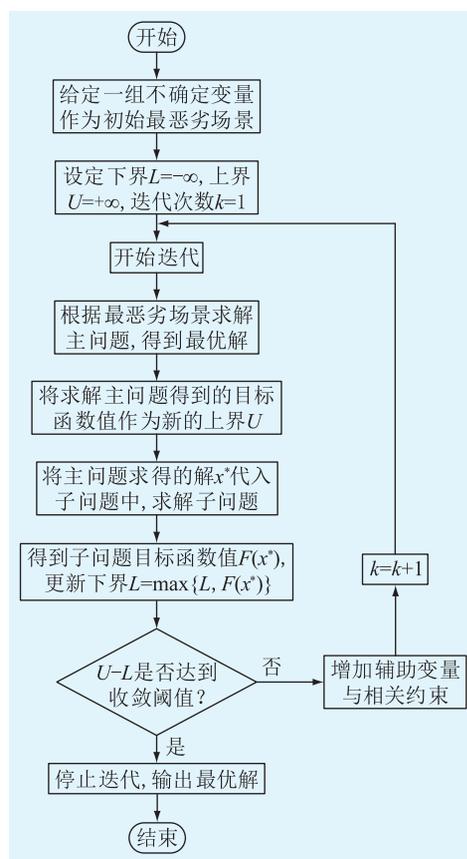


图6 两阶段鲁棒优化模型求解流程

Fig.6 Solution process for the two-stage robust optimization model

所建模型的主问题为:

$$\begin{cases} \max_x (f_1(x) + \Lambda) \\ \text{s.t. } h(x) \leq 0 \\ \Lambda \geq f_2(x, y_k) \\ g(x, y_k) \leq 0 \end{cases} \quad (41)$$

式中: Λ 为与子问题相关的辅助变量,增加该变量是为了在主问题的迭代过程中加快收敛速度; y_k 为第 k 次迭代下与子问题有关的辅助变量。

基于零和博弈思想的子问题虽然为双层 min-max 优化问题,但其内层问题相互独立,因此可以直

接求解。子问题如下:

$$\begin{cases} \min_y \max_y f_2(x^*, y) \\ \text{s.t. } g(x^*, y) \leq 0 \\ \sum_{t=1}^{N_T} B_{uc}(t) \leq \Psi_{uc} \end{cases} \quad (42)$$

式中: N_T 为调度周期; $B_{uc}(t)$ 为布尔变量, 相应时段 t 的不确定变量取到区间边界时取值为 1; Ψ_{uc} 为不确定变量取到区间边界的总数。

4 算例仿真

4.1 模型参数

为验证上述模型, 文中聚合了 CHP-VPP, 其由 263 MW 风电场、136 MW 光伏电站、210 MW CHP 机组、500 MW 锅炉、150 MW 燃气轮机、150 MW 燃料电池、120 MW 储能构成。风电机组和光伏机组参数、供电价格、负荷数据等参照文献[26], 碳封存成本等参数参照文献[28], 具体数据如表 1 所示, 算例分析用美元结算。碳排放惩罚成本设置为 1.5 倍的碳交易价格, 用于方案 1; 发电缺额惩罚成本设置为 1.5 倍的备用市场电价, 用于方案 4。不确定因素上、下限及场景生成情况由图 3—图 5 确定。

表 1 各单元关键参数

Table 1 Key parameters of each unit

参数	数值	参数	数值
$k^{bl}/[\text{美元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$	10.2	$\lambda^W/[\text{美元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$	21.4
$k^e/(\text{美元} \cdot \text{t}^{-1})$	19.8	$\lambda^{PV}/[\text{美元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$	14.2
$\sigma^e/[\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.76	$P_{\max}^{\text{CHP}}/\text{MW}$	210
k^{CC}	0.96	$H_{\max}^{\text{BOIL}}/\text{MW}$	510
$k^{\text{CH}_4}/(\text{美元} \cdot \text{m}^{-3})$	0.419	$P_{\max}^{\text{GC}}/\text{MW}$	100
η_c	0.95	$P_{\max}^{\text{DG}}/\text{MW}$	300
η_d	0.95	$P_{\max}^{\text{ESC}}/\text{MW}$	80
$w^e/(\text{MW} \cdot \text{h} \cdot \text{t}^{-1})$	0.368	$P_{\max}^{\text{ESD}}/\text{MW}$	80
$k^{\text{CO}_2}/(\text{美元} \cdot \text{t}^{-1})$	4.89	$S_{\min}/(\text{MW} \cdot \text{h})$	10
$c^{\text{DC}}/[\text{美元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$	18.4	$S_{\max}/(\text{MW} \cdot \text{h})$	120
k^{CHP}	1.1		

4.2 优化结果分析

4.2.1 VPP 行为分析

构建表 2 所示 6 种方案, 以确定性优化模型为例分析碳市场、碳捕集设备、旋转备用市场对 VPP 运行成本及收益的影响。使用 MATLAB 对算例求解, 得到 CHP-VPP 成本及收益结果如表 3 所示, 碳排放及备用市场调度结果如表 4 所示, VPP 中各资源出力结果如表 5 所示。

分析表 3 可知, VPP 聚合碳捕集设备、参与碳市场或旋转备用市场后, 其总成本均有所降低; 由于

表 2 6 种 VPP 运行方案

Table 2 Six types of VPP operational schemes

方案	参与电力市场	聚合碳捕集设备	参与碳市场	参与旋转备用市场
1	√	×	×	×
2	√	×	×	√
3	√	√	×	√
4	√	×	√	√
5	√	√	√	×
6	√	√	√	√

注: √表示参与市场或聚合设备; ×表示不参与市场或不聚合设备。

表 3 不同方案成本及收益结果

Table 3 Costs and benefits of different schemes

美元						
方案	碳封存成本	碳排放惩罚成本	发电缺额惩罚成本	碳市场收益	CHP 机组成本	备用市场购电成本
1	0	20 400	17 825	0	57 639	0
2	0	20 634	0	0	58 301	14 672
3	5 046	0	0	0	59 796	10 107
4	0	0	0	-14 055	59 519	11 380
5	6 807	0	19 787	12 530	63 609	0
6	8 566	0	0	19 619	63 911	12 966

方案	燃气轮机和燃料电池成本	锅炉成本	风光运维成本	备用市场收益	储能成本	总成本
1	114 018	41 102	109 400	0	6 684	367 068
2	161 200	40 715	109 400	71 137	5 258	339 043
3	161 200	39 870	109 400	67 543	5 846	323 722
4	161 200	40 072	109 400	72 071	7 029	330 584
5	107 200	39 219	109 400	0	6 468	339 960
6	161 200	37 503	109 400	64 774	4 596	313 749

表 4 碳排放及备用市场调度结果

Table 4 Dispatch results of carbon emissions and reserve market

方案	碳捕集设备能耗/MW	碳排放量/t	碳捕集量/t	碳配额/t	备用市场购电功率/MW
1	0	3 292	0	2 606	0
2	0	3 332	0	2 638	270
3	405	2 401	1 017	2 706	236
4	0	3 400	0	2 692	224
5	510	2 252	1 383	2 878	0
6	697	1 904	1 749	2 893	264

方案 6 同时考虑 3 个因素, 其成本最小, 方案 1 由于只考虑 VPP 参与电力市场的场景, 成本最高。

综合分析表 3—表 5 可知, 方案 3 中, 由于 VPP 聚合碳捕集设备, 其出力过多时能通过碳捕集机组消耗多余电量, 同时捕捉 CO_2 , 使得碳排放量小于碳

表5 VPP中各资源出力结果
Table 5 Output power results of various resources in VPP

方案	CHP 机组出力	燃气轮机和燃料电池出力	锅炉热出力	风电、光伏出力	弃风、弃光量	燃气轮机和燃料电池备用市场出力
1	3 429	5 094	4 677	5 596	96	0
2	3 471	7 200	4 631	5 596	120	2 734
3	3 561	7 200	4 532	5 596	0	2 509
4	3 542	7 200	4 553	5 596	116	2 768
5	3 787	4 788	4 283	5 596	0	0
6	3 806	7 200	4 261	5 596	0	2 476

配额。与方案2相比,方案3的弃风、弃光量减少了120 MW,碳封存成本有所增加,碳排放惩罚成本减少了20 634美元,总成本降低了4.52%。与方案1只参与电力市场相比,方案3的总成本减少了43 346美元。可以看出,碳捕集设备的接入可有效提高VPP的灵活性,降低输出偏差,同时提高VPP的总体经济效益。

方案4中,VPP参与碳交易市场,当碳排放量超过碳配额时,能从碳市场交易得到碳配额,减少罚款。可以看出,由于方案4缺少碳捕集设备,其VPP的碳排放量大于系统碳配额,碳交易花费了14 055美元,但与方案2的碳排放惩罚成本相比减少了6 579美元,总成本降低了2.49%。与方案1相比,方案4的总成本减少了36 484美元。结果表明,参与碳市场亦可减少碳排放惩罚成本,增加效益。

方案6中,VPP综合考虑聚合碳捕集设备并参与碳市场,碳捕集机组在捕集CO₂的同时,其多余碳配额可在碳交易市场获益,与方案2相比,总成本减少了25 294美元。方案5中,VPP不参与旋转备用市场导致其无法在此市场中获利,在负荷高峰时段也无法购买备用容量维持系统正常运行,且虽然燃气轮机和燃料电池发电成本减少,但不足以弥补其他成本的升高。与方案5相比,方案6的备用市场收益增加了64 774美元,总成本降低了7.71%。方案6考虑了所有因素,在6种方案中总成本最低。

4.2.2 鲁棒优化结果分析

以方案5为例,采用所提两阶段鲁棒优化方法求解得到优化调度结果,其中碳排放与捕集量、储能装置充电和放电功率、备用市场出力、分布式电源出力、热负荷及供热单位出力结果分别如图7—图11所示,据此联合分析VPP模型的出力情况。图7中,碳排放量等于CHP机组CO₂产生量减去碳捕集量。

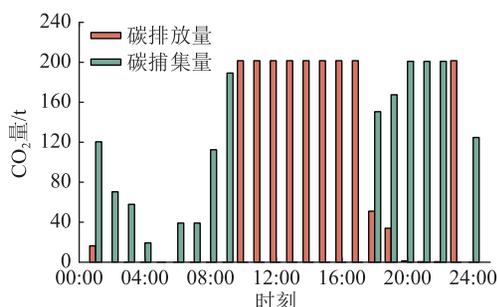


图7 碳排放和捕集

Fig.7 Carbon emissions and capture

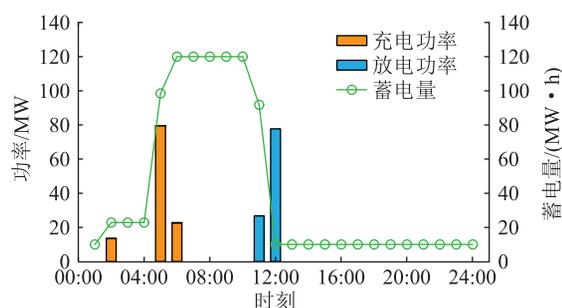


图8 储能充电和放电功率

Fig.8 Energy storage charging and discharging power

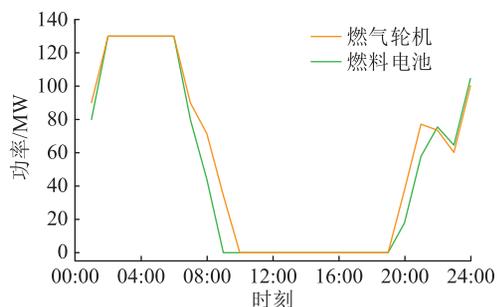


图9 备用市场出力

Fig.9 Reserve market output

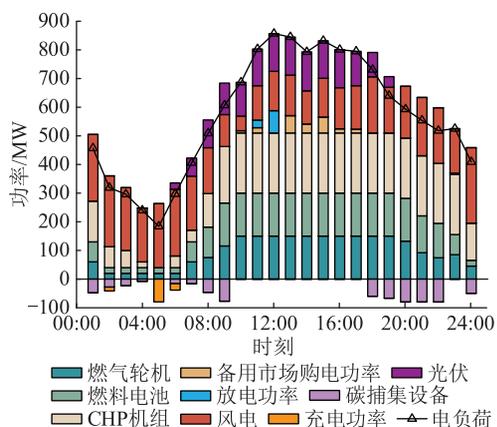


图10 分布式电源出力

Fig.10 Distributed power output

由图7可知,02:00—04:00、06:00—09:00、20:00—22:00时段,CHP机组产生的CO₂全部被碳捕集设备吸收。

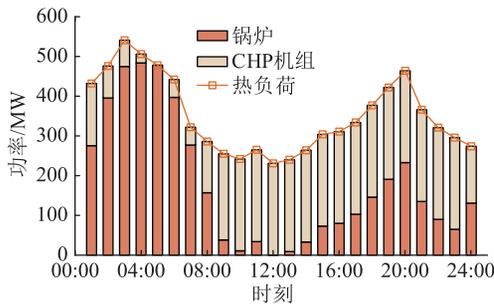


图 11 热负荷及供热单位出力

Fig.11 Heat load and heating unit output

01:00—06:00 时段,光伏出力较小,风电出力较大,但电负荷相对较小;由图 8、图 10、图 11 可知,储能充电集中在该时段,VPP 联合供电系统利用各发电设备维持较低功率运行以满足电力需求,并且系统主要依赖锅炉满足大部分热负荷需求,以确保系统的有效运行。

综合图 9、图 10 可知,02:00—06:00 时段,燃气轮机和燃料电池在电力市场维持在最小出力状态,在备用市场输出最大功率提供备用容量,且在 02:00、06:00 时刻,负荷较小。分析图 8、图 10 可知,因调节机组出力下限和爬坡速率的限制,燃料电池、燃气轮机和 CHP 机组的调节能力受到一定影响,导致风电和光伏出力无法被完全消纳。系统首先通过碳捕集设备吸收这部分弃电量,防止风力发电过多无法被消纳,但此时 VPP 产生的 CO_2 量不足,增加的碳捕集设备的电力消耗不足以完全补偿 VPP 的额外出力,系统继续调用储能吸收额外电力。

综合分析图 8—图 11 可知,07:00—10:00 时段,随着负荷需求上升,燃气轮机和燃料电池加大输出功率以增加 VPP 向电网的总送电功率,其在备用市场的出力迅速下降到 0,而 CHP 机组的出力逐步增加,逐渐成为供热主力,同时锅炉的出力减小。其中 07:00—09:00 时段,CHP 机组按最大爬坡速率提升供电。

11:00—17:00 时段,电负荷最大,分析图 7—图 11 可知,由于燃气轮机、燃料电池和 CHP 机组等出力已达上限,为满足负荷要求,碳捕集设备停止工作,储能开始放电,燃气轮机和燃料电池停止向旋转备用市场供电。旋转备用市场的购电、碳排放量主要集中在该时段,此时 CHP 机组热出力最大,承担了绝大多数供热任务。

18:00—20:00 时段,碳捕集设备开始工作,由图 9、图 11 可知,燃气轮机和燃料电池恢复向旋转备用市场供电以取得额外收益,同时系统面临着热

负荷的上升。为满足热能需求,锅炉出力持续增加,确保系统能够应对峰值负荷。在 18:00—19:00 时段有碳排放,分析图 7、图 10 可知,此时段 CHP 机组处于满发状态,但由于负荷及各发电设备出力上限的限制,碳捕集设备无法捕集全部 CO_2 ,导致部分 CO_2 排放到大气。

19:00—22:00 时段,电负荷减小,分析图 7、图 10、图 11 可知,系统碳捕集设备能耗增加,系统产生的 CO_2 全部被碳捕集设备吸收,热负荷先增后减,锅炉出力随之先增后减。23:00 时刻,电负荷有小幅升高,而在下一时刻降低,分析图 10 可知,若此时刻碳捕集设备工作消耗电能,分布式电源发电功率将提高,由于 CHP 机组、燃气轮机、燃料电池向下爬坡速率限制,下一时刻发电设备便无法下降到相应功率,此时碳捕集设备不工作以满足系统需求。

综上所述,VPP 可分配多余功率给碳捕集设备和储能系统进行协调优化,提升对风光能源的消纳能力,且有助于缓解新能源产能和电负荷间的不匹配问题,实现削峰填谷,提高系统的灵活性。CHP 机组在实现能源优化利用方面发挥了显著作用,其运行策略根据实际热、电负荷需求可进行灵活调整。在不同运行时段,VPP 可表现出多层次的运行模式,以适应电力和热能的需求变化,同时可灵活分摊供电、供热任务,使得系统高效执行调度计划。

4.2.3 不同优化策略结果对比分析

当确定性优化也考虑最不利的场景时,两阶段鲁棒优化因考虑到第二阶段决策的调整而展现出了更强的鲁棒性,在高负荷时段电力缺额降低,收益有所增加(鲁棒优化收益为 767 165.15 美元,确定性优化收益为 765 023.74 美元,增加了 2 141.41 美元)。VPP 产生的电力供应与系统实际需求之间存在差异,会引发电力系统不平衡,导致需要更多的平衡和调节措施,这通常会伴随额外的运营费用。

采用确定性优化和所提两阶段鲁棒优化所需的备用市场购电成本对比结果如图 12 所示。可以看出,两阶段鲁棒优化的成本更小且曲线更平稳,鲁棒性更强。在 10:00—17:00 高负荷时段,确定性优化需要更多的平衡成本,平均每小时花费 1 711.64 美元;而两阶段鲁棒优化所得结果平均仅为 1 282.89 美元,相较于确定性优化降低了 25.05%。结合图 9 和图 12 可知,两阶段鲁棒优化中各发电设备在 23:00 时刻并没有下降过多功率,相比于确定性优化,其旋转备用市场购电量大大减小。

VPP 在市场交易中采用所提两阶段鲁棒优化

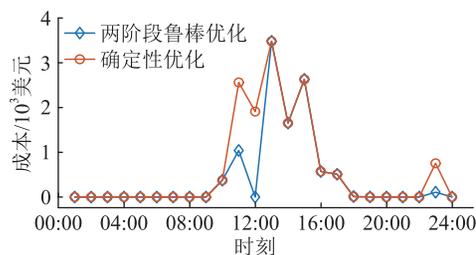


图 12 备用市场购电成本

Fig.12 Cost of purchasing electricity in the reserve market

方法,不仅可以追求自身盈利目标,竞标方案还更具保守性,弥补了因出力随机而导致的潜在损失,提高了系统的整体鲁棒性和抗风险能力。

5 结论

文中在考虑多市场参与,分析新能源出力、电价及负荷等不确定性的基础上,完成了综合能源 CHP-VPP 的两阶段鲁棒优化调度,分析了不同运行行为对 VPP 调度结果的影响,验证了所提方法的有效性和优越性。具体结论如下:

(1) 当同样处于最恶劣场景时,采用所提两阶段鲁棒优化的 CHP-VPP 收益比确定性优化的收益增加了 2 141.41 美元,其面对风险时的鲁棒性也更强。

(2) 聚合碳捕集设备、参与碳交易市场、参与旋转备用市场均能降低 VPP 运行成本(3 种行为分别使得成本降低了 4.52%、2.49%和 7.71%),这对有效平衡 VPP 的经济性和环保性有重要意义。

(3) 增加碳捕集设备不仅可减少碳排放量,还可提高 CHP-VPP 的新能源消纳能力,同时保证了调度方案在动态环境下的灵活性。

(4) VPP 参与多个市场能够实现不同类型聚合单元的协调优化运行,比单一市场更加经济灵活。当同时参与电-热-旋转备用-碳市场时,VPP 可以更好地实现资源的优化配置,使其能够迅速适应电力系统状态变化,从而维持系统的平衡和稳定运行。

参考文献:

[1] SEIJO S, DEL CAMPO I, ECHANOBE J, et al. Modeling and multi-objective optimization of a complex CHP process[J]. Applied Energy, 2016, 161: 309-319.

[2] 王佳惠, 牛玉广, 陈玥, 等. 电-碳联合市场下虚拟电厂主从博弈优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 235-242.

WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue, et al. Master-slave game optimal dispatching of virtual power plant under electricity-carbon joint market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 235-242.

[3] ZHANG J L, LIU Z Y. Low carbon economic dispatching model for a virtual power plant connected to carbon capture system considering green certificates-carbon trading mechanism [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2023, 60: 103575.

[4] 周鑫, 程松, 任景, 等. 含储热型热电联产机组的电力系统源荷联合优化调峰方法[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(5): 12-21.

ZHOU Xin, CHENG Song, REN Jing, et al. A source-load joint optimization peak regulation method of power system with heat storage combined heat and power units[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 12-21.

[5] 刘雪飞, 赵海彭, 胡珀, 等. 考虑综合需求响应的园区综合能源系统经济性优化方法[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(1): 3-16.

LIU Xuefei, ZHAO Haipeng, HU Po, et al. Economic optimization method of comprehensive energy system in industrial park considering comprehensive demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 3-16.

[6] BOLZONIA, PARISIO A, TODD R, et al. Optimal virtual power plant management for multiple grid support services[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2021, 36(2): 1479-1490.

[7] 沈思辰, 韩海腾, 周亦洲, 等. 基于条件风险价值的多虚拟电厂电-碳-备用 P2P 交易模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 147-157.

SHEN Sichen, HAN Haiteng, ZHOU Yizhou, et al. Electricity-carbon-reserve peer-to-peer trading model for multiple virtual power plants based on conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 147-157.

[8] 袁桂丽, 贾新潮, 房方, 等. 虚拟电厂源荷双侧热电联合随机优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2932-2940.

YUAN Guili, JIA Xinchao, FANG Fang, et al. Joint stochastic optimal scheduling of heat and power considering source and load sides of virtual power plant[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2932-2940.

[9] 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.

[10] WEI X, XU Y L, SUN H B, et al. Day-ahead optimal dispatch of a virtual power plant in the joint energy-reserve-carbon market[J]. Applied Energy, 2024, 356: 122459.

[11] 曾小青, 唐超雯. 分时电价环境下计及新能源消纳的虚拟电厂优化调度研究[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(3): 24-34.

ZENG Xiaoqing, TANG Chaowen. Research on optimization of virtual power plants dispatch by considering the consumption of new energy under time-of-use electricity price environment [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(3): 24-34.

[12] 吕梦璇, 娄素华, 刘建琴, 等. 含高比例风电的虚拟电厂多类型备用协调优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10):

- 2874-2882,3138.
- LÜ Mengxuan, LOU Suhua, LIU Jianqin, et al. Coordinated optimization of multi-type reserve in virtual power plant accommodated high shares of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(10):2874-2882,3138.
- [13] 杨秀, 杜楠楠, 孙改平, 等. 考虑需求响应的虚拟电厂双层优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(2):137-146.
- YANG Xiu, DU Nannan, SUN Gaiping, et al. Bi-level optimization dispatch of virtual power plants considering the demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(2):137-146.
- [14] 陈启鑫, 高洪超, 冯成, 等. 虚拟电厂动态构建与可信量化: 理论分析与关键技术[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18):26-36.
- CHEN Qixin, GAO Hongchao, FENG Cheng, et al. Dynamic construction and trustworthy quantification of virtual power plant: theoretical analysis and key technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18):26-36.
- [15] 康重庆, 陈启鑫, 苏剑, 等. 新型电力系统规模化灵活资源虚拟电厂科学问题与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18):3-14.
- KANG Chongqing, CHEN Qixin, SU Jian, et al. Scientific problems and research framework of virtual power plant with enormous flexible distributed energy resources in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18):3-14.
- [16] 孙国强, 袁智, 耿天翔, 等. 含电动汽车的虚拟电厂鲁棒随机优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6):44-50, 79.
- SUN Guoqiang, YUAN Zhi, GENG Tianxiang, et al. Robust stochastic optimal dispatching of virtual power plant containing plug-in electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6):44-50, 79.
- [17] 林毓军, 苗世洪, 杨炜晨, 等. 面向多重不确定性环境的虚拟电厂日前优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12):143-150.
- LIN Yujun, MIAO Shihong, YANG Weichen, et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of virtual power plant for environment with multiple uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12):143-150.
- [18] 孙国强, 周亦洲, 卫志农, 等. 能量和旋转备用市场下虚拟电厂热电联合调度鲁棒优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11):3118-3128, 3367.
- SUN Guoqiang, ZHOU Yizhou, WEI Zhinong, et al. Thermal and electrical scheduling of a virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets based on robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11):3118-3128, 3367.
- [19] 付波, 方文俊, 李超顺, 等. 考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(11):112-126.
- FU Bo, FANG Wenjun, LI Chaoshun, et al. Optimal scheduling of an integrated energy system considering waste incineration flue gas treatment and power-to-methanol conversion[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(11):112-126.
- [20] 李晓舟, 秦文萍, 景祥, 等. 计及不确定风险和多主体协同的虚拟电厂参与主辅市场联合优化策略[J/OL]. 电网技术, 1-16[2023-12-25]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1309>.
- LI Xiaozhou, QIN Wenping, JING Xiang, et al. Joint optimization strategy for virtual power plant participating in main and auxiliary markets considering uncertain risks and multi-agent coordination[J/OL]. Power System Technology, 1-16[2023-12-25]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1309>.
- [21] 李英量, 周丽雯, 王德明, 等. 计及用户分级的虚拟电厂经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(16):121-130.
- LI Yingliang, ZHOU Liwen, WANG Deming, et al. Virtual power plant economic dispatching considering user classification[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(16):121-130.
- [22] 张高, 王旭, 蒋传文. 基于主从博弈的含电动汽车虚拟电厂协调调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11):48-55.
- ZHANG Gao, WANG Xu, JIANG Chuanwen. Stackelberg game based coordinated dispatch of virtual power plant considering electric vehicle management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11):48-55.
- [23] 李东东, 王啸林, 沈运帷, 等. 考虑多重不确定性的含需求响应及电碳交易的虚拟电厂优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5):210-217, 251.
- LI Dongdong, WANG Xiaolin, SHEN Yunwei, et al. Optimal scheduling strategy of virtual power plant with demand response and electricity-carbon trading considering multiple uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5):210-217, 251.
- [24] 刘鑫, 李扬, 史云鹏, 等. 计及用户参与不确定性的虚拟电厂分布鲁棒优化模型[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7):84-93.
- LIU Xin, LI Yang, SHI Yunpeng, et al. Distributionally robust optimization model of virtual power plant considering user participation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7):84-93.
- [25] 袁桂丽, 刘骅骥, 禹建芳, 等. 含碳捕集热电机组的虚拟电厂热电联合优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12):4440-4449.
- YUAN Guili, LIU Huaqi, YU Jianfang, et al. Combined heat and power optimal dispatching in virtual power plant with carbon capture cogeneration unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(12):4440-4449.
- [26] 孙惠娟, 刘昀, 彭春华, 等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(9):3534-3545.
- SUN Huijuan, LIU Yun, PENG Chunhua, et al. Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination[J]. Power System Technology, 2021, 45(9):3534-3545.

- [27] PAN J, LIU X O, HUANG J J. Multi-level games optimal scheduling strategy of multiple virtual power plants considering carbon emission flow and carbon trade[J]. Electric Power Systems Research, 2023, 223:109669.
- [28] ZHU C M, BAO G, XU R, et al. Low-carbon economic analysis of a virtual power plant with wind and solar power considering the integrated flexible operation mode of a carbon capture thermoelectric unit[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2023, 130:104011.
- [29] BASU M. Optimal day-ahead scheduling of renewable energy-based virtual power plant considering electrical, thermal and cooling energy[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 65:107363.
- [30] LU J L, HUANG D Y, REN H. Data-driven source-load robust optimal scheduling of integrated energy production unit including hydrogen energy coupling[J]. Global Energy Interconnection, 2023, 6(4):375-388.
- [31] 吴应双, 冯祥勇, 王寅, 等. 一种考虑新能源电站出力不确定性的采样鲁棒无功优化方法[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(2):84-95.
- WU Yingshuang, FENG Xiangyong, WANG Yin, et al. A sample robust reactive power optimization approach considering the power output uncertainty of renewable energy stations[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2):84-95.
- [32] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14):4013-4022, 4307. LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14):4013-4022, 4307.

作者简介:



孙晨业

孙晨业(2000),男,硕士在读,研究方向为分布式电源并网技术及应用(E-mail:2250404-0032@stumail.sdut.edu.cn);

尹文良(1991),男,博士,副教授,研究方向为新能源发电技术及装备;

张祯滨(1984),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为大功率能量变换系统预测控制及预测性运维。

Low-carbon economic coordinated scheduling method for combined heat and power virtual power plants under multi-market participation

SUN Chenye¹, YIN Wenliang^{1,2}, ZHANG Zhenbin³, LI Ming¹, PENG Ke¹

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, Shandong University of Technology, Zibo 255000, China;

2. School of Electrical and Information Engineering, University of Sydney, Sydney 2006, Australia;

3. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: The combination of combined heat and power (CHP) units and virtual power plants (VPP) can effectively improve energy utilization efficiency and enhance the reliability and stability of power system operation. To ensure the flexible, low-carbon, and economical operation of the CHP-VPP, this paper proposes an integrated energy VPP that aggregates wind power, photovoltaics, CHP units, boilers, carbon capture equipment, gas turbines, fuel cells, energy storage, and electricity and heat loads. The low-carbon economic coordinated scheduling issues are also investigated, considering multiple markets such as electricity, heat, spinning reserves, and carbon trading. Specifically, a two-stage robust optimization scheduling model for the CHP-VPP is established with the goal of maximizing the overall revenue in multiple markets at each time period. Then, considering the uncertainties from renewable energy outputs, market prices and loads, Monte Carlo method is used for scenario reduction to minimize system risk and enhance its robustness. Finally, a column and constraint generation algorithm is employed to solve the model, obtaining the optimal economic scheduling scheme in the worst-case scenario. Simulation case studies are carried out. Results show that the proposed integrated energy VPP structure is feasible and can achieve a significant reduction in carbon emissions through dynamically adjusting carbon capture equipment and energy storage batteries to achieve smoothness in renewable energy output fluctuations. Furthermore, the proposed scheduling strategy can effectively ensure the coordinated optimization operation of electricity and heat resources in source-load-storage sides, enhancing the flexibility, economy, and low-carbon performance of VPP.

Keywords: virtual power plant (VPP); combined heat and power (CHP); carbon capture; optimized scheduling; robust optimization; column and constraint generation

(编辑 陆海霞)