

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220621

考虑综合需求响应与“双碳”机制的综合能源系统优化运行

贡保记^{1,2}, 张恩硕¹, 张国³, 马柯翔¹, 张斌²

(1. 西安科技大学, 陕西 西安 710054; 2. 西安西瑞控制技术有限公司, 陕西 西安 710077;
3. 长庆油田分公司西安工业服务处, 陕西 西安 710021)

摘要: 针对我国经济社会发展所面临的高耗能、高污染问题, 综合能源系统(integrated energy system, IES)为解决能源效率和环境污染等问题提供了新的途径。同时, 灵活协调系统内各设备出力是实现系统低碳经济运行的关键前提。为进一步挖掘 IES 在经济运行与低碳环保方面的调度潜力, 提出一种 IES 低碳经济调度模型。首先, 建立一个包含光伏、风电、燃气机组、多种储能、碳捕集与电转气等设备的 IES 模型, 并结合电、气、热负荷能源转换间耦合关系与柔性特征, 构建综合需求响应模型。其次, 考虑 IES 加入碳交易市场, 引入阶梯式碳交易成本模型, 对系统碳排放量进行制约。最后, 以包含购能成本、碳排放相关成本以及需求响应补偿成本的系统综合运行成本最低为优化目标, 采用 CPLEX 软件对模型求解。采用 CPLEX 软件对多种运行场景仿真求解, 结果表明: 所提出模型可有效降低系统运行成本与碳污染排放量。

关键词: 碳捕集; 综合需求响应; 阶梯式碳交易; 低碳; 综合能源系统

Optimal operation of an integrated energy system considering integrated demand response and a "dual carbon" mechanism

YUN Baoji^{1,2}, ZHANG Enshuo¹, ZHANG Guo³, MA Kexiang¹, ZHANG Bin²

(1. Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 2. Xi'an Xirui Control Technology Co., Ltd., Xi'an 710077, China; 3. Xi'an Industrial Service Office, Changqing Oilfield Branch, Xi'an 710021, China)

Abstract: In view of the high energy consumption and pollution problems facing economic and social development in China, an integrated energy system (IES) provides a new way to solve problems such as energy efficiency and environmental pollution. At the same time, flexible coordination of the output of various pieces of equipment in the system is key to realizing low-carbon and economic operation. To further explore the IES in terms of dispatch potential in economic operation and low-carbon environmental protection, an IES low-carbon economic dispatch model is proposed. First, this paper establishes an IES model including photovoltaic, wind power, gas-fired units, various types of energy storage, carbon capture and power-to-gas equipment. It then combines the coupling relationship and flexibility characteristics between electricity, gas, and heat load energy conversion to construct a comprehensive demand response model. Second, it considers IES joining the carbon trading market, and introduces a stepped carbon trading cost model to restrict system carbon emissions. Finally, the optimization goal is to minimize the comprehensive operating cost of the system including energy purchase, carbon emission-related and demand response compensation costs. CPLEX software is used to simulate various operation scenarios, and the results show that the proposed model can effectively reduce the system operation cost and carbon pollution emissions.

This work is supported by the General Program of National Natural Science Foundation of China (No. 51777155).

Key words: carbon capture; integrated demand response; ladder-type carbon trading; low-carbon; integrated energy system

0 引言

随着我国经济社会的快速发展, 环境问题日益

突出, 能源消耗和碳排放量的持续增长已成为制约社会发展的一大难题^[1-2]。目前我国已成为世界上最大的能源消耗国, 碳排放总量居世界第一位, 人均碳排放水平超过世界平均水平 40%。在此背景下, 综合能源系统的推广与应用将是我国实现碳达峰、

基金项目: 国家自然科学基金面上项目资助(51777155)

碳中和目标的重要举措^[3-5]。

目前关于 IES 的研究主要集中在经济运行方面, 而与传统的电力需求响应调控相比, 综合需求响应 (integrated demand response, IDR) 既有着平抑电负荷曲线、减小电网调峰压力、降低系统运行成本的优点, 又可以把需求响应扩展应用到电、气、热等多种能源体系中, 通过系统内能源转换设备实现多种能源间的耦合互补, 有着更高的优化调控潜力。文献[6]综合考虑了供需双侧热/电耦合与电/热负荷需求响应, 通过供需双侧电热转换, 建立了联合调度优化模型。文献[7]将电力网与天然气网综合需求响应引入到多能源系统中, 通过构建价格刺激信号引导用户改变用电和用气行为。但上述研究并未考虑到系统运行对环境的影响。文献[8]提出将电转气 (power to gas, P2G) 设备引入多能源系统, 得到了 P2G 设备有助于提高系统运行环保性与经济性的结论。文献[9]提出在 IES 中将 P2G 与储能设备相结合, 通过燃气机组和电转气设备实现了对电-气网络的耦合互联, 提高了系统运行经济性 & 风电消纳能力, 但忽略了 P2G 设备甲烷化环节外购 CO₂ 成本。

碳捕集与封存(carbon capture and stora, CCS) 技术被认为是当前实现 CO₂ 深度减排、减缓全球气候变暖最经济、可靠的环保技术之一, 有助于实现电力行业的可持续低碳化发展^[10]。文献[11]介绍了碳捕集电厂的工作原理与运行特性, 并对碳捕集技术的现状及应用前景进行了深入分析。文献[12]构建了碳捕集电厂灵活捕获及存储模型, 验证了通过灵活的运行模式可有效减少碳捕获能耗, 降低系统碳排放量。由此考虑到 CCS 设备与 P2G 设备在工作机理上的耦合特性, 即 CCS 将捕获到的 CO₂ 供给 P2G 设备, P2G 设备利用 CO₂ 合成天然气再输送燃气机组或气负荷侧, 这为提高碳捕集技术应用范畴与碳资源利用率提供了新思想。

碳交易机制是通过市场交易来推动企业响应政府节能减排政策的有效手段, 其主要分为两类, 分别是传统式碳交易机制与阶梯式碳交易机制。文献[13]提出了考虑碳交易和负荷预测误差的经济调度模型, 并通过算例证明了合理的碳权裕度可有效减少系统碳污染排放量与碳交易成本。文献[14]在包含大规模光伏电源的电力系统中引入了传统碳交易机制, 并综合考虑了系统运行的经济性、可靠性和低碳性, 证明了碳交易机制可以有效降低电力生产所带来的碳排放成本。但文献[13-14]只考虑了传统式碳交易机制参与系统调度。文献[15]构建了考虑热网约束和碳交易的调度模型, 并在模型中引入两种碳交易模式, 对比结果表明, 阶梯式碳交易模式

可进一步约束系统碳排放总量, 提高新能源消纳率。

因此, 在上述研究的基础上, 本文在需求响应侧考虑了电、气、热综合需求响应, 在低碳经济调度方面引入了“双碳”策略, 即 CCS 和 P2G 联合运行与阶梯式碳交易机制, 在满足系统内负荷平衡、设备出力约束、储能约束等条件下, 构建了以系统综合运行成本最低为目标的 IES 低碳经济优化模型, 并通过 CPLEX 软件对多种模拟场景求解。仿真结果表明: 考虑 IDR 与“双碳”机制的优化调度模型能在降低系统碳污染排放量的同时, 进一步发挥 IES 的多能互补优势, 提高系统运行经济性。

1 综合能源系统结构及其数学模型

本文所提配置 CCS 与 P2G 设备的 IES 结构如图 1 所示。其中 CCS 与 P2G 设备通过联合运行模式将天然气输送给系统内燃气机组或气负荷侧, 实现了“电-气”系统的双向能量交互。系统能源供给侧包括上级电网与燃气公司所建气网。系统负荷侧由电、热、气 3 种负荷组成。能源转换单元包括燃气轮机、燃气锅炉、P2G 和氢燃料电池。储能单元包括电、热、氢储能设备。系统内电负荷主要由燃气轮机、可再生清洁能源与上级电网提供, 热负荷由回收式制热设备与燃气锅炉提供, 气负荷由 P2G 设备与上级燃气公司联合供应。

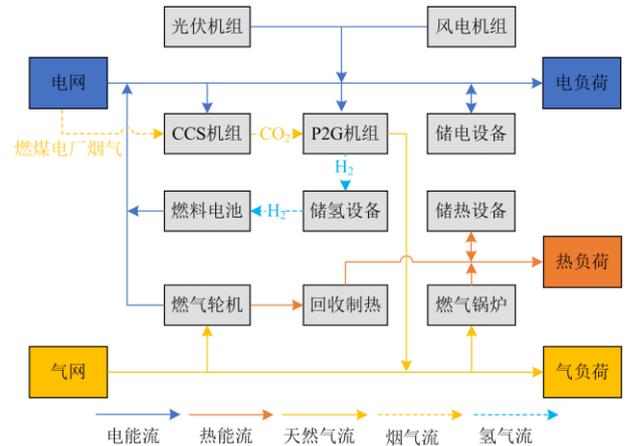


图 1 IES 结构示意图

Fig. 1 IES structure diagram

1.1 光伏与风力发电设备模型

光伏发电与风力发电较传统发电机组有着无污染与可再生的优点, 且发电成本低、适配范围广, 其输出功率主要受光照强度与风速影响^[16], 简化模型可表示为

$$P_{PV}(t) = S_{PV} \eta_{PV} \psi \tag{1}$$

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \text{ or } v > v_{co} \\ P_r \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} < v < v_r \\ P_r & v_r < v < v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{PV}(t)$ 为光伏机组 t 时段的输出功率; S_{PV} 为光伏机组照射面积; η_{PV} 为光电转换效率; ψ 为光照强度; $P_{WT}(t)$ 为风电机组 t 时段的输出功率; P_r 为风电机组的额定功率; v 、 v_{ci} 、 v_{co} 、 v_r 分别为风力发电机组场景处实际风速、切入风速、切出风速与额定风速。

1.2 燃气轮机模型与回收式制热设备模型

燃气轮机作为 IES 的主要电能供给设备, 其输入为天然气, 输出为电能, 在燃气机组发电的同时可将其产生的热量通过回收式制热设备输送给用户供热, 燃气轮机输出电功率与回收式制热设备输出热功率可分别表示为

$$P_{GT}(t) = V_{GT}(t) \eta_{GT} L_{CNG} \quad (3)$$

$$Q_{MTrrec}(t) = P_{GT}(t) \beta \eta_{rec} \quad (4)$$

式中: $P_{GT}(t)$ 为燃气轮机 t 时段输出电功率; $V_{GT}(t)$ 为燃气轮机 t 时段消耗天然气量; η_{GT} 、 β 分别为燃气轮机发电效率与热电比; L_{CNG} 为天然气热值, 取 9.7 kWh/m^3 ; $Q_{MTrrec}(t)$ 、 η_{rec} 分别为回收制热设备 t 时段输出热功率与余热回收系数。

1.3 氢燃料电池模型

氢燃料电池可将高品质氢能转化为电能, 其输入与输出的关系可表示为

$$P_{FC}(t) = V_{FC}^{H_2}(t) \eta_{FC} \quad (5)$$

式中: $P_{FC}(t)$ 、 $V_{FC}^{H_2}(t)$ 分别为氢燃料电池 t 时段输出电功率与输入氢气; η_{FC} 为氢燃料电池产电效率。

1.4 燃气锅炉模型

燃气锅炉作为 IES 热负荷的主要供给设备, 其输出的热功率与热转换效率有关, 数学模型为

$$Q_{GB}(t) = V_{GB}(t) \eta_{GB} L_{CNG} \quad (6)$$

式中: $Q_{GB}(t)$ 、 $V_{GB}(t)$ 分别为燃气锅炉在 t 时段输出的热功率与消耗的天然气量; η_{GB} 为燃气锅炉热转换效率。

1.5 储能设备模型

从能量传递及转换的角度考虑, 储能设备模型相似^[17], 因此本文将储电、储热、储氢设备用统一模型进行表述。

$$E_x(t) = E_x(t-1)(1-\lambda) + \lambda_{chr} P_x^{chr}(t) \Delta t - P_x^{dis}(t) \Delta t / \lambda_{dis} \quad (7)$$

式中: 下标 x 表示储能类型, 分别为电储能(ESS)、热储能(HQ)、氢储能(HYD); $E_x(t)$ 、 $E_x(t-1)$ 分别为储能设备 x 在 t 、 $t-1$ 时段的储能容量; λ 、 λ_{chr} 、 λ_{dis} 分别为储能设备的自损率、充能效率、放能效率; $P_x^{chr}(t)$ 、 $P_x^{dis}(t)$ 分别为 t 时段储能设备 x 的充放功率。

1.6 碳捕集电厂与电转气设备联合运行模型

将碳捕集设备应用到传统燃煤电厂或天然气电厂后, 即将其改造为碳捕集电厂, 在碳捕集电厂运行阶段, 碳捕集设备会将捕获的部分碳排封存处理, 另外一部分碳排作为甲烷化材料输送给电转气设备。考虑到系统的低碳经济运行策略, 当电转气设备的综合运行成本低于购气成本时, 电转气设备将电能分解转换, 第一阶段是电解制氢, 产出的氢气可供给储氢设备作为氢燃料电池的燃料来源, 第二阶段是甲烷化产气, 产出的天然气经燃气管道输送至系统内燃气机组或气负荷侧, 降低了系统购气成本, 其数学模型如式(8)一式(15)所示。

$$P_{CCS}(t) = P_{CCSG}(t) + P_{CCSY}(t) \quad (8)$$

$$P_{CCSY}(t) = \lambda_c G_{CO_2}(t) \quad (9)$$

$$G_{CO_2}(t) = G_{P2GCO_2}(t) + G_{FCO_2}(t) \quad (10)$$

$$\eta_c = G_{CO_2}(t) / [P_{CCSE}(t) y_{CCSE}] \quad (11)$$

$$\phi_{P2G} = V_{P2G}^{CH_4}(t) / P_{P2G}(t) \quad (12)$$

$$G_{P2GCO_2}(t) = P_{MR}^{H_2}(t) \alpha \quad (13)$$

$$V_{P2G}^{H_2}(t) = P_{P2G}(t) \phi_{H_2} \quad (14)$$

$$V_{P2G}^{CH_4}(t) = P_{MR}^{H_2}(t) \phi_{CH_4} \quad (15)$$

式中: $P_{CCS}(t)$ 为碳捕集设备 t 时段消耗的电功率; $P_{CCSG}(t)$ 、 $P_{CCSY}(t)$ 分别为碳捕集设备 t 时段的固定能耗与运行能耗; λ_c 为处理单位 CO_2 产生的能耗; $G_{CO_2}(t)$ 为碳捕集电厂 t 时段捕获的 CO_2 总量; η_c 为碳捕集效率; $P_{CCSE}(t)$ 为碳捕集电厂 t 时段的总输出功率; y_{CCSE} 为碳排强度; $G_{P2GCO_2}(t)$ 、 $G_{FCO_2}(t)$ 分别为 t 时段 P2G 设备甲烷化反应消耗 CO_2 量与碳捕集电厂碳封存 CO_2 量; ϕ_{P2G} 为电转气效率值; $V_{P2G}^{CH_4}(t)$ 为 P2G 设备 t 时段制取甲烷量; $P_{P2G}(t)$ 为 t 时段电转气设备消耗功率; $P_{MR}^{H_2}(t)$ 为 t 时段甲烷化氢气量; α 为甲烷反应器吸收 CO_2 系数; ϕ_{H_2} 为电制氢效率值; ϕ_{CH_4} 为甲烷化效率值; $V_{P2G}^{H_2}(t)$ 为 P2G 设备 t 时段制取氢气量。

2 电、气、热综合需求响应模型

2.1 电负荷需求响应模型

本文考虑把可时移电负荷与可中断电负荷作为调控手段参与电力需求响应，其数学表达式为

$$P_{\text{load}}^*(t) = P_{\text{load}}(t) + P_{\text{move}}(t) - P_{\text{cut}}(t) \quad (16)$$

式中： $P_{\text{load}}(t)$ 、 $P_{\text{load}}^*(t)$ 分别为系统 t 时段计及需求响应前、后电负荷总量； $P_{\text{move}}(t)$ 、 $P_{\text{cut}}(t)$ 分别为系统 t 时段可时移电负荷量与可中断电负荷量。

1) 可时移负荷

可时移负荷指在负荷高峰期通过暂时改变用户用能习惯，达到减少或推移用能时段的负荷。其特点在于用能时间灵活，用能总量恒定，可用如式(17)所示条件表述。

$$\sum_{t=1}^{24} P_{\text{move}}(t) = 0, 0 \leq P_{\text{move}}(t) \leq P_{\text{move}}^{\max}(t) \quad (17)$$

式中， $P_{\text{move}}^{\max}(t)$ 为系统 t 时段可时移电负荷最大值，设置 t 时段最大可时移电负荷为 t 时段电负荷总量的5%。

2) 可中断负荷

可中断负荷指在不影响用能侧正常生活、工作的前提下，可对部分负荷进行削减，描述为如式(18)所示条件。

$$0 \leq P_{\text{cut}}(t) \leq P_{\text{cut}}^{\max}(t) \quad (18)$$

式中， $P_{\text{cut}}^{\max}(t)$ 为系统 t 时段可中断电负荷最大值，设置 t 时段最大可中断电负荷为 t 时段电负荷总量的5%。

2.2 气负荷需求响应模型

天然气与电力作为 IES 的主要用能供给源，二者具有相似的市场属性。本文考虑把可时移气负荷作为调控措施参与到气负荷需求响应中，其数学表达式为

$$V_{\text{load}}^*(t) = V_{\text{load}}(t) + V_{\text{move}}(t), 0 \leq V_{\text{move}}(t) \leq V_{\text{move}}^{\max}(t) \quad (19)$$

式中： $V_{\text{load}}(t)$ 、 $V_{\text{load}}^*(t)$ 分别为系统 t 时段计及需求响应前、后气负荷总量； $V_{\text{move}}(t)$ 、 $V_{\text{move}}^{\max}(t)$ 分别为系统 t 时段可时移气负荷与可时移气负荷最大值，设置 t 时段最大可时移气负荷为 t 时段气负荷总量的10%。

2.3 热负荷需求响应模型

由于人体对温度舒适性的感知具有一定的模糊性，且热力供应具有延迟性，因此在一定范围内对室内温度进行调整不会影响到用户的舒适性^[18]。本文将可时移热负荷作为调控措施参与热负荷需求响应，热负荷总量与可时移负荷量可表示为

$$Q_{\text{load}}^*(t) = Q_{\text{load}}(t) + Q_{\text{move}}(t), 0 \leq Q_{\text{move}}(t) \leq Q_{\text{move}}^{\max}(t) \quad (20)$$

式中： $Q_{\text{load}}(t)$ 、 $Q_{\text{load}}^*(t)$ 分别为系统 t 时段计及需求响应前后热负荷总量； $Q_{\text{move}}(t)$ 、 $Q_{\text{move}}^{\max}(t)$ 分别为系统 t 时段可时移热负荷与可时移热负荷最大值，设置 t 时段最大可时移热负荷为 t 时段热负荷总量的10%。

3 碳交易机制

碳交易机制的本质是将碳排放配额视为商品，并允许通过碳配额市场进行配额交易，从而推动各交易体实现节能减排目标的重要机制^[19]。政府监管部门为碳排放源分配碳排放配额，各碳排放源根据配额数量合理安排生产计划。若碳排放总量低于分配额度，则可将盈余额度放到碳交易市场出售；若碳排放总量超出分配额度，则需要在碳交易市场购买碳排放配额。

据生态环境部统计，国家碳排放权交易市场首批覆盖的高耗能产业(电力、钢铁、化工等)碳排放量将超过40亿t。因此有必要将碳交易机制引入 IES，将系统碳排放量与经济成本挂钩，以此推动 IES 低碳经济运行。

3.1 碳配额

目前我国碳排放配额初始分配方式可分为两种：无偿配额与有偿配额。为提高各生产企业或单位响应国家节能减排政策的积极性，本文选择无偿配额方式，且认为向上级电网购买的电力均由燃煤火电厂产生。因此 IES 的碳排放主要来源于燃煤火电机组、燃气锅炉与燃气轮机，其无偿碳配额由上级燃煤火电机组及燃气轮机发电量确定^[20]，可用式(21)所示的数学模型表述。

$$\begin{cases} E_Z^* = E_{\text{buy}}^* + E_{\text{GT}}^* \\ E_{\text{buy}}^* = \sum_{t=1}^{24} \tau_m^* P_{\text{buy}}^c(t) \\ E_{\text{GT}}^* = \sum_{t=1}^{24} \tau_m^* P_{\text{GT}}(t) \end{cases} \quad (21)$$

式中： E_Z^* 为 IES 无偿碳排放配额； E_{buy}^* 为燃煤火电机组无偿碳排放配额； E_{GT}^* 为燃气轮机无偿碳排放配额； τ_m^* 为产生单位电功率的无偿碳排放配额，由区域电量边际排放因子和容量边际排放因子的加权平均值决定，取值为0.648^[20]。考虑到电转气设备在甲烷化环节会吸收一部分 CO_2 ，碳捕集电厂会封存一部分 CO_2 ，所以 IES 实际碳排放模型可表示为

$$\begin{cases} E_Z = E_{\text{buy}} + E_{\text{GT}} + E_{\text{GB}} - E_{\text{P2G}} - E_{\text{F}} \\ E_{\text{P2G}} = \sum_{t=1}^{24} G_{\text{P2GCO}_2}(t) \\ E_{\text{F}} = \sum_{t=1}^{24} G_{\text{FCO}_2}(t) \end{cases} \quad (22)$$

式中: E_z 为 IES 实际碳排放总量; E_{buy} 为燃煤发电机组实际碳排放总量; E_{GT} 为燃气轮机实际碳排放总量; E_{GB} 为燃气锅炉实际碳排放总量; E_{P2G} 为电转气设备甲烷化环节消耗 CO_2 总量; E_{F} 为碳捕集电厂封存 CO_2 总量。

3.2 阶梯式碳交易模型

为进一步控制 IES 碳排放总量, 本文采用阶梯式碳交易模型。阶梯区间以 IES 无偿碳排放配额为基准, 当 IES 实际碳排放总量小于无偿碳排放配额时, 可将盈余配额在碳交易市场售出获取经济利益, 反之则需要在碳交易市场购买碳排放配额, 配额区间越大, 购买费用越高。

$$f_{\text{CO}_2}(t) = \begin{cases} -\rho(E_z^* - E_z), & -l \leq E_z - E_z^* < 0 \\ \rho(E_z - E_z^*), & 0 \leq E_z - E_z^* < l \\ \rho l + \rho(1 + \Delta\rho)(E_z - E_z^* - l), & l \leq E_z - E_z^* < 2l \\ \rho l + \rho(1 + \Delta\rho)l + \rho(1 + 2\Delta\rho)(E_z - E_z^* - 2l), & E_z - E_z^* \geq 2l \end{cases} \quad (23)$$

式中: $f_{\text{CO}_2}(t)$ 为 t 时段 IES 阶梯式碳交易成本; ρ 为阶梯式碳交易基础价格; $\Delta\rho$ 为阶梯式碳交易价格涨幅; l 为阶梯式碳交易区间长度。

4 IES 低碳经济优化模型

4.1 目标函数

本文以 IES 单日 24 h 综合运行成本 F_{IES} 最低为优化目标函数, 其包括向上级系统购能成本 F_{buy} 、碳排放相关成本 F_{CO_2} 、可中断负荷补偿成本 F_{DR} 。目标函数如式(24)。

$$F_{\text{IES}} = \min(F_{\text{buy}} + F_{\text{CO}_2} + F_{\text{DR}}) \quad (24)$$

1) 购能成本

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{24} [P_{\text{buy}}^e(t) M_{\text{buy}}^e(t) + V_{\text{buy}}^{\text{gas}}(t) M_{\text{buy}}^{\text{gas}}] \quad (25)$$

式中: $P_{\text{buy}}^e(t)$ 、 $M_{\text{buy}}^e(t)$ 分别为 t 时段系统购电量与电价; $V_{\text{buy}}^{\text{gas}}(t)$ 、 $M_{\text{buy}}^{\text{gas}}$ 分别为 t 时段系统购气量与天然气价。

2) 碳排放相关成本

$$F_{\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^{24} [f_{\text{CO}_2}(t) + M_{\text{CO}_2} G_{\text{FCO}_2}(t)] \quad (26)$$

式中, M_{CO_2} 为运输与封存单位 CO_2 价格。

3) 可中断负荷补偿成本

$$F_{\text{DR}} = \sum_{t=1}^{24} [P_{\text{cut}}(t) M_{\text{cut}}^e] \quad (27)$$

式中: $P_{\text{cut}}(t)$ 表示 t 时段参与综合需求响应的可中断电负荷量; M_{cut}^e 为补偿系数。

4.2 约束条件

1) 设备运行约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\text{max}} \\ 0 \leq Q_{\text{GB}}(t) \leq Q_{\text{GB}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{FC}}(t) \leq P_{\text{FC}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{P2G}}(t) \leq P_{\text{P2G}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{MR}}^{\text{H}_2}(t) \leq P_{\text{MR}}^{\text{H}_2, \text{max}} \\ P_{\text{CCSG}}(t) \leq P_{\text{CCS}} \leq P_{\text{CCS}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $P_{\text{GT}}^{\text{max}}$ 、 $Q_{\text{GB}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{FC}}^{\text{max}}$ 分别为燃气轮机、燃气锅炉、氢燃料电池输出功率上限; $P_{\text{P2G}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{MR}}^{\text{H}_2, \text{max}}$ 、 $P_{\text{CCS}}^{\text{max}}$ 分别为电转气设备消耗电功率上限、甲烷反应器输入氢能上限与碳捕集设备运行功率上限。

2) 储能约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_x^{\text{chr}}(t) \leq P_x^{\text{chrmax}} \\ 0 \leq P_x^{\text{dis}}(t) \leq P_x^{\text{dismax}} \\ E^{\text{min}} \leq E_x(t) \leq E^{\text{max}} \\ 0 \leq S_0(t) + S_1(t) \leq 1 \\ E_0 = E_{\text{Tend}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: P_x^{chrmax} 、 P_x^{dismax} 分别为储能设备充、放功率上限, kW; E^{max} 、 E^{min} 分别为储能设备容量上下限, kWh; $S_0(t)$ 、 $S_1(t)$ 为储能设备工作状态, 表示为 0-1 变量, 等于 1 为工作状态, 等于 0 为非工作状态; E_0 为储能设备初始容量; E_{Tend} 为储能设备调度周期(设置为 24 h)结束时的容量。

3) 需求响应约束

约束条件如式(16)一式(20)所示。

4) 碳封存约束

考虑到大量封存的 CO_2 注入到地下咸水层或油气藏中会存在泄漏风险, 进而造成地下水污染, 极端情况下会诱发地表形变或坍塌, 因此设置碳捕集电厂封存 CO_2 上限, 其表达式为

$$0 \leq E_{\text{F}} \leq E_{\text{F}}^{\text{max}} \quad (30)$$

式中, $E_{\text{F}}^{\text{max}}$ 为碳捕集电厂封存 CO_2 上限。

5) 电、热、气、氢功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_{\text{buy}}^e(t) + P_{\text{ESS}}^{\text{dis}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{FC}}(t) = \\ P_{\text{P2G}}(t) + P_{\text{CCS}}(t) + P_{\text{ESS}}^{\text{chr}}(t) + P_{\text{load}}^*(t) \end{aligned} \quad (31)$$

$$Q_{\text{MTrc}}(t) + Q_{\text{GB}}(t) + P_{\text{HQ}}^{\text{dis}}(t) = P_{\text{HQ}}^{\text{chr}}(t) + Q_{\text{load}}^*(t) \quad (32)$$

$$V_{\text{buy}}^{\text{gas}}(t) + V_{\text{P2G}}^{\text{CH}_4}(t) = V_{\text{GB}}(t) + V_{\text{GT}}(t) + V_{\text{load}}^*(t) \quad (33)$$

$$V_{\text{P2G}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{HYD}}^{\text{dis}}(t) = V_{\text{FC}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{MR}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{HYD}}^{\text{chr}}(t) \quad (34)$$

5 算例分析

为验证本文提出的 IES 低碳经济模型在提升系统运行经济性、降低碳排放总量、平滑负荷曲线等方面的有效性, 基于文献[20-23]中的仿真数据, 本文设置 IES 单日 24 h 为一个调度周期, 1 h 为步长, 通过 CPLEX 软件对仿真优化模型求解。系统电、气、热负荷及可再生能源预测出力情况如图 2 所示; 系统内各设备运行参数见表 1; 储能设备参数见表 2; 分时电价见表 3^[16]; 天然气价格为 3.5 元/m³[18]; 可中断负荷补偿系数 M_{cut}^e 为 0.1 元/kWh; 运输与封存 CO₂ 价格 M_{CO_2} 为 0.15 元/kg^[21]; 碳交易基础价格为 0.22 元/kg; 阶梯碳交易区间长度 l 为 1000 kg; 阶梯区间价格涨幅 $\Delta\rho$ 为 20%。

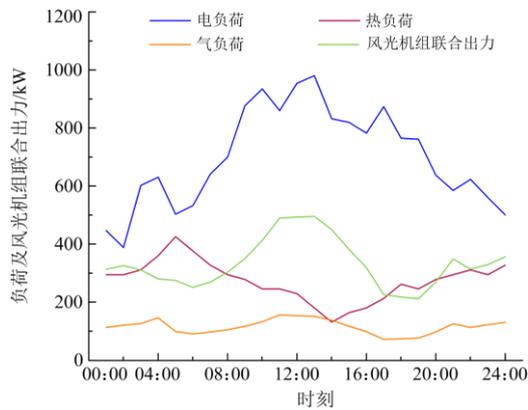


图 2 电、气、热负荷及风光机组预测出力曲线

Fig. 2 Predicted power curve of electricity, gas, heat loads and wind power, photovoltaic units

表 1 IES 内机组运行参数

Table 1 Equipment parameters in the IES

参数	数值
η_{GT}	0.45
η_{FC}	0.9
η_{GB}	0.85
η_c	0.9
φ_{P2G}	0.7
η_{rec}	0.8

表 2 储能设备参数

Table 2 Parameters of energy storage equipment

参数	电储能	热储能	氢储能
P^{chmax}/kW	100	100	80
λ_{chr}	0.9	0.98	0.99
λ_{dis}	0.9	0.98	0.99
λ	0.01	0.02	0.05
E^{max}/kWh	300	300	250

表 3 分时电价

Table 3 Time-of-use price

类别	时段	价格/(元/kWh)
峰时段	08:00—11:00	0.99
	17:00—22:00	
平时段	07:00—08:00	0.53
	11:00—17:00 22:00—23:00	
谷时段	23:00—07:00	0.17

5.1 碳捕集电厂与电转气设备联合运行分析

为验证碳捕集电厂与电转气设备联合运行的经济性与可行性, 在如图 1 所示的 IES 中设置以下 3 种场景进行对比分析。

场景 1: 系统运行在阶梯式碳交易机制下, 未考虑碳捕集与电转气设备参与系统运行, 优化目标未考虑碳交易成本, 未考虑综合需求响应机制。

场景 2: 系统运行在阶梯式碳交易机制下, 考虑碳捕集与电转气设备参与系统运行, 优化目标未考虑碳交易成本, 未考虑综合需求响应机制。

场景 3: 系统运行在阶梯式碳交易机制下, 考虑碳捕集与电转气设备参与系统运行, 优化目标考虑碳交易成本, 未考虑综合需求响应机制。

表 4 不同场景下系统运行结果

Table 4 Running results for different scenarios

类别	场景 1	场景 2	场景 3
总成本/元	9108.97	9006.89	8816.04
购能成本/元	7963.19	7746.46	7988.25
碳排放相关成本/元	1145.78	1260.43	827.79
碳排放总量/kg	10 006.18	11 189.52	9430.12

由表 4 的运行结果可知, 场景 2 的总运行成本较场景 1 减少了 102.08 元。在系统碳排放总量方面, 由于场景 2 的目标函数未考虑碳交易成本, 系统仅以购能成本最低为优化目标, 进而导致系统碳排放总量最高。当场景 3 的优化目标计及碳交易成本后, 其总运行成本与碳排放总量最低, 相比于场景 2, 其总运行成本与碳排放总量分别减少了 190.85 元、1759.4 kg。

在场景 3 碳捕集电厂与电转气设备协同运行阶段, 碳捕集设备首先将电厂排放的部分烟气过滤吸收, 之后采用压缩机将捕集到的部分 CO₂ 进行压缩封存处理, 同时电转气设备将电解槽产生的部分氢能供给甲烷反应器, 在甲烷化过程中氢气会吸收一部分捕集到的 CO₂, 从而降低了碳封存成本与外购 CO₂ 成本。与场景 1 进行对比, 场景 3 的总运行成本与碳排放总量分别减少了 3.3% 与 6.1%。

因此, 与目标函数仅考虑购能成本的仿真场景相比, 考虑碳交易成本与“碳捕集-电转气设备”协同工作参与系统运行, 可有效降低系统碳排放总量与运行成本, 提升碳资源利用效率。

5.2 传统式碳交易与阶梯式碳交易效益分析

为了评估不同碳交易机制对系统运行成本及碳排放量的影响, 本文设置以下 3 种场景进行对比分析。

场景 4: 在场景 3 的基础上, IES 运行在传统式碳交易机制下。

场景 5: 在场景 4 的基础上, 考虑综合需求响应机制。

场景 6: 在场景 3 的基础上, 考虑综合需求响应机制。

以上场景的 IES 运行结果如表 5 所示。

表 5 不同碳交易机制下系统运行结果

Table 5 System operation results under different carbon trading mechanisms

类别	场景 4	场景 5	场景 6
总成本/元	8732.97	8301.09	8377.91
购能成本/元	7946.92	7449.29	7493.17
DR 补偿成本/元	0	83.95	83.95
碳排相关成本/元	786.05	767.85	800.79
碳排放总量/kg	10 071.25	9472.96	8792.1

由以上多种场景运行结果可以看出, 场景 5 的系统总运行成本与碳排放总量较场景 4 分别减少了 5.2% 与 6.3%, 场景 6 的系统总运行成本与碳排放总量较场景 3 分别减少了 5.2% 与 7.3%。可见, 当系统考虑了综合需求响应机制后, IES 可以更好地发挥其电、气、热能源间的耦合互补优势, 降低系统购能成本与碳排放量, 提高系统的环境效益与经济效益。

此外, 场景 6 的总运行成本较场景 5 只增加了 76.82 元, 而在碳排放量方面, 场景 6 的碳排放总量较场景 5 减少了 680.86 kg, 即减少了 7.7%。这是因为场景 5 的综合能源系统运行在传统式碳交易机制下, 碳交易成本以恒定基础碳价进行计算, 进而导致碳交易成本较低, 因此其对系统碳排放的约束能力有限, 而场景 6 是在阶梯式碳交易的背景下进行优化分析的, 阶梯式碳价会提高碳交易成本, 但可以进一步限制系统碳排放总量。

综合来看, 阶梯式碳交易机制能保证系统运行成本处于较低水平的同时, 进一步约束系统碳排放总量。

5.3 系统优化运行结果分析

考虑综合需求响应与“双碳”机制的综合能源系统(场景 6)电、气、热优化运行结果如图 3—图 5 所示。

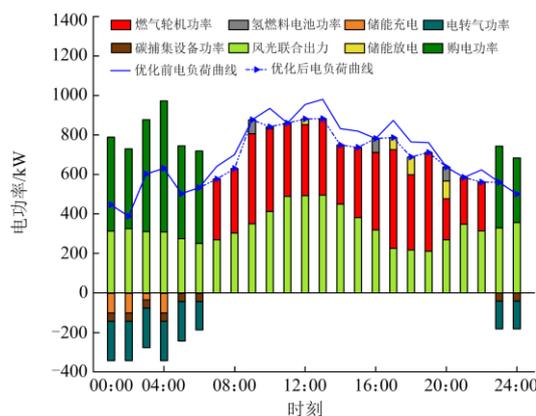


图 3 电功率优化运行结果

Fig. 3 Electric power optimization operation results

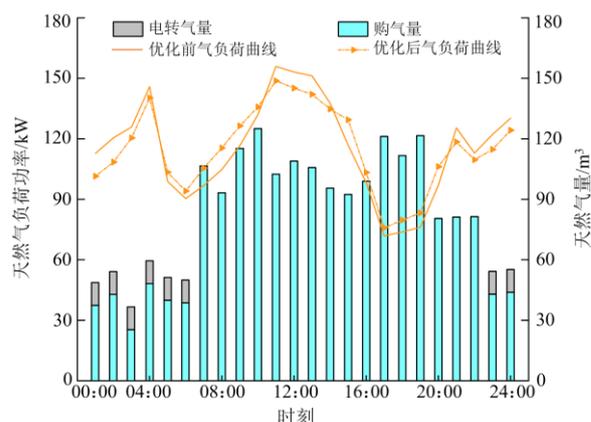


图 4 气功率优化运行结果

Fig. 4 Gas power optimization operation results

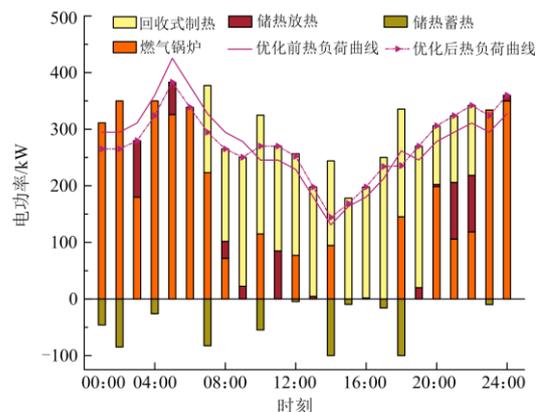


图 5 热功率优化运行结果

Fig. 5 Thermal power optimization operation results

由图 3 可以看出, 系统计及综合需求响应机制后, 电负荷曲线的峰谷差较优化前降低了 98.04 kW。在 23:00—07:00 电价谷时段, 系统优先利用风电功率, 但由于该时段内燃气轮机的综合运行成本高

于购电成本, 故电负荷不足部分可直接向上级电网购买。在 07:00—09:00 与 21:00—23:00 时段系统电负荷值较低, 此时电负荷由光伏、风电机组与燃气轮机提供。在 09:00—21:00 时段系统电负荷值较高, 由于此时向电网购电产生的综合成本高于燃气轮机运行成本, 因此主要依靠燃气轮机与光伏、风电机组满足电负荷需求, 但燃气轮机受到功率上限约束, 不足部分则需要由电储能与氢燃料电池提供。电储能设备与氢燃料电池在系统高负荷与高电价阶段参与了系统运行, 改善了系统供能方式, 减少了系统购能成本。

由图 4 可以看出, 系统计及综合需求响应机制后, 气负荷曲线的峰谷差较优化前降低了 11.16 kW。在 07:00—23:00 时段, 天然气价格恒定不变, 而电价处于中高阶段, 此时电转气设备的综合运行成本高于天然气价, 因此所需气负荷可直接向上级电网购买。在谷电价时期, 电转气设备的运行成本与甲烷合成所带来的降碳成本之和低于气价, 但电转气设备存在功率上限, 故此时气负荷由电转气设备与外购天然气联合供应。

由图 5 可以看出, 系统计及综合需求响应机制后, 热负荷曲线的峰谷差较优化前降低了 55.64 kW。在 20:00—08:00 时段, 热负荷处于高峰期, 此时热负荷由燃气锅炉、回收式制热设备与储热设备供能; 在 08:00—20:00 时段, 热负荷值较低, 而此时燃气轮机出力较多, 回收式制热设备将燃气轮机余热进行回收并供给热负荷侧, 因此热负荷主要由回收式制热设备提供, 燃气锅炉作为补充, 储热设备起到了调峰作用。

6 结论

在目前我国经济社会与资源环境趋向高效能、低耗能、低碳排发展的大环境下, 本文提出建立含电-气-热综合需求响应的 IES 低碳经济调度模型, 并引入阶梯式碳交易机制与“碳捕集-电转气设备”协同工作参与系统运行, 通过设置多个场景对比分析, 得出以下结论: 所提出模型可有效降低系统总体运行成本与碳排放排放量, 此外优化运行后 IES 的电、气、热负荷曲线更加平滑, 对提高系统运行稳定性、减少电网供电压力发挥了积极作用。

随着综合能源系统和信息通信技术的快速发展, 促进人工智能、云计算、5G 等高新技术与综合能源系统深度融合, 推动综合能源系统数字化、智能化发展将是未来研究工作的重点。

参考文献

[1] 陈厚合, 茅文玲, 张儒峰, 等. 基于碳排放流理论的电

力系统源-荷协调低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 1-11.

CHEN Houhe, MAO Wenling, ZHANG Rufeng, et al. Low-carbon optimal scheduling of a power system source-load considering coordination based on carbon emission flow theory[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 1-11.

[2] 高海东, 王春利, 颜渝坪. 绿色智能发电概念探讨[J]. 热力发电, 2016, 45(2): 7-9.

GAO Haidong, WANG Chunli, YAN Yuping. Discussion on the concept of green intelligent power plant[J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(2): 7-9.

[3] WU J, YAN J, JIA H, et al. Integrated energy systems[J]. Applied Energy, 2016, 167: 155-157.

[4] 李政洁, 撒奥洋, 周生奇, 等. 计及综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(21): 36-42.

LI Zhengjie, HAN Aoyang, ZHOU Shengqi, et al. Optimization of an integrated energy system considering integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(21): 36-42.

[5] 余莎, 何光层, 刘志坚, 等. 含碳捕集的电-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 广东电力, 2022, 35(2): 74-82.

YU Sha, HE Guangceng, LIU Zhijian, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated electricity-gas energy system with carbon capture[J]. Guangdong Electric Power, 2022, 35(2): 74-82.

[6] 宋阳阳, 王艳松, 衣京波. 计及需求侧响应和热/电耦合的电网能源优化规划[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3469-3476.

SONG Yangyang, WANG Yansong, YI Jingbo. Microgrid energy source optimization planning considering demand side response and thermo-electrical coupling[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3469-3476.

[7] 张新鹤, 黄伟, 刘铠诚, 等. 基于综合需求响应的气-电联合分时定价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(4): 91-98.

ZHANG Xinhe, HUANG Wei, LIU Kaicheng, et al. Optimal combined gas-electricity time-of-use pricing model based on integrated demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(4): 91-98.

[8] 李虹, 王子文, 马靖然. 计及电转气的多能互补园区供能分区博弈优化调度[J]. 电力科学与工程, 2021, 37(7): 1-8.

LI Hong, WANG Ziwen, MA Jingran. Game optimal dispatch of multi-energy complementary parks supply zoning considering power to gas[J]. Electric Power Science and Engineering, 2021, 37(7): 1-8.

[9] 卢炳文, 魏震波, 魏平校, 等. 虑消纳风电的区域综合能源系统电转气与储能设备优化配置[J]. 智慧电力, 2021, 49(5): 7-14, 68.

LU Bingwen, WEI Zhenbo, WEI Ping'an, et al. Optimal configuration of PtG and energy storage equipment in regional integrated energy system considering wind power consumption[J]. Smart Power, 2021, 49(5): 7-14, 68.

[10] 程耀华, 张宁, 康重庆, 等. 低碳多能源系统的研究框架及展望[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14):

- 4060-4069, 4285.
CHENG Yaohua, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Research framework and prospects of low-carbon multiple energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4060-4069, 4285.
- [11] 程耀华, 杜尔顺, 田旭, 等. 电力系统中的碳捕集电厂: 研究综述及发展新动向[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 339-350.
CHENG Yaohua, DU Ershun, TIAN Xu, et al. Carbon capture power plants in power systems: review and latest research trends[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 339-350.
- [12] 陈海鹏, 陈晋冬, 张忠, 等. 计及灵活运行碳捕集电厂捕获能耗的电力系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 133-139.
CHEN Haipeng, CHEN Jindong, ZHANG Zhong, et al. Low-carbon economic dispatching of power system considering capture energy consumption of carbon capture power plants with flexible operation mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 133-139.
- [13] 马燕峰, 范振亚, 刘伟东, 等. 考虑碳权交易和风荷预测误差随机性的环境经济调度[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 412-418.
MA Yanfeng, FAN Zhenya, LIU Weidong, et al. Environmental and economic dispatch considering carbon trading credit and randomness of wind power and load forecast error[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 412-418.
- [14] 娄素华, 胡斌, 吴耀武, 等. 碳交易环境下含大规模光伏电源的电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 91-97.
LOU Suhua, HU Bin, WU Yaowu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with large scale photovoltaic generation under carbon trading environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 91-97.
- [15] 李晓露, 单福州, 宋燕敏, 等. 考虑热网约束和碳交易的多区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 52-59, 131.
LI Xiaolu, SHAN Fuzhou, SONG Yanmin, et al. Optimal dispatch of multi-region integrated energy systems considering heating network constraints and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 52-59, 131.
- [16] 负保记, 白森珂, 张国. 基于混沌自适应粒子群算法的冷热电联供系统优化[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 123-130.
YUN Baoji, BAI Senke, ZHANG Guo. Optimization of CCHP system based on a chaos adaptive particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 123-130.
- [17] 张涛, 郭玥彤, 李逸鸿, 等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 52-61.
ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 52-61.
- [18] 高山, 邹子卿, 刘宇. 考虑多类型需求响应负荷的热电联供系统协调优化运行[J]. 电力建设, 2019, 40(10): 9-17.
GAO Shan, ZOU Ziqing, LIU Yu. Coordination and optimization of combined heat and power system considering multi-type demand-response load[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(10): 9-17.
- [19] 王瑞, 程杉, 汪业乔, 等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 12-21.
WANG Rui, CHENG Shan, WANG Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 12-21.
- [20] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13, 22.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13, 22.
- [21] 张贤, 许毛, 樊静丽. 燃煤电厂碳捕集与封存技术改造投资的激励措施评价研究[J]. 中国煤炭, 2017, 43(12): 22-26.
ZHANG Xian, XU Mao, FAN Jingli. Study on evaluation of incentive measures for carbon capture and storage retrofitting investment in coal-fired power plants[J]. China Coal, 2017, 43(12): 22-26.
- [22] 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.
- [23] LI Yang, HAN Meng, YANG Zhen, et al. Coordinating flexible demand response and renewable uncertainties for scheduling of community integrated energy systems with an electric vehicle charging station: a bi-level approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(4): 2321-2331.

收稿日期: 2021-04-29; 修回日期: 2022-05-31

作者简介:

负保记(1966—), 男, 硕士生导师, 高级工程师, 研究方向为电力系统保护与控制技术; E-mail: yunbaoji@vip.163.com

张恩硕(1995—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为新能源与电力系统优化运行; E-mail: 806601222@qq.com

张国(1981—), 男, 本科, 工程师, 研究方向为电力控制及自动化。E-mail: 40510122@qq.com

(编辑 魏小丽)