

多种碳排放约束下的燃气发电系统优化调度

花涵晓¹, 延星^{1,2}, 王光星³, 邵文才¹, 范倚伟¹

(1. 南京信息工程大学, 南京 210044; 2. 无锡学院, 江苏 无锡 214105; 3. 新电途科技有限公司, 江苏 无锡 214111)

摘要: 全球气候变化和能源转型的背景下, 电力系统面临着包含经济性在内的多方面挑战。为保障新型电力系统良好的经济效益并贯彻落实低碳发展战略, 提出了一种包含碳排放额度约束、碳排放强度约束与加入碳捕集碳封存技术约束的多种碳排放约束下的燃气发电系统优化调度方法。首先, 将系统经济性和新能源消纳性作为优化目标在基础运行约束上引入所提出的碳排放约束。其次, 确定相关参数, 采用多目标粒子群优化算法求解模型。最后, 在多种约束和多场景下对优化结果进行对比分析。实验结果表明, 该方法在降低系统成本和提高新能源消纳能力方面效果显著, 对于实现电力系统低碳转型具有重要实际意义。

关键词: 碳排放约束; 系统经济运行; 新能源消纳; 多目标粒子群算法; 优化调度

Optimal Scheduling of Gas Power Generation System under Multiple Carbon Emission Constraints

HUA Hanxiao¹, YAN Xing^{1,2}, WANG Guangxing³, SHAO Wencai¹, FAN Yiwei¹

(1. Nanjing University of Information Science and Technology, Nanjing 210044, China; 2. Wuxi University, Wuxi, Jiangsu 214105, China; 3. Xindiantu Technology Co., Ltd., Wuxi, Jiangsu 214111, China)

Abstract: Against the backdrop of global climate change and energy transition, the power system is facing multiple challenges, including economic viability. To ensure the good economic benefits of the new power system and implement the low-carbon development strategy, this paper proposes an optimal scheduling method for gas power generation system under various carbon emission constraints, including carbon emission quota constraints, carbon emission intensity constraints, and the addition of carbon capture and storage technology constraints. Firstly, system economy and new energy consumption are taken as optimization objectives, and the carbon emission constraint proposed in this paper is introduced on top of the basic operational constraints. Secondly, the relevant parameters are determined, and multi-objective particle swarm optimization algorithm is used to solve the model. Finally, the optimization results are compared and analyzed under multiple constraints and scenarios. The experimental results show that this method has significant effects on reducing system costs and improving the capacity of new energy consumption, which is of great practical significance to achieve low-carbon transformation of the power system.

Key words: carbon emission constraints; system economic operation; new energy consumption; MOPSO; optimal dispatch

0 引言

随着全球能源转型和低碳发展战略不断推进, 电力系统正面临着前所未有的挑战和机遇^[1]。电力系统在调节能力、资源优化配置等方面存在短

板。但同时新型电力系统将加速产业结构和技术变革, 带来重大发展机遇。目前, 电力系统总体经济成本较高, 弃风弃光现象严重, 这些问题有待解决^[2]。

目前, 国内外已有不少关于燃气发电系统的

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(42475151); 江苏省科学技术厅产学研合作项目(BY20230734); “锡山英才计划”高校创新领军人才项目(2023xsync003); 无锡学院引进人才科研启动专项经费资助(2022r023)。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (42475151); Jiangsu Province Industry University Research Cooperation Project (BY20230734); the Innovative Leading Talents Project in University of Xishan Talents Program (2023xsync003); Wuxi University Research Start-Up Fund for Introduced Talents-Research (2022r023).

研究,多集中体现在综合能源系统(integrated energy system, IES)中。张淑婷等考虑了供能管网和储能水罐储能特性及其对IES经济效益的影响,优化方案表现出更好的经济性和输出稳定性^[3]。崔杨等提出了一种考虑风电消纳的区域IES源荷协调优化调度方法,有效提高了系统风电消纳能力,降低了系统运行成本,具有良好的社会经济效益^[4]。

孙强等将IES转化为混合整数规划问题进行优化调度,通过子系统耦合调度运行大大降低系统外部购能和系统总成本^[5]。赵瑞锋等提出了一种含风电接入的区域综合能源系统电/热储能配置方法,方法中考虑了电热耦合关系,实现了较好的风电预测效果,有利于储能资源的优化配置和降低成本^[6]。李鹏等针对含电能交互的多微网综合能源系统,提出了一种基于综合需求响应和主从博弈优化调度的策略,该策略有效改善了多微网系统的利润和各微网用户的综合效益与用能成本^[7]。Nitesh Kumar Singh等提出了一种IES的两阶段最佳调度策略,通过互补可再生能源及储能并将能源套利设施加入系统有效地缓解了成本失衡^[8]。Abdalla Ahmed N.等构建了IES鲁棒随机优化模型,使用混合洗牌蛙跳和局部搜索算法进行求解,降低系统运行费用的同时实现了经济性和鲁棒性的协调和优化^[9]。Omotoso Hammed Olabisi等实现了基于人工生态系统的优化算法的新应用,在满足电源损失概率和可再生能源分数可靠性指标的同时优化混合能源系统的规模,并且通过采用需求侧管理提高了可再生能源的利用率^[10]。H. Jing等设计了一种基于需求响应的含风光储微电网能量优化方法,在采用该设计方法优化调度后,冬季和夏季微网运行成本均有所降低,取得了良好的经济运行效果^[11]。Basak Sourav等考虑了不同类型的电网参与和定价策略以及阀点负荷效应和风能不确定性进行混合优化,该混合优化工具在中心趋势、非参数统计分析和算法执行时间方面表现良好^[12]。

表1对现有研究进行了总结。从中可见,以上众多电力系统模型优化虽然保障了系统良好的经济效益,但是模型求解效率较低问题不可忽视。并且这些模型未将碳排放成本、碳排放价格波动等因素纳入考虑,也未在系统基础运行约束上加入包含碳

排放额度约束、碳排放强度约束与加入碳捕集碳封存技术约束的多种碳排放约束^[13-14]。在低碳发展背景下,现有模型还需要进一步完善和拓展,以满足当前日益严格的碳排放要求。

为降低能源成本、提高新能源消纳能力及实现碳减排目标,本文提出了多种碳排放约束下的燃气发电系统优化调度模型^[15-17]。不同于考虑碳减排的综合能源系统,本文主要针对燃气发电开展研究,保障模型求解效率的同时具有更显著的低碳优势与更广阔的发展空间。首先,模型以系统的最优总成本 and 最优新能源消纳为目标函数建立了燃气发电系统优化调度模型,在系统已有的基础约束上进一步添加了不同种碳排放约束^[18-19]。其次,使用MOPSO算法进行求解。最后,通过算法求解对比分析多场景在不同种碳排放约束下的优化结果,验证了该模型的有效性。

表1 现有研究总结

Tab. 1 Summary of existing research

文献	优点		缺点	
	模型经济效益良好	模型适用性强	模型求解效率较低	未针对碳排放展开相关研究
文献[3]	√		√	√
文献[4]	√		√	√
文献[5]	√		√	√
文献[6]	√			√
文献[7]	√	√	√	√
文献[8]	√		√	√
文献[9]	√	√		√
文献[10]	√	√		√
文献[11]	√			√
文献[12]	√		√	√

1 成本分析

本系统成本由燃气发电成本、风力光伏发电成本、储能成本构成。各部分的成本如下。

1.1 燃气发电成本

燃气发电成本主要由3部分构成:天然气消耗成本,即天然气作为燃气发电燃料的主要开支;燃气发电过程中排放二氧化碳产生对应的碳排放成本;燃气电厂为提供电网调峰服务而快速启停产生一定的爬坡成本^[20-22]。具体如下。

$$C_{\text{gas}} = C_{\text{ngc}} + C_{\text{ce}} + C_{\text{ramp}} \quad (1)$$

$$\begin{cases} C_{\text{ngc}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{gas}} (a_1 P_{\text{gas},t}^2 + b_1 P_{\text{gas},t} + c_1) \\ C_{\text{ce}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{ca}} (a_2 P_{\text{gas},t}^2 + b_2 P_{\text{gas},t} + c_2) \\ C_{\text{ramp}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{ramp}} \left| \frac{dP_{\text{gas},t}}{dt} \right| \end{cases} \quad (2)$$

式中: C_{gas} 为燃气发电总成本; C_{ngc} 、 C_{ce} 、 C_{ramp} 分别为天然气消耗、碳排放、燃气爬坡成本; $P_{\text{gas},t}$ 为 t 时刻燃气发电输出功率; U_{gas} 为天然气价格; a_1 、 b_1 、 c_1 为燃气消耗率对应的二次函数系数; U_{ca} 为碳排放价格; a_2 、 b_2 、 c_2 为碳排放率对应的二次函数系数; U_{ramp} 为爬坡价格; T 为一天当中 24 h。

1.2 风光储成本

根据发电机组的使用寿命与折现率将系统中风力、光伏发电以及储能部分的建设成本在全寿命周期内进行成本分摊, 此处 3 部分折现率取相同值。

$$C(r, L) = \frac{r(1+r)^L}{(1+r)^L - 1} \quad (3)$$

式中: $C(r, L)$ 为全寿命周期值; r 为折现率; L 为设备的使用寿命。

1.2.1 风力光伏发电成本

风力发电成本包括建设、弃风及维护成本为:

$$\begin{cases} C_{\text{wind}} = C_{\text{inv, wind}} + C_{\text{aban, wind}} + C_{\text{main, wind}} \\ C_{\text{inv, wind}} = \frac{U_{\text{inv, wind}} P_{\text{cap, wind}}}{365} C(r, L_{\text{wind}}) + \frac{U_{\text{aom, wind}} P_{\text{cap, wind}}}{365} \\ C_{\text{aban, wind}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{aban, wind}} (P_{\text{wind, ge}, t} - P_{\text{wind}, t}) \\ C_{\text{main, wind}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{main, wind}} P_{\text{cap, wind}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: C_{wind} 为风力发电总成本; $C_{\text{inv, wind}}$ 、 $C_{\text{aban, wind}}$ 、 $C_{\text{main, wind}}$ 分别为建设、弃风、维护成本; $P_{\text{cap, wind}}$ 为风力装机容量; $U_{\text{inv, wind}}$ 为风力发电厂单位建设价格; L_{wind} 为风力发电设备平均寿命; $U_{\text{aom, wind}}$ 为风力发电年运行维护价格; $U_{\text{aban, wind}}$ 为弃风惩罚因子; $P_{\text{wind, ge}, t}$ 为 t 时刻风力发电量; $P_{\text{wind}, t}$ 为 t 时刻风力发电实际输出功率; $U_{\text{main, wind}}$ 为风力发电设备单位维护价格。

光伏发电成本包括建设、弃光及维护成本为:

$$C_{\text{pv}} = C_{\text{inv, pv}} + C_{\text{aban, pv}} + C_{\text{main, pv}} \quad (5)$$

$$\begin{cases} C_{\text{inv, pv}} = \frac{U_{\text{inv, pv}} P_{\text{cap, pv}}}{365} C(r, L_{\text{pv}}) + \frac{U_{\text{aom, pv}} P_{\text{cap, pv}}}{365} \\ C_{\text{aban, pv}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{aban, pv}} (P_{\text{pv, ge}, t} - P_{\text{pv}, t}) \\ C_{\text{main, pv}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{main, pv}} P_{\text{cap, pv}} \end{cases} \quad (6)$$

式中各符号含义参照上述风力发电成本部分, 下标 PV 表示光伏, 将风力、弃风替换为光伏、弃光得出。

1.2.2 储能成本

储能成本包括建设、运行及维护成本。

$$\begin{cases} C_{\text{es}} = C_{\text{inv, es}} + C_{\text{cd}} + C_{\text{main, es}} \\ C_{\text{inv, es}} = \frac{U_{\text{inv, es}} P_{\text{cap, es}}}{365} C(r, L_{\text{es}}) + \frac{U_{\text{aom, es}} P_{\text{cap, es}}}{365} \\ C_{\text{cd}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{cd}} (P_{\text{ch}, t} + P_{\text{dis}, t}) \\ C_{\text{main, es}} = \sum_{t=1}^T U_{\text{main, es}} P_{\text{cap, es}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: C_{es} 为储能总成本; $C_{\text{inv, es}}$ 、 C_{cd} 、 $C_{\text{main, es}}$ 分别为储能建设、运行、维护成本; $P_{\text{cap, es}}$ 为储能配置容量; $U_{\text{inv, es}}$ 为储能设备单位建设价格; L_{es} 为储能设备平均寿命; $U_{\text{aom, es}}$ 为储能设备年运行维护价格; $P_{\text{ch}, t}$ 、 $P_{\text{dis}, t}$ 分别为 t 时刻系统储能部分充电、放电功率; U_{cd} 为储能运行价格; $U_{\text{main, es}}$ 为储能维护价格。

2 多种碳排放约束下的燃气发电系统优化调度模型

2.1 目标函数

多种碳排放约束下的燃气综合能源系统模型的目标函数包括经济性目标函数与新能源消纳性目标函数。经济性目标函数即燃气发电成本、风力光伏发电成本、储能成本之和。新能源消纳性目标函数即考虑系统的弃风弃光率之和, 具体如下。

$$\min F_{\text{total}} = \min (C_{\text{gas}} + C_{\text{wind}} + C_{\text{pv}} + C_{\text{es}}) \quad (8)$$

$$V_{\text{aban, wind}} = \frac{P_{\text{wind, ge}, t} - P_{\text{wind}, t}}{P_{\text{wind, ge}, t}}, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (9)$$

$$V_{\text{aban, pv}} = \frac{P_{\text{pv, ge}, t} - P_{\text{pv}, t}}{P_{\text{pv, ge}, t}}, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (10)$$

$$\min V_{\text{aban}} = \min (V_{\text{aban, wind}} + V_{\text{aban, pv}}) \quad (11)$$

式中: F_{total} 为系统总成本; $V_{\text{aban, wind}}$ 为系统弃风率; $V_{\text{aban, pv}}$ 为系统弃光率; V_{aban} 为系统弃风弃光率之和。

2.2 约束条件

功率平衡约束:

$$P_{\text{gas},t} + P_{\text{wind},t} + P_{\text{pv},t} + P_{\text{dis},t} - P_{\text{ch},t} = P_{\text{load},t} \quad (14)$$

$$\forall t \in (1, \dots, T)$$

式中 $P_{\text{load},t}$ 为 t 时刻系统的输出负荷。

本文涉及的碳排放约束为以下3种:方式1为限制碳排放额度;方式2为限制碳排放强度;方式3为采用碳捕集碳封存技术(carbon capture and storage, CCS)^[23]。有关公式如下。

$$\sum_{t=1}^T (a_2 P_{\text{gas},t}^2 + b_2 P_{\text{gas},t} + c_2) \leq E_{\text{carbon}} \quad (15)$$

$$a_2 P_{\text{gas},t}^2 + b_2 P_{\text{gas},t} + c_2 \leq E_{\text{carbon},t} \quad (16)$$

$$M_{\text{cc}} = \sum_{t=1}^T (a_2 P_{\text{gas},t}^2 + b_2 P_{\text{gas},t} + c_2) \quad (17)$$

$$M_{\text{ct}} = \lambda M_{\text{cc}}, M_{\text{cr}} = (1 - \lambda) M_{\text{cc}} \quad (18)$$

式中: E_{carbon} 为限制的碳排放额度; $E_{\text{carbon},t}$ 为限制的碳排放强度; M_{cc} 为系统的碳排放总量; M_{ct} 为碳捕集总量; λ 为碳捕集效率; M_{cr} 为剩余碳排放量。

假定碳捕集的碳排放量能够全部封存,对应的碳封存成本为:

$$C_{\text{ccs}} = U_{\text{ccs}} M_{\text{ct}} \quad (19)$$

式中: C_{ccs} 为碳封存成本; U_{ccs} 为碳封存单位价格。

2.2.1 燃气出力约束

燃气出力约束即功率约束与爬坡约束。

$$0 \leq P_{\text{gas},t} \leq P_{\text{gas},e}, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (20)$$

$$R_d \Delta T \leq P_{\text{gas},t} - P_{\text{gas},t-1} \leq R_u \Delta T, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (21)$$

式中: $P_{\text{gas},e}$ 为燃气发电额定功率; R_u 、 R_d 分别为燃气发电机组向上、向下爬坡速率; ΔT 为时间间隔,此处取1h。

2.2.2 风力光伏出力约束

风力光伏出力约束即功率约束、弃风弃光约束^[24-25]。功率约束为风力光伏发电功率都在其对应的额定功率内,弃风弃光约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{aw},t} \leq P_{\text{aw},\text{rated}} \\ 0 \leq P_{\text{ap},t} \leq P_{\text{ap},\text{rated}} \end{cases}, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (22)$$

式中: $P_{\text{aw},t}$ 、 $P_{\text{ap},t}$ 分别为 t 时刻弃风、弃光功率; $P_{\text{aw},\text{rated}}$ 、 $P_{\text{ap},\text{rated}}$ 分别为额定的弃风、弃光功率。

2.2.3 储能约束

储能约束即功率约束、荷电状态约束^[26]。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{dis},t} \leq P_{\text{dis},\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{ch},t} \leq P_{\text{ch},\text{max}} \end{cases}, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (23)$$

$$\begin{cases} E_{\text{soc},t} = E_{\text{soc},t-1} + \alpha P_{\text{ch},t} \Delta T - \frac{P_{\text{dis},t} \Delta T}{\beta} \\ E_{\text{soc},\text{min}} \leq E_{\text{soc},t} \leq E_{\text{soc},\text{max}} \\ E_{\text{soc},\text{int}} = E_{\text{soc},\text{final}} \end{cases}, \forall t \in (1, \dots, T) \quad (24)$$

式中: $P_{\text{dis},\text{max}}$ 、 $P_{\text{ch},\text{max}}$ 分别为系统储能部分最大放电、充电功率; $E_{\text{soc},t}$ 为 t 时刻系统储能部分的荷电状态; α 、 β 分别为储能的充电、放电效率; $E_{\text{soc},\text{min}}$ 、 $E_{\text{soc},\text{max}}$ 分别为储能荷电状态的下限、上限; $E_{\text{soc},\text{int}}$ 、 $E_{\text{soc},\text{final}}$ 分别为储能初始、结束时刻的荷电状态。

3 求解方法

多目标粒子群算法(multi-objective particle swarm optimization, MOPSO)由 Carlos A. Coello Coello 等人提出,是一种基于群体智能的优化算法。它将传统的粒子群算法(particle swarm optimization, PSO)扩展到多目标优化问题中,通过外部存档和 Pareto 支配基本原理来处理多个目标。该算法结构简单,计算成本较低,较其余的复杂算法更易理解和实现,且具有广泛适用性,故采用此方法求解系统模型。

粒子速度与位置的更新情况如式(25)~(26)所示。

$$v_{d,i}^{k+1} = w v_{d,i}^k + c_1 r_1 (p_{\text{best}} - x_{d,i}^k) + c_2 r_2 (g_{\text{best}} - x_{d,i}^k) \quad (25)$$

$$x_{d,i}^{k+1} = x_{d,i}^k + v_{d,i}^{k+1} \quad (26)$$

式中: w 为惯性权重; $v_{d,i}^k$ 、 $v_{d,i}^{k+1}$ 分别为 k 、 $k+1$ 时刻第 i 个粒子的 d 维速度分量; c_1 、 c_2 分别为个体最佳和全局最佳的加速因子; r_1 、 r_2 为 $(0, 1)$ 之间的随机数; p_{best} 为个体历史最佳位置; g_{best} 为全局历史最佳位置; $x_{d,i}^k$ 、 $x_{d,i}^{k+1}$ 分别为 k 、 $k+1$ 时刻第 i 个粒子的 d 维位置分量。

本文的优化目标为系统经济性和新能源消纳性,其中经济性目标采用了线性化处理。将这两者作为目标粒子搜寻全局最优解集。在迭代过程中将两种粒子进行杂交操作,产生新的解加入到种群中,增加种群多样性。此外,对多目标粒子群参数进行了相关调整与优化。图1为多目标粒子群算法的流程。

4 算例分析

本模型中数据来源于比利时 Elia 电网公司官网

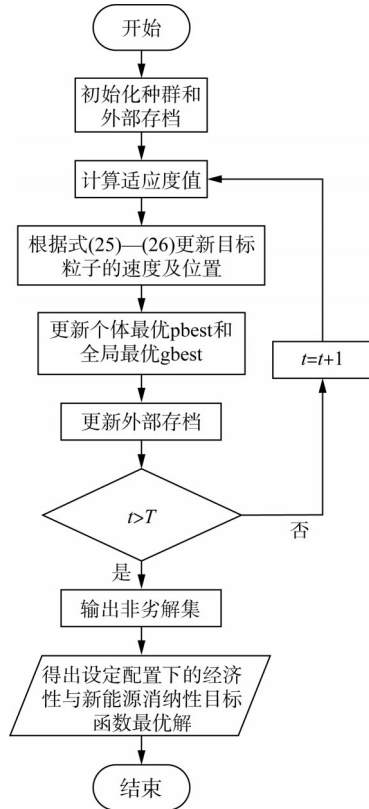


图1 MOPSO算法流程

Fig. 1 MOPSO algorithm process

预测数据,对预测数据按一定比例转换,进而得到本文对应的预测数据^[27]。本文所建立的燃气发电系统配置如下:燃气发电容量为600 MW、风力、光伏发电容量为200 MW、储能容量为200 MWh、储能功率为100 MW。燃气发电燃气消耗率二次函数系数 a_1 、 b_1 、 c_1 分别为0.000 76、3.93、52 223.85;碳排放率二次函数系数 a_2 、 b_2 、 c_2 分别为0.000 015、0.007 7、102.36。两者系数由文献[28]换算得出。为保证能够充分探索搜索空间,粒子群体规模与外部存档集合规模设定为100。加速因子 c_1 、 c_2 分别取0.1、0.2,此处取值相比常见设定较小,旨在增强粒子局部搜索能力,提高算法的稳定性与鲁棒性。变异概率设定为10%。考虑到本模型的问题复杂度与上述的粒子群规模,最大迭代次数设定为100。风力光伏发电相关参数见表2,储能设备相关参数见表3^[29]。系统风力光伏发电及负荷预测情况如图2所示。

4.1 优化结果

图3为不同碳排放约束下系统出力。子图3(a)—(d)分别对应无碳排放约束与方式1、2、3。由子

表2 风力、光伏发电相关参数

Tab. 2 Relevant parameters of wind power generation and photovoltaic power generation

参数	数值	
	风力	光伏
单位建设价格/($\times 10^6$ 元 $\cdot$ MW $^{-1}$)	4.5	4.0
设备平均寿命/a	25	25
年运行维护价格/($\times 10^3$ 元 $\cdot$ MW $^{-1}$)	30	40
弃风/光惩罚因子/(元 $\cdot$ MWh $^{-1}$)	500	500
单位维护价格/(元 $\cdot$ MWh $^{-1}$)	21	89

表3 储能设备相关参数

Tab. 3 Relevant parameters of energy storage equipment

参数	数值
荷电上/下限	0.95/0.05
充/放电效率/%	90/90
最大充/放电功率/MW	100/100
储能容量/MWh	200
初始储电量/MWh	60
运行价格/(元 $\cdot$ MWh $^{-1}$)	83.2
维护价格/(元 $\cdot$ MWh $^{-1}$)	73

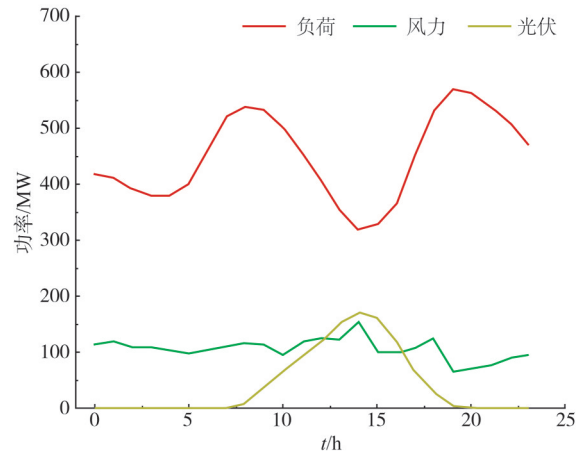


图2 风力光伏发电及负荷预测情况

Fig. 2 Wind power, photovoltaic power generation and load forecasting situation

图3(a)可知,20点至7点间由于缺乏太阳辐射,光伏发电功率为0。下午至晚间风力发电的波动较大,此时储能部分为调节出力产生的充放电电量较白天更多。整体上风力光伏发电功率有待提高。燃气发电提供稳定功率输出、保障系统平稳运行^[28]。除午间时段外,燃气发电功率一般较高。方式1中,光伏发电功率较无碳排放约束变化不大,储能部分的作用更为明显,在夜间和风力发电较低的时段出力增

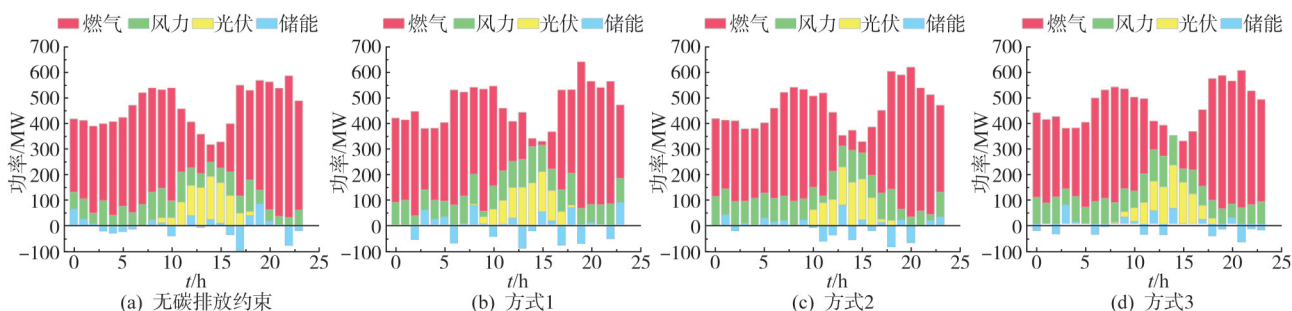


图3 不同碳排放约束下系统出力对比

Fig. 3 Comparison of system output under different carbon emission constraints

加。19点时燃气发电出力呈现高峰,此刻储能系统进行充电以满足负荷需求。同时,碳排放额度约束影响下,燃气发电爬坡频繁。方式2中,风力光伏发电功率在白天时段有小幅增长。储能系统的输出变化情况与方式1相似,燃气发电功率夜间有所增加。方式3中,11至14点时段风力光伏发电功率较无碳排放约束、方式1与方式2更高,但夜间时段风力光伏发电功率依旧较低。储能系统调度较无碳排放约束、方式2更为积极,较方式1相比存在一定差距。燃气发电功率差距相对较小,燃气爬坡的频繁程度较方式1、方式2有所下降。

不同碳排放约束下成本情况如图4所示。不同约束下,系统光伏、储能部分成本相差不大,风力部分成本在加入碳排放约束后分别降低了29.14%、24.82%、27.17%。方式1、方式2的燃气部分成本较原先有微量增长,原因在于碳排放约束的加入使得燃气爬坡更加频繁,从而产生更多的爬坡成本。总成本情况分别为584.25万元、564.33万元、568.97万元、556.24万元,最优方式下总成本减少了28.01万元,可见通过碳排放约束能够有效降低系统成本。

图5为不同碳排放约束下新能源消纳情况。子图5(a)—(d)分别对应无碳排放约束与方式1、2、3。整体上,光伏发电消纳率高于风力发电消纳率。消纳能力的提升主要体现在风力发电,3种约束方式分别使风力发电消纳率提高了16.66%、14.19%、15.38%,而光伏发电消纳率差距较小。总弃风弃光分别为0.429 4、0.225 8、0.336 0、0.247 2,可见加入碳排放约束后弃风弃光现象得到显著改善。

由表4可知,方式1、2对比无碳排放约束,碳排放量仅小幅减少。在采用方式3后,碳排放量得

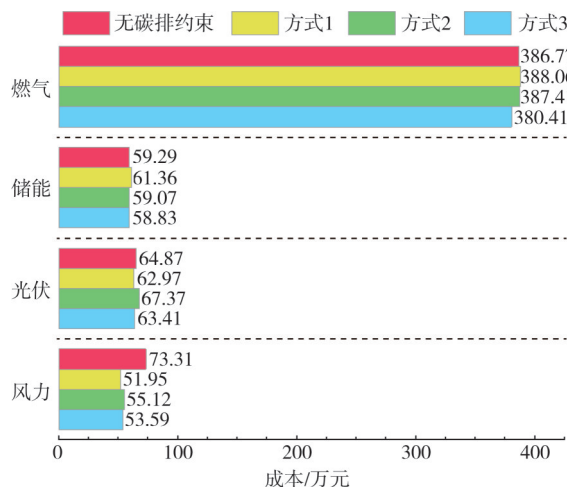


图4 不同碳排放约束下成本情况

Fig. 4 Cost situation under different carbon emission constraints

以有效降低。无碳排放约束时,燃气发电机组无需频繁爬坡,因此爬坡功率相对较低。为满足碳排放约束条件,方式1、2、3下的燃气发电爬坡功率较无碳排放约束均有所增加。

4.2 风光储配置影响

本文对以下3种场景进行对比分析:场景1配置为600 MW风光储(1:1:1);场景2配置为600 MW风光储(2:1:3);场景3配置为600 MW风光储(3:1:2)。不同场景燃气发电有关数据对比如表5所示。场景2中,3种方式下燃气爬坡功率变化相对较小,但都会产生更多碳排放,可见此种配置方案低碳性存在欠缺^[30]。相比之下,场景3中所产生的碳排放量均更少。方式3中,燃气爬坡功率达到了1 749.89 MW,较其他情况调节能力更强。整体上,场景3优于场景1、2,若额外考虑环保政策和市场激励场景3,或在长期运营中具有更好的综合效益^[31-32]。

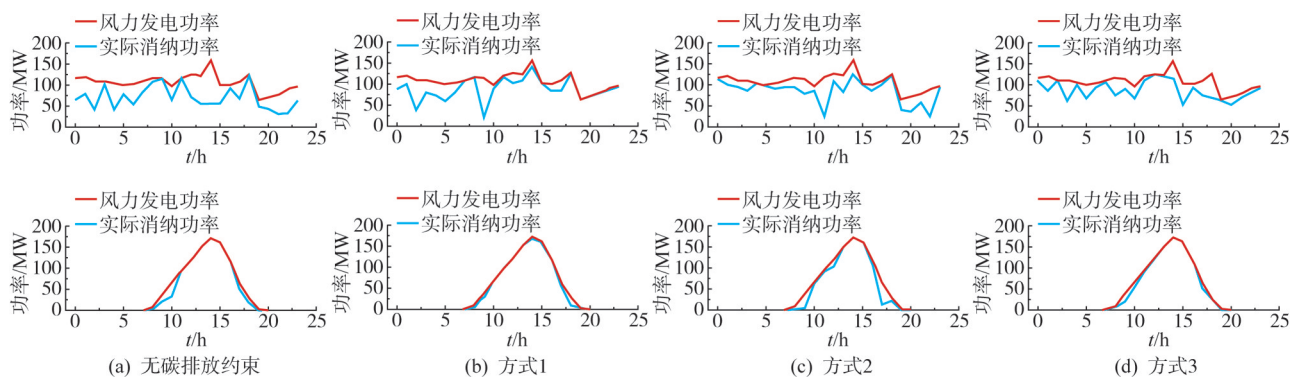


图5 不同碳排放约束下新能源消纳情况

Fig. 5 Consumption of new energy consumption under different carbon emission constraints

表4 不同碳排放约束下燃气发电有关数据对比

Tab. 4 Comparison of data related to gas power generation under different carbon emission constraints

方式	气耗量/万 m ³	碳排放量/t	爬坡功率/MW
无碳排放约束	128.79	2 524.35	1 043.90
方式1	128.60	2 520.47	1 354.94
方式2	128.67	2 521.93	1 210.58
方式3	128.63	1 512.69	1 143.50

各场景下最优方案出力如图6所示。场景1中燃气发电出力较为均匀，输出相对稳定。风力光伏在谷时提供主要电力，储能部分小幅补充电力供应。由于配置调整，场景2光伏发电利用率大幅降低，风力发电白天较为稳定，储能部分充放电作用

更加显著，夜间发电功率不足。燃气发电功率较场景1增加约10.9%。场景3更有效地平衡了燃气与风力光伏部分的出力，在场景1基础上其风力光伏的总功率增加了19.2%，燃气发电功率减少了7.5%。此外，储能系统的调度起到了调节峰值的关键作用。

图7为各场景下最优方案成本对比。3种场景的总成本分别为556.24万元、563.06万元与553.47万元。分别对比场景1、2和场景1、3，可以发现场景2的燃气成本、风光储成本分别增加了1.51万元、5.31万元；场景3的燃气成本、风光储成本分别增加了2.91万元、减少了5.68万元，总成本减少了2.77万元。由此可知，风光储装机容量

表5 不同场景燃气发电有关数据对比

Tab. 5 Comparison of data related to gas power generation in different scenarios

数据	气耗量/万 m ³			碳排放量/t			爬坡功率/MW		
	方式1	方式2	方式3	方式1	方式2	方式3	方式1	方式2	方式3
场景1	128.60	128.67	128.63	2 520.47	2 521.93	1 512.69	1 354.94	1 210.58	1 143.50
场景2	128.90	128.87	129.00	2 526.43	2 525.80	1 516.99	1 282.89	1 261.43	1 217.02
场景3	128.47	128.47	128.38	2 517.93	2 517.90	1 509.71	1 123.67	1 035.86	1 749.89

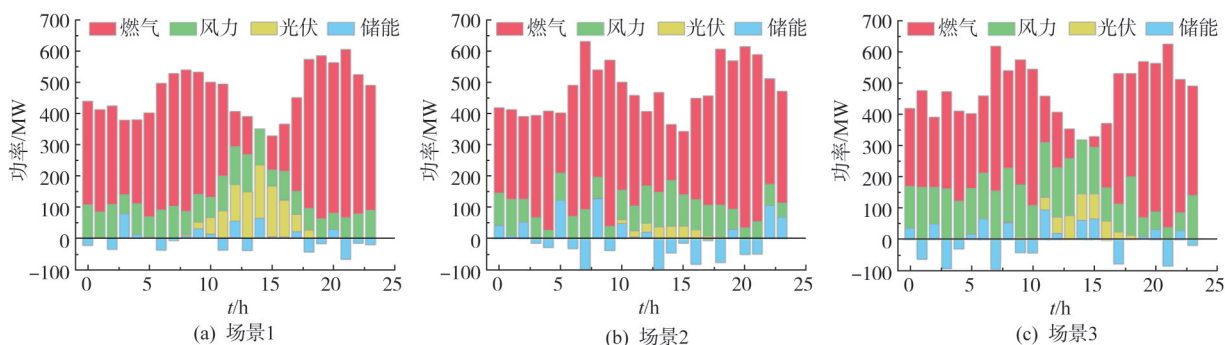


图6 各场景最优方案出力对比

Fig. 6 Comparison of optimal solution outputs in various scenarios

量同样影响系统经济性,合理优化对减少系统的总成本起积极作用。反之,若配置不当则会产生负面影响。

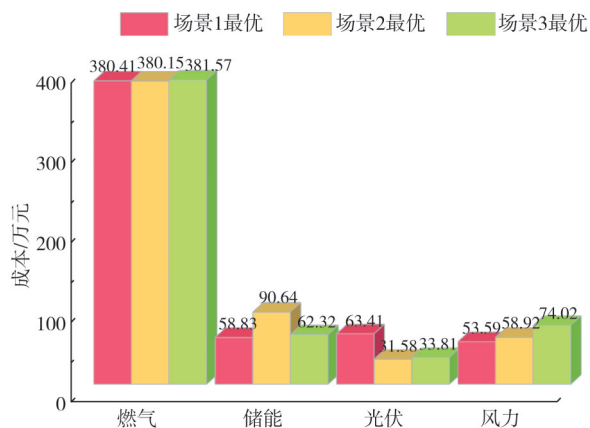


图7 各场景最优方案成本对比

Fig. 7 Comparison of optimal solution costs in various scenarios

各场景最优方案新能源消纳率对比如图8所示,此处的新能源消纳率为风力光伏消纳率均值。综合对比场景1、2、3的新能源消纳率可见,场景1中消纳率较为稳定,较场景2、3更优;场景2中消纳率起伏较大,存在个别极低谷值,全天中新能源利用效率不高;场景3中上午时段的消纳率变化较小,且比例较高,但中午与夜晚时段有明显下降趋势,整体上与场景1存在一定差距。可见,风光储配置对新能源消纳性的影响显著,通过合理配置使系统新能源消纳性提升有待进一步研究。

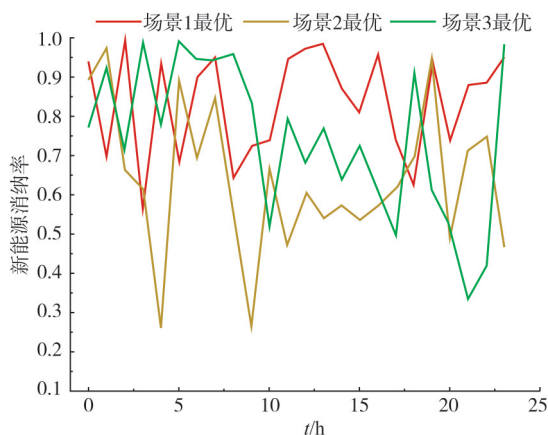


图8 各场景最优方案新能源消纳率对比

Fig. 8 Comparison of optimal solution new energy consumption rates in various scenarios

4.3 碳排放价格影响

表6所示为碳排放价格对本系统影响。随着碳排放价格的变化,碳封存成本几乎不变,碳排放、燃气发电成本近似呈线性增长。目前,碳排放价格呈现上涨趋势,推动电力系统低碳转型、能源结构调整,但也带来一定经济压力。为保障电力系统实现更高的经济效益,碳市场将采取更加有力的措施。

表6 碳排放价格对本系统影响

Tab. 6 Impact of carbon emission prices on this system

碳排放价格 /(元·t ⁻¹)	碳封存成本 /万元	碳排放成本 /万元	燃气成本 /万元	总成本 /万元
100	3.52	15.13	380.53	556.36
125	3.52	18.91	384.38	562.80
150	3.52	22.69	388.25	568.17
175	3.53	26.47	394.00	571.78
200	3.54	30.26	396.49	576.57

5 结论

本文针对低碳转型背景下带来的电力系统经济性等挑战提出了多种碳排放约束下的燃气发电系统优化调度模型,通过系列研究得到以下结论。

1)相比常规碳排放约束,CCS技术的加入能够更为有效地降低碳排放量,使得系统具备良好的经济效益以及新能源消纳能力,为电力系统在低碳发展背景下的优化调度提供了实用参考价值。

2)装机容量的配置调整对系统有利有弊,合理的配置优化能够提升系统经济性,实现经济效益等多方面优化,对电力系统性能产生长远影响。

3)随着碳排放价格上涨,对电力系统造成经济等多方面的影响,相关补贴政策、策略等有待持续完善。电力系统需对政策制定和市场机制做出调整,以促进低碳转型并保障系统的综合效益。

本文受选取燃气发电机组有关参数限制,实现的碳减排量有限。同时对环境政策、市场激励等外部因素带来的影响探讨不充分。未来研究将会对此进行拓展和深化,进而提高模型的适应性和实用性。

参考文献

- [1] 张程,匡宇,邹复民,等.考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统低碳经济调度[J].电力自动化设备,2022,42

- (10): 236 – 244.
- ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 236 – 244.
- [2] 杨亦圻, 郑鹏远, 毛冉, 等. 不确定裕度分段量化和弃风弃光分段惩罚的孤岛型微电网经济调度算法[J]. 现代电力, 2023, 40(1): 73 – 81.
- YANG Yiqi, ZHENG Pengyuan, MAO Ran, et al. Islanded microgrid economic dispatch based on segmented quantization of uncertainty margin and segmented penalty of curtailed wind and solar power [J]. Modern Electric Power, 2023, 40(1): 73 – 81.
- [3] 张淑婷, 陆海, 林小杰, 等. 考虑储能的工业园区综合能源系统日前优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 93 – 103.
- ZHANG Shuting, LU Hai, LIN Xiaojie, et al. Operation scheduling optimization of Integrated-energy system in industrial park in consideration of energy storage [J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 93 – 103.
- [4] 崔杨, 姜涛, 仲悟之, 等. 考虑风电消纳的区域综合能源系统源荷协调经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2474 – 2483.
- CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Source-load coordination economic dispatch method for regional integrated energy system considering wind power accommodation [J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2474 – 2483.
- [5] 孙强, 谢典, 聂青云, 等. 含电-热-冷-气负荷的园区综合能源系统经济优化调度研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 79 – 88.
- SUN Qiang, XIE Dian, NIE Qingyun, et al. Research on economic optimization scheduling of park integrated energy system with Electricity-heat-cool-gas load [J]. Electric Power, 2020, 53(4): 79 – 88.
- [6] 赵瑞峰, 王海柱, 郭文鑫, 等. 含风电接入的区域综合能源系统电/热储能配置[J]. 南方电网技术, 2022, 16(4): 68 – 77.
- ZHAO Ruifeng, WANG Haizhu, GUO Wenxin, et al. Power and heat storage configuration of regional integrated energy system with wind power integration [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(4): 68 – 77.
- [7] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307 – 1321, 1538.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307 – 1321, 1538.
- [8] NITESH K S, CHAITALI K, SADHAN G. A two-stage optimal scheduling strategy of hybrid energy system integrated day-ahead electricity market [J]. International Journal of Environment and Sustainable Development, 2024, 23 (23): 231 – 250.
- [9] ABDALLA A N, JU Y F, NAZIR M S, et al. A robust economic framework for integrated energy systems based on hybrid shuffled Frog-Leaping and local search algorithm [J]. Sustainability, 2022, 14(17): 10660.1 – 10660.10.
- [10] OMOTOSO H O, AISHAALAN A M, FARH H M H, et al. Techno-economic evaluation of hybrid energy systems using artificial Ecosystem-Based optimization with demand side management [J]. Electronics, 2022, 11(2): 204.1 – 204.8.
- [11] HUANG J, WU K. Energy optimal scheduling method of microgrid with wind and solar storage based on demand response [J]. Journal of Physics: Conference Series, 2023, 2503(1): 1 – 6.
- [12] BASAK S, BHATTACHARYYA B. Optimal scheduling in demand-side management based grid-connected microgrid system by hybrid optimization approach considering diverse wind profiles [J]. ISA transactions, 2023(139): 357 – 375.
- [13] 孙晓强, 杨楠, 李庆海, 等. 基于“双碳”目标的光热电站调峰能力规划研究[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 73 – 83.
- SUN Xiaoqiang, YANG Nan, LI Qinghai, et al. Peak shaving capacity planning of solar thermal power stations based on "emission peak and carbon neutrality" target [J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 73 – 83.
- [14] 陈政, 何耿生, 尚楠. 面向碳达峰碳中和的电网碳排放因子改进计算方法[J]. 南方电网技术, 2024, 18(1): 153 – 162.
- CHEN Zhen, HE Gengsheng, SHANG Nan. Improved calculation method of power grid carbon emission factor for carbon peak and carbon neutrality goals [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(1): 153 – 162.
- [15] MENG Yan, FAN S, SHEN Y, et al. Transmission and distribution network-constrained large-scale demand response based on locational customer directrix load for accommodating renewable energy [J]. Applied Energy, 2023(350): 1 – 21.
- [16] 张蕊, 王程, 王海云, 等. 主动支撑电网频率的园区多能微网优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 889 – 904.
- ZHANG Rui, WANG Cheng, WANG Haiyun, et al. Operation dispatch model of district multi-energy microgrid with frequency active supporting ability [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 889 – 904.
- [17] 王守文, 李国祥, 闫文文, 等. 计及改进生物质燃气和阶梯碳交易的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2024, 36 (2): 126 – 134, 143.
- WANG Shouwen, LI Guoxiang, YAN Wenwen, et al. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system including improved biomass natural gas and Ladder-type carbon trading [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2024, 36 (2): 126 – 134, 143.
- [18] 胡福年, 周小博, 张彭成, 等. 计及碳捕集的综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 太阳能学报, 2024, 45(3): 419 – 427.
- HU Funian, ZHOU Xiaobo, ZHANG Pengcheng, et al. Low carbon economy optimal dispatching of integrated energy system taking into account carbon capture [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2024, 45(3): 419 – 427.
- [19] 李姚旺, 张宁, 杜尔顺, 等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2830 – 2842.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2830 – 2842.
- [20] 赵毅, 王维庆, 闫斯哲. 考虑阶梯型碳交易的风光储联合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51 (6): 127 – 136.
- ZHAO Yi, WANG Weiqing, YAN Sizhe. Distributionally robust optimization scheduling of a joint wind-solar-storage system considering step-type carbon trading [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 127 – 136.
- [21] 杨贤东, 袁旭峰, 熊炜, 等. 考虑源荷不确定性的风光火储系统低碳经济调度[J]. 智慧电力, 2022, 50(8): 22 – 29, 53.
- YANG Xiandong, YUAN Xufeng, XIONG Wei, et al. Low-

- carbon economic dispatch of wind-solar-fired-storage system considering source-load uncertainty [J]. *Smart Power*, 2022, 50(8): 22 – 29, 53.
- [22] 王佳惠, 牛玉广, 陈玥, 等. 计及火电深度调峰的高比例可再生能源电力系统日前优化调度研究[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(1): 493 – 499.
- WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue, et al. Research on day-ahead optimal dispatching of high-proportion renewable energy power system considering deep peak load regulation of thermal power [J]. *Acta Energetica Sinica*, 2023, 44(1): 493 – 499.
- [23] 张程, 曾崑琳, 匡宇. 考虑需求响应和碳捕集电厂灵活运行方式的综合能源系统调度[J]. *智慧电力*, 2024, 52(9): 88 – 95.
- ZHANG Cheng, ZENG Yinlin, KUANG Yu. Integrated energy system scheduling considering demand response and flexible operation of carbon capture power plant [J]. *Smart Power*, 2024, 52(9): 88 – 95.
- [24] 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.
- [25] 李炳阳, 李新利, 杨国田, 等. 风光火储联合供应火电厂厂用电系统优化调度[J]. *热力发电*, 2024, 53(2): 142 – 152.
- LI Bingyang, LI Xinli, YANG Guotian, et al. Optimized dispatching of wind-PV-thermal-storage for auxiliary power system of thermal power plant [J]. *Thermal Power Generation*, 2024, 53(2): 142 – 152.
- [26] 田珺玲, 荣娜, 张裕, 等. 考虑阶梯型碳交易的梯级水火风光储联合调度[J]. *南方电网技术*, 2025, 19(3): 107 – 116.
- TIAN Junling, RONG Na, ZHANG Yu, et al. Dispatch of a cascade hydro-thermal-wind-photovoltaic-storage complementary system considering stepped carbon trading [J]. *Southern Power System Technology*, 2025, 19(3): 107 – 116.
- [27] Elia. Load and load forecasts [EB/OL]. [2023 – 05 – 14]. <https://www.elia.be/en/grid-data/load-and-load-forecasts#>.
- [28] 包能胜. 风电—燃气轮机互补发电系统若干关键问题的研究[D]. 北京: 清华大学, 2007.
- [29] KHALID R, SEYED M S, KEVIN E, et al. Techno-economic evaluation of different hybridization schemes for a solar thermal/gas power plant [J]. *Energy*, 2019(181): 91 – 106.
- [30] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(3): 10 – 17.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on Ladder-type carbon trading [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(3): 10 – 17.
- [31] LIANG Y D, LI P, YU Z R, et al. A novel Day-ahead optimization-oriented low-carbon economic scheduling scheme for integrated energy systems [J]. *Electronics*, 2024, 13(20): 4122.1 – 4122.9.
- [32] 郑云平, 亚夏尔·吐尔洪. 基于VSG技术的风-光-储系统自适应调频控制策略研究[J]. *高压电器*, 2023, 59(7): 12 – 19.
- ZHENG Yunping, YAXAR·Turgun. Research on adaptive frequency modulation control strategy of wind-PV-storage system based on VSG technology [J]. *High Voltage Apparatus*, 2023, 59(7): 12 – 19.

收稿日期: 2024-12-23; 网络首发日期: 2025-04-30

作者简介:

花涵晓(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度运行, huahanyao@nuist.edu.cn;

延星(1982), 男, 通信作者, 研究员, 博士, 研究方向为电力系统优化调度运行、能源互联网规划、电力市场, yanxing@cwu.edu.cn;

王光星(1974), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为电力数字化技术和新能源运行技术, wangguangxing@longshine.com。