

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240806

考虑火电碳排放强度区间分异的火风光储系统 低碳经济优化调度

谢平平¹, 吕思宇², 刘德旭², 刘洋¹, 陆秋瑜¹, 杨银国¹, 钟海旺²

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广东 广州 510620;

2. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610213)

摘要: 在能耗“双控”向碳排放“双控”转变背景下, 针对现有电力系统调度优化着重约束碳排放总量, 轻视约束碳排放强度, 导致火电运行碳排放强度较大、经济性较差的问题, 提出了一种考虑火电碳排放强度区间分异的异质能源电力系统低碳经济调度方法。首先分析了火电机组碳排放强度与负荷率关系曲线的分异特征, 用低碳强度区、高碳强度区及过渡区划分火电运行区间。其次以火电低碳强度区运行时长最大、系统碳排放量最小、系统运行成本最小为目标, 建立了兼顾碳排放“双控”与运行经济性的火风光储系统低碳经济优化调度模型, 并相应设计了分层递阶求解策略。最后通过算例验证了模型的有效性和适应性。结果表明: 所提模型能够有效约束火电碳排放强度, 提高系统运行低碳性, 且能够适应不同新能源渗透率、不同气象条件下的系统运行场景。

关键词: 火风光储发电系统; 火电机组调峰; 碳排放强度; 特殊天气; 优化调度

Low-carbon economic optimal dispatch of thermal-wind-solar-storage systems considering interval differentiation of thermal power carbon emission intensity

XIE Pingping¹, LÜ Siyu², LIU Dexu², LIU Yang¹, LU Qiuyu¹, YANG Yinguo¹, ZHONG Haiwang²

(1. Power Dispatching and Control Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510620, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610213, China)

Abstract: In the context of the shift from “dual control” of energy consumption to “dual control” of carbon emissions, existing power system dispatch optimization tends to focus on total carbon emission constraints while neglecting carbon emission intensity constraints. This often leads to higher carbon emission intensity and poorer economic performance in thermal power unit operations. This paper proposes a low-carbon economic dispatch method for heterogeneous energy power systems, considering interval differentiation of thermal power carbon emission intensity. First, the differentiation characteristics of the relationship curve between carbon emission intensity and load rate in thermal power units are analyzed. The operation intervals of thermal power are divided into low-carbon intensity, high-carbon intensity, and transition zones. Then, a low-carbon economic optimal dispatch model for thermal-wind-solar-storage system is established with the objectives of maximizing the duration of thermal power operating in low-carbon intensity, minimizing total system carbon emissions, and minimizing system operating costs. This model integrates both “dual control” of carbon emissions and economic operation, and a hierarchical and progressive solving strategy is designed accordingly. Finally, the effectiveness and adaptability of the model are verified through case studies. Results indicate that the proposed model can effectively constrain the carbon emission intensity of thermal power units, improve the low-carbon performance of the system, and adapt to the system operating scenarios with different renewable energy penetration levels and weather conditions.

This work is supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid (No. 036000KK52222035 (GDKJXM20222356)).

Key words: thermal-wind-solar-storage system; thermal unit load regulation; carbon emission intensity; extreme weather; optimal dispatch

基金项目: 南方电网科技项目资助 (036000KK52222035 (GDKJXM20222356))

0 引言

2021 年中央经济工作会议首次提出能源领域要尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。2024 年 8 月, 国务院印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》, 再次强调了碳排放“双控”的重要性。电力系统作为能源行业减碳降碳的主战场, 其碳排放主要来源于火电机组化石燃料的燃烧^[1-3]。为实现电力系统碳减排, 我国一方面对火电机组进行低碳技术改造, 提高火电机组的发电效率, 降低运行煤耗^[4-5]; 另一方面大力发展新能源发电, 降低火电机组发电比例, 提高发电清洁性。然而随着新能源发电比例的日益增高, 新能源消纳问题也日益凸显^[6]。为保证新能源消纳比例, 在进行系统优化调度时, 通常需要火电机组在新能源大发时处于深度调峰运行状态, 由于火电机组碳排放强度随着机组负荷率的降低呈现显著升高的趋势^[7], 因此火电机组进行深度调峰会大大提高火电机组的碳排放强度。然而目前无论是电力系统碳减排相关政策, 还是电力系统低碳调度研究方面, 重点均在减少碳排放总量上, 对于系统碳排放强度的关注度不高, 这不利于实现碳排放“双控”的具体目标, 且不利于电力系统低碳转型的可持续发展。

目前针对新型电力系统的低碳优化调度问题, 国内外已有学者开展了较多研究^[8-12]。文献[13]基于一致性算法构建了综合能源系统低碳模型, 通过引入一种阶梯式碳交易机制, 减少系统碳排放。文献[14]建立了一种多目标低碳经济性评估模型, 分析了多种新能源外送方式下火电机组的碳排放情况。文献[15]针对风光储多能互补系统建立了以日前调度成本最优为目标的优化调度模型, 并分析了多能互补系统的碳排放情况。文献[16]在考虑国家核证自愿减排量收益的基础上, 通过补偿火电机组深度调峰成本, 在提高火电调峰积极性的基础上构建系统调度模型, 降低火电机组的碳排放。然而目前相关研究大多着重约束系统的碳排放总量, 而对火电机组碳排放强度的重视和考虑不足。仅针对火电机组碳排放总量进行约束会造成火电机组工作于较低的负荷率, 大幅增加了火电机组碳排放强度, 致使火电机组碳经济性较差。因此在电力系统优化调度中将火电机组碳排放强度控制纳入优化目标中, 在实现火电机组碳减排的同时降低碳排放强度是一种更符合我国“双控”政策的优化调度方法。

储能具有其优秀的“削峰填谷”和快速响应能力, 被视为支撑高比例新能源并网的关键技术^[17]。储能能够有效地缓解火电机组调峰压力, 助力火电

机组碳减排、平抑风光出力波动、提高新能源消纳率^[18]。在储能参与辅助调峰、改善系统运行经济性方面, 国内外有诸多学者做了相关研究。文献[19]构建了多种类型储能的日前调度优化模型, 探究了多类型储能在缓解风电不确定性、降低系统运行风险和碳减排中的作用。文献[20]考虑了风电的不确定性, 通过构建两阶段分布鲁棒优化模型分析了储能辅助火电机组调峰促进风电消纳的作用。文献[21]利用储能寿命补偿方法调动了储能参与调峰的积极性, 分析了储能和火电机组联合调峰对系统经济性和新能源消纳的贡献。以上研究分别从不同角度分析了储能参与调峰对提高系统经济性的作用, 但对储能参与火电机组辅助调峰在减少火电机组碳排放、碳排放强度方面的研究较少。

基于以上原因, 提出了一种考虑火电碳排放强度区间分异的异质能源电力系统低碳经济调度方法。首先分析了火电机组碳排放强度与负荷率关系曲线的分异特征, 用低碳强度区、高碳强度区及过渡区划分火电运行区间。其次以火电低碳强度区运行时长最大、系统碳排放量最小、系统运行成本最小为目标, 建立了兼顾碳排放“双控”与运行经济性的火风光储系统低碳经济优化调度模型, 并设计了分层递阶求解策略。最后通过算例验证了模型的有效性和适应性。

1 火电机组碳排放强度区间分异特征分析

为具体分析火电机组在不同负荷率的碳排放强度, 参考文献[7]中的数据, 分别将 3 种典型火电机组在不同负荷率下的碳排放强度数据进行拟合, 火电机组碳排放强度数据见表 1, 拟合结果见图 1。

从图 1 可以看出, 火电机组在负荷率高于 70% 时, 机组碳排放强度变化较小, 而在低于 60% 时碳排放强度大幅增加, 火电机组存在明显的“低碳强

表 1 不同容量火电机组碳排放强度

Table 1 Carbon emission intensity of thermal power units with different capacities

负荷率/%	300 MW 机组	600 MW 机组	1000 MW 机组
	碳排放强度/ (g/kWh)	碳排放强度/ (g/kWh)	碳排放强度/ (g/kWh)
35	925.1	855.7	808.6
45	888.1	821.3	777.5
55	856.9	794.5	754.5
65	831.3	775.4	739.7
75	811.6	764.1	732.9
85	797.5	760.4	734.5
100	787.3	769.2	752.1

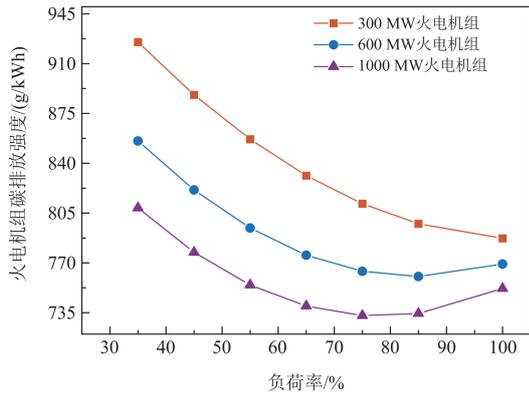


图 1 典型火电机组碳排放强度曲线

Fig. 1 Carbon emission intensity curve of typical thermal power unit

度区”，火电机组在低碳强度区运行具有较好的碳经济性。

为确定火电机组低碳强度运行区间，定义火电机组低碳强度区为

$$\begin{cases} \gamma_{g,i} \in [0,1] \\ f_c(\gamma_{g,i}) - f_c(\gamma_{g,i}^{c,\min}) \leq \pm \varepsilon \cdot f_c(\gamma_{g,i}^{c,\min}) \end{cases} \quad (1)$$

式中： $\gamma_{g,i}$ 为火电机组 i 的负荷率，它是火电机组当前出力与额定功率的比值； $f_c(\gamma_{g,i})$ 为火电机组 i 在任意负荷率下的碳排放强度； $\gamma_{g,i}^{c,\min}$ 为火电机组 i 最低碳排放强度对应的负荷率，可通过实验获取； $f_c(\gamma_{g,i}^{c,\min})$ 为火电机组 i 最低碳排放强度； ε 为决策者认可的低碳强度区相对于最低碳排放强度的离差率。

为准确分析火电机组碳排放强度的变化规律，以 1000 MW 火电机组的碳排放强度区间分异特征曲线为例(如图 2 所示)，可以看出，火电机组碳排放强度随负荷率变化曲线可以分为 3 个区间。低碳强

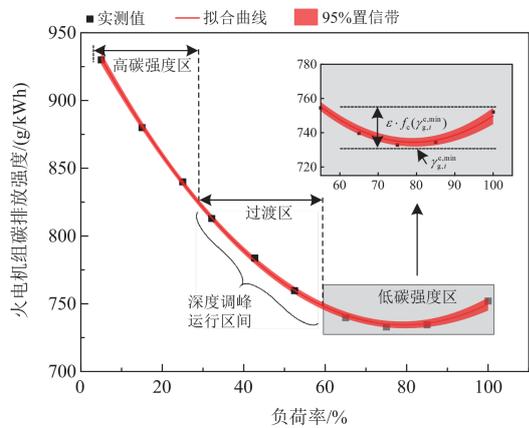


图 2 1000 MW 火电机组碳排放强度区间分异特征

Fig. 2 Carbon emission intensity interval differentiation characteristics of 1000 MW thermal power unit

度区内机组碳排放强度随调峰深度的增加先小幅下降后大幅升高，为非对称性“U 型曲线”，区间内碳排放强度变化较小；高碳强度区内机组碳排放强度随负荷率的下降大幅增加；过渡区碳排放强度变化速度介于两者之间。

区间分异通常用于表示某一属性值在不同区间内存在差异的性质。根据以上分析，可知火电机组碳排放强度与负荷率关系曲线在不同的负荷率区间具有不同的变化规律，表现出明显的区间分异特征。

2 低碳经济优化调度模型

2.1 目标函数

1) 火电机组低碳强度区运行时长最大

火电机组在进行调峰时如果运行于低碳强度区内，火电机组具有较好的经济性与较低的碳排放强度。因此在系统调度优化中将火电机组低碳强度区运行时长最大纳为优化目标，可以有效地降低火电机组的碳排放强度。在火风光储联合发电系统中，净负荷是初始负荷减去并网风光出力后的值，该负荷由火电机组承担，通过控制净负荷曲线可以达到控制火电机组运行工况的目的。最小方差控制方法是控制目标在一定区域内波动的一种有效方法，借鉴最小方差控制的原理，控制系统净负荷在火电机组低碳强度区对应负荷率区间的中位数上下波动最小，以控制火电机组在低碳强度区的运行时长最大，且此种控制方法可以同时减少净负荷的波动，降低因为净负荷波动带来的火电机组调峰运行成本，表达式为

$$\min f_{\text{net}} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \left(P_{\text{net},t}^{\text{load}} - \sum_{i=1}^{N_g} (\gamma_{g,i}^{c,0.5} \cdot P_{g,i}^{\text{max}} \cdot \mu_{g,i,t}) \right)^2 \quad (2)$$

$$P_{\text{net},t}^{\text{load}} = P_{\text{load},t} - \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t}^{\text{pre}} - \sum_{k=1}^{N_{pv}} P_{pv,k,t}^{\text{pre}} - \sum_{h=1}^{N_b} P_{b,h,t} \quad (3)$$

$$P_{b,h,t} = \eta_d \cdot P_{b,h,t}^{\text{dis}} - \eta_c \cdot P_{b,h,t}^{\text{ch}} \quad (4)$$

式中： $\min f_{\text{net}}$ 为火电机组低碳强度区运行时长最大目标函数； $P_{\text{net},t}^{\text{load}}$ 为系统在 t 时段的净负荷功率； $\gamma_{g,i}^{c,0.5}$ 为火电机组 i 低碳强度区所对应的负荷率区间的中位数； $P_{g,i}^{\text{max}}$ 为火电机组 i 的额定最大输出功率； $\mu_{g,i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的启停状态； $P_{\text{load},t}$ 为系统 t 时段的负荷功率； $P_{w,j,t}^{\text{pre}}$ 为风电机组 j 在 t 时段的预测出力； $P_{pv,k,t}^{\text{pre}}$ 为光伏机组 k 在 t 时段的预测出力； $P_{b,h,t}$ 为储能系统 h 在 t 时段的功率； η_c 、 η_d 分别为储能充、放电效率； $P_{b,h,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{b,h,t}^{\text{dis}}$ 分别为储能系统 h 在 t 时段的充、放电功率； N_g 为火电机组台数； N_w 为风电机组台数； N_{pv} 为光伏机组台数； N_b 为储能

系统台数; T 为调度周期。

2) 系统综合运行成本最小

系统综合运行成本包括火电机组调峰运行成本、新能源弃电成本、储能运行成本, 表达式为

$$\min f_{\text{cost}} = C_g^{\text{peak}} + C_{w,pv}^{\text{ban}} + C_b^{\text{op}} \quad (5)$$

式中: $\min f_{\text{cost}}$ 为系统综合运行成本最小目标函数; C_g^{peak} 为火电机组调峰成本; $C_{w,pv}^{\text{ban}}$ 为系统弃风弃光成本; C_b^{op} 为储能系统运行成本。

火电机组调峰运行按照机组的调峰深度可细分为基本调峰阶段、不投油深度调峰阶段、投油深度调峰阶段。因此火电机组调峰运行成本可以细分为式(6)一式(10), 具体为

$$C_g^{\text{peak}} = \begin{cases} C_g^{\text{basic}}, & P_{g,i}^{\min} < P_{g,i,t} \leq P_{g,i}^{\max} \\ C_g^{\text{basic}} + C_g^{\text{loss}}, & P_{g,i}^{\text{m}} < P_{g,i,t} \leq P_{g,i}^{\min} \\ C_g^{\text{basic}} + C_g^{\text{loss}} + C_g^{\text{oil}}, & P_{g,i}^{\text{n}} < P_{g,i,t} \leq P_{g,i}^{\text{m}} \end{cases} \quad (6)$$

$$C_g^{\text{basic}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (\mu_{g,i,t} C_{g,i,t}^{\text{coal}} + \mu_{g,i,t} (\mu_{g,i,t-1}) C_{g,i,t}^{\text{onoff}}) \quad (7)$$

$$C_{g,i,t}^{\text{coal}} = o_g (a_i P_{g,i,t}^2 + b_i P_{g,i,t} + c_i) \quad (8)$$

$$C_g^{\text{loss}} = \kappa_{g,i} \theta_{g,i} / (2N(P_{g,i,t})) \quad (9)$$

$$C_g^{\text{oil}} = P_{\text{oil}} A_{\text{oil}} \quad (10)$$

式中: C_g^{basic} 为火电机组基本调峰成本; C_g^{loss} 为火电机组不投油调峰成本; C_g^{oil} 为火电机组投油调峰成本; $P_{g,i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时段的出力; $P_{g,i}^{\max}$ 、 $P_{g,i}^{\min}$ 分别为火电机组 i 基本调峰最大、最小出力; $P_{g,i}^{\text{m}}$ 为火电机组 i 不投油深度调峰极限稳燃出力; $P_{g,i}^{\text{n}}$ 为火电机组 i 投油深度调峰极限最小出力; $C_{g,i,t}^{\text{coal}}$ 为火电机组 i 在 t 时段的煤耗成本; $C_{g,i,t}^{\text{onoff}}$ 为火电机组 i 在 t 时段的启停成本; o_g 为燃煤价格; a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组 i 的煤耗成本系数; $\kappa_{g,i}$ 为火电机组 i 的损耗系数; $\theta_{g,i}$ 为火电机组 i 的购置成本; $N(P_{g,i,t})$ 为火电机组 i 的转子致裂循环周次, 可由转子的低周疲劳曲线确定; P_{oil} 为燃油单价; A_{oil} 为投油深度调峰阶段机组投油量。

根据风电、光伏的预测出力和实际出力, 系统弃风弃光成本可表示为

$$C_{w,pv}^{\text{ban}} = \lambda_w^{\text{ban}} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_w} (P_{w,j,t}^{\text{pre}} - P_{w,j,t}^{\text{act}}) + \lambda_{pv}^{\text{ban}} \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{pv}} (P_{pv,k,t}^{\text{pre}} - P_{pv,k,t}^{\text{act}}) \quad (11)$$

式中: λ_w^{ban} 为单位功率弃风成本; $P_{w,j,t}^{\text{act}}$ 为风电机组 j 在 t 时段的实际功率; $\lambda_{pv}^{\text{ban}}$ 为单位功率弃光成本; $P_{pv,k,t}^{\text{act}}$ 为光伏机组 k 在 t 时段的实际功率。

储能运行成本可表示为

$$C_b^{\text{op}} = \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^{N_b} (P_{b,h,t}^{\text{ch}} - P_{b,h,t}^{\text{dis}}) \cdot \lambda_b^{\text{op}} \quad (12)$$

式中: λ_b^{op} 为储能系统单位功率运行成本系数。

3) 系统碳排放量最小

火风光储联合发电系统中, 一般认为风、光、储不产生碳排放, 系统的碳排放主要来自火电机组。火电机组的碳排放量一般可以描述为火电机组出力的二次函数, 表达式为

$$\min f_{\text{carbon}} = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T (A_i P_{g,i,t}^2 + B_i P_{g,i,t} + C_i) \quad (13)$$

式中: $\min f_{\text{carbon}}$ 为系统碳排放量最小目标函数; A_i 、 B_i 、 C_i 为火电机组 i 的碳排放系数。

2.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{g,i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} P_{w,j,t}^{\text{act}} + \sum_{k=1}^{N_{pv}} P_{pv,k,t}^{\text{act}} - P_{b,h,t} = P_{\text{load},t} \quad (14)$$

2) 火电机组出力约束

$$P_{g,i}^{\text{n}} < P_{g,i,t} \leq P_{g,i}^{\text{max}} \quad (15)$$

3) 火电机组爬坡约束

$$\begin{cases} \mu_{g,i,t} P_{g,i,t} - \mu_{g,i,t-1} P_{g,i,t-1} \leq R_{g,i}^{\text{up}} \\ \mu_{g,i,t-1} P_{g,i,t-1} - \mu_{g,i,t} P_{g,i,t} \leq R_{g,i}^{\text{dn}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $R_{g,i}^{\text{up}}$ 、 $R_{g,i}^{\text{dn}}$ 分别为火电机组 i 的最大上爬坡率和最大下爬坡率。

4) 风电、光伏机组出力约束

$$0 < P_{w,j,t}^{\text{act}} \leq P_{w,j,t}^{\text{pre}} \quad (17)$$

$$0 < P_{pv,k,t}^{\text{act}} \leq P_{pv,k,t}^{\text{pre}} \quad (18)$$

5) 储能系统充放电约束

$$0 \leq P_{b,h,t}^{\text{ch}} \leq P_{b,h,t}^{\text{ch,max}} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{b,h,t}^{\text{dis}} \leq P_{b,h,t}^{\text{dis,max}} \quad (20)$$

$$P_{b,h,t}^{\text{ch}} \cdot P_{b,h,t}^{\text{dis}} = 0 \quad (21)$$

式中: $P_{b,h,t}^{\text{ch,max}}$ 、 $P_{b,h,t}^{\text{dis,max}}$ 分别为储能系统 h 在 t 时段的最大充、放电功率。

6) 储能系统能量约束

$$\begin{cases} S_{b,h,t} = S_{b,h,(t-1)} + \frac{P_{b,h,t}^{\text{ch}} \eta_c \Delta t}{E_{b,h}} - \frac{P_{b,h,t}^{\text{dis}} \Delta t}{\eta_d E_{b,h}} \\ S_{b,h}^{\min} \leq S_{b,h,t} \leq S_{b,h}^{\max} \end{cases} \quad (22)$$

表 2 火电机组相关参数

Table 2 Related parameters of thermal power unit

火电机组 编号	出力 上限/MW	基本调峰出 力下限/MW	爬坡率/ (MW/h)	启停成本/ 美元	$\varepsilon/\%$	$a_i/[\text{美元}/$ $(\text{MW})^2]$	$b_i/(\text{美元}/$ $\text{MW})$	$c_i/\text{美元}$	$A_i/[\text{t}/(\text{MW})^2]$	$B_i/(\text{t}/\text{MW})$	C_i/t
1	460	230	80	32 490	5	0.0211	21.05	1313.6	4.71×10^{-5}	0.773	29.27
2	300	150	80	32 490	5	0.07	23.9	471	1.3×10^{-4}	0.764	24.13
3	243	121	60	32 490	5	0.079	21.62	480.29	1.3×10^{-4}	0.764	24.13
4	120	60	45	3971	5	0.048	23.23	639.4	2.77×10^{-4}	0.656	39.06
5	130	65	45	3971	5	0.063	16.51	502.7	2.77×10^{-4}	0.656	39.06

240 MWh, 最大充放电功率为 60 MW, 充放电效率为 90%, 荷电比例上限为 0.9、下限为 0.2, 储能运行成本系数为 83.2 元/MWh^[17]; 碳交易价格根据南方某省份最新交易价格设置为 90.66 元/t。典型日负荷及风光预测出力如图 5 所示。

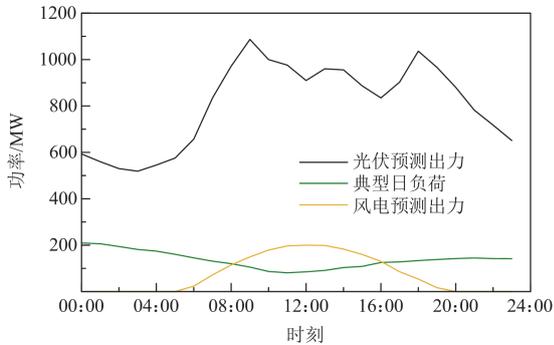


图 5 典型日负荷及风光预测出力

Fig. 5 Typical daily load, wind and photovoltaic power forecasting

3.2 不同调度模型优化结果对比分析

为验证所提模型的有效性及其适应性, 在典型日场景下, 分别针对以下 3 种调度模型进行对比分析。

模型 1(本文模型): 考虑火电机组碳排放强度区间分异的火风光储系统低碳经济调度模型, 储能参与系统辅助调峰, 以火电机组低碳强度区运行时长最大、系统总成本最小、系统碳排放量最小为优化目标。

模型 2: 储能参与系统辅助调峰, 以净负荷波动最小、系统总成本最小、系统碳排放量最小为优化目标。

模型 3: 储能不参与系统辅助调峰, 仅平抑风光出力波动, 以风光出力波动最小、系统总成本最小、系统碳排放量最小为优化目标。

从表 3 可知, 在典型日场景下, 3 种模型均能保证风光全额消纳。模型 1 的系统综合成本为 3 种模型中最小, 模型 2 相较于模型 1 增加了 22 039 元, 增加了 0.48%。其中火电调峰运行成本增加了 3480

元, 增加了 0.08%; 储能运行成本增加了 18 559 元, 增加了 55.4%。这主要是因为模型 2 为保证净负荷波动最小而更多地调用储能系统, 从而大幅增加了储能系统运行成本。模型 3 相较于模型 1 系统综合成本增加了 10 181 元, 增加了 0.22%。其中火电调峰运行成本增加了 8262 元, 增加了 0.18%; 储能运行成本增加了 1919 元, 增加了 5.73%。这主要是因为模型 1 中储能参与了辅助调峰, 减少了火电机组调峰运行成本, 且模型 1 相较于模型 3 减小了净负荷波动, 避免了火电机组频繁启停, 减少了启停成本。

从表 4 可知, 模型 2 和模型 3 的碳排放量相较于模型 1 分别增加了 9.03 t、21.86 t, 分别增加了 0.07%、0.18%; 碳排放强度分别比模型 1 增加了 5.87%、6.14%。模型 1 有效地降低了系统的总碳排放量和火电机组碳排放强度。模型 3 的系统综合成本、系统碳排放量、火电机组碳排放强度为 3 个模型中最大, 证明在火风光储联合系统中, 储能参与系统联合调度、辅助火电机组调峰能够有效缓解火电调峰压力, 提高火电机组经济性和碳经济性, 且储能利用率得到提高。

表 3 不同调度模型经济性对比分析

Table 3 Comparative analysis of economic efficiency of different dispatch models

模型	万元			
	系统综合成本	火电运行成本	储能运行成本	新能源弃电成本
1	457.51	454.16	3.35	0
2	459.71	454.51	5.21	0
3	458.52	454.98	3.54	0

表 4 不同调度模型碳经济性对比分析

Table 4 Comparative analysis of carbon-economic efficiency of different dispatch models

模型	碳排放量/t	火电碳排放强度/(kg/MWh)
1	12 046.43	812.43
2	12 055.46	860.09
3	12 068.29	862.35

从以上对系统调度运行的经济性和碳经济性分析，可以看出本文模型能够在保证降低系统运行成本和碳排放量的基础上，合理增加火电机组运行于低碳强度区的时间，有效提高火电机组的碳经济性。

3.3 新能源渗透率敏感性分析

随着电力系统“双碳”进程的不断推进，我国电力系统内新能源渗透率将不断加深^[26]。为探究新能源装机渗透率对系统经济性和碳经济性的影响，设置了不同的新能源装机渗透率，对新能源装机渗透率进行敏感性分析，表 5、表 6 为系统调度经济性和碳经济性对比分析结果。

表 5 不同新能源装机渗透率下系统调度经济性对比分析

Table 5 Comparative analysis of economic efficiency of different installation penetration rate

渗透率/%	系统综合成本/万元	火电运行成本/万元	储能运行成本/万元	新能源弃电成本/万元
30	457.51	454.16	3.35	0
40	356.61	355.65	3.15	0
50	251.51	250.85	2.17	0
60	160.63	136.23	1.39	24.06

表 6 不同新能源装机渗透率下系统碳经济性对比分析

Table 6 Comparative analysis of carbon-economic efficiency of different installation penetration rate

渗透率/%	碳排放量/t	火电碳排放强度/(kg/MWh)
30	12 046.43	812.43
40	9513.15	816.44
50	6595.14	860.81
60	3464.15	910.71

从表 5、表 6 可知，随着新能源装机渗透率的不断加深，系统综合成本不断减少，火电运行成本和系统碳排放量大幅减少。这是因为新能源大量并网代替了火电进行发电，火电出力减少、个别火电机组退役，火电机组煤耗大幅减少；火电机组碳排放强度随着新能源渗透率的增加而大幅增加，这是

因为火电机组为消纳不断增加的新能源而处于深度调峰阶段，机组负荷率不断降低，因此应合理安排火电机组退役，并合理调配经济性和碳经济性较好的机组优先发电。

3.4 各天气场景下系统优化调度结果分析

新能源场站大多位于室外场景，气象条件变化通常会导致风速、太阳辐射强度、温度的大幅变动，影响风电、光伏出力，进而影响系统调峰运行调度和系统碳排放。为证明所建模型在特殊气象条件下的适应性，根据特殊气象条件对新能源发电的影响，在文献[27-28]的基础上对几种特殊气象场景的风光出力进行假设构造，并根据建立的调度模型对各气象场景下火风光储系统各机组运行情况及电力电量平衡进行了分析，场景构造情况如下。

场景 1：沙尘暴天气场景。沙尘暴天气持续 6 h，受沙尘天气影响，风电出力增加，光伏出力小幅减小。

场景 2：雾霾天气场景。雾霾天气按一天计算，受雾霾天气影响，风电出力减小，光伏出力减小。

场景 3：日环食天气场景。日环食天气持续 3 h，受日环食天气影响，光伏出力减小。

各场景风电、光伏预测出力曲线如图 6 所示，系统优化调度结果如图 7 所示。

通过对图 7 分析可知，场景 1 沙尘暴持续期间，风力增大导致风电出力增加，光伏出力持续降低，系统净负荷峰谷差增加，为保证新能源消纳率，火电机组调峰深度加深。储能在 02:00—06:00、12:00、21:00—23:00 时段进行充电，新能源大发、负荷低谷时段辅助火电消纳新能源电量；在 09:00、18:00—19:00 时段放电，负荷高峰时段放电减小火电正调峰压力，储能利用增多。此时为降低系统成本和碳排放应适当释放部分备用灵活性资源，缓解火电机组调峰压力，防止弃风弃光。场景 2 雾霾天气持续期间，风电、光伏出力受风力、太阳辐射减小的制约而大幅降低，系统负荷大部分由火电机组承担，火电机组出力增多，碳排放量增加。储能可在

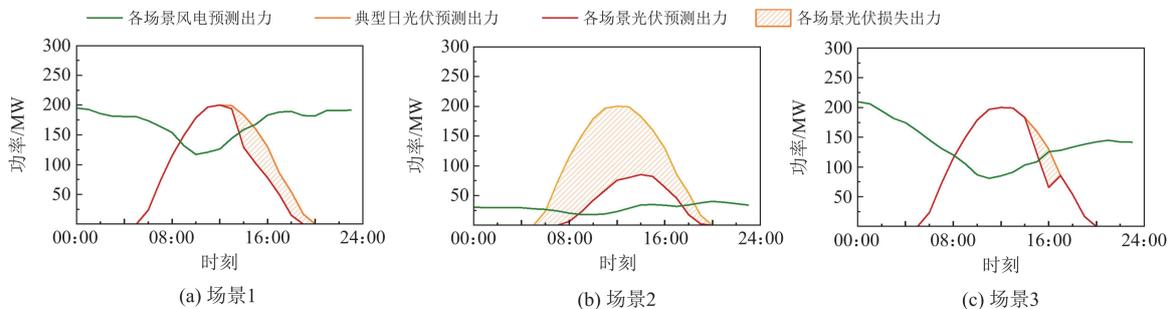


图 6 各运行场景下负荷及风光预测出力

Fig. 6 Load, wind and photovoltaic power forecasting under various operating scenarios

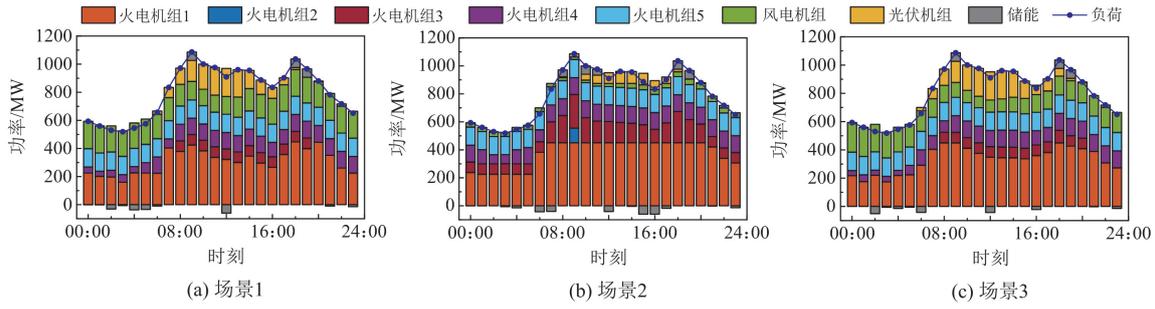


图 7 各运行场景下各机组及储能出力

Fig. 7 Output of each unit and energy storage under various operating scenarios

03:00—07:00、12:00、15:00—17:00 等负荷低谷时段充电, 在 08:00—11:00、18:00—19:00 等负荷高峰时段放电。系统调用了更多的灵活性调峰资源, 火电机组出力与储能出力增多, 个别机组达到最大出力。此时应注意预留系统备用以应对系统故障等突发事件, 防止失负荷。场景 3 日环食天气持续期间, 风电出力影响较小, 光伏出力骤减, 净负荷峰谷差增加。储能在 02:00—06:00、12:00、16:00、23:00 时段进行充电, 新能源大发、负荷低谷时段辅助火电消纳新能源电量; 在 09:00、18:00—19:00 时段放电, 负荷高峰时段放电减小火电正调峰压力, 储能利用增多。日环食发生在 14:00—17:00 时段, 正处于负荷较高时段, 同样为防止失负荷, 应注意预留系统备用。

通过以上分析可知, 所建模型能够较好地适应不同特殊气象条件变化, 保证系统调峰及电力电量平衡, 储能能够较好地辅助火电机组调峰, 保证新能源消纳。

4 结论

针对现有电力系统调度优化着重约束碳排放总量, 轻视约束碳排放强度, 导致火电运行碳排放强度较大、经济性较差的问题, 提出了一种考虑火电碳排放强度区间分异的异质能源电力系统低碳经济调度方法。主要结论如下:

1) 通过对火电机组碳排放强度与负荷率关系曲线进行分析, 可知火电机组碳排放强度与负荷率关系曲线在不同的负荷率区间具有不同的变化规律, 表现出明显的区间分异特征, 并用低碳强度区、高碳强度区及过渡区划分火电机组运行区间。

2) 所建模型通过将火电机组低碳强度区运行时长最大考虑进目标函数, 可以在降低系统净负荷波动的基础上, 提高系统经济性、降低碳排放, 同时显著降低火电机组的碳排放强度。经过验证, 所提模型具备有效性和优越性。

3) 通过对系统在不同新能源装机渗透率与特殊气象场景下的调度结果进行分析, 所提模型能够适应不同新能源渗透率场景, 随着系统新能源装机渗透率的升高, 系统运行成本、碳排放量有效减少; 模型能够适应不同气象条件场景, 保证系统调峰及电力电量平衡, 减少火电机组调峰碳排放。

附录 A

本文所构建的优化模型中, 采用火电机组出力的二次函数对机组的运行成本和碳排放量进行计算, 使得优化模型中含有非线性部分, 当模型中的火电机组个数及调度周期增加时, 模型的求解难度和求解时间将大幅增加, 为降低模型求解难度, 加快求解速度, 本文参考文献[29]的分段线性化方法, 将二次函数分成 M 段, 以分段线性函数形式逼近, 从而将非线性规划转化为混合整数线性规划。计算方法如式(A1)和式(A2)所示, 分段方法示意如图 A1 所示。

$$F = F(p_{g,i}^{\min}) + \sum_{s=1}^M a_s P_{g,i}^s \quad (\text{A1})$$

$$a_s = \frac{F(P_{g,i}^{s+1}) - F(P_{g,i}^s)}{P_{g,i}^{s+1} - P_{g,i}^s}, s \in [1, M] \quad (\text{A2})$$

式中: F 为非线性函数; a_s 为非线性函数第 s 个分段的斜率; $P_{g,i}^s$ 为火电机组 i 出力的第 s 个分段点; M 为分段个数。

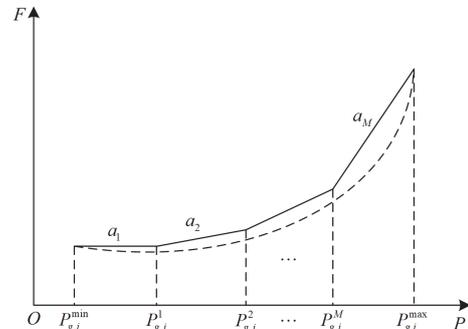


图 A1 非线性函数分段线性化

Fig. A1 Piecewise linearization of nonlinear functions

参考文献

- [1] 朱永胜, 张世博, 徐其迎, 等. 计及 LCA 碳排放的源荷双侧合作博弈调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 48-58.
ZHU Yongsheng, ZHANG Shibo, XU Qiying, et al. Source load bilateral cooperative game scheduling considering LCA carbon emissions[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 48-58.
- [2] DING N, GUO P, XI Y, et al. Low-carbon development in power systems based on carbon emission analysis models: a comprehensive review[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2024, 65.
- [3] LIAN W, SUN X, WANG Y, et al. Identification of clean energy development routes under carbon emission constraints: a path towards structural adjustment of the power system[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 434.
- [4] 张少强, 孙晨阳, 余落杭, 等. 燃煤发电机组灵活性改造的研究进展综述[J]. 南方能源建设, 2023, 10(2): 48-54.
ZHANG Shaoqiang, SUN Chenyang, YU Luohang, et al. Research progress on flexibility modification of coal-fired generating units[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(2): 48-54.
- [5] 王志敏, 黄骞, 柳冠青, 等. 适应新型电力系统的调峰火电机组空气预热器安全评估策略[J]. 南方能源建设, 2024, 11(6): 33-40.
WANG Zhimin, HUANG Qian, LIU Guanqing, et al. Flexibility-oriented safety assessment strategy for air preheater in thermal power units adapting to the advanced power system[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(6): 33-40.
- [6] 彭煜民, 刘德旭, 王雪林, 等. 计及水库运行约束的极端气象场景下抽蓄电站优化调度研究[J]. 水利学报, 2023, 54(11): 1298-1308.
PENG Yumin, LIU Dexu, WANG Xuelin, et al. Optimization scheduling of pumped-storage power stations under extreme weather scenarios considering reservoir operation constraints[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2023, 54(11): 1298-1308.
- [7] 袁荣胜, 俞聪, 刘明, 等. 燃煤机组调峰运行的碳经济性分析[J]. 动力工程学报, 2022, 42(11): 1033-1041.
YUAN Rongsheng, YU Cong, LIU Ming, et al. Carbon economic analysis of peak shaving operation of coal-fired unit[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2022, 42(11): 1033-1041.
- [8] ANAND H, VERMA A, NARANG N, et al. A novel scheduling approach of stochastic cogeneration model in power system environment using improved civilized swarm search algorithm to reduce cost and carbon emission[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 434.
- [9] ZHANG G, WANG W, CHEN Z, et al. Modeling and optimal dispatch of a carbon-cycle integrated energy system for low-carbon and economic operation[J]. Energy, 2022, 240.
- [10] 邵文才, 延星, 李鹏, 等. 考虑风力发电的煤电厂低碳经济优化调度[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(4): 428-436.
SHAO Wencai, YAN Xing, LI Peng, et al. Low carbon economy optimal scheduling of coal power plant considering wind power generation[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(4): 428-436.
- [11] GUO X, LIAO Y, LI G, et al. Low-carbon economic dispatch of photovoltaic-carbon capture power plant considering deep peak regulation[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 420.
- [12] CHANDRASHEKHAR M, DHAL P K. Multi-objective economic and emission dispatch problems using hybrid honey bee simulated annealing[J]. Measurement: Sensors, 2024, 32.
- [13] 贺文, 陈珍萍, 胡伏原, 等. 基于一致性的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(19): 42-53.
HE Wen, CHEN Zhenping, HU Fuyuan, et al. Consensus-based low-carbon economic dispatching of integrated energy systems[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 42-53.
- [14] 肖钧文, 黄辉先, 刘晓舟. 大规模风光储并网碳经济性评估[J]. 太阳能学报, 2020, 41(6): 171-177.
XIAO Junwen, HUANG Huixian, LIU Xiaozhou. Carbon economy evaluation of large-scale wind-solar-storage power[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(6): 171-177.
- [15] 朱晔, 兰贞波, 隗震, 等. 考虑碳排放成本的风光储多能互补系统优化运行研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10): 127-133.
ZHU Ye, LAN Zhenbo, WEI Zhen, et al. Research on optimal operation of wind-PV-ES complementary system considering carbon emission cost[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(10): 127-133.
- [16] 杨易达, 高红均, 刘挺坚, 等. 考虑 CCER 收益共享激励火电机组深度调峰的电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 121-128.
YANG Yida, GAO Hongjun, LIU Tingjian, et al. Low carbon dispatch of power system considering CCER revenue sharing incentive for deep peak-shaving of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 121-128.
- [17] 叶泽, 李湘旗, 姜飞, 等. 考虑最优弃能率的风光火储联合系统分层优化经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2270-2280.
YE Ze, LI Xiangqi, JIANG Fei, et al. Hierarchical

- optimization economic dispatching of combined wind-PV-thermal-energy storage system considering the optimal energy abandonment rate[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(6): 2270-2280.
- [18] SONG H, LIU C, AMANI A M, et al. Smart optimization in battery energy storage systems: an overview[J]. *Energy and AI*, 2024, 17.
- [19] ZHANG M, LI W, YU S S, et al. Day-ahead dispatch with carbon trading for multi-regulation participation and emission reduction considering multi-type energy storage[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2024, 158.
- [20] 滕孟杰, 陈晨, 赵宇鸿, 等. 不确定风电接入下计及煤电机组深调和储能的电力系统分布鲁棒优化日前调度方法[J]. *电网技术*, 2024, 48(8): 3122-3132.
- TENG Mengjie, CHEN Chen, ZHAO Yuhong, et al. Distribution robust optimal day-ahead dispatch method for power systems with uncertain wind power access considering deep peak regulation of coal-fired units and energy storage[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(8): 3122-3132.
- [21] 米阳, 何进, 卢长坤, 等. 计及新能源并网的火储联合调峰运行优化研究[J/OL]. *中国电机工程学报*: 1-13[2024-10-06]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20240328.1553.006>.
- MI Yang, HE Jin, LU Changkun, et al. Research on optimized operation of combined heat and power with energy storage for peak shaving considering renewable energy integration[J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1-13[2024-10-06]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20240328.1553.006>.
- [22] 何耿生, 陈晖, 张世旭, 等. 储能提升高比例新能源基地低碳-经济-可靠性能的效益分析[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(4): 120-129.
- HE Gengsheng, CHEN Hui, ZHANG Shixu, et al. Benefit analysis of energy storage to improve low carbon, economy and reliability performance of high proportion renewable energy base[J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(4): 120-129.
- [23] 李铁, 李正文, 杨俊友, 等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3622-3630.
- LI Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3622-3630.
- [24] 吕齐, 李明轩, 魏韡, 等. 基于参数规划的含储能和风电电力系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(7): 12-18, 43.
- LÜ Qi, LI Mingxuan, WEI Wei, et al. Low carbon economic dispatch of power system with energy storage and wind power based on parametric programming[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(7): 12-18, 43.
- [25] 张沈习, 王浩宇, 李然, 等. 考虑智能软开关接入的主动配电网扩展规划方法[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(1): 48-61.
- ZHANG Shenxi, WANG Haoyu, LI Ran, et al. Active distribution network expansion planning method considering the integration of soft open point[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(1): 48-61.
- [26] 李璐, 张泽端, 毕贵红, 等. “双碳”目标下基于系统动力学的发电行业碳减排政策研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(12): 69-81.
- LI Lu, ZHANG Zeduan, BI Guihong, et al. Carbon emission reduction policy in the power generation sector based on system dynamics with “dual carbon” targets[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(12): 69-81.
- [27] 王金岩, 丁坤, 孙亚璐, 等. 强沙尘暴下新能源基地的弹性评估及其提升方法[J/OL]. *电网技术*: 1-12[2024-10-06]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0182>.
- WANG Jinyan, DING Kun, SUN Yalu, et al. Research on resilience assessment and improvement methods of new energy bases under strong sandstorm[J/OL]. *Power System Technology*: 1-12[2024-10-06]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0182>.
- [28] 叶林, 赵金龙, 路朋, 等. 考虑气象特征与波动过程关联的短期风电功率组合预测[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(4): 54-62.
- YE Lin, ZHAO Jinlong, LU Peng, et al. Combined prediction of short-term wind power considering correlation of meteorological features and fluctuation process[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(4): 54-62.
- [29] 孙蓉, 张诚之, 陈兵, 等. 规模化新能源接入下受端电网调峰方式综合评估研究[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(6): 149-155.
- SUN Rong, ZHANG Chengzhi, CHEN Bing, et al. Comprehensive evaluation of receiving end grid peak shaving modes under background of large-scale new energy[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(6): 149-155.

收稿日期: 2024-06-26; 修回日期: 2024-10-09

作者简介:

谢平平(1988—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全、经济、低碳调度;

吕思宇(1992—), 男, 通信作者, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统低碳调度、电力市场。E-mail: lvsiyu@tsinghua-eiri.org

(编辑 魏小丽)