

计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略

崔 杨¹, 邓贵波¹, 王 铮², 王茂春³, 赵钰婷¹

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室, 吉林 吉林 132012;

2. 国网甘肃省电力公司 调度控制中心, 甘肃 兰州 730030;

3. 国网青海省电力公司 调度控制中心, 青海 西宁 810008)

摘要:为保证系统在低碳环保的前提下兼顾风电消纳与经济运行,提出一种考虑碳交易机制的光热电站与风电系统低碳经济调度策略。从低碳技术与低碳政策2个角度出发,将低碳手段与市场机制相结合,搭建考虑碳交易的光热电站与风电系统运行框架,并分析其运行机理;以火电出力承担基荷,建立以综合成本最低为目标的低碳经济调度模型,统筹系统低碳性与经济性;采用西北电网实测数据并在改进的IEEE 30节点系统中进行仿真验证,仿真结果验证了所提策略可有效降低碳排放量,提高风电消纳率并降低系统的综合成本。

关键词:低碳;风电消纳;旋转备用;碳交易机制;光热发电

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202107011

0 引言

近年来,由碳排放导致的环境污染问题日益严重,推动低碳发展已经成为全球共识。面对严峻的生态保护形势以及日益提高的绿色用能需求,我国已提出2030年碳排放达峰、碳排放强度下降60%~65%的战略目标^[1]。电力系统低碳化的实现途径可以概括为两方面:技术方面,如广泛采用风电、光热发电CSP(Concentrated Solar Power)等新能源技术等;政策方面,如引入碳交易、健全市场机制等。通过两方面协调配合能够实现系统的低碳经济运行。

对于低碳技术而言,风电具有边际成本低、无碳排放等优点,但风电出力的波动性与随机性不仅会导致弃风现象频发^[2],还会提高火电机组承担的备用容量,使排碳量居高不下,由此需要出力灵活的电源来配合风电发展低碳电力。配备储热系统和电热转换环节的CSP电站可以充分利用太阳能出力稳定可控且具有优良的调节性能的优势,能够克服传统CSP电站受光照条件制约而导致调度灵活性不足的缺陷^[3]。文献[4]分析了不同市场政策下CSP电站减少全球碳排放的巨大潜力。其与火电机组联合并网时,可以有效降低火电机组出力,进而减少碳排放量^[5];与风电、火电联合运行时,可以平抑风电出力的波动性^[6],并可将由系统调节能力不足产生的弃风转化为热量存储于CSP电站的储热系统中,能够实现电力系统低碳排放并促进风电并网消纳^[7]。同时,考虑到风电并网后加重了火电提供旋转备用的负担,为降低系统的备用成本并进一步降低碳排放量,

国内外已有研究利用CSP电站分担系统的旋转备用。文献[8]考虑CSP电站提供旋转备用,降低了火电机组所需承担的备用容量的同时促进了风电消纳。文献[9]提出了利用电热转换环节和CSP电站共同提供旋转备用的调度策略,并分析验证了调度策略的有效性,从而有效降低系统排碳量。上述研究分析了CSP电站降低碳排放量的作用,但仍存在一定的局限性:第一,若CSP配比足够理想,可能实现可再生能源全额消纳,此时火电机组的总出力固定不变,而不同火电机组碳排放强度与发电成本不同,可能存在某一机组低成本高碳排或高成本低碳排的情况;第二,考虑到目前CSP电站仍受限于装机容量较小与建设成本较高等,在上述研究中仍由碳的主要排放源(火电机组)为电力系统提供基荷。因此需要研究火电机组间出力的“再分配”,挖掘低碳潜力,引入低碳政策与低碳技术协调配合。

对于低碳政策而言,作为市场减排机制的碳交易机制已成为兼顾系统低碳性和经济性的重要举措^[10]。文献[11]将碳交易机制引入火电系统中,构建了以能耗成本与碳排放成本最小为目标的调度模型。文献[12]将发电侧、需求侧与碳交易机制相结合,从经济性与低碳性两方面分析运行成本,降低了系统的运行成本与碳排放量。上述文献分析了CSP等低碳技术与碳交易机制在抑制碳排放量和促进新能源消纳方面的作用,有一定的理论与实践价值,但仍存在可进一步研究和探讨的问题:第一,从CSP电站内部而言,对于电热转换环节和储热装置的联合运行如何影响碳排放量、弃风量与运行成本的分析尚有不足;第二,从电源内部挖掘低碳潜力,由电热转换环节、CSP电站分担火电机组的旋转备用从而降低碳排放量的效果如何以及对于系统整体成本的影响如何有待进一步研究;第三,鲜有研究考虑风电、火电与

收稿日期:2020-09-07;修回日期:2021-05-20

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777027)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777027)

CSP联合运行时辅以合理的低碳政策从而进一步降低系统的碳排放量,提升风电、CSP的消纳水平。

本文在上述研究的基础上,在保证系统低碳环保的前提下兼顾系统的风电消纳与运行经济性,提出了一种考虑碳交易的CSP电站与风电系统低碳经济调度策略。在低碳技术方面,通过风电、火电与CSP联合运行,并由CSP电站分担火电机组承担的备用容量,这能够降低碳排放并促进风电消纳;在低碳政策方面,利用碳交易机制挖掘火电机组减排的潜力,实现降低碳排放的目标。二者协调配合,建立以综合成本最低为目标的CSP电站与风电系统低碳经济调度模型,综合考虑其经济性与低碳性。

1 计及碳交易的CSP电站与风电系统减碳机理分析

1.1 碳交易模型

碳交易机制是《京都议定书》提出的限制碳排放的市场化减排机制,是提高系统经济性与低碳性的有效举措之一^[13]。

火电机组的碳排放配额如式(1)所示。

$$D_{h,i,t} = \delta_{h,i} P_{Gi,t} \quad (1)$$

式中: $\delta_{h,i}$ 为第*i*台火电机组的配额系数; $D_{h,i,t}$ 和 $P_{Gi,t}$ 分别为*t*时段第*i*台火电机组的碳排放量配额和输出功率。

火电机组的碳排放量如式(2)所示。

$$D_{i,t} = \delta_i P_{Gi,t} \quad (2)$$

式中: $D_{i,t}$ 为*t*时段第*i*台火电机组的实际碳排放量; δ_i 为第*i*台火电机组的碳排放系数。

系统的碳交易成本 C_p 如式(3)所示。

$$C_p = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \sigma (D_{i,t} - D_{h,i,t}) \quad (3)$$

式中: T 为调度周期的时段数; N_G 为火电机组的数量; σ 为单位碳排放权交易价格。

1.2 计及碳交易的CSP电站与风电系统减碳机理分析

本文从低碳技术和低碳政策2个角度出发,将CSP电站和风电联合系统与碳交易市场相结合,有利于实现低碳环保、促进风电消纳且经济运行的目标,其具体运行框架如图1所示。

1.2.1 运用低碳技术减碳机理分析

首先,从低碳技术角度分析减碳机理。CSP电站主要由光场、储热系统、电热转换环节以及功率转换模块组成,其具体运行原理如图1所示。光场集中太阳辐射吸收太阳能转换为热能来加热导热工质HTF(Heat-Transfer Fluid)。HTF可以与储热系统进行热量的双向传递,同时HTF的热能还可以加热水蒸气并推动功率转换模块的汽轮机组产生电能^[14]。同时,电热转换环节可以将弃风电量转换为

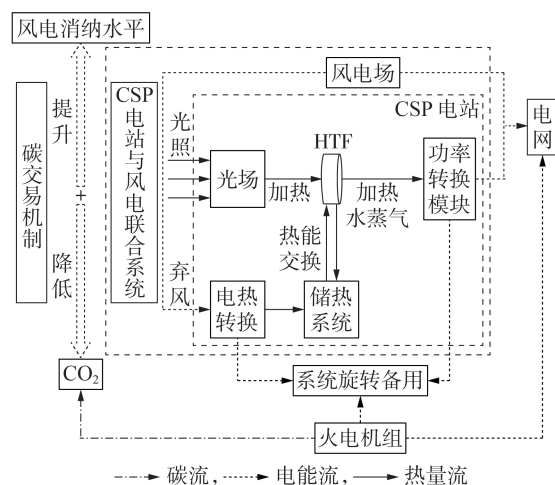


图1 计及碳交易机制的CSP电站与风电系统框架

Fig.1 Framework of CSP plant and wind power system considering carbon trading mechanism

热量的形式存储于CSP电站的储热系统中,这能有效提升风电消纳水平并且为CSP电站提供更多的热源,当负荷需求量大于系统发电量时,储热系统可输出的热量增多,转化的电能也随之增多,提升了CSP电站的调节能力。由上述分析可知,电热转换环节与储热系统联合运行使得CSP电站调度灵活性增强,能为火电机组分担调峰压力,从而实现减碳。

此外,为应对风电及负荷的不确定性,系统需要预留一定的旋转备用容量,这一部分备用容量大多由火电机组单独提供。为了进一步减碳,图1所示的系统通过CSP电站和电热转换环节可利用的电能为电力系统提供旋转备用,等效减少火电机组所需承担的旋转备用,在保证电网安全稳定运行的前提下降低火电机组出力,从而促进系统减碳。此外,由于火电机组提供旋转备用所需成本远高于CSP电站与电热转换环节^[15],本文提出的备用容量提供方案能够减少系统的备用成本,保证运行的经济性。

综上,含储热系统和电热转换环节的CSP电站与风电系统能有效促进风电消纳并降低碳排放量。

1.2.2 运用低碳政策减碳机理分析

然后,从低碳政策角度分析减碳机理。碳交易机制利用市场调节手段促使高碳机组主动减排,等效提升风电与CSP等新能源的上网空间,有利于低碳电力的发展。有无碳交易机制的火电机组成本如图2所示。可见若不存在碳交易机制,则火电单位成本低的机组1和机组2优先出力,优先出力的机组2碳排放量远高于机组1,但由于没有碳交易机制,导致机组2的碳排放量居高不下,不利于系统的低碳运行。若存在碳交易机制,则高碳机组需要承担较高的碳交易成本,低碳机组只需要承担较低的碳交易成本,这使得高碳机组2总单位成本反而高于机组3,此时由低碳性能好的机组1和机组3优先出力,促

使系统减碳。

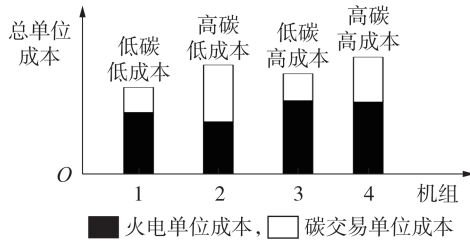


图2 火电厂成本分析图

Fig.2 Cost analysis diagram of thermal power plant

考虑到电源侧已具备较为良好的低碳性能,但由火电出力提供基荷的电源侧仍具备减碳的潜力,将碳交易机制引入CSP电站与风电系统中,从火电机组内部进一步挖掘系统的低碳性,提高了运行的低碳性与经济性。综上,碳交易机制和CSP电站与风电系统进行联合分析有利于发挥各自的优势,在促进减碳的同时促进风电消纳。

2 计及碳交易的CSP电站与风电系统低碳经济调度模型

为兼顾系统发电过程中的低碳性与经济性,本文以系统综合成本最优为目标函数,考虑各机组及元件约束,构建低碳经济调度模型。

2.1 目标函数

本文目标函数如式(4)所示。

$$F = \min (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_p) \quad (4)$$

式中: F 为低碳经济模型的综合成本; C_1 — C_3 分别为火电机组、CSP电站和风电的运行成本; C_4 为电热转换成本; C_5 为弃风惩罚成本。

1)火电机组运行成本。

$$C_1 = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{N_G} [U_{i,t} (a_i P_{Gi,t}^2 + b_i P_{Gi,t} + c_i) + U_{i,t} (1 - U_{i,t-1}) C_i] \quad (5)$$

式中: $U_{i,t}$ 为 t 时段第 i 台火电机组的状态变量,取值为1时表示火电机组处于运行状态,取值为0时表示处于停机状态; a_i 、 b_i 、 c_i 为第 i 台火电机组的煤耗成本系数; C_i 为第 i 台火电机组的启停成本。

2)CSP电站运行成本。

$$C_2 = \sum_{t=1}^T [U_{e,t} K_s P_{CSP,t} + U_{e,t} (1 - U_{e,t-1}) C_e] \quad (6)$$

式中: K_s 为CSP电站的运维成本系数; $P_{CSP,t}$ 为 t 时段CSP电站的调度出力; $U_{e,t}$ 为 t 时段CSP电站的开停机状态变量,取值为1时表示CSP电站处于运行状态,取值为0时表示处于停机状态; C_e 为CSP电站的启停成本。

3)风电运行成本 C_3 。

$$C_3 = \sum_{t=1}^T K_w P_{w,t} \quad (7)$$

式中: K_w 为风电的运行成本系数; $P_{w,t}$ 为 t 时段风电的输出功率。

4)电热转换成本。

电热转换成本为部分弃风电量转换为热能时,电热转换设备所需要的运行成本。

$$C_4 = \sum_{t=1}^T K_r P_t^{EH} \quad (8)$$

式中: K_r 为电热转换成本系数; P_t^{EH} 为 t 时段电热转换环节转换的电功率。

5)弃风惩罚成本。

本文将弃风量等效为惩罚成本,将其考虑到系统成本中,从而优化风电消纳能力。

$$C_5 = \sum_{t=1}^T K_q P_{w,t}^Q \quad (9)$$

$$P_{w,t}^Q = P_{w,t}^{pre} - P_{w,t} \quad (10)$$

式中: K_q 为弃风惩罚成本系数; $P_{w,t}^Q$ 为 t 时段弃风功率; $P_{w,t}^{pre}$ 为 t 时段日前风电的预测功率。

6)碳交易成本。

碳交易成本如式(3)所示,不再赘述。

2.2 约束条件

1)系统功率平衡约束。

$$P_{L,t} = P_{w,t}^L + P_{CSP,t} + \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t} \quad (11)$$

式中: $P_{L,t}$ 为 t 时段日前负荷预测功率; $P_{w,t}^L$ 为 t 时段风电向电网提供的功率。

2)CSP电站与风电系统运行约束。

本文不考虑能量交换的动态过程^[16],CSP电站与风电系统内部的电、热能量流动状况如图3所示。

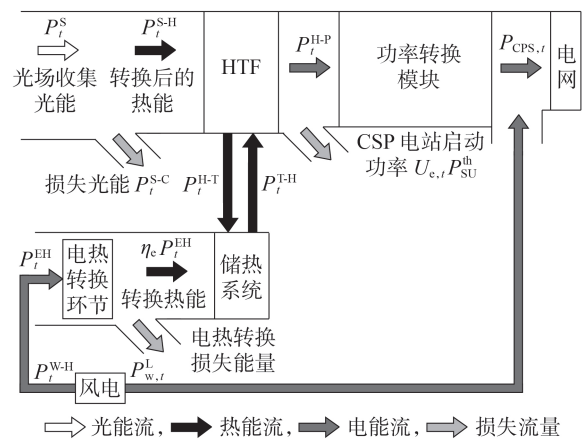


图3 CSP电站与风电系统能量流图

Fig.3 Energy flow diagram of CSP plant and wind power system

根据图3,系统中风电的输出功率分为两部分:向电网提供的电功率与向电热转换环节提供的电功率。风电场运行约束如式(12)所示。

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{pre}, P_{w,t} = P_{w,t}^L + P_t^{W-H} \quad (12)$$

式中: P_t^{W-H} 为 t 时段风电场向电热转换环节提供的弃

风功率。

根据图3所示的能量流动关系,在HTF处满足如下能量守恒关系:

$$P_t^{S-H} + P_t^{T-H} = P_t^{H-T} + U_{e,t} P_{SU}^{th} + P_t^{H-P} \quad (13)$$

式中: P_t^{S-H} 为 t 时段 CSP 转换后的热功率; P_t^{T-H} 为 t 时段储热系统向 HTF 传递的热功率; P_t^{H-T} 为 t 时段 HTF 向储热系统传递的热功率; P_t^{H-P} 为 t 时段输入功率转换模块的热功率; P_{SU}^{th} 为功率转换模块启动所需要的电功率。

同时, CSP 电站储热系统的充热功率由集热装置通过 HTF 换热的功率与电热转换环节提供的热功率两部分组成,而其放热功率只传送至 HTF 处。式(14)可将 CSP 电站的储热系统与风电场相结合。

$P_t^{EH} = P_t^{W-H}$, $P_t^{in} = (P_t^{H-T} + P_t^{W-H} \eta_e) \eta_{in}$, $P_t^{out} = P_t^{T-H} / \eta_{out}$ (14)
式中: P_t^{EH} 为 t 时段电热转换环节可利用的弃风功率; P_t^{in} 为 t 时段储热系统的充热功率; η_{in} 为储热系统的充热效率; η_e 为电热转换环节的效率; P_t^{out} 为 t 时段储热系统的放热功率; η_{out} 为放热效率。

电热转换环节的功率约束如式(15)所示。

$$0 \leq P_t^{EH} \leq P_{EH}^{max} \quad (15)$$

式中: P_{EH}^{max} 为电热转换环节的最大功率。

储热系统的最大储热容量一般用满负荷小时数 FLH(Full-Load Hour)表示,如8 FLHs表示在无太阳辐射条件下储热系统的最大储热容量能够保证 CSP 电站8 h的最大功率发电。限于篇幅, CSP 电站的储热系统功率约束、最大最小储热容量约束、出力约束、爬坡约束、启停约束详见文献[16],不再赘述。

3) 常规火电机组约束。

常规火电机组出力约束、爬坡约束、启停时间约束等相关约束详见文献[17],不再赘述。

4) 系统旋转备用约束。

为了避免风电及负荷的不确定性导致电网安全问题, CSP 电站、火电机组与电热转换环节共同提供系统所需的旋转备用,如式(16)所示。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t}^{down} + P_{CSP,t}^{down} + P_{EH,t}^{down} \geq r_{sys,t}^{down} \\ \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi,t}^{up} + P_{CSP,t}^{up} + P_{EH,t}^{up} \geq r_{sys,t}^{up} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $r_{sys,t}^{down}$ 、 $r_{sys,t}^{up}$ 分别为 t 时段系统所需的下、上旋转备用; $P_{Gi,t}^{down}$ 、 $P_{CSP,t}^{down}$ 和 $P_{EH,t}^{down}$ 分别为 t 时段第 i 台火电机组、CSP 电站和电热转换环节提供的下旋转备用; $P_{Gi,t}^{up}$ 、 $P_{CSP,t}^{up}$ 和 $P_{EH,t}^{up}$ 分别为 t 时段第 i 台火电机组、CSP 电站和电热转换环节提供的上旋转备用。

火电机组备用约束如式(17)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{Gi,t}^{down} \leq \min(P_{Gi,t} - U_{i,t} P_{Gi}^{min}, R_{i,t}^u) \\ 0 \leq P_{Gi,t}^{up} \leq \min(U_{i,t} P_{Gi}^{max} - P_{Gi,t}, R_{i,t}^u) \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_{Gi}^{max} 、 P_{Gi}^{min} 和 $R_{i,t}^u$ 分别为第 i 台火电机组在运行时

的输出功率上、下限和 t 时段爬坡速率。

CSP 电站备用约束如式(18)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{CSP,t}^{up} \leq U_{e,t} P_{CSP}^{max} - P_{CSP,t} \\ 0 \leq P_{CSP,t}^{down} \leq P_{CSP,t} - U_{e,t} P_{CSP}^{min} \end{cases} \quad (18)$$

式中: P_{CSP}^{max} 、 P_{CSP}^{min} 分别为 CSP 电站的输出功率上、下限。

电热转换环节备用约束如式(19)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{EH,t}^{up} \leq U_{EH,t} P_{EH}^{max} - P_{EH,t}^{EH} \\ 0 \leq P_{EH,t}^{down} \leq P_{EH,t}^{EH} - U_{EH,t} P_{EH}^{min} \end{cases} \quad (19)$$

式中: P_{EH}^{max} 和 P_{EH}^{min} 分别为电热转换环节的功率上、下限; $U_{EH,t}$ 为 t 时段电热转换环节的运行状态,取值为1时表示电热转换环节处于工作状态,取值为0时表示未处于工作状态。

5) 潮流约束。

本文引入发电机输出功率转移分布因子矩阵 G 描述潮流分布,具体约束如式(20)所示。

$$P_{l,min} \leq \sum_{i=1}^{N_G} G_{l-i} P_{Gi,t} - \sum_{j=1}^{N_L} G_{l-j} P_{dj,t} \leq P_{l,max} \quad (20)$$

式中: $P_{l,max}$ 和 $P_{l,min}$ 分别为线路 l 的传输功率上、下限; $P_{dj,t}$ 为 t 时段节点 d 的负荷需求; N_L 为负荷节点数; G_{l-i} 和 G_{l-j} 分别描述节点 i 和节点 j 注入功率对于线路 l 产生的影响。

3 算例分析

3.1 算例系统概述

本文采用改进的 IEEE 30 节点系统进行算例分析,将 CSP 电站和风电场分别替换原系统中的第2号和第11号火电机组,并将对应的支路传输容量分别扩建至原来的3倍和4倍,以适应大容量新能源电站并网,其余4台火电机组的参数见附录A表A1,改进后的 IEEE 30 节点系统图见附录A图A1。

风电出力数据来自西北某200 MW 风电场2018年全年实测数据;100 MW CSP 电站主要参数见附录A表A2,其中电热转换环节的最大功率为50 MW,太阳直接辐射 DNI(Direct Normal Irradiance)数据来自美国国家可再生能源实验室开发的 CSP 电站仿真软件 SAM^[18]。典型日风电预测功率、太阳辐射指数以及24个调度时段的负荷预测功率变化情况见附录A图A2,优化过程参数见附录A表A3。

本文所构建的日前调度模型以24 h为周期,以1 h为步长进行仿真。采用优化软件 CPLEX 进行优化求解,计算环境为 Intel Core i5-7500 CPU,内存为12 GB。

3.2 算例结果分析

3.2.1 调度结果分析

为验证本文所提低碳经济调度策略对降低碳排放量、提高风电消纳水平及降低系统综合成本的有效性,本文设置以下2类调度模式:模式A,不考虑碳交易成本的调度模式,本文称之为传统经济调度;模式

B,考虑碳交易成本的调度模式,本文称之为低碳经济调度。其中每类调度模式包括以下3个运行场景:场景1,系统无电热转换环节,火电机组与CSP电站共同提供备用;场景2,系统引入电热转换环节,火电机组单独提供备用;场景3,系统引入电热转换环节,并与火电机组和CSP电站三者共同提供备用。

本文以 A_1 — A_3 分别表示场景1—3的传统经济调度模型,以 B_1 — B_3 分别表示场景1—3的低碳经济调度模型,其中 B_3 为本文所构建的模型。上述6个模型均以典型日负荷及风电、太阳辐射指数为基础,以综合成本最优为目标进行优化,对比分析各模型最终的碳排放量、风电消纳率以及系统运行成本,得到系统运行情况如表1所示,上述6个运行模型的各机组出力计划见附录B图B1—B3。

表1 不同模型的调度结果

Table 1 Scheduling results of different models

模型	碳排放量 / t	碳交易成本 / 元	风电消纳率 / %	综合成本 / 元
A_1	2165.0	60615	87.43	614051.28
B_1	2089.4	58208	89.07	598370.30
A_2	2630.9	68881	96.71	710657.40
B_2	2287.5	62358	98.98	674143.20
A_3	1651.3	48679	99.10	531140.88
B_3	1472.3	44240	99.90	508198.60

本文采用横向与纵向2种方式进行对比分析。通过对比图B1与图B3可以研究CSP电站内部电热转换环节的装设给调度带来的影响;通过图B1—B3的3个场景调度结果的对比可以研究CSP电站与电热转换环节协同火电机组提供备用给调度带来的影响;通过图B1—B3的A、B这2类模式调度结果的对比可以研究碳交易机制对调度的影响。通过6个模型的对比,验证本文所提调度策略的有效性。

1)有无电热转换环节与储热系统联合运行对调度结果影响分析。

对比图B1与图B3的调度结果(即对比场景1与场景3的调度结果)可知,调度模型 A_3 、 B_3 在CSP电站内部装设了电热转换环节,可以将弃风电量转换为热量存储在储热系统中,在有效提升风电的消纳水平的同时提高了CSP电站的调度灵活性;通过电热转换环节可利用的电量提供备用,使火电机组出力降低,有效降低碳排放量;与调度模型 A_1 、 B_1 相比,模型 A_3 、 B_3 大幅减少弃风量并压缩火电机组出力,有效降低了火电机组运行成本、碳交易成本与弃风惩罚成本,进而降低了综合成本。

由表1数据可知,与模型 A_1 、 B_1 相比,调度模型 A_3 、 B_3 的调度结果显示碳排放量分别降低了513.7、617.1 t,风电消纳率分别提升了11.67%、10.83%,且综合成本分别下降了13.50%、15.07%,证明了CSP电站中电热转换环节的装设对于提升风电利用率、

降低碳排放量以及降低综合成本的有效性。

2)不同旋转备用提供方案对调度结果影响分析。

对比附录B图B1—B3所示的调度结果(即对比场景1—3的调度结果)可知,场景1可以通过出力稳定且调节能力强的CSP电站作为灵活性电源与火电机组共同提供备用,减少火电机组承担的备用容量,进而降低碳排放量;场景3在场景1的基础上考虑电热转换环节可利用的电量也承担系统旋转备用,在保证电网稳定运行的同时进一步压缩火电机组出力,使得碳排放量进一步减少。但场景2下的调度模型仅由火电机组单独承担备用,导致火电机组出力居高不下,碳排放量处于较高的水平,远高于场景1与场景3。

另外,由图B1—B3的对比可以看出,场景2下的2类调度模型火电机组出力最大,但弃风量少于场景1。这是由于与场景1相比,场景2在CSP电站内部装设电热转换环节,可以有效消纳弃风电量,使得弃风率低于场景1;与场景3相比,场景2的火电机组出力较高,导致风电供给负荷的出力空间被压缩。同时,受最大电热转换功率的限制,此场景的弃风电量并不能全部被消纳,因此消纳水平低于场景3。因此,场景2下的2类调度模型的火电机组运行成本、碳交易成本、弃风惩罚成本均高于场景3下的模型,系统总成本较高。

由表1数据可知,与模型 A_2 、 B_2 相比,场景3下的2类调度模型 A_3 、 B_3 的调度结果显示碳排放量分别降低了979.6、815.2 t,风电消纳率分别提升了2.39%、0.92%,且综合成本分别降低了25.26%、24.62%,证明了本文所提的旋转备用提供方案在减少碳排放量、弃风量和综合成本等方面的有效性。

3)有无碳交易机制对调度结果影响分析。

分别对比附录B图B1—B3所示的调度结果(即对比各场景下模式A与模式B的调度结果)可知,与传统经济模型相比,3种低碳经济模型由于考虑了碳排放成本,火电机组出力下降,碳排放量减少,清洁机组利用率得到提高。在图B1(b)中,引入碳交易成本后,模型 B_1 下的火电机组在01:00—07:00时段内主动降低出力,使弃风量减少;在图B2(b)中,模型 B_2 下的火电机组在全时段内减少出力,大幅减少碳排放量,有效提高了风电消纳水平;在图B3(b)中,模型 B_3 在01:00—11:00时段内,CSP电站与电热转换环节主动承担备用,大幅减少了火电机组出力,降低了碳排放量,在12:00—18:00时段内,CSP电站利用光场吸收的热量直接发电,为火电分担负荷需求。

为具体分析碳交易机制如何挖掘火电机组内部的低碳潜力,需要分析有无碳交易机制时不同火电机组出力的变化情况。限于篇幅,本文比较场景1下调度模型 A_1 、 B_1 的火电机组出力,如图4所示。

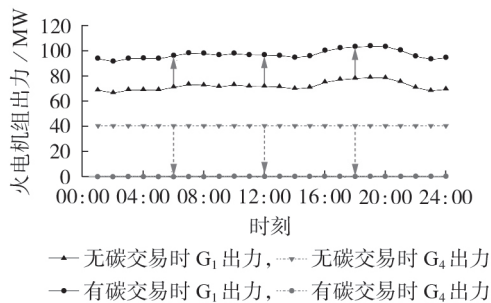


图4 场景1下有无碳交易时火电出力对比

Fig.4 Comparison of thermal power output with and without carbon trading under Scenario 1

根据图4可知,场景1下火电机组与CSP电站共同提供旋转备用容量,此时火电机组出力不高,在不考虑碳交易成本时,运行成本低火电机组 G_1 与 G_4 优先出力,运行成本较高的 G_3 与 G_5 停机;在成本水平接近的前提下, G_1 、 G_4 的碳排放强度分别为0.98、1.08 t/(MW·h),考虑到引入碳交易机制后低碳低成本机组优先出力, G_1 出力上升, G_4 出力降低为0, G_3 与 G_5 由于成本较高仍停机,但总体上火电总出力共下降了360.12 MW。碳交易机制实现了火电机组间出力的“再分配”,实现了减碳的目标,为风电上网提供了空间,促进了风电消纳。

由表1数据可知,考虑碳交易机制后,3个场景下的调度结果显示碳排量分别减少了75.6、343.4、179 t,风电消纳率分别提升了1.64%、2.27%、0.8%。此外,3个场景的综合成本也分别下降了2.55%、5.14%、4.32%,这是由于考虑碳交易机制后,系统的碳交易成本、火电机组运行成本大幅下降,虽然风电运行维护成本增加,但这使得弃风惩罚成本下降,系统总体成本得到优化。上述分析与表1的调度结果证明了碳交易机制对降低碳排量、提升风电消纳水平以及降低综合成本的有效性。

通过以上6个模型的对比可知,模型 B_3 (本文所提模型)调度结果的碳排量最少、风电消纳水平最高、综合成本最优,验证了本文所提出的低碳调度策略的有效性。

3.2.2 最大储热容量与电热转换最大功率对调度运行的影响

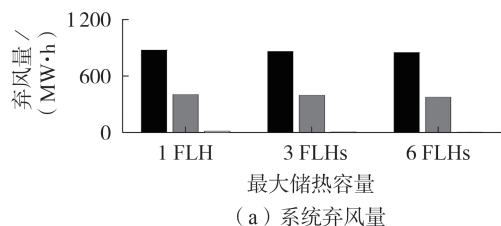
上文考虑了CSP电站最大储热容量为6 FLHs、电热转换环节最大功率为50 MW时的运行情况。为研究不同最大储热容量和电热转换环节最大功率对调度的影响,在此设定9个运行场景,具体如表2所示,根据调度结果分析对比碳排量、弃风量与系统综合成本情况。

图5(a)~(c)分别为上述9个场景的系统弃风量、碳排量与系统综合成本的对比图。

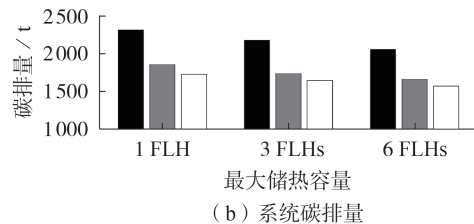
通过图5(a)、(b)可以看出,随着CSP电站最大

表2 不同最大储热容量与电热转换最大功率的9个场景
Table 2 Nine scenarios with different maximum thermal energy storage capacities and maximum power of electro-thermal conversion

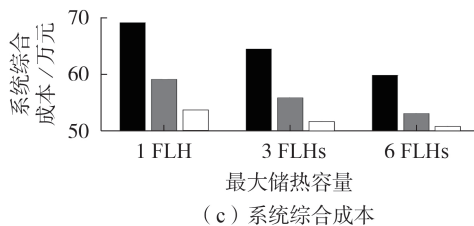
场景	最大储热容量	电热转换最大功率 / MW
1	1 FLH	0
2	3 FLHs	0
3	6 FLHs	0
4	1 FLH	25
5	3 FLHs	25
6	6 FLHs	25
7	1 FLH	50
8	3 FLHs	50
9	6 FLHs	50



(a) 系统弃风量



(b) 系统碳排量



(c) 系统综合成本

■ 电热转换最大功率为 0, ■ 电热转换最大功率为 25 MW
□ 电热转换最大功率为 50 MW

图5 不同情况下不同指标量的对比

Fig.5 Comparison of different indexes under different conditions

储热容量的增加,系统弃风量与排碳量随之减少。当电热转换环节最大功率为0、最大储热容量为6 FLHs时,与1 FLH相比,系统弃风量由875.6 MW·h降低至830.1 MW·h,系统排碳量由2311 t降低至2054.1 t。这是由于随着最大储热容量的增加,CSP电站可提供的旋转备用随之增加,等效减少了火电机组承担的备用,进而减少碳排量,风电上网空间上升,但总体弃风水平与排碳量水平都比较高。

基于此,当CSP电站最大储热容量为6 FLHs,电热转换最大功率由0增大至50 MW时,系统弃风量由830.01 MW·h骤减至8.87 MW·h,碳排量由2054.1 t

减少至1572.3 t,下降了23.46%,效果显著。这是由于随着电热转换最大功率的增加,系统能将弃风电量转换为热量存储在储热系统中,弃风量显著减少。故而CSP电站能获得更多的热源,与电热转换环节共同承担的备用容量的能力提高,火电机组承担的备用容量进一步减少,碳排放量进一步降低。因此,随着弃风量和碳排放量的减少,系统的弃风惩罚成本、碳交易成本与火电机组运行成本均降低,保证了系统的经济性。通过图5(c)可以看出,系统综合成本随着最大储热容量与电热转换最大功率的增大而减小。

与CSP电站最大储热容量为1 FLH、电热转换最大功率为0的场景相比,无论是增大最大储热容量还是增大电热转换最大功率,弃风量、碳排放量与综合成本均呈现下降的趋势。当最大储热容量为6 FLHs、电热转换最大功率为50 MW时,碳排放量最低、弃风量最少且系统经济性最好,验证了电热转换环节与含储热系统的CSP电站联合运行对于低碳经济调度具有积极意义。

4 结论

为提高电力系统的风电消纳水平和低碳性能,同时兼顾运行经济性,本文提出了一种计及碳交易的CSP电站与风电系统低碳调度策略,将低碳技术与市场减排机制相结合,并通过算例仿真得出以下结论。

1)将碳交易机制引入传统经济调度中,在成本水平接近时可实现火电机组间出力的“再分配”,有效降低碳排放量并保证运行的经济性。

2)合理配置CSP电站的储热容量与电热转换最大功率,并利用电热转换环节与含储热系统的CSP电站联合运行,同时利用二者提供系统旋转备用容量对低碳经济调度具有积极意义。

3)将低碳技术与市场减排机制相结合分析所构建的低碳经济调度模型可知,其全时段调度总成本仅为508 198.6元,排碳量为1 472.3 t,弃风率为0.1%。与其他调度模型相比,本文所提模型在各方面均为最优,验证了所提低碳调度策略的有效性。

为助力实现碳中和、碳达峰目标,笔者后续研究拟在传统火电机组中引入碳捕集装置与CSP电站相配合,提高系统调度灵活性与低碳性能,并辅以碳交易市场机制,在考虑系统不确定性的前提下进一步挖掘电力系统低碳潜力。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 米剑锋,马晓芳. 中国CCUS技术发展趋势分析[J]. 中国电机工程学报,2019,39(9):2537-2544.
- MI Jianfeng,MA Xiaofang. Development trend analysis of carbon capture utilization and storage technology in China[J].

- Proceedings of the CSEE,2019,39(9):2537-2544.
- [2] 胡弘,韦化,李昭昱. 风电接入下核能参与电力系统调峰的协调优化模型[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):31-39.
- HU Hong,WEI Hua,LI Zhaoyu. Coordinated optimization model considering nuclear power participating in peak load regulation of power system with wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):31-39.
- [3] DU Ershun,ZHANG Ning,HODGE B M,et al. The role of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(6):6630-6641.
- [4] TASBIRUL I M,NAZMUL H,ABDULLAH A B,et al. A comprehensive review of state-of-the-art Concentrating Solar Power (CSP) technologies:current status and research trends[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews,2018,91:987-1018.
- [5] 李慧,赵芳琦,焦傲,等. 太阳能光热与火电机组互补发电研究综述[J]. 东北电力大学学报,2019,39(6):8-14.
- LI Hui,ZHAO Fangqi,JIAO Ao,et al. A review of research on complementary generation of CSP and coal-fired units[J]. Journal of Northeast Electric Power University,2019,39(6):8-14.
- [6] DU Ershun,ZHANG Ning,HODGE B M,et al. Operation of a high renewable penetrated power system with CSP plants:a look-ahead stochastic unit commitment model[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2019,34(1):140-151.
- [7] 崔杨,张家瑞,王铮,等. 计及价格型需求响应的风-光-光热联合发电系统日前调度策略[J]. 中国电机工程学报,2020,40(10):3103-3114.
- CUI Yang,ZHANG Jiarui,WANG Zheng,et al. Day-ahead scheduling strategy of wind-PV-CSP combined power generation system by considering PDR[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(10):3103-3114.
- [8] 崔杨,张汇泉,仲悟之,等. 计及价格型需求响应及CSP电站参与的风电消纳日前调度[J]. 电网技术,2020,44(1):183-191.
- CUI Yang,ZHANG Huiquan,ZHONG Wuzhi,et al. Day-ahead scheduling considering the participation of price-based demand response & CSP plant in wind power consumption[J]. Power System Technology,2020,44(1):183-191.
- [9] XU T,ZHANG N. Coordinated operation of concentrated solar power and wind resources for the provision of energy and reserve services[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(2):1260-1271.
- [10] 宋旭东,莫娟,向铁元. 电力行业碳排放权的初始分配机制[J]. 电力自动化设备,2013,33(1):44-49.
- SONG Xudong,MO Juan,XIANG Tieyuan. Initial allocation mechanism of carbon emission permit in electric power industry[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(1):44-49.
- [11] 檀勤良,丁毅宏. 考虑碳交易的火电节能调度优化模型及应对模式[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):175-181,188.
- TAN Qinliang,DING Yihong. Optimal energy-saving dispatching model for thermal power considering carbon trading and its coping mode[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):175-181,188.
- [12] 李旭东,艾欣,胡俊杰,等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究[J]. 电网技术,2019,43(7):2460-2470.
- LI Xudong,AI Xin,HU Junjie,et al. Three-stage combined peak regulation strategy for nuclear-thermal-virtual power plant considering carbon trading mechanism[J]. Power System Technology,2019,43(7):2460-2470.
- [13] 彭元,娄素华,范越,等. 考虑火电机组储热改造的电力系统低碳经济调度[J]. 电网技术,2020,44(9):3339-3345.

- PENG Yuan, LOU Suhua, FAN Yue, et al. Low-carbon economic dispatch of power system considering thermal energy storage of thermal power units[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3339-3345.
- [14] 崔杨, 杨志文, 仲悟之, 等. 基于成本最优的含储热光热电站与火电机组联合出力日前调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 71-77.
- CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHONG Wuzhi, et al. Day-ahead dispatch for output of combined CSP with thermal storage system and thermal power units based on minimized operation cost[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 71-77.
- [15] 崔杨, 张家瑞, 仲悟之, 等. 计及电热转换的含储热光热电站与风电系统优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(20): 6482-6494.
- CUI Yang, ZHANG Jiarui, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal scheduling of concentrating solar power plant with thermal energy storage and wind farm considering electric-thermal conversion[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6482-6494.
- [16] 陈润泽, 孙宏斌, 李正烁, 等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(19): 1-7.
- CHEN Runze, SUN Hongbin, LI Zhengshuo, et al. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 1-7.
- [17] 郭志忠, 叶瑞丽, 刘瑞叶, 等. 含抽水蓄能电站的可再生能源电网优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(3): 7-15.
- GUO Zhizhong, YE Ruili, LIU Ruiye, et al. Optimal scheduling strategy for renewable energy system with pumped storage station[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(3): 7-15.
- [18] 杜尔顺, 张宁, 康重庆, 等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(21): 5765-5775, 6019.
- DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5765-5775, 6019.
- [19] 崔杨, 曾鹏, 王铮, 等. 计及电价型需求侧响应含碳捕集设备的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(2): 447-461.
- CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system that takes into account the electricity price-type demand-side response to carbon-containing capture equipment[J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 447-461.

作者简介:



崔 杨

崔 杨(1980—),男,内蒙古包头人,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行分析、新能源联网发电关键技术等(E-mail: cuiyang0432@163.com);

邓贵波(1997—),男,山东济南人,硕士研究生,通信作者,研究方向为新能源联网发电协调调度(E-mail: dengguibo1997@163.com)。

(编辑 李玮)

Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading

CUI Yang¹, DENG Guibo¹, WANG Zheng², WANG Maochun³, ZHAO Yuting¹

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. Dispatching and Control Center, State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730030, China;

3. Dispatching and Control Center, State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810008, China)

Abstract: To ensure that the low-carbon operation of power system can take the wind power accommodation and economic operation into account, a low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading is proposed. From the perspectives of low-carbon technology and low-carbon policy, combined the low-carbon technology with market trading mechanism, the operation framework of power system with concentrated solar power plant and wind power that considers carbon trading mechanism is developed, and its operation mechanism is analyzed in detail. The base load is supplied by thermal power units, and a low-carbon scheduling model that minimizes the total operating cost is established to balance the low-carbon objective and the economic performance. The practical data of Northwest Power Grid of China is applied in the modified IEEE 30-bus system, and simulation results show that the proposed strategy effectively reduces carbon emissions and improves the wind power accommodation rate. In addition, the comprehensive operating cost of power system is reduced.

Key words: low-carbon; wind power accommodation; spinning reserve; carbon trading mechanism; concentrated solar power

附录 A
表 A1 火电机组参数

Table A1 Parameters of thermal power units

机组	出力上限 $P_{\max}/\text{MW}$	出力下限 $P_{\min}/\text{MW}$	机组爬坡率 $R_u/(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	燃料成本系数			碳排放强度/ $[\text{t} (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}]$
				$a_i/(\text{元} \cdot \text{MW}^{-2})$	$b_i/(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$	$c_i/\text{元}$	
G_1	200	50	100	0.0014	200	75	0.98
G_3	50	15	25	0.0023	100	1 250	0.97
G_4	35	10	18	0.0015	225	167	1.08
G_5	30	10	15	0.0009	150	500	1.15

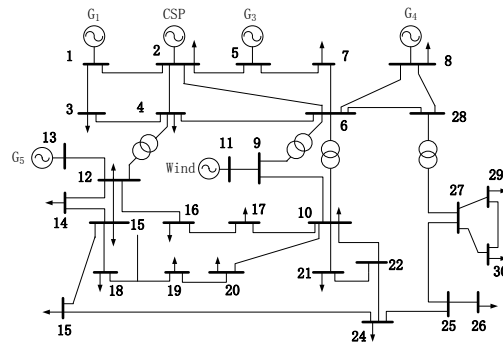


图 A1 改进 IEEE 30 节点系统
Fig.A1 Modified IEEE 30-bus system

表 A2 CSP 电站运行参数
Table A2 Operating parameters of CSP plant

CSP 电站运行参数	数值
CSP 电站额定输出功率/MW	100
CSP 电站运行时最小输出功率/MW	10
CSP 电站光热转换效率/%	40
储热系统放热损失率/%	3.1
CSP 电站热电转换效率/%	40
CSP 电站爬坡率/ $(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	70
储热系统最大充、放热功率/MW	300
储热系统最小储热容量/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$	100
储热系统储热容量初始值/ $(\text{MW} \cdot \text{h})$	400
日最大储热容量/FLHs	6

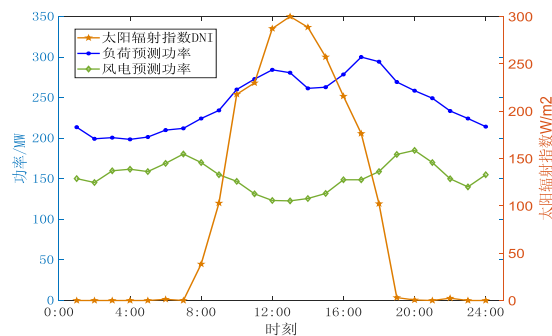
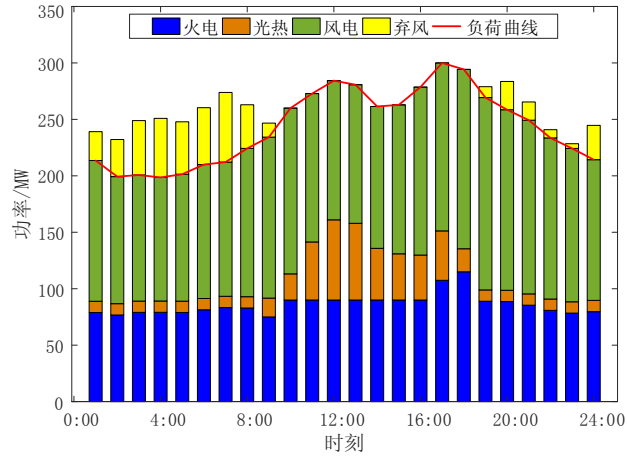


图 A2 风电、太阳辐射指数以及负荷预测功率
Fig.A2 Prediction index curve of wind power, load and solar radiation

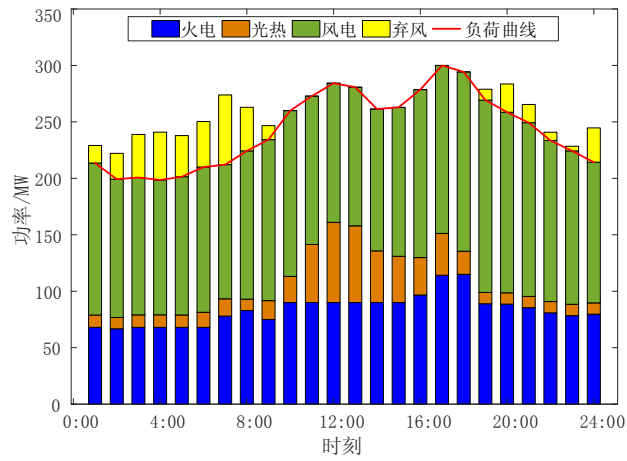
表 A3 优化过程参数
Table A3 Parameters in optimization process

参数	数值
碳排放配额/[t (MW h) ⁻¹]	0.7
单位碳排放权交易价格/(元 t ⁻¹)	120
弃风惩罚成本系数/ (元 MW ⁻¹)	100
风电运维成本系数/ (元 MW ⁻¹)	30
光热运维成本系数/ (元 MW ⁻¹)	50
电热转换成本系数/ (元 MW ⁻¹)	18
风电备用系数	0.15
负荷备用系数	0.1

附录 B



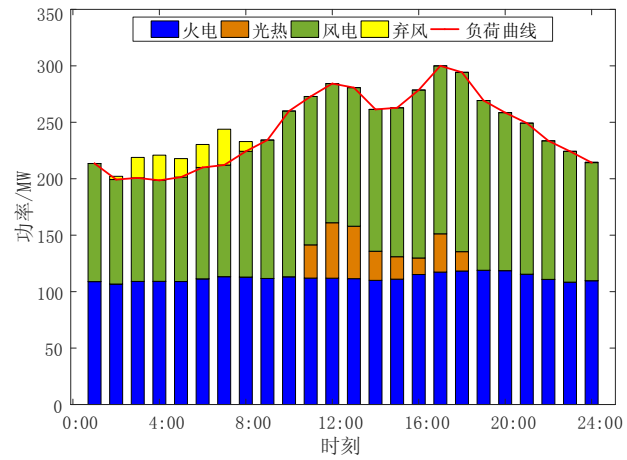
(a) 传统经济模型 A₁



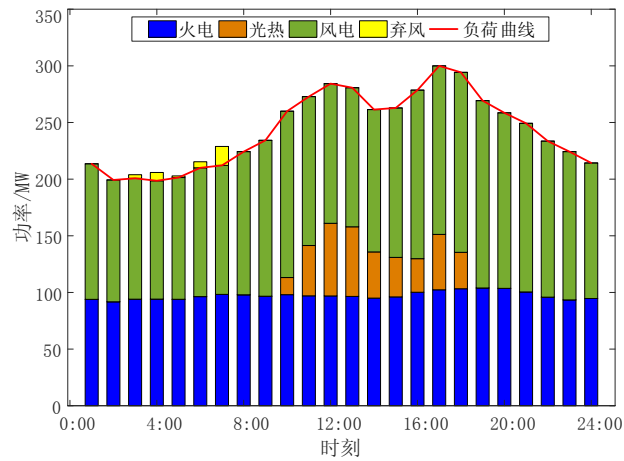
(b) 低碳经济模型 B₁

图 B1 场景 1 经济模型调度结果

Fig.B1 Scheduling results of economic models in Scenario 1



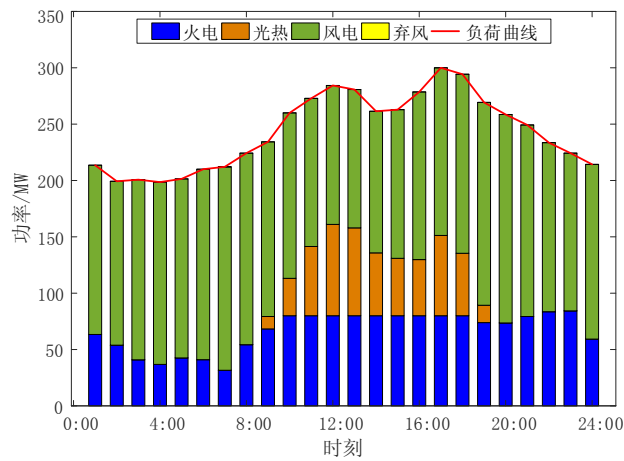
(a) 传统经济模型 A₂



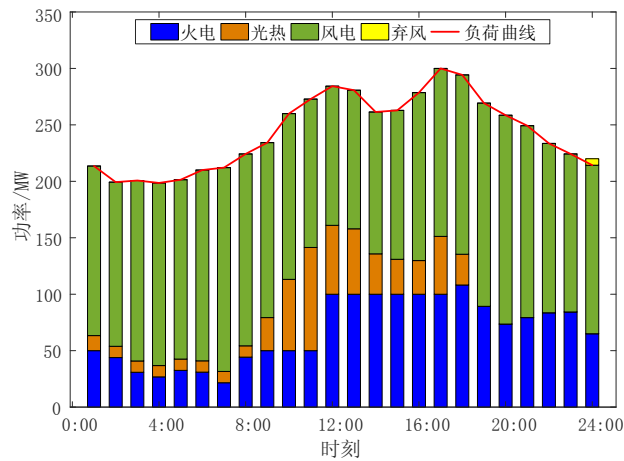
(b) 低碳经济模型 B₂

图 B2 场景 2 经济模型调度结果

Fig.B2 Scheduling results of economic models in Scenario 2



(a) 传统经济模型 A₃



(b) 低碳经济模型 B₃

图 B3 场景 3 经济模型调度结果

Fig.B3 Scheduling results of economic models in Scenario 3