

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250022

计及快速变负荷下煤耗特性及分摊成本的 多耦合系统优化调度

周念成¹, 徐镇宇¹, 池源¹, 邹尧^{1,2}, 徐飞³, 常东锋⁴, 戴旭晖¹

(1. 输变电装备技术全国重点实验室(重庆大学), 重庆 400044; 2. 重庆师范大学物理与电子工程学院(重庆师范大学), 重庆 400044; 3. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室(清华大学), 北京 100084;
4. 西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710054)

摘要: 在新能源发电机组容量飞速增长的背景下, 将火电机组与新能源发电机组在同一并网点下作为耦合系统整体向外发电, 可有效提升新型电力系统的运行可靠性及经济性。在耦合系统内部经灵活性改造的火电机组进行快速变负荷的场景下, 为了更真实地反映多耦合系统协同运行能力, 提出一种多耦合系统多阶段优化运行调度方法。首先, 根据经灵活性改造后的火电机组爬坡运行特性及实测数据, 推导并验证快速变负荷下的煤耗解析式。在此基础上, 以多耦合系统的日综合发电收益为目标, 考虑不同时间段的调峰收益动态分摊成本, 提出三阶段经济运行优化调度方法, 用以实现求解过程中非线性目标及约束的松弛简化。最后, 通过某局域多耦合系统进行仿真验证, 结果表明所提方法可描述出快速变负荷下多耦合系统的煤耗变化差异, 获得协同性与经济性更优的调度方案。

关键词: 多耦合系统; 快速变负荷; 灵活性改造; 煤耗特性; 分摊成本

Optimal dispatch of multi-coupling systems considering coal consumption characteristics and cost allocation under rapid load changes

ZHOU Niancheng¹, XU Zhenyu¹, CHI Yuan¹, ZOU Yao^{1,2}, XU Fei³, CHANG Dongfeng⁴, DAI Xuhui¹

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment Technology (Chongqing University), Chongqing 400044, China; 2. College of Physics and Electronic Engineering (Chongqing Normal University), Chongqing 400044, China; 3. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipment (Tsinghua University), Beijing 100084, China; 4. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: With the rapid growth of new energy generation capacity, integrating thermal power units and new energy generation units at the same grid connection point as a coupled system can effectively improve the operational reliability and economic efficiency of the new power system. To more accurately reflect the collaborative operational capability of multi-coupled systems when flexibility-modified thermal power units undergo fast load changes, a multi-stage optimal dispatch method for multi-coupled systems is proposed. First, based on the ramping characteristics and field-measured data of thermal units after flexibility retrofits, an analytical expression for coal consumption under fast load changes is derived and validated. On this basis, a three-stage economic optimal dispatch method is proposed with the objective of maximizing the daily integrated generation revenue of the multi-coupled system, while incorporating dynamic cost allocation of peak-shaving benefits across time periods. This approach enables relaxation and simplification of nonlinear objectives and constraints during the solving process. Finally, simulation verifications are conducted on a local multi-coupled system, and the results show that the proposed method can accurately characterize coal consumption variations under fast load changes and achieve dispatch solutions with improved synergy and economic performance.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2023YFB2405900).

Key words: multi-coupling system; fast load change; flexibility retrofit; coal consumption characteristics; cost allocation

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2023YFB2405900)“大规模可再生能源基地特高压多端直流输电外送关键技术”

0 引言

为力争在 2060 年实现“碳中和”目标^[1],我国新能源装机容量将长期保持快速增长趋势。为应对风能、光伏发电的随机性和间歇性^[2-5],将火电与新能源在同一并网点下作为耦合系统整体向外发电,可提高新能源高渗透率下的新型电力系统运行可靠性和经济性^[6-9]。然而,耦合系统外部需协调多利益主体的运行调度,内部则需统筹多种类能源机组的协同运行。因此,其面临火电快速变负荷能力与低碳要求相互矛盾,以及多主体协同运行调度未精确建模的问题。一方面,由于涉及多方主体参与调度,多耦合系统在大电网中的协调运行建模复杂,尚未精确刻画;另一方面,灵活性改造后的火电机组在快速变负荷下的煤耗相较于稳态变化较大;同时,火电及新能源机组在调峰过程中,存在多方主体参与下的利益及成本分配问题。在我国北方电网耦合系统应用场景中普遍存在^[10]。为进一步促进耦合系统开发建设,研究火电灵活改造及双碳背景下的多耦合系统优化运行调度具有现实意义。

在新型电力系统火电与新能源发电协调运行的背景下,多种类能源机组在多耦合系统运行中的日前调度通常被表述为基于模型的优化问题^[11-12],以系统总收益最大为目标并进行求解。当前主要采用集中式架构及分布式架构解决该问题。文献[13]提出一种混合计算结构,采用集中式架构方法以解决风火机组的调度成本和碳排放测算问题。该方法难以避免多耦合系统与电网调度部门在集中协同调度时出现的内部电源信息交互与隐私泄露问题;文献[14]提出了一种考虑碳额上限的电力系统经济调度模型,采用分布式架构以保护区域之间的信息隐私,同时实现经济运行的目的,但分布式架构难以解决在考虑火电阶梯式爬坡特性和调峰辅助服务收益分摊后出现的短时间尺度、大型非凸优化问题;文献[15]提出了考虑混合动力的风-光-火系统最优调度模型,通过遗传算法和两点估计法进行求解,以解决新能源与火电协同运行模型中出现的非凸优化问题。但其对初始值要求高,易陷入局部最优解。

在加强新型电力系统低碳建设的背景下,火电机组碳排放测算是实现耦合系统低碳运行的基础,而准确表述快速变负荷下的火电机组煤耗特性对于碳排放分析十分重要^[16-17]。当前,火电机组稳态过程中的煤耗计算解析式大多采用二次机组耗量特性函数进行拟合^[18]。在快速变负荷过程中,文献[19]建立了火电在瞬态过程的能耗分析模型,表明机组在非稳态工况下的煤耗量计算受锅炉蓄热的影响。然

而,该文献仅考虑蓄热过程对火电煤耗的影响,忽略了灵活性改造后资源投入变化所带来的煤耗影响。文献[20]通过 GSE 软件进行建模,对 660 MW 火电机组的蓄热过程进行仿真,计算快速变负荷引起的煤耗变化。但该仿真未建立快速变负荷下的煤耗解析式,难以融入传统混合整数线性优化模型中进行求解。文献[21]通过机器学习算法统计机组历史运行数据,分析火电机组在不同变负荷过程中的煤耗率变化,构建灵活性成本预测模型。但该方法需针对特定机组采集大量数据,且难以充分反映机组在快速变负荷下的物理特性。

鉴于以上研究中的不足,本文做了以下工作:

1) 首先,提出了快速变负荷下计及火电出力及爬坡率的煤耗计算方法,通过分析火电厂煤耗变化试验数据,采用积分环节将传统稳态二次煤耗表征方法进行变换,准确描述火电煤耗在快速变负荷时的动态变化,揭示火电出力初值、时间间隔及爬坡率参数之间的关联。

2) 其次,提出了考虑阶梯负荷率及不同时间段的调峰成本动态分摊方法,避免了以往火电所获取的调峰辅助服务收益由电网及个人用户提供。各源侧需承担的调峰分摊成本由不同时段、阶梯负荷率修正的发电量及第二阶段得到的调峰补偿总金额动态决定,为多耦合系统下的多方利益问题提供了公正的分配方法。

3) 最后,为实现主电网与多耦合系统之间的协同运行经济调度,将优化问题划分为主电网电量(第一阶段)和耦合系统经济调度优化问题(第二、三阶段)。将主网和耦合系统分别独立优化,既保护隐私,也降低模型求解难度;耦合系统经济调度优化以多耦合系统的最大收益为目标,简化多耦合系统在引入分摊成本非线性目标后的松弛手段和计算方法,为第三阶段整体求解出调度方案奠定基础。

1 快速变负荷下火电机组煤耗特性及耦合系统运行成本分析

为提升耦合系统内部火电就地、实时消纳新能源的能力,往往要求其通过灵活性改造,实现快速变负荷调节。文献[16]表明,火电在快速变负荷下的煤耗相比稳定运行时会发生显著的变化。该变化主要与锅炉蓄热,以及主蒸汽和再热蒸汽产热过程中的资源利用相关。

而火电传统煤耗解析式忽略处于爬坡阶段的出力变化,不能准确反映其在快速变负荷下的完整煤耗,进而影响对火电及耦合系统的煤耗测算及运行

成本分析。本节对快速变负荷下火电煤耗特性进行刻画, 提出能够准确描述其煤耗变化特性的数学模型。

1.1 火电传统煤耗解析式及适用性分析

传统耦合系统调度模型在测算火电煤耗时, 往往采用调度时间尺度 ΔT 开始或结束时刻的稳态出力进行计算^[22]。单耦合系统中的火电机组在 t 时段的标准煤耗量 $B_{u,t}^S$ 可简化为

$$B_{u,t}^S = (a_u P_{u,t}^2 + b_u P_{u,t} + c_u) \Delta T \quad (1)$$

式中: u 为单耦合系统内火电机组编号; $P_{u,t}$ 为火电机组在 t 时段的有功出力; a_u 、 b_u 和 c_u 为煤耗特性系数。

当新能源在耦合系统中占比较小, 火电未进行灵活性改造时, 由于火电出力变化范围小且爬坡率慢, 计算运行成本时可忽略出力变化, 直接选取达到稳态后的出力值, 代入上述二次煤耗解析式进行求解。

当系统中新能源渗透率较高时, 灵活性改造后的火电需根据新能源波动、负荷侧需求对出力进行快速调整。此时火电煤耗不仅与出力相关, 还需计及锅炉蓄热效率影响下的实时爬坡率。在当前应用场景下, 通过式(1)进行计算, 会造成短时间尺度的煤耗测算误差较大, 不利于准确分析耦合系统运行成本。

为更准确地描述快速变负荷下的火电煤耗, 需分析机组实际爬坡过程, 该阶段可划分为稳态阶段和出力变化阶段两部分, 如图 1 所示。

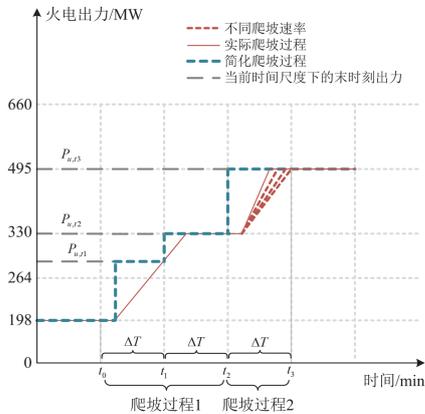


图 1 简化火电爬坡过程与实际火电爬坡过程对比

Fig. 1 Comparison between simplified and actual thermal power ramping processes

图 1 中, 每个矩形横间距为 ΔT , 以升负荷为例, 实际运行中完整的爬坡过程分为以下两种情况。

1) 多时间尺度爬坡过程: 火电在连续几个 ΔT 内不断爬坡至设定出力。

2) 单一时间尺度爬坡过程: 火电在一个 ΔT 内爬坡至设定出力。

以上两种爬坡过程均可概括为一类完整的爬坡过程。在该过程中, 通过 ΔT 对快速变负荷下的

火电煤耗进行描述将不再准确, 可引入完整爬坡广义时间 ΔT_w 。 ΔT_w 由图 1 中初始稳态时段、出力变化时段和末尾稳态时段组成。

初始稳态时段是由锅炉燃煤与汽轮机做功之间的响应延时所导致, 其存在时间较短, 可忽略其对煤耗造成的影响。出力变化阶段中的爬坡速率受调度指令及爬坡率约束共同制约, 在各 ΔT 下爬坡率将不断调整, 不能维持长期恒定。火电出力变化结束后至 ΔT 结束前的末尾稳态时段, 是由出力调整至调度预设出力的速度较快所导致, 该时段与爬坡快慢有关, 爬坡率越快其存在时间越长, 对完整爬坡过程煤耗造成较大影响。而随着爬坡率下降, 末尾稳态时段将可能降为 0。为简化爬坡过程, 将 ΔT 结束时刻的出力 $P_{u,t}$ 和 ΔT 代入式(1)求解煤耗。据上述分析, 采用 ΔT 及 $P_{u,t}$ 虽能简化运算, 但与按照实际完整爬坡过程计算得到的煤耗有差异。

1.2 火电机组快速变负荷能耗特性试验

为准确描述计及稳态、快速变负荷及不同爬坡率下的火电机组煤耗特性, 本文基于西安热工院对山东某额定功率 $P_N = 660$ MW 的超临界火电机组的快速变负荷能耗特性试验数据开展分析, 该机组最大爬坡速率可达 $3\%P_N/\text{min}$ 。

该试验测量了火电机组在 $(30\% \sim 100\%) P_N$ 负荷区间的不同爬坡率 $(0.5\%/1.0\%/1.5\%P_N/\text{min})$ 下, 进行升、降负荷的煤耗相关量变化数据, 如表 1 所示。

表 1 不同爬坡率下的变负荷过程煤耗相关量变化

Table 1 Changes in coal consumption related quantities during variable load processes at different ramping rates

变负荷区段/MW	电量 $W_{\text{total}}/\text{MWh}$	煤耗量 B_t/kg	平均煤耗率 $b_t/(\text{g/kWh})$	简化煤耗量 B_t/kg
0.5% P_N/min 变负荷过程能耗数据				
198~231	42.55	12 886.11	302.85	13 274.91
231~429	625.63	176 534.5	282.17	258 421.81
335~198	224.95	55 637.25	247.33	52 535.63
1.0% P_N/min 变负荷过程能耗数据				
198~264	75.87	21 964.78	289.51	23 119.00
400~462	101.04	27 291.19	270.11	41 127.69
528~600	189.92	47 966.12	252.56	49 554.43
1.5% P_N/min 变负荷过程能耗数据				
340~400	94.42	25 251.56	264.64	26 706.44
400~500	144.19	37 495.93	260.04	39 712.87

通过分析试验结果可得出如下结论。

1) 由于忽略火电出力在快速变负荷下的动态变化, 在升负荷时将调度结束时刻稳态出力代入至二次煤耗表征式计算得到的火电煤耗高于实测数据; 在降负荷时计算得到的煤耗低于实测数据。

2) 在升负荷试验中, 试验机组分别以

1.5% P_N /min、1.0% P_N /min、0.5% P_N /min 速率升负荷时,其平均发电煤耗依次递减。即在升负荷过程中,火电机组的爬坡率与其平均煤耗成正比。

3) 在降负荷试验中,试验机组分别以-1.5% P_N /min、-1.0% P_N /min、-0.5% P_N /min 速率降负荷时,平均发电煤耗依次递增。即在降负荷过程中,火电机组的爬坡率与其平均煤耗成反比。

1.3 火电机组快速变负荷能耗特性试验

刻画火电机组快速变负荷煤耗,需根据试验建立煤耗解析式。忽略初始稳态时段,火电实际爬坡过程由出力变化时段和末尾稳态时段两部分组成。设 (t_0, t_1) 为出力变化时段、 (t_1, t_2) 为末尾稳态时段。

当火电机组运行在 (t_0, t_1) 出力快速变化过程中,设机组爬坡率为 r ,某一时刻火电机组出力 $P_{u,t}$ 及标准煤耗量 $B_{u,t}^S$ 可表示为

$$P_{u,t} = P_{u,t_0} + rt \quad (2)$$

$$B_{u,t}^S = [a_u P_{u,t}^2 + b_u (P_{u,t_0} + rt) + c_u] \Delta T \quad (3)$$

在经过 (t_0, t_1) 时段后,煤耗量 $B_{u,t_1-t_0}^S$ 可表示为

$$B_{u,t_1-t_0}^S = \int_{t_0}^{t_1} (a_u P_{u,t}^2 + b_u P_{u,t} + c_u) dt \quad (4)$$

当火电机组运行在 (t_1, t_2) 稳态过程时,火电机组的煤耗 $B_{u,t_2-t_1}^S$ 仍由二次煤耗公式表征。

综上,可得快速变负荷下火电煤耗解析式为

$$B_{u,\Delta T}^S = \frac{1}{3} \cdot a_u r^2 (t_1^3 - t_0^3) + \left(a_u P_{u,t_0} r + \frac{b_u r}{2} \right) (t_1^2 - t_0^2) + [a_u r^2 (t_1^2 - t_0^2) + (2a_u P_{u,t_0} r + b_u r)(t_1 - t_0)](t_2 - t_1) + (a_u P_{u,t_0}^2 + b_u P_{u,t_0} + c_u)(t_2 - t_0) \quad (5)$$

由上述推导可知,煤耗量与 ΔT 结束时刻出力、爬坡率及时间3个变量相关。为提升求解效率,本文将原解析式转化为一个关于 ΔT 结束时刻出力与爬坡率的二元二次函数,如式(6)所示。

$$B_{u,t}^S = a_u P_{u,t}^2 + b_u P_{u,t} + c_u P_{u,t} r + d_u r^2 + e_u r + f_u \quad (6)$$

式中: d_u 、 e_u 、 f_u 为煤耗特性系数。

将火电机组快速变负荷能耗特性试验实测数据代入式(6)进行对比,得出拟合优度^[23]为0.998 57。

因此,当耦合系统内新能源渗透率较高时,本节所提快速变负荷下火电煤耗测算方法可较为准确地测算火电在进行多次、快调节变负荷时的煤耗,有助于减小耦合系统在新能源高渗透率下进行优化调度的误差。

2 多耦合系统多阶段经济运行优化模型

随着新能源接入容量在耦合系统中占比的不断

升高,火电需承担快速消纳及调峰任务。然而耦合系统中每时刻的总负荷需求是一定的,新能源接入容量的增长将导致火电净负荷减小,单位时间尺度下的煤耗减少^[24],火电通过调整出力参与调峰,不利于提高自身经济效益。但耦合系统运行成本将随着新能源容量的提升不断下降。因此,应对耦合系统中积极参与调峰的火电给予一定的补偿。

以往单独的耦合系统内部火电调峰辅助服务收益由国家/电网侧支付,但计及多个耦合系统的利益主体,若依然采取以往规则,对于消极参与调峰的耦合系统,其收益缺乏惩罚性措施的制约。同时火电在高负荷率下增加燃煤量,不利于实现耦合系统的低碳目标。因此,建立计及分摊成本的多耦合系统经济运行优化模型,可使得多耦合系统总体利益分配方案更加公平。

综上,本节探讨在引入多耦合系统运行场景后,计及调峰补偿收益分摊的优化调度模型。

2.1 计及分摊成本的多耦合系统调度方式

2.1.1 计及信息交互的多耦合系统调度方式

多耦合系统将通过不同耦合点接入大电网中,含多耦合系统及多独立电厂的主网调度方式如图2所示。其中,每个单耦合系统内含有多个火电机组及不同新能源发电类型的场站,实现在同一并网点下作为整体向外发电。

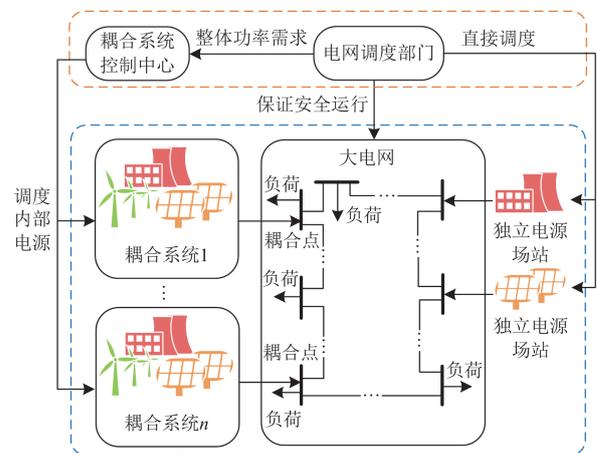


图2 含多耦合系统及多独立电厂的主网调度方式

Fig. 2 Scheduling method for main grid with multiple coupling systems and multiple independent power sources

由于耦合系统与电网调度部门分属于不同利益主体,调度部门为了对电网中各电源场站进行调度,需获取来自不同系统内部各电源的详细模型和数据。采用传统集中式架构涉及电源装机容量、技术特性、运行状态等信息,可能导致隐私泄露问题。

2.1.2 基于不同时间段的调峰成本动态分摊方法

本节刻画以耦合系统为利益主体的成本分摊方法。火电获得的调峰收益由接入同一主电网的独立电厂、耦合系统内的新能源机组及未参与调峰的火电机组共同分摊。在我国耦合系统应用场景较广、发展较快的东北地区, 通常采用此类辅助服务规则^[25]: 分摊成本由多耦合系统及独立电厂总调峰收益、未调峰机组修正出力、未调峰机组及独立电厂修正出力组成。以火电分摊成本 $f_{i,u,t}^{US}$ 为例, 有

$$f_{i,u,t}^{US} = C_t^{TN,D} \cdot \left(P_{i,u,t}^{TPU,C} / \sum_{g \in G} P_{g,t}^C \right) \quad (7)$$

式中: g 、 G 分别为主电网的电源编号与集合; i 为耦合系统编号; $C_t^{TN,D}$ 表示多耦合系统及独立电厂总调峰收益; $P_{i,u,t}^{TPU,C}$ 表示多耦合系统内未调峰火电的修正出力; $P_{g,t}^C$ 表示多耦合系统及独立电厂内未调峰火电及新能源机组修正出力。

从优化模型求解的角度, $P_{i,u,t}^{TPU,C}$ 、 $C_t^{TN,D}$ 及 $P_{g,t}^C$ 均由决策变量 $P_{i,u,t}^{TPU}$ 、 $P_{i,t}^{PV}$ 和 $P_{i,t}^{WT}$ 决定。 $P_{i,u,t}^{TPU}$ 、 $P_{i,t}^{PV}$ 和 $P_{i,t}^{WT}$ 分别为火电、风电、光伏实际出力。通过式(7)可知分摊成本为高比例、非线性目标函数, 具有高度非线性特征, 并包含大量整数变量, 求解复杂度进一步增大, 难以直接通过分布式架构进行求解。

2.1.3 计及分摊成本的运行优化模型三阶段划分

为解决上述问题, 本节将含有多耦合系统的大规模混合整数非线性协同运行模型划分为三阶段。

在第一阶段, 输入包括负荷侧所需有功、无功功率 $P_{j,t+1}^{LD}$ 、 $Q_{j,t+1}^{LD}$, 独立电厂及耦合系统有功、无功功率可行域 $P_{g,t+1}^{up}$ 、 $P_{g,t+1}^{dw}$ 、 $Q_{g,t+1}^{up}$ 和 $Q_{g,t+1}^{dw}$ 。第一阶段输出变量为耦合系统及独立电厂提供的有功、无功功率 $P_{g,t+1}$ 、 $Q_{g,t+1}$, 该变量作为第二、三阶段的输入。

在第二阶段, 通过分布式架构求解独立电厂及多耦合系统的初始总调峰收益 $C_{t+1}^{TN,D}$, 该值将被固定并传递至第三阶段求解过程。

在第三阶段, 通过二阶锥松弛处理分数型变量, 求解各耦合系统的最大收益 $\max f_{i,t+1}^A$ 以及各电源的最优日前调度计划出力 $P_{i,u,t+1}^{TPU}$ 、 $P_{i,t+1}^{WT}$ 和 $P_{i,t+1}^{PV}$ 。

在三阶段优化过程中, 耦合系统必须严格遵循主电网下达的调度指令, 确保不发生超调或欠调。三阶段优化过程关系示意图如图3所示。

2.2 主电网最优潮流模型

为实现主网和耦合系统的分层调控, 在第一阶段, 电网调度部门根据独立电厂的出力约束以及多耦合系统提供的整体出力可行域, 求解最优潮流模

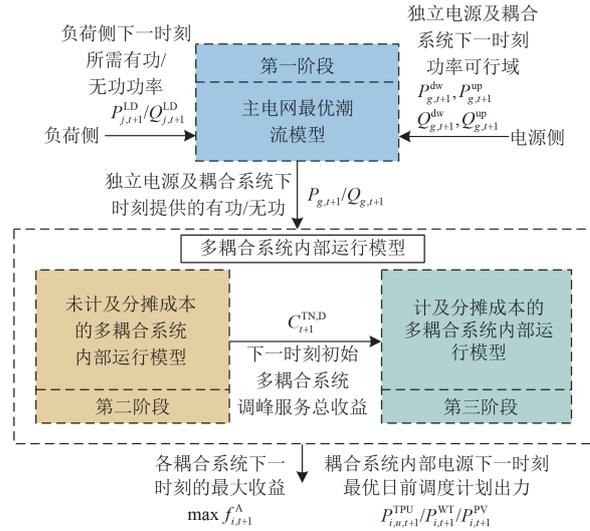


图3 计及分摊成本的三阶段关系示意图

Fig. 3 Schematic diagram of three-stage relationship considering cost allocation

型并直接调度各独立电厂, 同时将对每个耦合系统的整体功率需求传递至耦合系统控制中心。

2.2.1 目标函数

主电网最优潮流模型的目标 f_t^{OPF} 是最小化各独立电厂及耦合系统各时刻的发电功率 $P_{g,t}$ 。

$$\min f_t^{OPF} = \sum_{g \in G} P_{g,t} \quad (8)$$

2.2.2 约束条件

主电网任一节点注入功率需满足平衡方程, 正常运行时, 其节点电压偏差及分支线路容量需满足运行安全方程, 上述约束条件可参考文献^[26]。

由于调度部门直接对独立电厂及耦合系统进行调度, 故在第一阶段中需对其功率可行域进行约束。其中, 功率上下限由独立电厂及耦合系统计算得出, 并将结果信息提供给调度部门。

$$P_{g,t}^{dw} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{up}, \forall g \in G \quad (9)$$

$$Q_{g,t}^{dw} \leq Q_{g,t} \leq Q_{g,t}^{up}, \forall g \in G \quad (10)$$

$$\begin{cases} P_{g,t}^{dw} = P_{g,t-1} - R_g \Delta t \\ P_{g,t}^{up} = P_{g,t-1} + R_g \Delta t \end{cases}, \forall g \notin I \quad (11)$$

$$\begin{cases} P_{g,t}^{dw} = \sum_{u \in U} a_{i,u,t}^{-TPU} + a_{i,t}^{-WT} + a_{i,t}^{-PV} \\ P_{g,t}^{up} = \sum_{u \in U} a_{i,u,t}^{-TPU} + a_{i,t}^{-WT} + a_{i,t}^{-PV} \end{cases}, \forall (g=i) \in I \quad (12)$$

$$\begin{cases} Q_{g,t}^{dw} = -\sqrt{S_g^2 - P_{g,t}^{up}} \\ Q_{g,t}^{up} = \sqrt{S_g^2 - P_{g,t}^{up}} \end{cases}, \forall g \notin I \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} Q_{g,t}^{\text{dw}} &= \sum_{u \in U} \bar{Q}_{i,u}^{\text{TPU}-} (S_{i,u}^{\text{TPU}}, a_{i,u,t}^{\text{TPU}-}) + \\ &\quad \bar{Q}_i^{\text{PV}-} (S_i^{\text{PV}}, a_{i,t}^{\text{PV}-}) + \bar{Q}_i^{\text{WT}-} (S_i^{\text{WT}}, a_{i,t}^{\text{WT}-}), \forall (g=i) \in I \\ Q_{g,t}^{\text{up}} &= \sum_{u \in U} \bar{Q}_{i,u}^{\text{TPU}+} (S_{i,u}^{\text{TPU}}, a_{i,u,t}^{\text{TPU}+}) + \\ &\quad \bar{Q}_i^{\text{PV}+} (S_i^{\text{PV}}, a_{i,t}^{\text{PV}+}) + \bar{Q}_i^{\text{WT}+} (S_i^{\text{WT}}, a_{i,t}^{\text{WT}+}) \end{aligned} \right. \quad (14)$$

式中: I 为耦合系统集合; U 为单耦合系统内火电机组集合; R_g 为变负荷速率; S_g 为电源容量; $S_{i,u}^{\text{TPU}}$ 、 S_i^{WT} 、 S_i^{PV} 分别为火电、光伏和风电对应的容量; $P_{g,t}^{\text{up}}/P_{g,t}^{\text{dw}}$ 、 $Q_{g,t}^{\text{up}}/Q_{g,t}^{\text{dw}}$ 分别为有功、无功时序可行域的上、下限; 对于独立电厂, 该边界由式(11)和式(13)确定; 对于耦合系统, 该边界由式(12)和式(14)确定; $\bar{Q}_{i,u}^{\text{TPU}+}/\bar{Q}_{i,u}^{\text{TPU}-}$ 、 $\bar{Q}_i^{\text{PV}+}/\bar{Q}_i^{\text{PV}-}$ 、 $\bar{Q}_i^{\text{WT}+}/\bar{Q}_i^{\text{WT}-}$ 分别为火电、光伏和风电对应的无功可行域上、下限; $a_{i,u,t}^{\text{TPU}-}$ 、 $a_{i,t}^{\text{PV}-}$ 、 $a_{i,t}^{\text{WT}-}$ 分别为火电、光伏和风电对应的有功可行域上限; $a_{i,u,t}^{\text{TPU}}$ 为火电有功可行域下限。

2.3 多耦合系统内部运行模型

通过主电网最优潮流模型求得短时间尺度下的最小电量调度需求后, 各独立电源及耦合系统内部需按每时刻调度需求发出功率。

2.3.1 目标函数

对于单个耦合系统, 内部运行的优化目标是最大化耦合系统每个时刻的总收入 $f_{i,t}^A$ 。

$$\max f_{i,t}^A = \Delta T \left(\sum_{u \in U} f_{i,u,t}^{\text{TPU}} + f_{i,t}^{\text{RE}} \right) \quad (15)$$

式中: $f_{i,u,t}^{\text{TPU}}$ 为火电的综合发电收益; $f_{i,t}^{\text{RE}}$ 为新能源

$$P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}} = \begin{cases} 0, & 0 < \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} < \mu_1 \\ z_1^{\text{TPU}} P_{i,u,t}^{\text{TPU}}, & P_{i,u,t}^{\text{TPU}} \in [P_{i,u}^{\text{TPU,min}}, A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}], \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \geq \mu_1 \\ z_1^{\text{TPU}} A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}} + z_2^{\text{TPU}} (P_{i,u,t}^{\text{TPU}} - A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}), & P_{i,u,t}^{\text{TPU}} \in [A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}, A_2 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}], \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \geq \mu_1 \\ z_1^{\text{TPU}} A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}} + z_2^{\text{TPU}} (A_2 - A_1) P_{i,u}^{\text{TPU,max}} + z_3^{\text{TPU}} (P_{i,u,t}^{\text{TPU}} - A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}), & P_{i,u,t}^{\text{TPU}} \in [A_2 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}, P_{i,u}^{\text{TPU,max}}], \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \geq \mu_1 \end{cases} \quad (20)$$

式中: A_1 、 A_2 为不同的分摊档位; z_1^{TPU} 、 z_2^{TPU} 、 z_3^{TPU} 为火电修正系数; $P_{i,u}^{\text{TPU,max}}$ 、 $P_{i,u}^{\text{TPU,min}}$ 分别为火电机组的最大、最小出力。

独立电厂及耦合系统内未参与调峰机组的修正出力为 $P_{g,t}^C$, 其表达式为

$$\left\{ \begin{aligned} P_{g,t}^C &= \sum_{i \in I} P_{i,t}^C + \sum_{d \in D} P_{d,t}^C \\ P_{i,t}^C &= \sum_{u \in U} P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}} + P_{i,t}^{\text{WT,C}} + P_{i,t}^{\text{PV,C}} \end{aligned} \right. \quad (21)$$

式中: $P_{i,t}^C$ 、 $P_{d,t}^C$ 分别为耦合系统及独立电厂修正出

综合发电收益。

$$f_{i,u,t}^{\text{TPU}} = f_{i,u,t}^{\text{UB}} + f_{i,u,t}^{\text{UD}} - f_{i,u,t}^{\text{UO}} - f_{i,u,t}^{\text{UE}} - f_{i,u,t}^{\text{US}} \quad (16)$$

式中: $f_{i,u,t}^{\text{UB}}$ 、 $f_{i,u,t}^{\text{UD}}$ 分别为基本售电收益和参与深度调峰(deep peak regulation, DPR)收益; $f_{i,u,t}^{\text{UO}}$ 为运行成本; $f_{i,u,t}^{\text{UE}}$ 为污染排放成本, 上述目标函数均可参考文献[27]。本节重点刻画火电机组的分摊成本 $f_{i,u,t}^{\text{US}}$ 。

$f_{i,t}^{\text{RE}}$ 的计算方法为

$$f_{i,t}^{\text{RE}} = C^{\text{WT}} P_{i,t}^{\text{WT}} + C^{\text{PV}} P_{i,t}^{\text{PV}} - f_{i,t}^{\text{WTS}} - f_{i,t}^{\text{PVS}} \quad (17)$$

式中: C^{WT} 、 C^{PV} 分别为风电、光伏单位发电量收益; $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 分别为风电、光伏的实际出力; $f_{i,t}^{\text{WTS}}$ 、 $f_{i,t}^{\text{PVS}}$ 分别为风电、光伏调峰的分摊成本。

1) 火电机组的分摊成本 $f_{i,u,t}^{\text{US}}$

由于耦合系统内部的电源容量不同, 为计算出更加公正合理的分摊成本, 需求解出参与分摊的各内部电源的修正出力, 最终通过该修正出力占比实现调峰收益的分摊目标。根据文献[26], 未参与深度调峰的火电机组的分摊成本表达式为

$$f_{i,u,t}^{\text{US}} = \begin{cases} C_t^{\text{TN,D}} \cdot \left(P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}} / \sum_{g \in G} P_{g,t}^C \right), & \mu_1 < \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \leq 1 \\ 0, & 0 < \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \leq \mu_1 \end{cases} \quad (18)$$

式中: $\mu_{i,u,t}^{\text{TPU}}$ 为火电负荷率; $P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}}$ 为未参与调峰火电的修正出力; μ_1 为调峰补偿第一档所对应的负荷率基准; $C_t^{\text{TN,D}}$ 为所有调峰电源应获总收益, 可表示为

$$C_t^{\text{TN,D}} = \sum_{i \in I} \sum_{u \in U} f_{i,u,t}^{\text{UD}} \quad (19)$$

$P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}}$ 可表示为

$$\begin{cases} 0 < \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} < \mu_1 \\ P_{i,u,t}^{\text{TPU}} \in [P_{i,u}^{\text{TPU,min}}, A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}], \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \geq \mu_1 \\ P_{i,u,t}^{\text{TPU}} \in [A_1 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}, A_2 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}], \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \geq \mu_1 \\ P_{i,u,t}^{\text{TPU}} \in [A_2 P_{i,u}^{\text{TPU,max}}, P_{i,u}^{\text{TPU,max}}], \mu_{i,u,t}^{\text{TPU}} \geq \mu_1 \end{cases} \quad (20)$$

力; $P_{i,t}^{\text{WT,C}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{PV,C}}$ 分别为风电、光伏修正出力; d 、 D 分别为接入主网独立电厂的编号与集合。

2) 新能源能源机组的分摊成本 $f_{i,t}^{\text{WTS}} + f_{i,t}^{\text{PVS}}$

新能源能源机组的分摊成本计算方式与上述火电机组的分摊成本计算方式相同, 如式(22)所示。

$$\left\{ \begin{aligned} f_{i,t}^{\text{PVS}} &= C_t^{\text{TN,D}} \cdot P_{i,t}^{\text{PV,C}} / \sum_{g \in G} P_{g,t}^C \\ f_{i,t}^{\text{WTS}} &= C_t^{\text{TN,D}} \cdot P_{i,t}^{\text{WT,C}} / \sum_{g \in G} P_{g,t}^C \\ P_{i,t}^{\text{PV,C}} &= z_t^{\text{PV,S}} P_{i,t}^{\text{PV}} \\ P_{i,t}^{\text{WT,C}} &= z_t^{\text{WT,S}} P_{i,t}^{\text{WT}} \end{aligned} \right. \quad (22)$$

式中: $z_i^{\text{PV},S}$ 、 $z_i^{\text{WT},S}$ 分别为单台光伏、风电修正系数。

2.3.2 约束条件

计及耦合系统内部的多电源协同运行约束可分为功率平衡和火电非凸梯式爬坡约束, 参考文献[28]。火电机组发电约束包括机组出力上下限约束、灵活备用约束, 其中灵活备用约束如下。

1) 火电机组灵活备用约束

火电在每个 ΔT 预留灵活备用, 以应对在运行中出力与负荷间可能存在的不确定性及功率不平衡。

$$\begin{cases} P_{i,u,t}^{\text{TPU}} = P_{i,u,t}^{\text{TPU,B}} + P_{i,u,t}^{\text{TPU,F}} \\ -\tau_{i,u}^{\text{TPU}} P_{i,u}^{\text{TPU,max}} \Delta T \leq P_{i,u,t}^{\text{TPU,F}} \leq \tau_{i,u}^{\text{TPU}} P_{i,u}^{\text{TPU,max}} \Delta T \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{i,u,t}^{\text{TPU,B}}$ 为机组预先确定的固定基础出力;

$P_{i,u,t}^{\text{TPU,F}}$ 为机组平抑源、荷波动的实时灵活性出力;

$\tau_{i,u}^{\text{TPU}}$ 为机组可调灵活性资源的系数。

2) 新能源发电约束

耦合系统内新能源机组可通过主动减少出力, 提高系统出力平稳性及运行经济性。但机组每个时段及一天内可减少的出力不能超过规定值, 表示为

$$\begin{cases} \mu^{\text{RE}} P_{i,t}^{\text{RE,pre}} \leq P_{i,t}^{\text{RE}} \leq P_{i,t}^{\text{RE,pre}} \\ \mu^{\text{RE,d}} \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{RE,pre}} \leq P_{i,t}^{\text{RE}} \leq \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{RE,pre}} \end{cases} \quad (24)$$

式中: μ^{RE} 为新能源机组最小利用率; $\mu^{\text{RE,d}}$ 为新能源机组一天可减少出力占预测出力比例; $P_{i,t}^{\text{RE}}$ 为新能源机组实际出力; $P_{i,t}^{\text{RE,pre}}$ 为新能源机组预测出力。

2.4 模型求解

本模型的求解流程如图4所示。

1) 第一阶段: 求解主电网最优潮流模型

并入主网的各耦合系统及独立电厂计算本时段自身出力上下限, 将结果信息提供给主网。主网调度中心在接收各出力可行域约束后, 根据所预测的计划负荷需求, 求解并提供该时段各耦合系统及独立电源需供给的最小电量。

2) 第二阶段: 固定调峰总收益 $C_i^{\text{TN,D}}$

由于分摊成本实质上是对调峰补偿收益进行的分摊计算, 故从时间进程上, 可先计算调峰补偿收益, 后计算未参与调峰的各机组分摊成本。因此在第二阶段, 在求解未计及分摊成本的多耦合系统内部运行模型时, 可对求解出的 $C_i^{\text{TN,D}}$ 进行固定。即 $C_i^{\text{TN,D}}$ 可近似视为调峰收益常量代入第三阶段求解。

在求解第二阶段后, 原分摊成本计算式中的非线性目标已实现部分去非线性化, 极大地降低了求解难度并缩短了计算时间。

3) 第三阶段: 求解计及分摊成本的多耦合系统经济调度模型

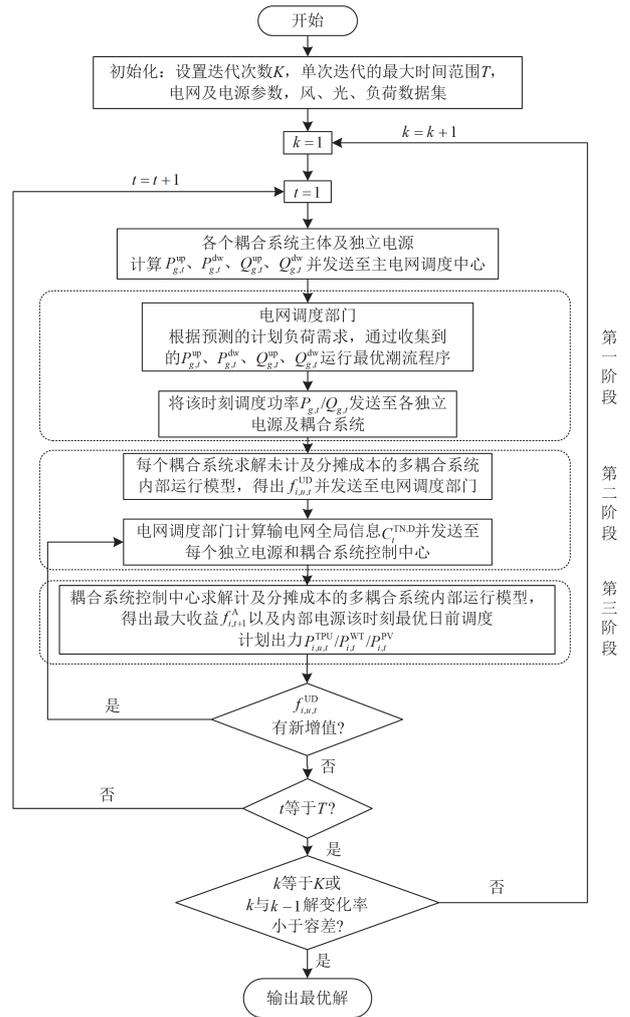


图4 计及分摊成本的三阶段多耦合系统经济运行优化求解流程

Fig. 4 Computation flowchart for economic operation of a three-stage multi coupling system considering cost allocation

在第三阶段分摊成本计算中, 仅需解决单台机组修正出力、多耦合系统与独立电厂内未调峰机组修正出力总和之比的分式非线性问题。

为保证第三阶段的准确性及客观性, 未针对多耦合系统中决策变量“未参与调峰的火电出力”进行约束。但在实际场景中, 已参与调峰的火电出力, 不会因为分摊成本的引入, 使其出力超过补偿基准, 从而造成该火电不再参与调峰的局面。因此需补充已参与调峰的火电出力约束, 如式(25)所示。

$$0 \leq P_{i,u,t}^{\text{TPU,UD}} / P_{i,u}^{\text{TPU,max}} \leq \mu_i \quad (25)$$

式中: $P_{i,u,t}^{\text{TPU,UD}}$ 为第二阶段耦合系统中已参与调峰并取得调峰收益的火电机组出力。

针对目标函数为分式结构的非线性问题, 本文采用二阶锥规划进行松弛。由于火电及新能源机组

的分摊成本中, 分式结构的非线性问题只存在分子修正出力不同, 以火电分摊成本二阶锥松弛为例, 设 A 为二阶锥变量, $P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}} = A \sum_{g \in G} P_{g,t}^{\text{C}}$, $A^2 = \alpha$, $(\sum_{g \in G} P_{g,t}^{\text{C}})^2 = \beta$, 则原分摊成本计算式中的非线性问题可描述为

$$f_{i,u,t}^{\text{US}} = C_i^{\text{TN,D}} A \quad (26)$$

列写二阶锥及变量上下界约束如式(27)所示。

$$\begin{cases} (P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}})^2 \leq \alpha\beta \\ A^2 \leq \alpha \\ (\sum_{g \in G} P_{g,t}^{\text{C}})^2 \leq \beta \end{cases} \quad (27)$$

在式(27)中, $P_{i,u,t}^{\text{TPU,C}}$ 及 $\sum_{g \in G} P_{g,t}^{\text{C}}$ 取值需满足自身上

下边界约束, 通过二阶锥规划进行松弛, 将分摊成本计算式从分式非线性形式转化为线性形式。为减小第二阶段 $C_i^{\text{TN,D}}$ 产生的误差, 再次将第三阶段 $f_{i,u,t}^{\text{UD}}$ 相加, 得出第三阶段调峰补偿收益总和 $C_i^{\text{TN,D,III}}$, 并与第二阶段已固定的 $C_i^{\text{TN,D}}$ 进行对比。若 $C_i^{\text{TN,D,III}} \geq C_i^{\text{TN,D}}$, 第三阶段代入的常量 $C_i^{\text{TN,D}}$ 需更新为 $C_i^{\text{TN,D,III}}$, 并重新进行第三阶段多耦合系统优化模型的求解, 直至 $C_i^{\text{TN,D,III}} = C_i^{\text{TN,D}}$, 最终得出最优调度方案, 进一步增强多耦合系统多阶段优化模型求解的准确性。

3 算例分析

3.1 算例仿真参数

本文以我国东北地区某区域电网为例进行仿真验证, 与主电网相连的电源场站由 4 个耦合系统、5 个直接并网且未经灵活性改造的独立火电厂组成。每个耦合系统内包含 2 台火电机组、1 个光伏电站及 1 个风力发电厂, 算例电源具体组成如表 2 所示。

表 2 算例电源的具体组成部分设置

Table 2 Generation settings of test system

					MW
电源类型	火电	光伏电站	风电厂		
	容量	容量	容量		
耦合系统 1	200+300	200	300		
耦合系统 2	300+300	120	180		
耦合系统 3	300+600	200	200		
耦合系统 4	600+600	400	300		
独立电厂 1—5 火电容量					
独立电厂 1	独立电厂 2	独立电厂 3	独立电厂 4	独立电厂 5	
1040	508	687	580	564	

为验证本文所提方法的普适性, 选取夏季与冬季典型日进行验证。算例调度时间尺度 ΔT 为 30 min, 滚动调度总时间 T_s 为 24 h, 调度时段个数 $N_{Ts} = 48$ 。在此短时间尺度下, 新能源发电短期预测出力在每个时刻滚动更新并实时修正, 因此大大降低了风、光发电不确定性对耦合系统中新能源发电预测结果的影响。最优潮流电压取值范围为 0.94~1.06 p.u.; 深度调峰参数参考文献[25]; 分摊档位 $A_1 = 0.7$ 、 $A_2 = 0.8$; 不同补偿基准对应的负荷率 $\mu_1 = 0.5$; 火电修正系数 $z_1^{\text{TPU}} = 1$ 、 $z_2^{\text{TPU}} = 1.5$ 、 $z_3^{\text{TPU}} = 2$; 常规调峰和 DPR 爬坡率分别取 $0.9P_N/h$ 与 $0.6P_N/h$; 对于冬季供热期(11月至次年4月), 调峰收益修正系数 k_m^{TPU} 为 1, 风电出力修正系数 $z_i^{\text{WT,S}} = 1.6$, 光伏出力修正系数 $z_i^{\text{PV,S}} = 2$; 对于夏季非供热期(5月—10月), $k_m^{\text{TPU}} = 0$, $z_i^{\text{WT,S}} = 0.8$, $z_i^{\text{PV,S}} = 1$; 内部火电运行成本拟合参数参考文献[29]。耦合系统运营收益及成本参数设置为: 火电可调灵活性资源的系数 $\tau_{i,u}^{\text{TPU}} = 0.4$, 新能源机组最小利用率 $\mu^{\text{RE}} = 0.9$; 不同补偿标准下的火电单位发电量售电价格 $C_0 = 375$ 元、 $C_1 = 400$ 元、 $C_2 = 1000$ 元; 风电及光伏单位发电量售电价格分别为 $C^{\text{WT}} = 850$ 元、 $C^{\text{PV}} = 740$ 元。煤炭每吨单价 $C^{\text{coal}} = 685$ 元。

3.2 优化调度结果分析

3.2.1 计及火电快速变负荷下的煤耗差异分析

为对比本文提出的火电煤耗表征式与常用表征式计算所得出的煤耗差异, 根据两个典型日内火电运行出力值, 选取额定功率为 660 MW 的机组, 绘制 00:00—24:00 共 48 个调度时段的出力曲线, 如图 5 所示, 两种煤耗方法计算得到火电总煤耗结果如表 3 所示。

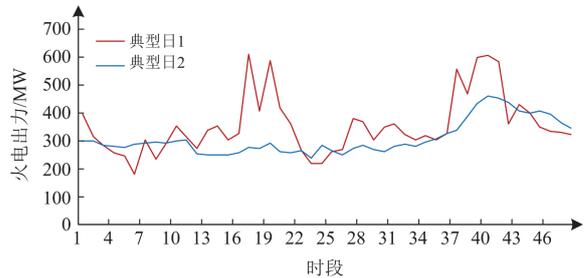


图 5 耦合系统内部 660 MW 火电机组 2 个典型日出力情况

Fig. 5 Two typical daily output of 660 MW thermal power units within coupling system

如表 3 所示, 在典型日 1 火电于 08:30 发生最快上坡(9.30 MW/min), 与稳态表征式相比, 计算得到的煤耗间隔差异为 4.28 t, 间隔差异比例为 5.98%。

在典型日 2, 火电机组未出现相邻时刻较大的变负荷的情况下, 于 06:00 发生最快下爬坡(-1.66 MW/min), 该时间间隔计算得到的煤耗差异达 2.42 t。由于火电在 ΔT 间隔所产生的煤耗量受爬坡速率及结束时刻出力的共同作用, 且典型日 2 爬坡结束时刻的出力较小, 因此最大爬坡时刻的煤耗间隔差异受出力值影响较大, 相较于典型日 1 略微提升, 为 6.33%; 结合图 5 及表 3 可得, 在火电相邻时刻, 当出力进行快速爬坡时, 煤耗差异较为明显。

表 3 不同典型日火电机组总煤耗测算结果

Table 3 Calculation results of total coal consumption of different typical daily thermal power units

方案	最大爬坡率/ (MW/min)	间隔 差异/t	稳态近似 下的煤耗/t	计及快速变负 荷下的煤耗/t	加权均 方根误 差/%
典型日 1	9.30	4.28	2275.52	2325.16	5.05
典型日 2	1.66	2.42	2021.02	2075.48	3.40

由表 3 可知, 快速变负荷煤耗测算出的煤耗较稳态测算出的煤耗高, 该变化反映本文快速变负荷煤耗计算方法考虑了火电在各 ΔT 的爬坡率对其煤耗产生的影响。同时, 由于代入稳态表达式的出力为每个 ΔT 结束时刻的出力, 当快速上爬坡时, 结束时刻的稳态出力较爬坡前大, 稳态煤耗量实则是煤耗量上界, 且上爬坡速率越快, 停留在结束时刻稳态出力时间越长, 与稳态煤耗表达式计算的差值越小, 越接近于上界。同理, 快速下爬坡结束时刻稳态煤耗量实则是煤耗量下界, 且下爬坡速率越快, 越接近于下界。而在典型日 1、2 中, 所选火电机组的上爬坡速率较快, 下爬坡速率较慢, 故 00:00—24:00 停留在煤耗量上界的时间较长, 停留在下界的时间较短, 因此计及快速变负荷计算出的煤耗大于稳态近似计算出的煤耗。

由表 3 可得, 两个典型日的总体煤耗量差异值变化较小。该现象是由于火电机组在日内频繁上下爬坡, 而两种过程的煤耗特性存在互逆性, 导致部分煤耗差异相互抵消所致。为进一步量化火电机组

在每个 ΔT 内爬坡率快速变化对整体煤耗测算结果的影响, 本节引入加权均方根误差。在典型日 1 火电出力快速变化场景下, 本文所提方法较稳态方法的加权均方根误差为 5.05%, 差异较为明显; 而在典型日 2 火电出力变化速率较小的场景下, 本文所提方法较稳态方法的加权均方根误差为 3.40%。表明在新能源渗透率不断增高的情况下, 耦合系统内火电快速变负荷速率越大, 本文方法较稳态煤耗测算方法的修正作用越强, 从而能更客观地呈现火电进行快速变负荷所带来的显著煤耗差异。

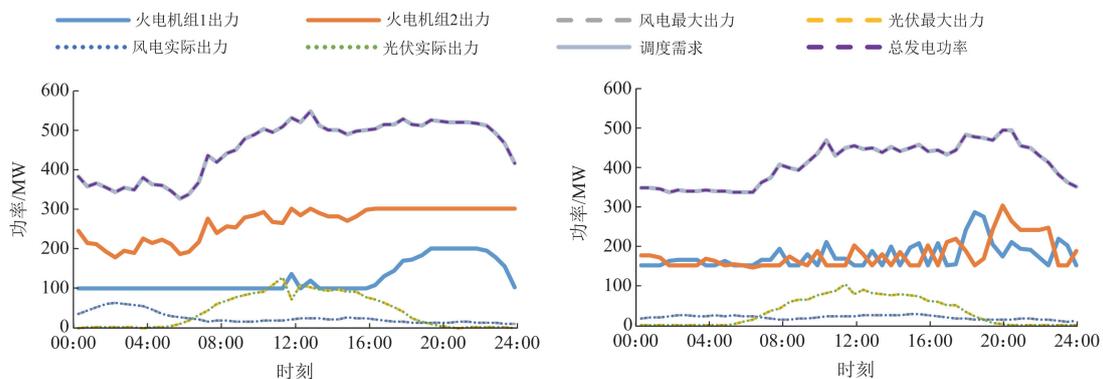
随着新能源机组渗透率的不断提高, 耦合系统将充分调用火电机组的快速变负荷能力, 以实现实时消纳。因此, 采用本文解析式进行煤耗测算, 能更准确地反映耦合系统的真实运行成本。

3.2.2 多耦合系统多阶段经济调度结果分析

采用 Gurobi 求解多阶段解耦及非线性松弛后模型, 典型日多耦合系统求解时间均小于 10 min, 满足实时调度要求。2 个典型日内各电源详细出力情况如图 6 所示。火电机组标号按表 2 的顺序排列。

由图 6 可知, 各耦合系统在典型日的出力与调度需求在各时刻保持一致, 且风电/光伏出力与其最大出力曲线一致。这表明三阶段优化方法在保障多主体隐私的基础上, 满足调度实时需求, 能更高效、精准地协同控制火电与新能源机组的出力。

在夏季典型日中, 各耦合系统风电出力全天较低, 光伏发电于 05:00 开始增加出力, 在 11:00—13:00 时段出力达到最高(100~200 MW)。调度需求在 01:00—08:00 时段较低, 08:00—10:00 时段不断增加, 11:00—23:00 时段保持稳定, 新能源机组可在午间抵消部分调度需求, 但火电在全天仍以维持负荷平衡为目标, 进行 DPR 的机会较少, 仅在凌晨, 含有灵活性改造机组的耦合系统具备参与 DPR 的条件。受制于夏季 k_m^{TPU} 较低、火电参与 DPR 收益较低, 故较少参与 DPR 以减小运行损耗。最终导致各耦合系统 DPR 收益较小, 产生的分摊成本较低。



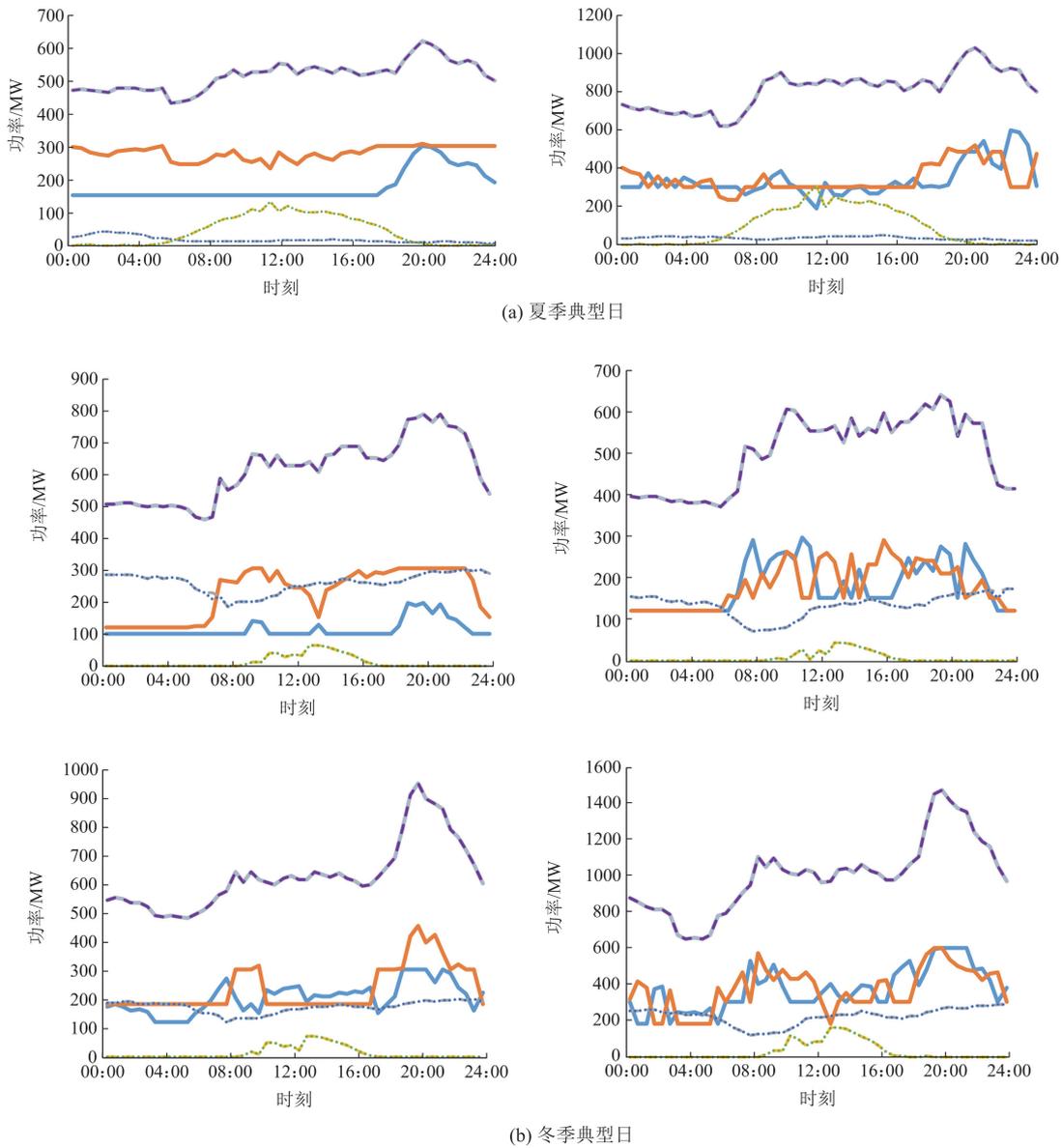


图 6 三阶段优化方法得到的 2 个典型日各时刻电源出力情况

Fig. 6 Outputs at each hour of two typical days obtained by the three-stage optimization method

在冬季典型日中，各耦合系统的风电出力在大部分时间都能保持在较高水平，仅在 08:00—12:00 时段略有下降，该时段中火电机组通过出力快速上升进行补差。由于风电总体出力相比夏季大大提升，故火电净负荷需求相对较低，尤其在凌晨以及中午光伏发电出力上升时，由于负荷大幅下降，火电出力可大幅减小，为参与 DPR 提供更多机会。另外，受不同时段及阶梯负荷率修正出力的影响，冬季 k_m^{TPU} 高，因此火电参与 DPR 可获收益随之增高，最终激励火电参与调峰，产生的分摊费用将相对较高。

表 4 为冬季典型日中各耦合系统的总调峰辅助服务收益和分摊成本，可量化分摊成本对耦合系统

利益分配所产生的影响。耦合系统 3、4 获得的调峰收益较大，分摊成本相较于调峰收益较小；耦合系统 1、2 与之相反；这是由于耦合系统 3、4 均配置经灵活性改造后，拥有快速变负荷且有较大出力调节范围的火电机组，参与分摊的机组较少、时间尺度较短。可以发现，耦合系统 3 全天净负荷较低，可获得最高调峰收益，同时耦合系统 2、3、4 调峰收益均大于分摊成本，提高了整体收益；而耦合系统 1 调峰收益小于分摊成本，使整体收益下降。耦合系统 4 虽配备两台灵活性改造的火电机组，但由于其净负荷全天较大，新能源出力平稳，因此在未参与调峰时段，其修正出力较大，分摊成本较高。

结果表明, 本文采用的分摊方法, 可根据各耦合系统参与调峰机组数量及时间尺度长短, 精确量化并分摊至各耦合系统及独立电厂, 促进耦合系统总体利益公平分配。在计及分摊成本调度中, 耦合系统需通过加快火电机组灵活性改造来提升整体收益。

表 4 冬季典型日调峰辅助服务收益和分摊成本

Table 4 Revenue and cost allocation of peak shaving auxiliary services on typical winter days

	万元			
收益/成本	耦合系统 1	耦合系统 2	耦合系统 3	耦合系统 4
收益	7.7136	17.8553	128.6465	60.9535
分摊成本	26.8554	15.6851	21.9623	33.3666

为评估三阶段优化模型对各耦合系统的优化效果, 本研究引入独立优化方案作为对照。不同优化方案差异如表 5 所示。

表 5 不同优化方案差异性体现

Table 5 Differences in different optimization plans

方案	分摊成本	目标函数设置	控制类别
1	考虑	多个耦合系统加权总收益最大	多耦合
2	未考虑	单个耦合系统收益最大	单耦合

方案 1: 针对多耦合系统进行计及分摊成本的多阶段优化。通过主电网最优潮流模型确立每时刻的有功/无功调度需求, 第三阶段以多耦合系统总体加权收益最大为目标函数, 在优化过程中考虑分摊成本及修正出力, 即本文所提运行模型。

方案 2: 针对每个耦合系统进行分布式优化, 分摊成本不纳入优化过程, 在单个耦合系统依次优化结束后, 进行分摊成本核算。即根据已知的日前有功/无功调度需求, 以自身日内收益最大为目标对单独耦合系统进行内部优化。

在以上 2 种调度方案下, 最优调度结果如表 6 所示。

表 6 三阶段与独立优化得到的耦合系统收益对比

Table 6 Comparison of coupling system benefits obtained by 3-stage and independent optimizations

	万元			
方案	耦合系统 1	耦合系统 2	耦合系统 3	耦合系统 4
夏季典型日				
方案 1	232.08	211.89	231.57	462.48
方案 2	231.68	211.74	231.53	462.47
冬季典型日				
方案 1	580.68	312.66	541.57	780.86
方案 2	567.79	307.15	537.39	780.86

使用三阶段优化后得到的各耦合系统的收益与独立优化得到的收益相比差异较小, 但冬季典型日的收益差异较夏季典型日较高, 可达 2.27%以上。

这是由于冬季通过调峰获得额外收益的机会较夏季高, 同时调峰收益修正系数较高, 火电的调峰收益较高, 使得总分摊成本较高, 优化空间较大。

耦合系统 1、2 的收益差异比耦合系统 3、4 大。由于耦合系统 3、4 均配备灵活性改造后的 600 MW 机组, 而耦合系统 1、2 配备为 200 MW/300 MW 常规调峰机组, 其基本不参与深度调峰, 因此在计及分摊成本后, 通过修正出力得到的分摊成本更大, 出力优化空间更大。耦合系统 3、4 相反, 由于分摊成本较小, 故分摊成本在引入优化后对目标收益造成的影响较小。

此外, 通过将各耦合系统收益相加可得, 冬季典型日的多耦合系统总体收益差异比夏季典型日大, 可达 1%以上。相比夏季, 冬季爬坡机会多且收益修正系数较大, 进而深度调峰收益高, 导致总分摊成本较高, 总体优化空间较大。观察冬季典型日及夏季典型日采用本文的三阶段优化与独立优化方法的总体收益的差异, 可以看出虽然两种优化方法的目标函数不同, 三阶段优化模型仍可提升多耦合系统的经济运行收益, 证明了该优化方案的有效性。

4 结论

本文针对多耦合系统协同运行场景, 考虑快速变负荷下火电机组煤耗特性, 提出计及分摊成本的多阶段优化调度方法, 通过验证得到以下结论。

1) 本文提出的煤耗计算方法能更准确地描述在快速变负荷下计及火电出力及爬坡率的真实煤耗量。仿真结果表明, 考虑未来高比例新能源接入, 火电单位碳排放成本将增加, 本文提出的方法能为调峰辅助服务激励政策提供理论依据, 并为耦合系统的运行成本统计与碳流管理提供分析方法。

2) 本文提出的多耦合系统三阶段经济运行优化调度方法, 将主网和多耦合系统分别进行独立优化。在保证各独立运行主体隐私的前提下, 能够与主网调度中心通过最优潮流所下达的负荷需求调度指令良好贴合。通过松弛手段简化多耦合系统中非线性目标及约束的求解过程, 可更高效地求解混合整数非线性协同运行优化调度问题。

3) 本文提出的基于不同时段调峰成本动态分摊方法, 在新能源机组出力占比较大、火电的净负荷需求较小、拥有较多深度调峰补偿辅助服务机会的场景下, 不仅能通过公正的利益分配方案解决多耦合系统间的多方利益问题, 还能激励各主体通过加快火电机组灵活性改造来提升整体收益。

参考文献

- [1] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL]. [2023-08-22]. https://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm
XI Jinping. Speech at the general debate of the 75th session of the United Nations General Assembly[EB/OL]. [2023-08-22]. https://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm
- [2] 李响, 武海潮, 王文雪, 等. 考虑大规模新能源接入的电网性能评价指标体系[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 178-187.
LI Xiang, WU Haichao, WANG Wenxue, et al. Performance evaluation index system of a power grid considering large-scale new energy[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 178-187.
- [3] 林顺富, 张琪, 沈运帷, 等. 面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统可调节资源优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 90-100.
LIN Shunfu, ZHANG Qi, SHEN Yunwei, et al. Optimal dispatch model of adjustable resources in a power system with high proportion of renewable energy for flexible ramping product[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(2): 90-100.
- [4] 吴若冰, 张振超. 考虑新能源接入下的配电网线损综合检测方法[J]. 电测与仪表, 2024, 61(9): 145-150.
WU Ruobing, ZHANG Zhenchao. A comprehensive detection method for distribution network line loss considering the integration of new energy source[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(9): 145-150.
- [5] 马喜平, 董晓阳, 李亚昕, 等. 考虑新能源接入的电网有功无功协调双层优化策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(1): 137-142, 149.
MA Xiping, DONG Xiaoyang, LI Yaxin, et al. Research on the two-layer optimal strategy of active power and reactive power coordination considering integration of new energy[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(1): 137-142, 149.
- [6] 杨秀, 李增尧, 胡浩然, 等. 不同输电方式下风电接入对传统火电次/超同步振荡影响研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(5): 108-125.
YANG Xiu, LI Zengyao, HU Haoran, et al. Research on wind power integration on sub/super-synchronous oscillation of thermal power plants under different transmission modes[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(5): 108-125.
- [7] 任洲洋, 程欢, 周桂平, 等. 考虑外部博弈和内部协同的耦合系统时序随机生产模拟[J]. 电工技术学报, 2023, 38(22): 6204-6217.
REN Zhongyang, CHENG Huan, ZHOU Guiping, et al. A sequential probabilistic production simulation method for coupled systems considering external game and internal coordination[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(22): 6204-6217.
- [8] 邵磊, 多增森, 柴嘉启, 等. 抽蓄-风-光-火联合系统日前优化调度研究[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(6): 108-114.
SHAO Lei, DUO Zengsen, CHAI Jiaqi, et al. A study on the day-ahead optimal scheduling of the pumped storage-wind-solar-thermal combined system[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(6): 108-114.
- [9] ZOU Y, WANG Q, HU B, et al. Hierarchical evaluation framework for coupling effect enhancement of renewable energy and thermal power coupling generation system[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 146.
- [10] 夏芹芹, 罗永捷, 王荣茂, 等. 考虑新能源爬坡的风光火耦合系统源荷匹配性分析及容量优化配置[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(1): 69-81.
XIA Qinqin, LUO Yongjie, WANG Rongmao, et al. Source-load matching analysis and optimal planning of wind-solar thermal coupled system considering renewable energy ramps[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(1): 69-81.
- [11] 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.
- [12] 贾文杰, 唐早, 曾平良, 等. 基于鲁棒模型预测控制的风火储联合系统调频优化策略[J]. 电测与仪表, 2023, 60(12): 27-35.
JIA Wenjie, TANG Zao, ZENG Pingliang, et al. Frequency regulation optimization strategy for wind-thermal-storage joint system based on robust model predictive control[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(12): 27-35.
- [13] HERBERT H C, FERNANDO, TYRONE, et al. Wind-thermal systems operation optimization considering emission problem[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2015, 65: 238-245.
- [14] ZHANG R F, YAN K F, LI G Q, et al. Privacy-preserving decentralized power system economic dispatch considering carbon capture power plants and carbon emission trading scheme via over-relaxed ADMM[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 121.
- [15] REDDY S S. Optimal scheduling of thermal-wind-solar

- power system with storage[J]. *Renewable Energy*, 2017, 101(2): 1357-1368.
- [16] 李明扬, 蒋媛媛. 考虑煤耗率的火电机组灵活调峰对风电消纳的影响效果研究[J]. *热力发电*, 2020, 49(2): 45-51.
LI Mingyang, JIANG Yuanyuan. Effect of flexible load regulation of thermal power units considering coal consumption rate on wind power utilization[J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(2): 45-51.
- [17] 张虹, 孟庆尧, 王明晨, 等. 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(3): 26-35.
ZHANG Hong, MENG Qingyao, WANG Mingchen, et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(3): 26-35.
- [18] 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.
- [19] 何宁, 谢天, 尹俊杰, 等. 燃煤机组变负荷瞬态过程的实时能耗分析[J]. *动力工程学报*, 2023, 43(2): 158-164.
HE Ning, XIE Tian, YIN Junjie, et al. Real-time energy consumption analysis of coal-fired power units during load change transient processes[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2023, 43(2): 158-164.
- [20] WANG C, LIU M, LI B, et al. Thermodynamic analysis on the transient cycling of coal-fired power plants: Simulation study of a 660 MW supercritical unit[J]. *Energy*, 2017, 122: 505-527.
- [21] 吕游, 吴斌, 秦瑞均, 等. 燃煤机组灵活运行性能评价及成本分析[J]. *热力发电*, 2023, 52(12): 20-28.
LÜ You, WU Bin, QIN Ruijun, et al. Flexible operation performance evaluation and cost analysis of coal-fired units[J]. *Thermal Power Generation*, 2023, 52(12): 20-28.
- [22] 林俐, 周龙文, 郑馨姚. 计及机组碳排放特性的抽蓄辅助燃煤机组深度调峰的低碳经济调度[J]. *华北电力大学学报(自然科学版)*, 2024, 51(5): 1-14.
LIN Li, ZHOU Longwen, ZHENG Xinyao. Low-carbon economic dispatch for deep peak shaving of coal-fired units with pumped storage assisted considering the carbon emission characteristics of coal-fired units[J]. *Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition)*, 2024, 51(5): 1-14.
- [23] 牟晓云, 张瑜. *统计学理论与实务*[M]. 南京: 东南大学出版社, 2022.
- [24] 刘天蔚, 边晓燕, 吴珊, 等. 电力系统碳排放核算综述与展望[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(4): 176-187.
LIU Tianwei, BIAN Xiaoyan, WU Shan, et al. Overview and prospect of carbon emission accounting in electric power systems[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(4): 176-187.
- [25] 国家能源局东北监管局. 东北电力辅助服务市场运营规则[EB/OL]. [2020-09-22]. https://dbj.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202310/t20231011_147196.html
Northeast China Energy Regulatory Bureau of National Energy Administration of the People's Republic of China. Operation rules for northeast electric power auxiliary service market[EB/OL]. [2020-09-22]. https://dbj.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202310/t20231011_147196.html
- [26] ZHOU Y, WANG Q, ZOU Y, et al. Voltage profile optimization of active distribution networks considering dispatchable capacity of 5G base station backup batteries[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2023, 11(6): 1842-1856.
- [27] 周念成, 戴旭晖, 池源, 等. 考虑快速变负荷和灵活性供需匹配的耦合系统优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(1): 117-127.
ZHOU Niancheng, DAI Xuhui, CHI Yuan, et al. Optimal scheduling of coupled systems considering rapid load adjustment and flexibility supply-demand matching[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(1): 117-127.
- [28] 杨龙杰, 周念成, 胡博, 等. 计及火电阶梯式爬坡率的耦合系统优化调度方法[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(1): 153-164.
YANG Longjie, ZHOU Niancheng, HU Bo, et al. Optimal scheduling method for coupled system based on ladder-type ramp rate of thermal power units[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(1): 153-164.
- [29] 李军徽, 张嘉辉, 穆钢, 等. 储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度[J]. *电网技术*, 2019, 43(11): 3961-3970.
LI Junhui, ZHANG Jiahui, MU Gang, et al. Hierarchical optimization scheduling of deep peak shaving for energy-storage auxiliary thermal power generating units[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(11): 3961-3970.

收稿日期: 2025-01-08; 修回日期: 2025-07-03

作者简介:

周念成(1969—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统自动化和电能质量; E-mail: cee_nczhou@cqu.edu.cn

徐镇宇(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新型电力系统优化运行。E-mail: 202211131141t@cqu.edu.cn

(编辑 许威)