

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.226204

# 考虑光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度

胡剑<sup>1,2</sup>, 林耀玮<sup>1</sup>, 阎发友<sup>1</sup>, 乌睿<sup>3</sup>, 谭颖<sup>2</sup>, 熊小伏<sup>2</sup>

(1. 西南大学工程技术学院, 重庆 400715; 2. 重庆大学, 重庆 400044;  
3. 国家电网重庆市电力公司市区供电分公司, 重庆 400015)

**摘要:** 为提升含太阳能光热电站电力系统调度控制的跟踪能力和抗扰性能, 降低风电和负荷功率等不确定因素对控制效果的影响, 基于模型预测控制的优化思想, 提出一种包含长时间尺度滚动优化层和短时间尺度动态调整层的优化调度方法。上层以含光热电站系统的运行经济性最优为目标, 通过多步滚动求解制定长时间尺度调度计划。下层以跟踪和修正上层调度计划为目标, 并在短时间尺度滚动优化平滑功率波动的基础上, 引入光热电站的储热调整, 进一步应对风电和负荷短时间尺度的功率波动。基于改进 IEEE39 节点系统进行算例分析。结果表明: 通过双层环节协调配合, 所提调度方法能够有效抑制风电和负荷的短时功率波动, 实现系统经济运行。

**关键词:** 光热电站; 模型预测; 优化调度; 双层控制; 双时间尺度

## Two-layer double-time scale optimal dispatch for a power system considering concentrating solar power plant penetration

HU Jian<sup>1,2</sup>, LIN Yaowei<sup>1</sup>, YAN Fayou<sup>1</sup>, WU Rui<sup>3</sup>, TAN Ying<sup>2</sup>, XIONG Xiaofu<sup>2</sup>

(1. College of Engineering and Technology, Southwest University, Chongqing 400715, China; 2. Chongqing University, Chongqing 400044, China; 3. Urban Power Supply Branch, State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 400015, China)

**Abstract:** To enhance the tracking ability and anti-disturbance performance of the dispatching control of a power system with a concentrating solar power plant, and reduce the impact of uncertain factors such as wind and load power on the control effect, an optimal dispatch method that contains long-time scale receding horizon optimization layer and short-time scale dynamic adjustment layers is proposed. This is based on the optimization idea of model predictive control. In this model, the upper layer takes the optimal operating economy of the concentrating solar power plant system as the objective, and the dispatch plan in long time-scale is formulated by a multi-step receding horizon solution. While the lower layer takes the tracing and correcting scheduling plan in the upper layer as the objective, and the thermal energy storage system is introduced to further deal with the power fluctuations of wind power and load demand over a short-time scale. This is based on smoothing power fluctuation by receding horizon optimization on a short-time scale. An example based on the improved IEEE 39 bus system is analyzed. The results show that the proposed method can effectively suppress the short-time power fluctuation of wind and load and realize the economical operation of the system through the coordination of two layers.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51907164).

**Key words:** concentrating solar power plant; model prediction; optimal dispatch; two-layer control; double-time scale

## 0 引言

近年来, 全球经济和工业水平的迅猛发展, 促

使能源需求急剧增长, 以风能、太阳能为代表的可再生能源发电技术取得了广泛关注和飞速发展, 预计 2060 年我国风电和光伏发电装机容量占比将达到 80%, 发电量占比之和将超过 70%<sup>[1]</sup>。然而, 未来高比例风电、光伏等新能源并网将给新型电力系统带来诸多挑战, 其随机、波动、间歇等特点产生安全消纳等问题<sup>[2]</sup>。为解决上述问题, 新型太阳能

**基金项目:** 国家自然科学基金项目资助(51907164); 重庆市自然科学基金面上项目资助(cstc2020jcyj-msxm0590); 重庆市教委科学技术研究项目资助(KJQN202100221)

光热发电技术受到了广泛关注<sup>[3-6]</sup>。光热电站(Concentrating Solar Power Plant, CSPP)借助先进集热和储热装置,将采集的太阳光照辐射热量,一部分热量直接进行发电,另一部分热量灵活储存,实现长时间稳定出力,解决传统光伏发电“昼发夜停”等问题<sup>[7]</sup>。我国光热发电建设正在快速推进,现阶段规模最大、可全天不间断发电的百兆瓦级熔盐塔式光热电站在甘肃省敦煌市建成<sup>[8-9]</sup>,预计到2030年我国光热发电容量将达到22GW,到2050年将超过180GW。光热发电未来有望成为我国主要清洁能源发电技术之一。

光热发电输出稳定、可控性强,可以作为电网调控资源应对风电波动性,实现提高消纳水平等功能。针对光热发电参与风电、光伏及供热等多能源系统的协调优化研究,目前已有一定进展<sup>[10-19]</sup>。文献[14]以机组的出力最优为目标,建立光热发电-风电联合系统的优化数学模型。文献[15]提出了一种光热-风电系统多目标优化调度模型,实现了光热-风电联合系统整体的输出功率偏差最小和运营成本最大。文献[16]分析了光热电站的内部特征,提出促进风电消纳的光热-风电系统联合调度策略。文献[17]构建了一种含光热电站的虚拟电厂双阶优化运行方案,实现了虚拟电厂取得更高经济效益的同时抑制风电波动性。文献[18]在风-光-光热多源联合调度系统中引入价格型需求响应,以期降低系统的调度成本,提高风光的消纳水平。

然而,现有的含光热电站接入的电力系统调度模型多为日前调度模型,少部分学者开展了日内协调等研究<sup>[16]</sup>。同时,调度方案多利用风电、光照功率及负荷的预测确定值进行决策,较少综合考虑参量不确定性对调度计划和系统运行的影响,该类方法本质上为确定型的开环控制模型,忽略了系统功率预测误差等其他不确定因素所导致的控制偏差在相邻控制时段间的传递,最终影响系统控制效果,使得调度人员决策时面临运行风险。如何有效减小风电、光照功率及负荷不确定性的影响,制定更为合理的优化调度策略,还有待进一步完善。

模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)方法能够基于模型预测的结果,在滚动优化的同时,通过状态量反馈校正环节形成闭环控制,具有抗干扰能力强、鲁棒性好等优点,已广泛应用于输电网、配电网和微电网等各类电网的优化调度<sup>[20-23]</sup>。

鉴于此,本文提出一种考虑光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度策略。首先分析含

光热电站电力系统的能量转换特性及运行机理,并考虑日内系统负荷、光照强度、风电出力等参量不确定性,搭建包含滚动优化和实时动态调整双层环节的协调调度框架;然后结合光热电站内部的功率平衡方程和相关约束,构建含光热电站参与的联合发电系统的预测模型,并在此基础上给出双时间尺度(小时级和分钟级)调度策略详细流程;最后,通过改进的IEEE39节点系统算例验证了所提策略的有效性和适用性。

## 1 含光热电站的电力系统运行机理

### 1.1 含光热电站系统结构

含光热发电站的电力系统基本结构<sup>[23]</sup>如图1所示。目前主流的光热电站主要由光场(Solar Field, SF)、储热系统(Thermal Energy Storage System, TESS)和功率转换系统(Power Block, PB)三部分构成,通过传热工质(Heat Transfer Fluid, HTF)实现能量在各部分之间的传递。光场通过大规模定日镜阵列将直射太阳光辐射能量汇集吸收到集热装置,太阳能转换为热能传递到传热工质,传热工质中一部分热能输送到PB系统,用以加热水蒸气驱动汽轮机发电,实现热-电转换,另一部分热能储存至TESS中,在需要热量供应时,根据调度要求释放热量进行发电。

通过储热环节的双向能量传递,光热电站具备了良好的可控性和调度能力,提高风电消纳量。但受其爬坡能力以及储热容量的约束,光热电站在大规模发电系统中不能单独承担调节任务以及供给负荷的需求,因此通常需采用常规火电机组配合调节。

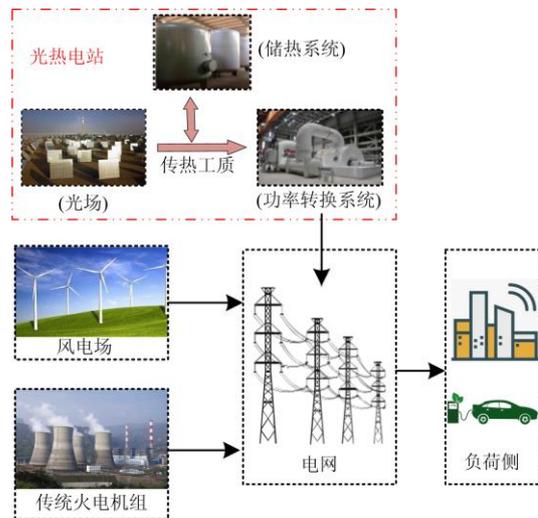


图1 含光热电站的电力系统结构

Fig. 1 Main structure of power system with CSPP

## 1.2 含光热电站系统运行特性

含光热发电站电力系统中需要保持常规火电、风电、光热电站及负荷侧功率平衡, 可统一描述为

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^G + \sum_{j=1}^{N_{CSP}} P_{j,t}^{CSP} + P_t^W = L_t \quad (1)$$

式中:  $N_G$ 、 $N_{CSP}$  分别为常规火电机组台数、光热电站机组台数;  $P_{i,t}^G$  为  $t$  时段常规机组  $i$  的出力;  $P_{j,t}^{CSP}$  为  $t$  时段光热电站机组  $j$  的出力;  $P_t^W$  为  $t$  时段风电的出力;  $L_t$  为  $t$  时段的负荷需求。

基于内部熔融盐等高效传热工质, 光热电站能量在集热系统、储热系统及功率转换发电系统各部分流动, 如图 2 所示。

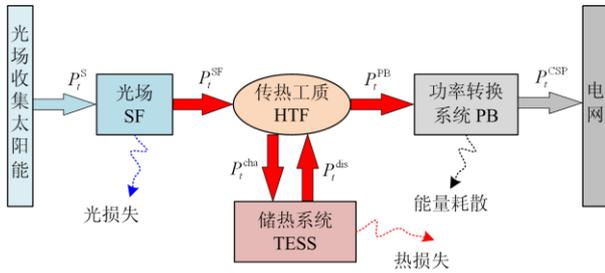


图 2 光热电站能量流

Fig. 2 Energy flow of CSPP

光热电站内部的功率平衡, 可统一描述为

$$\begin{cases} P_t^{SF} - P_t^{PB} - P_t^{cha} + P_t^{dis} = 0 \\ P_t^{SF} = \eta_{s-th} S P_t^S \\ P_t^{CSP} = \eta_{th-p} P_t^{PB} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $P_t^{SF}$  为  $t$  时段集热系统收集的热功率;  $P_t^{PB}$  为  $t$  时段传热流体输送到发电系统的热功率;  $P_t^{cha}$ 、 $P_t^{dis}$  分别为  $t$  时刻储热系统的储热、放热功率;  $P_t^S$  为  $t$  时段光场的平均直射太阳光辐射量;  $S$  为光热电站的镜场受光面积;  $P_t^{CSP}$  为  $t$  时段光热电站输出的电功率;  $\eta_{s-th}$  为集热装置的光-热转换效率;  $\eta_{th-p}$  为发电系统的热-电转换效率。

光热电站中储热系统的工作状态与储热容量、储/放热功率和当前的储热水平有关, 能量方程可表示为

$$E_t^{TESS} = E_{t-1}^{TESS} (1 - \gamma) + \eta_{cha} P_t^{cha} - P_t^{dis} / \eta_{dis} \quad (3)$$

式中:  $E_t^{TESS}$  为  $t$  时段储热系统内存储的热能;  $E_{t-1}^{TESS}$  为  $t-1$  时段储热系统内存储的热能;  $\gamma$  为储热系统热量耗散系数;  $\eta_{cha}$ 、 $\eta_{dis}$  分别为系统储热、放热效率。

光热电站中储热系统存在调控能力以及储热容

量的约束, 可表示为

$$E_{\min}^{TESS} \leq E_t^{TESS} \leq E_{\max}^{TESS} \quad (4)$$

$$0 \leq P_t^{cha} \leq x_t^{storage} P_{\max}^{cha} \quad (5)$$

$$0 \leq P_t^{dis} \leq (1 - x_t^{storage}) P_{\max}^{dis} \quad (6)$$

式中:  $E_{\min}^{TESS}$  为防止储热熔盐凝固储热系统的最小储热量;  $E_{\max}^{TESS}$  为防止储热熔盐过热储热系统的最大储热量, 通常储热系统在一个调度周期内的始末储热量应相等;  $x_t^{storage}$  为  $t$  时段储热系统的储放热状态, 为 0-1 变量, 1 表示该系统存储热能, 0 表示系统释放热能;  $P_{\max}^{cha}$ 、 $P_{\max}^{dis}$  分别为储热系统的最大储热、放热功率。

光热电站的功率转换系统 PB 类似于火电机组, 传热工质流入 PB 系统中, 产生高温、高压蒸汽推动汽轮机做功, 实现热-电能量转换。因此同样也存在出力上下限、爬坡能力上下限和最小开机时间的约束, 可表示为

$$x_{j,t} P_j^{CSP-min} \leq P_{j,t}^{CSP} \leq x_{j,t} P_j^{CSP-max} \quad (7)$$

$$\begin{cases} P_{j,t}^{CSP} - P_{j,t-1}^{CSP} \leq x_{j,t-1} R_j^{CSP-d} + (1 - x_{j,t-1}) P_j^{CSP-max} \\ P_{j,t-1}^{CSP} - P_{j,t}^{CSP} \leq x_{j,t} R_j^{CSP-u} + (1 - x_{j,t}) P_j^{CSP-max} \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} (S_{j,t-1}^{on} - S_j^{on-min})(x_{j,t-1} - x_{j,t}) \geq 0 \\ (S_{j,t-1}^{off} - S_j^{off-min})(x_{j,t} - x_{j,t-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $x_{j,t}$  为光热电站机组  $j$  在时段  $t$  的启停状态, 为 0-1 变量;  $P_j^{CSP-max}$ 、 $P_j^{CSP-min}$  分别为光热电站机组  $j$  的最大、最小出力值;  $R_j^{CSP-u}$ 、 $R_j^{CSP-d}$  分别为光热电站机组  $j$  的向上、向下爬坡速率;  $S_{j,t-1}^{on}$ 、 $S_{j,t-1}^{off}$  分别为机组  $j$  到  $t-1$  时刻已持续的开机、停机时间;  $S_j^{on-min}$ 、 $S_j^{off-min}$  分别为 CSPP 机组  $j$  的最小持续开机、停机时间。

与光热电站配合调节的常规火电机组存在出力上下限制约束、爬坡能力上限约束、最小开停机时间约束和旋转备用约束, 可表示为

$$u_{i,t} P_i^{G-min} \leq P_{i,t}^G \leq u_{i,t} P_i^{G-max} \quad (10)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq u_{i,t-1} R_i^{G-d} + (1 - u_{i,t-1}) P_i^{G-max} \\ P_{i,t-1}^G - P_{i,t}^G \leq u_{i,t} R_i^{G-u} + (1 - u_{i,t}) P_i^{G-max} \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} (T_{i,t-1}^{on} - T_i^{on-min})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \\ (T_{i,t-1}^{off} - T_i^{off-min})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} (u_{i,t} P_i^{G-max} - P_{i,t}^G) + \sum_{j=1}^{N_{CSP}} (x_{j,t} P_j^{CSP-max} - P_{j,t}^{CSP}) \geq \rho (P_t^W + L_t) \quad (13)$$

式中： $u_{i,t}$ 为常规火电机组*i*在时段*t*的启停状态，为0-1变量； $P_i^{G-\max}$ 、 $P_i^{G-\min}$ 分别为常规机组*i*的最大、最小出力值； $R_i^{G-u}$ 、 $R_i^{G-d}$ 分别为常规机组*i*的向上、向下爬坡速率； $T_{i,t-1}^{on}$ 、 $T_{i,t-1}^{off}$ 分别为常规机组*i*到*t-1*时刻已持续的开机时间和停机时间； $T_i^{on-\min}$ 、 $T_i^{off-\min}$ 分别为常规机组*i*的最小持续开机、停机时间； $\rho$ 为系统所需的旋转备用系数。

## 2 基于MPC的含光热电站电力系统双层双时间尺度优化调度框架

### 2.1 MPC基本原理

传统的确定性调度模型中，调度周期内风电出力、光照强度、负荷需求量被视为确定的，以此进行协调优化，而在实际系统中上述参量具有不确定性和波动性，为此应用MPC方法建立计及波动变化特性的调度模型。

基于MPC的含光热电站电力系统双层双时间尺度优化调度方法主体包括：模型预测、滚动优化和反馈校正3个环节。核心思想是滚动时域动态预测，通常采用离散化状态空间的形式建立MPC模型，其基本原理如图3所示。图3中： $k$ 为当前时刻； $j$ 为变量参数； $m$ 和 $p$ 分别表示控制域和预测域变量参数，且有 $p \geq m$ ； $R_s(k)$ 为设定的参考值；

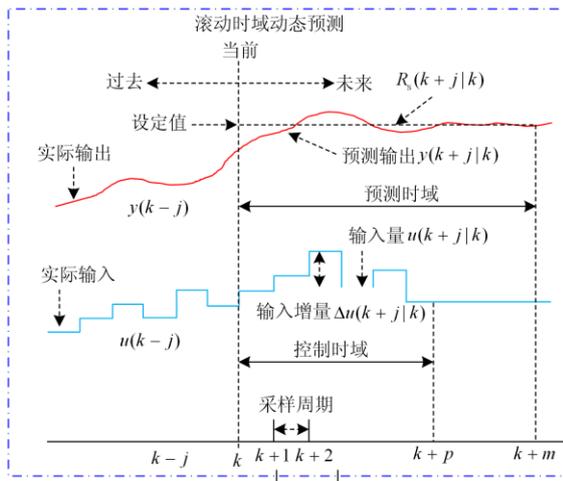
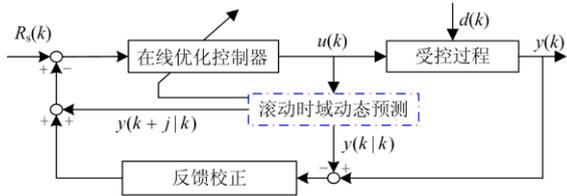


图3 MPC基本原理

Fig. 3 Fundamental theory of MPC

$u(k)$ 为输入的控制变量； $y(k)$ 为输出量； $d(k)$ 为扰动量。可见，MPC优化过程不是一次离线进行，而是反复滚动在线进行的，其优化目标也是随时间推移的，即在每一时刻都提出一个立足于该时刻的局部优化目标，而不是采用不变的全局优化目标。

### 2.2 基于MPC的滚动优化

在滚动优化阶段，调度中心首先根据历史信息、最新天气信息等，更新预测域内风电功率、光照强度和负荷需求的数据，然后基于系统的状态信息和预测域内风电功率、光照强度和负荷需求的预测值，生成预测域内系统的长时间尺度调度计划，包括常规机组的启停状态和出力、光热机组的启停状态和出力、储热系统的储/放热状态和功率等，但只有第一个时间间隔内的调度计划被实际执行。基于MPC的日间滚动优化原理如图4所示， $m$ 和 $n$ 分别表示滚动优化内控制域和预测域变量参数。

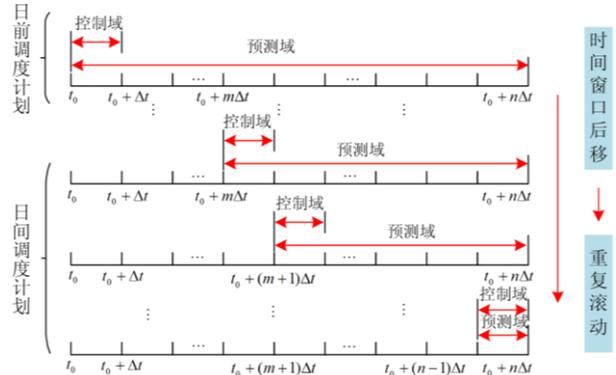


图4 基于MPC的滚动优化示意图

Fig. 4 Schematic of the intra-day rolling optimization based on MPC

在 $t_0$ 时刻，利用预测域( $t_0$ 至 $t_0 + N_T \Delta t$ )的风电功率、光照强度和负荷需求的预测信息，优化求解得到预测域内的调度计划，但只有第一个时间间隔内的计划被实际执行， $N_T$ 为总调度时段数。在下一个调度时段，预测域向前移动一个时间间隔，并更新预测域内的预测值和系统的状态，求解得到此时预测域内的调度计划，仍然只有第一个时间间隔内的计划被实际执行。如此重复滚动，不断压缩预测域，控制域随之不断后移，直至生成并执行调度周期 $N_T$ 内所有时段的调度计划。

### 2.3 基于MPC的实时动态调整

滚动时域动态预测仍然会存在预测误差，为提高调度计划的经济性和安全性，本文在日内滚动优化调度的每一个调度间隔内，在日间滚动优化调度计划的基础上，设置更短尺度的动态调整。动态调

整阶段示意图如图 5 所示, 将滚动优化调度的控制域即计划实际执行时间间隔  $\Delta t$  均匀分割为  $N$  个短时间尺度间隔  $\Delta t'$ 。在每个短时间尺度间隔  $\Delta t'$  内, 实时更新电网状态、风电功率、光照强度和负荷需求信息, 对滚动优化调度计划进行调整。重复此步骤直到  $N$  个短时间尺度间隔都调整完毕后, 返回滚动优化调度层进行下一调度时段的优化调度。

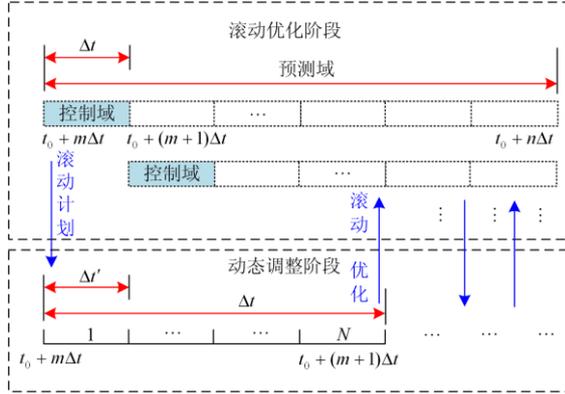


图 5 实时动态调整示意图

Fig. 5 Schematic of the dynamic adjustment

### 3 光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度模型

#### 3.1 光热电站的电力系统预测模型

结合第 1 节含光热电站的电力系统运行特性分析, 根据系统的功率平衡方程、光热电站内部的功率平衡方程和储热系统的相关约束, 选取常规火电机组出力、光热电站机组出力、储热系统储/放热功率、储热系统储热容量构成的向量  $\mathbf{x}(k) = [P^G(k), P^{CSP}(k), P^{cha}(k), P^{dis}(k), E^{TESS}(k)]^T$  为状态变量; 选取常规火电机组的出力增量、储热系统放热功率增量构成的向量  $\mathbf{u}(k) = [\Delta P^G(k), \Delta P^{dis}(k)]^T$  为控制变量; 选取光照强度、风电功率和负荷需求的预测功率增量构成的向量  $\mathbf{d}(k) = [\Delta P^S(k), \Delta P^W(k), \Delta L(k)]^T$  为扰动输入; 选取常规火电机组出力、光热电站机组出力构成的向量  $\mathbf{y}(k) = [P^G(k), P^{CSP}(k)]^T$  为输出变量, 建立如下的多输入、多输出状态空间表征的预测模型。

$$\mathbf{x}(k + \Delta t) = \mathbf{A} \begin{bmatrix} P^G(k) \\ P^{CSP}(k) \\ P^{cha}(k) \\ P^{dis}(k) \\ E^{TESS}(k) \end{bmatrix} + \mathbf{B} \begin{bmatrix} \Delta P^G(k) \\ \Delta P^{dis}(k) \end{bmatrix} + \mathbf{C} \begin{bmatrix} \Delta P^S(k) \\ \Delta P^W(k) \\ \Delta L(k) \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$\mathbf{y}(k) = \begin{bmatrix} P^G(k) \\ P^{CSP}(k) \end{bmatrix} = \mathbf{D} \cdot \mathbf{x}(k) \quad (15)$$

其中,

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (1-\gamma) \end{bmatrix}; \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1 & 0 \\ \frac{1}{\eta_{th-p}} & 1 \\ 0 & 1 \\ \frac{\eta_{cha}\Delta t}{\eta_{th-p}} \left( \eta_{cha} - \frac{1}{\eta_{dis}} \right) \Delta t \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ \eta_{s-th} & \frac{1}{\eta_{th-p}} & -\frac{1}{\eta_{th-p}} \\ 0 & 0 & 0 \\ \eta_{cha}\eta_{s-th}\Delta t & \frac{\eta_{cha}\Delta t}{\eta_{th-p}} & -\frac{\eta_{cha}\Delta t}{\eta_{th-p}} \end{bmatrix}; \mathbf{D} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}。$$

式中, 相关参数已在第 1 节予以解释。

#### 3.2 滚动优化调度模型

滚动优化调度约束条件包括: 系统功率平衡约束、常规机组和光热电站机组运行约束、光热电站内部功率平衡约束、储热系统运行约束等。但不同于确定型调度模型中利用风电功率、光照强度和负荷需求的日前预测值只离线求解一次模型得到日前调度计划, 滚动优化调度模型中的风电功率、光照强度和负荷需求的预测值随着预测域的前移压缩不断滚动更新, 模型不断在线求解, 直至执行完调度周期内的调度计划。

因此, 滚动优化调度模型的目标函数为

$$\min F_R = F_g + F_{qt} \quad (16)$$

$$F_g = \sum_{t=t_s}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_G} [a_i (P_{i,t}^G)^2 + b_i P_{i,t}^G + c_i] \quad (17)$$

$$F_{qt} = \sum_{t=t_s}^{N_T} \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} [u_{i,t}(1-u_{i,t-1})S_i] + \sum_{j=1}^{N_{CSP}} [x_{j,t}(1-x_{j,t-1})Q_j] \right\} \quad (18)$$

式中:  $F_g$  为常规火电机组的燃料成本;  $F_{qt}$  为火电机组和光热机组的启停成本;  $t_s$  为滚动优化调度的起始时段, 不断滚动更新, 向前推进;  $N_T$ 、 $N_G$ 、 $N_{CSP}$  分别为系统内调度时段数、常规火电机组台数、光热电站机组台数;  $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$  均为常规火电机组  $i$  的成本系数;  $S_i$ 、 $Q_j$  分别为常规火电机组  $i$ 、光热电站机组  $j$  的启停成本; 其余参数已在第 1 节

予以解释, 在此不再赘述。

滚动优化模型的紧凑形式可改写为

$$\begin{cases} \min F_R \\ \text{s.t. 式(1)一式(15)} \end{cases} \quad (19)$$

### 3.3 实时动态调整模型

动态调整是为应对滚动优化调度每个调度间隔  $\Delta t$  内风电功率、光照强度和负荷需求的实时变化, 将  $\Delta t$  均匀分割为  $N$  个小时时间间隔  $\Delta t'$ , 在  $\Delta t'$  内基于滚动调度计划、风光荷实时信息和系统实时状态信息对滚动调度计划进行调整。由于时间间隔  $\Delta t'$  较小, 为避免机组的频繁启停造成系统运行连续性的降低, 此时机组启停状态不发生调整, 只对可控机组出力进行修正。

由式(14)、式(15)可知, 根据光照强度、风电功率和负荷需求在  $\Delta t'$  内的值, 通过对此状态空间预测模型进行滚动迭代, 向前预测  $N$  步, 便可得到常规机组出力和光热电站机组出力在预测时域  $\Delta t$  内的预计输出值构成的向量  $Y_f$ 。

$$Y_f = \begin{bmatrix} P_f^G(k + \Delta t') \\ P_f^{CSP}(k + \Delta t') \\ \vdots \\ P_f^G(k + N\Delta t') \\ P_f^{CSP}(k + N\Delta t') \end{bmatrix} \quad (20)$$

因此, 在  $\Delta t'$  内, 以动态调整时刻  $t'$  对应的滚动优化阶段求解得到的时段  $\Delta t$  内常规机组出力计划值和光热电站机组出力计划值构成的向量  $R_f$  为跟踪控制目标, 以常规机组出力和光热电站机组出力在预测时域  $\Delta t$  内的预计输出值  $Y_f$  与滚动优化出力计划值  $R_f$  之间的误差最小为目标, 目标函数为

$$\min J = (R_f - Y_f)^T W_{err} (R_f - Y_f) + U^T Q_u U \quad (21)$$

式中:  $W_{err} = \text{diag}[W_k^G, W_k^{CSP}, \dots, W_{k+N\Delta t'}^G, W_{k+N\Delta t'}^{CSP}]$  为常规机组出力跟踪误差和 CSP 机组出力跟踪误差的权重系数矩阵;  $U$  为控制变量矩阵;  $Q_u$  为控制变量的权重系数矩阵, 可根据调度需求进行调整。

实时动态调整优化模型涉及的约束条件可表示为

$$\Delta P_i^{G-\min} \leq \Delta P_{i,t'}^G \leq \Delta P_i^{G-\max} \quad (22)$$

$$u_{i,t'} P_i^{G-\min} \leq P_{i,t'}^G \leq u_{i,t'} P_i^{G-\max} \quad (23)$$

$$\Delta P_{\min}^{\text{dis}} \leq \Delta P_{t'}^{\text{dis}} \leq \Delta P_{\max}^{\text{dis}} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{t'}^{\text{dis}} \leq (1 - x_{t'}^{\text{storage}}) P_{\max}^{\text{dis}} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{t'}^{\text{cha}} \leq x_{t'}^{\text{storage}} P_{\max}^{\text{cha}} \quad (26)$$

$$x_{j,t'} P_j^{CSP-\min} \leq P_{j,t'}^{CSP} \leq x_{j,t'} P_j^{CSP-\max} \quad (27)$$

$$E_{\min}^{\text{TESS}} \leq E_{t'}^{\text{TESS}} \leq E_{\max}^{\text{TESS}} \quad (28)$$

式中:  $t'$  为间隔  $\Delta t'$  对应的时刻;  $t^*$  为动态调整时刻  $t'$  对应的滚动优化阶段的时刻; 其余参数已在第 1 节予以解释, 在此不再赘述。

### 3.4 光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度整体流程

综上分析, 基于 MPC 的日内长时间尺度滚动优化与实时短时间尺度动态调整相结合的协调优化调度控制流程如图 6 所示。在动态调整的每个时段开始前, 对系统状态进行实时更新, 获取风电功率、光照强度和负荷需求的实时信息, 然后进行短尺度的优化调度, 直至所有时段执行完毕, 采集最新的系统状态信息传递给滚动优化层, 进行长时间尺度的经济调度, 不断向前滚动计算求解。

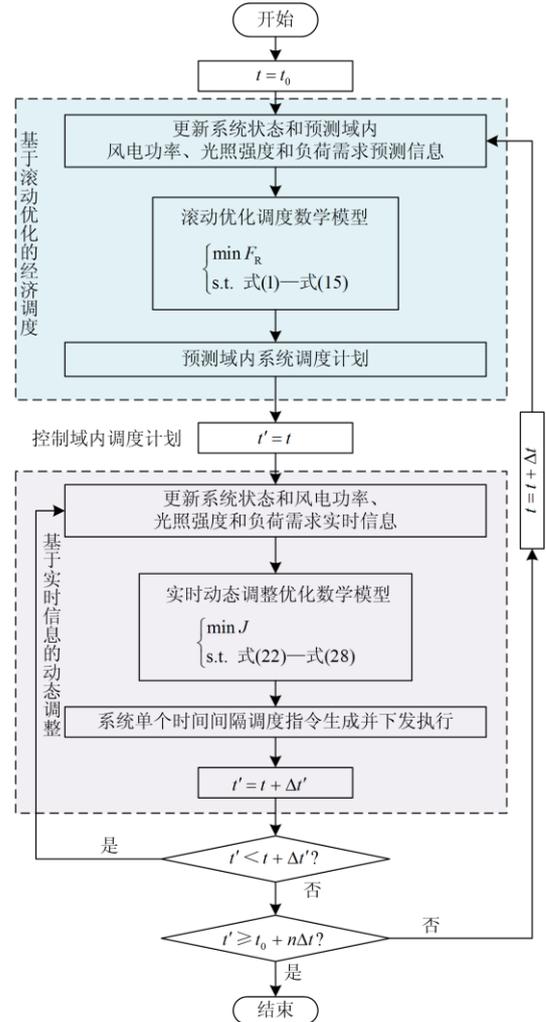


图 6 双层双时间尺度优化调度流程图  
Fig. 6 Flowchart of the two-layer double-time scale optimal dispatch

## 4 算例分析

### 4.1 算例概述

图 7 所示, 基于改进的 IEEE39 节点系统验证所提调度策略的正确性和有效性<sup>[24]</sup>, 系统包含 10 台火电机组、一个 100 MW 光热电站和一个 400 MW 风电场, 火电机组的总装机容量为 1 662 MW, 储热系统初始储热容量为 200 MW。负荷需求、风电功率和光照强度的日前 24 h 预测、滚动预测和实时曲线, 如图 8 所示。

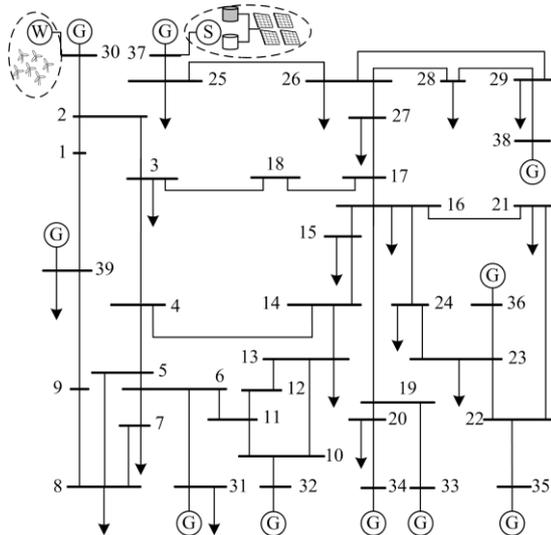


图 7 改进的 IEEE39 节点系统接线图

Fig. 7 Diagram of modified IEEE39-bus power system

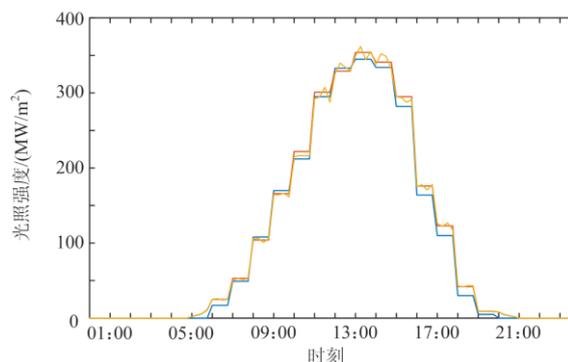
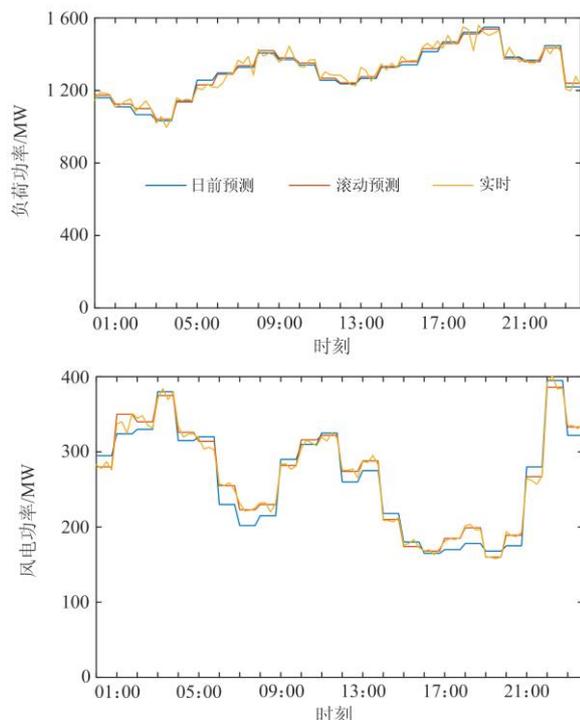


图 8 负荷需求、风电功率和光照强度日前 24 h 预测、滚动预测和实时曲线

Fig. 8 Day-ahead 24h forecasting, rolling forecasting and real-time curves of load, wind power and solar power

通过以下不同调度模型的对比分析证明了所提调度策略的合理性。

1) 传统日前调度: 视日前气象及负荷预测信息为确定值, 单次优化后制定日前调度计划。

2) 单一时间尺度调度: 滚动预测气象及负荷预测信息, 但只进行滚动优化调度, 不进行实时动态调整, 验证滚动优化调度模型的有效性。

3) 基于模型预测控制的双层双时间尺度优化调度(本文策略): 进行滚动优化调度和实时动态调整相结合的双时间尺度优化调度, 验证实时动态调整模型应对风电功率、光照强度和负荷需求实时变化的适应性。设置滚动优化调度阶段的时间间隔 $\Delta t$ 为 1 h, 即日内滚动优化 24 次; 设置动态调整阶段的时间间隔 $\Delta t'$ 为 15 min, 即在每一个滚动优化调度时段进行 4 次动态调整。

### 4.2 算例结果分析

传统日前调度各机组出力计划如图 9 所示。通过模型预测改善, 滚动优化调度模型得到的具体机组出力相对于日前调度机组出力计划的增量差如图 10 所示。

相对于日前调度, 由于风电功率、光照强度和负荷需求的滚动预测相对于日前预测误差降低, 并且滚动优化是随着调度时段的推进不断滚动计算求解, 滚动优化调度结果相对于日前调度结果有明显的差别。

图 11 为包含动态调整的滚动调度模型优化得到的常规机组和光热电站共 96 个时段的出力计划, 图 12 为不同机组在对应时刻的启停状态, 动态调整主要是储热系统参与灵活调节, 以避免大范围短时间过多机组启停频繁而增加成本。

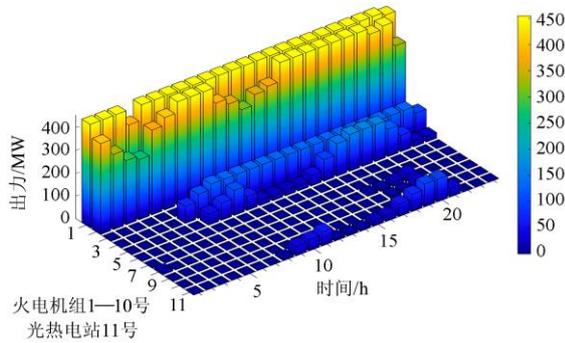


图9 确定性日前调度模型优化得到的常规机组和光热电站机组出力计划

Fig. 9 Output plan of conventional units and CSPP plant from deterministic day-head dispatch strategy

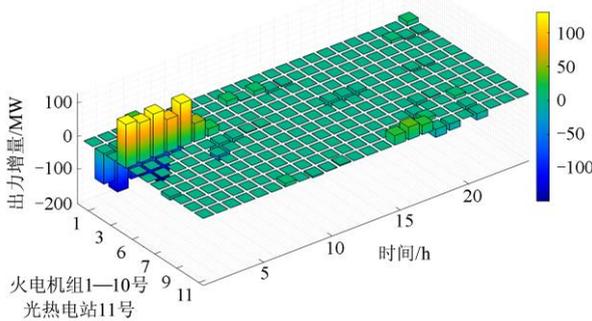


图10 滚动优化调度模型得到的机组出力相对于日前调度机组出力计划的增量差

Fig. 10 Incremental difference between the rolling dispatching result and the day-head dispatching

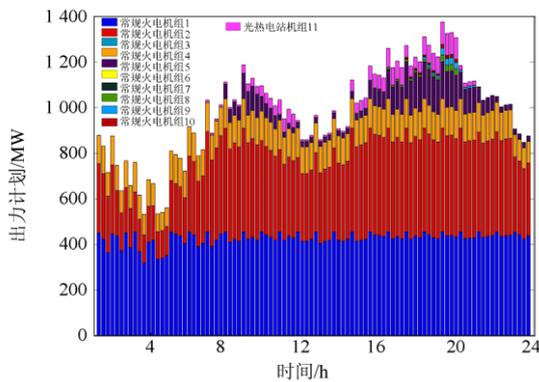


图11 包含动态调整的滚动调度模型优化得到的常规机组和光热电站的出力计划

Fig. 11 Output plan of conventional units and CSPP from rolling dispatch strategy with dynamic regulation

各调度模型的控制成本结果对比如表1所示。从表1中结果对比可发现，较日前调度而言，滚动优化调度在同等约束条件下，减少了机组的启停，降低了

调度控制成本，调度计划更加合理，因此，包含动态调整的双层双时间尺度优化调度效果更优。

表1 调度模型结果对比

调度模型	成本对比/元		
	总调度	启停方面	燃料方面
日前调度 (确定性单次优化)	533 060	40 000	493 060
单一时间尺度优化调度 (不包含动态调整)	532 010	38 800	493 210
双层双时间尺度优化调度 (包含动态调整)	509 100	38 800	409 100

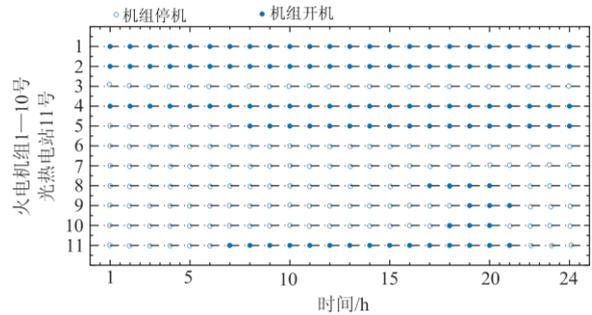


图12 不同机组的启停情况

Fig. 12 Start and stop of different units

如图13所示，在算例其他条件不变的情况下，若提升光热电站规模(如储热容量从200 MW调整至400 MW)，双层双时间尺度优化调度控制成本将会持续降低，本优化策略的经济效果将进一步提升。

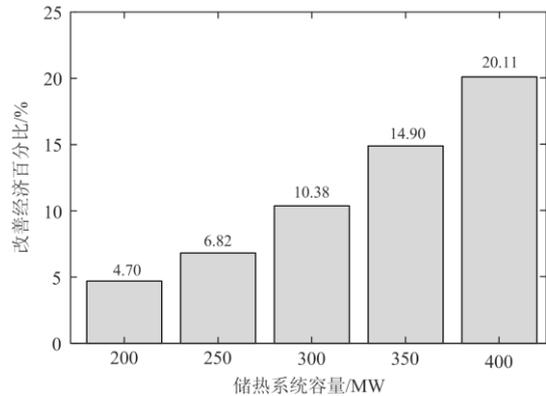


图13 策略经济效益分析

Fig. 13 Economic benefit analysis of optimization strategy

综上对比，所提策略能够在调度决策中有预见性地利用光热电站协调风电、光伏及负荷之间的功率平衡，提高整体系统运行经济性；同时，基于MPC的含光热电站电力系统双层双时间尺度模型，通过滚动优化的方式保证了调度决策的可靠性，降

低了调度决策中出现严重过控、欠控等偏差风险,保证了系统运行的安全性。

## 5 结论

光热电站因其出力灵活可控,成为提升电力供应可靠性和稳定性的有效手段之一。为此,本文结合 MPC 方法建立了含光热电站参与的电力系统优化调度预测模型,并在此基础上,提出了一种包含日内滚动优化和实时动态调整两个环节的双时间尺度优化调度策略,在滚动优化的同时,实现对优化目标的实时跟踪,经过研究,得出如下结论。

1) 风电功率、光照强度和负荷需求的滚动预测相对于日前预测误差降低,并且滚动优化是随着调度时段的推进不断滚动计算求解,滚动优化调度结果相对于日前调度结果有明显的差别。相对日前调度而言,本文的滚动优化调度在同等约束条件下,减少了机组的启停,降低了调度控制成本,调度计划更为合理。

2) 长时间尺度的滚动优化和短时间尺度的实时动态调整相协调,在滚动优化的同时,通过状态量实时信息反馈校正环节形成闭环控制,进一步提高系统经济性的同时,降低调度决策中出现严重过控、欠控等偏差风险,保证了系统运行的安全可靠。制定的调度策略可为大规模光热电站接入电网电力系统的优化调度和协调运行提供参考。

## 参考文献

- [1] LI H, ESEYE A T, ZHANG J, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017, 2(2): 122-135.
- [2] 万灿, 宋永华. 新能源电力系统概率预测理论与方法及其应用[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(1): 2-16.  
WAN Can, SONG Yonghua. Theories, methodologies and applications of probabilistic forecasting for power systems with renewable energy sources[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(1): 2-16.
- [3] HE Yaling, QIU Yu, WANG Kun, et al. Perspective of concentrating solar power[J]. *Energy*, 2020, 198.
- [4] BRAVO R, ORTIZ C, CHACARTEGUI R, et al. Hybrid solar power plant with thermochemical energy storage: a multi-objective operational optimization[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 205.
- [5] DU Ershun, ZHANG Ning, HODGE B, 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.
- [6] AMERICANO M, NARASIMHAN A, GUILLEN D, et al. Generalized distributed state space model of a CSP plant for simulation and control applications: single-phase flow validation[J]. *Renewable Energy*, 2020, 153(1): 36-48.
- [7] 邵成成, 冯陈佳, 李丁, 等. 光热发电机组聚合模型及其在电力系统运行模拟中的应用[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(11): 3507-3515.  
SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, LI Ding, et al. Clustered CSP model and its application in power system operation simulation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(11): 3507-3515.
- [8] LI Baiyi, ZHANG Jixiong, GHOREISHI-MADISEH S A, et al. Energy performance of seasonal thermal energy storage in underground backfilled stops of coal mines[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 275.
- [9] 孙锐. 促进光热发电健康发展 助力能源转型稳步实施[N]. *中国能源报*, 2020-09-14(025).  
SUN Rui. Promote the healthy development of CSP and help the steady implementation of energy transition[N]. *China Energy News*, 2020-09-14(025).
- [10] 杨宏基, 周明, 武昭原, 等. 含光热电站的电-热能源系统优化运行机制[J]. *电网技术*, 2022, 46(1): 175-185.  
YANG Hongji, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Optimal operation of electro-thermal energy systems with concentrated solar power plant[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 175-185.
- [11] 崔杨, 邓贵波, 王铮, 等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 232-239.  
CUI Yang, DENG Guibo, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 232-239.
- [12] 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): 6482-6493.  
CUI Yang, ZHANG Jiarui, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal scheduling of solar thermal power station with thermal storage and wind power system considering electrothermal conversion[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(20): 6482-6493.
- [13] CHEN R, SUN H, GUO Q, et al. Reducing generation uncertainty by integrating CSP with wind power: an adaptive robust optimization-based analysis[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, 6(2): 583-594.
- [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] 宋汶秦, 吕金历, 赵玲霞, 等. 光热-风电联合运行的电力系统经济调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(5): 95-102.
- SONG Wenqin, LÜ Jinli, ZHAO Lingxia, et al. Study on the economic dispatch strategy of power system with combined operation of concentrated solar power and wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(5): 95-102.
- [16] 崔杨, 杨志文, 张节潭, 等. 计及综合成本的风电-光伏-光热联合出力调度策略[J]. 高电压技术, 2019, 45(1): 269-275.
- CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHANG Jietan, et al. Scheduling strategy of wind power-photovoltaic power-concentrating solar power considering comprehensive costs[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(1): 269-275.
- [17] 彭院院, 周任军, 李斌, 等. 计及光热发电特性的光-风-火虚拟电厂双阶段优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(4): 22-28.
- PENG Yuanyuan, ZHOU Renjun, LI Bin, et al. Two-stage optimal dispatching for solar-wind-thermal virtual power plant considering characteristic of concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2020, 32(4): 22-28.
- [18] 刘文颖, 文晶, 谢昶, 等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1079-1088.
- LIU Wenyong, WEN Jing, XIE Chang, et al. Multi-objective optimal method considering wind power accommodation based on source-load coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5): 1079-1088.
- [19] 张宏, 董海鹰, 陈钊, 等. 基于模型预测控制的光热-光伏系统多时间尺度无功优化控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(9): 135-142.
- ZHANG Hong, DONG Haiying, CHEN Zhao, et al. Multi-time scale reactive power optimal control strategy of a CSP-PV system based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(9): 135-142.
- [20] 杜祥伟, 沈艳霞, 李静. 基于模型预测控制的直流微电网混合储能能量管理策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(16): 69-75.
- DU Xiangwei, SHEN Yanxia, LI Jing. Energy management strategy of DC microgrid hybrid energy storage based on model predictive control[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(16): 69-75.
- [21] 路朋, 叶林, 汤涌, 等. 基于模型预测控制的风电集群多时间尺度有功功率优化调度策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6572-6583.
- LU Peng, YE Lin, TANG Yong, et al. Multi-time scale active power optimal dispatch in wind power cluster based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6572-6583.
- [22] 任佳依, 顾伟, 王勇, 等. 基于模型预测控制的主动配电网多时间尺度有功无功协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(5): 1397-1407.
- REN Jiayi, GU Wei, WANG Yong, et al. Multi-time scale active and reactive power coordinated optimal dispatch in active distribution network based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(5): 1397-1407.
- [23] 叶鹤林, 刘松, 胡剑, 等. 基于 IGDT 的含光热电站电力系统多源联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 35-43.
- YE Helin, LIU Song, HU Jian, et al. Multi-source joint dispatching strategy for a power system with concentrating solar power plants based on IGDT[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 35-43.

收稿日期: 2021-08-25; 修回日期: 2021-12-05

作者简介:

胡剑(1992—), 男, 通信作者, 博士(后), 讲师, 研究方向为多能源系统保护及控制; E-mail: expuhujian@foxmail.com

林耀玮(2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统自动化调度与控制;

阎发友(1987—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为新型电力电子化系统控制。

(编辑 许威)