

计及区间预测信息的含风电电力系统 有功多时间尺度协调调度优化方法

路朋¹, 陈思捷², 张宁^{1*}, 叶林³, 王程⁴, 杜尔顺¹, 汤涌⁵

(1. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 海淀区 100084; 2. 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学), 上海市 闵行区 200240; 3. 中国农业大学信息与电气工程学院, 北京市 海淀区 100083; 4. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206; 5. 电网安全与节能国家重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京市 海淀区 100192)

Multi-time Scale Coordinated Dispatch Optimization Method for Power System With Large-scale Wind Power Grid-integrated Based on Interval Prediction

LU Peng¹, CHEN Sijie², ZHANG Ning^{1*}, YE Lin³, WANG Cheng⁴, DU Ershun¹, TANG Yong⁵

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China; 2. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education (Shanghai Jiao Tong University), Minhang District, Shanghai 200240, China; 3. College of Information and Electrical Engineering, China Agriculture University, Haidian District, Beijing 100083, China; 4. State Key Laboratory of New Energy Power System (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China; 5. State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation (China Electric Power Research Institute), Haidian District, Beijing 100192, China)

ABSTRACT: The integration of intermittent, clustered wind power into the grid will increase the risk of the over-limit power transmission sections, and the incorporation of point prediction information into the dispatch of power systems containing wind power will inevitably result in “over-dispatch” and “under-dispatch”. Therefore, a multi-timescale coordinated dispatch approach of wind power cluster based on interval model prediction control is proposed. First, a wind power interval prediction model is developed via using the point prediction model and its prediction error distribution. Second, a wind farm power dynamic grouping strategy with interval prediction information is established. Then, a multi-timescale coordinated dispatch strategy for wind power clusters and automatic generation control (AGC) units and non-AGC units is proposed. Finally, the effectiveness of the proposed method is verified by using actual wind power cluster data and a modified IEEE-118 standard test system. The results show

that the proposed method could reasonably coordinate the individual wind power output and the output power of the wind power cluster, AGC units and non-AGC units.

KEY WORDS: interval prediction information; coordinated dispatching strategy; error distribution; rolling optimization

摘要: 间歇性、集群式的风电并入大电网将会增加输电断面功率越限风险, 将点预测信息纳入含风电的电力系统调度将不可避免出现“过调度”和“欠调度”。为此, 该文提出计及区间预测信息的含风电电力系统有功多时间尺度协调调度优化方法。首先, 利用点模型及其预测误差分布构建风电功率区间预测模型; 其次, 建立具有区间预测信息的风电场有功功率动态分群策略; 再次, 构建风电集群和自动发电控制(automatic generation control, AGC)机组与非 AGC 机组等多时间尺度协调的调度策略, 通过滚动优化和反馈校正环节协调日前-日内以及实时调度; 最后, 采用实际风电集群有功功率数据和改进的 IEEE-118 节点标准测试系统验证所提方法的有效性。研究表明, 所提方法不仅可以合理协调风电集群内各个风电场输出功率, 还可以协调风电集群功率和 AGC 机组与非 AGC 之间的输出功率, 有效解决了调度指令与实际输出功率不协调问题。

关键词: 区间预测信息; 协调调度策略; 误差分布; 滚动优化

基金项目: 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室开放课题(2022AA01); 新能源电力系统国家重点实验室开放课题(LAPS23011); 新型电力系统运行与控制国家重点实验室开放基金(SKLD23KM02)。

Project Supported by the Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion(SJTU), Ministry of Education(2022AA01); State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System With Renewable Energy Sources(LAPS23011); State Key Laboratory of Power System Operation and Control(SKLD23KM02).

0 引言

“十四五”时期是碳达峰的关键期、窗口期,新能源发展正面临重要的历史性机遇,大力开发以风电为主的新能源成为实现碳达峰碳中和的重要途径^[1-2]。目前,大量风电场集中分布于风能资源富集的地区,风电集中式外送成为电力输送的重要形式,现有策略常以点预测信息为基础,制定以风电送出通道安全性和经济性为主的调度策略,如果在策略中既保留点预测信息又考虑误差分布特性(包括误差大小、分布形态),这对于保障风电消纳及电网安全经济运行具有重要意义。

目前电力调度机构常采用日前-日内-实时调度的多时间尺度协调的调度架构^[3-4],其中,日前调度主要依据日前风电功率预测和负荷预测信息,制定未来 24 h 常规机组的开机/停机和小时级别输出功率调度计划,本质数学问题是一个多场景和高维度的混合整数规划问题;日内滚动调度依据超短期风电功率预测信息和日前制定的常规机组输出功率情况,安排未来 4 h 内各个常规机组输出功率,并每隔 15 min 滚动刷新,本质数学问题是一个多场景和高维度的非线性规划问题;实时调度考虑功率缺额以及备用容量情况,修正常规机组输出功率调度偏差,本质数学问题是一个单时段小规模的非线性规划问题,通过多时间尺度协调,最终完成含风电的电力系统运行调度^[5]。

当高比例集群式风电并入大电网时,因风电的快速波动性、无序间歇性和反调峰特性给电力系统的运行调度带来了新的挑战,原有调度策略为了解决风电的不确定性,通常采用牺牲经济性的办法,即在电力系统运行时,留有足够多的备用以应对风电并入电网带来的调度偏差,采用这样的策略一方面在实际工程中易于实现,然而,另一方面受制于提供备用机组的爬坡率约束,当规模风电并入电网时,难以有效应对风电功率快速上升或者下降的情况^[5]。

近年来,模型预测控制(model predictive control, MPC)理论逐渐在电力系统优化调控中得到一定的应用,国内外相关研究团队开展了一系列研究并取得了一系列研究成果。在风电有功功率调控方面,文献[6]提出基于模型预测控制技术的多变量控制策略,所提控制策略适用于风力涡轮机的整个运行区域。文献[7]提出一种连续线性化的 MPC 方法,将其应用于控制一台变速风电机组出力,此外,

还提出基于灵敏度计算的方法,并使用非线性涡轮模型的模拟数值进行了验证。文献[8]证明线性参数变化的风电调度模型为风电机组在其整个运行状态下的响应提供了合理的近似值,基于上述结论,提出了两种协调配合的 MPC 策略。该策略可以离线计算增益矩阵,实现风电调度非常简单。

在以往研究中,电力调度机构利用风电集群点预测信息制定调度策略,并将计算出的调度指令以一条曲线的形式下发给调控对象,例如风电集群、自动发电控制(automatic generation control, AGC)机组、和非 AGC 机组,以便协调风电集群、AGC 机组和非 AGC 机组之间输出功率大小。针对大规模、地理位置分散的风电场,可采用分布式优化手段实现风电功率的调控^[9-11],文献[12]提出一种高效的分布式经济模型预测控制策略,该策略将风电场的功率跟踪和经济优化集成到一个最优控制框架中。此外,面对风电机组分布广泛,协调控制难问题,制定了基于一致性分布式模型预测控制(distributed model predictive control, DMPC)的风电场分布式有功和无功协调控制策略,实现同时优化风电场的有功功率分配和电压调节^[13]。考虑到调频带来的成本问题,文献[14]提出双层 MPC 的跨区域 AGC 机组协同控制策略,上层采用经济性 MPC 实现跨区域 AGC 机组稳态功率优化分配,下层采用分布式 MPC 实现多区域 AGC 机组动态频率优化控制,可以实现经济最优。文献[15]在 MPC 与大系统分层策略相结合的基础上,建立多时间尺度的 MPC 滚动优化模型,采取 MPC 前反馈与实时后反馈机制相结合的方法,有效地提升省级电网消纳能力和系统经济性。考虑风电场集群功率动态波动时间相关性,建立风电集群随机模型预测控制策略,以风电集群日内功率曲线为参考轨迹,构建以各风场功率缺额期望最小为目标的实时控制模型,利用场景缩减技术选出典型场景用于滚动优化模块^[16]。文献[17]建立了含风电的电力系统滚动调度模型,利用内点法等凸优化算法对滚动调度的标准二次规划问题进行求解。由此可见, MPC 方法用于大规模风电并网系统中,能够保证电网稳定运行,对促进新能源的消纳有积极意义。

上述分析表明,现有含风电的电力系统多时间尺度优化调度的基础是基于风电集场/群的点预测信息,风电场/群将点预测信息按照一定时间间隔发送给电力调度机构,之后调度机构结合负荷信息以

及系统物理约束,在保证输电线路安全的前提下,计算风电场、AGC 机组、和非 AGC 机组的调度值并以指令方式下发实施对象。然而,受制于风电功率预测技术的精度,利用点预测信息制定的多时间尺度调度策略,会出现预测功率大于调度指令和预测功率小于调度指令情形,一旦风电集群输出功率突然变大,电力系统运行在安全隐患中,如何在基于点预测信息的基础上,构建含区间预测信息的风电集群有功功率调度框架,实现风电集群输出功率多时间尺度协调调度,是值得深入挖掘和讨论的热点问题。

针对上述问题,本文提出计及区间预测信息的含风电电力系统有功多时间尺度协调调度优化方法,将模型预测控制的核心环节嵌入调度模型中。本文主要贡献如下:

1) 考虑风电集群内各个风电场的多时间有功功率协调机理,建立了计及区间预测信息的含风电电力系统有功多时间尺度协调调度模型,采用二次规划方法求解,在保证大电网输电断面安全运行的同时实现最大化消纳风电。

2) 考虑区间预测信息提供更多的风电功率信息,设计了以区间功率变化趋势因子为判断依据的风电场动态分群策略,动态分群结果适用于所选时间段内的所有风电场。

3) 构建了基于预测控制理论的多时间尺度协调优化策略,包括日前调度,日内滚动调度,实时反馈校正调度 3 个阶段,以最新的区间功率预测信息作为下一个时刻优化的初始状态,构建闭环优化控制,及时校正因预测误差产生的机组调度偏差。

1 风电集群有功功率预测控制整体框架

在以往的含风电的电力系统有功功率优化调度研究中,风电场将日前或者超短期风电功率预测信息按照一定时间间隔发送给电力调度控制中心,之后电力调度控制中心综合考虑负荷预测信息以及系统约束,在保证输电线路安全的前提下,计算风电场、常规机组(非 AGC 机组以及 AGC 机组)的调度值并以指令方式下发实施对象^[18]。由于有功功率预测值时间越长,误差越大,所以基于点预测信息制定的调度偏差也会随时间尺度的增加而增加。当风电集群输出功率突然变大,迫使电力系统运行受到安全隐患^[19-20]。

为此,本文制定了有功功率区间优化调度策略

如图 1 所示。首先,风电场发送给电力调度控制中心的有功功率预测值不再是点预测值,而是利用风电功率预测模型获得点预测信息,并基于预测误差概率分布构成有功功率预测区间,该区间信息包含最大置信水平下(99%)和最小置信水平(60%)有功功率预测信息;其次,电力调度控制中心在获得有功功率预测区间信息和负荷信息后,计算出 AGC 机组基点有功功率、非 AGC 机组调节有功功率以及风电集群允许输出功率区间,并以调度指令的形式下发给 AGC 机组、非 AGC 机组和风电集群;再次,在风电集群允许输出功率区间范围内,制定风电场动态分群策略,划分为若干个群,以此达到规避风电场之间调度指令分配不均问题;最后,将因预测误差而造成的 AGC、非 AGC 和风电场/集群造成的调度偏差信息反馈给电力调度控制中心,通知制定反馈校正策略对输出的功率进行校正。

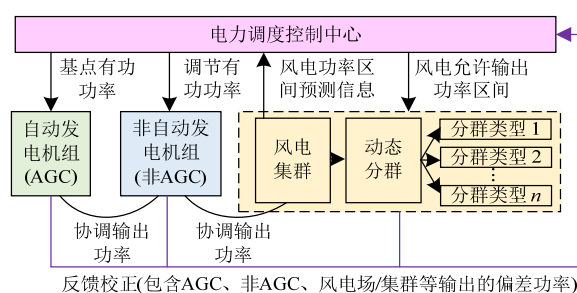


图 1 风电集群功率区间优化协调调度策略框架

Fig. 1 The framework for optimal coordinated dispatch strategy for interval cluster wind power

2 基于区间预测信息的风电集群与 AGC、非 AGC 机组协同调度策略

2.1 基于区间预测信息的风电集群划分建模

无论采用什么样的风电功率建模技术,如果仅仅给出风电功率点预测值则不能全面反映风电的不确定性,基于风电功率点预测值制定的调度计划则无法全面评估风电功率预测误差带来的不利影响。如果在调度过程中采用风电功率区间预测的方法,一方面,可以给出风电功率预测值在服从特定误差参数分布的区间范围,即一定置信水平的置信区间,提供更多的预测信息供调度部分制定调度计划;另一方面,调度部门基于不同置信水平制定的区间调度计划下发给各个风电场,并使风电场按照允许输出功率区间发电,不在严格跟踪以往点调度模式。该调度模式不仅提高了风电场有功功率的调度水平,降低了风电场应对风电功率不确定性付出

的成本风险^[21]。

预测模型采用长短期记忆(long short-term memory, LSTM)模型^[22],其预测公式如下:

$$p_{w,t}^{\text{pre}} = f_{\text{LSTM}}(p_{w,t-1}^{\text{his}}, p_{w,t-2}^{\text{his}}, p_{w,t-3}^{\text{his}}, \dots, p_{w,t-N}^{\text{his}}) \quad (1)$$

式中: $p_{w,t}^{\text{pre}}$ 为在 t 时刻风电功率预测值; $f_{\text{LSTM}}(\cdot)$ 为基于 LSTM 模型的风电功率预测模型; $p_{w,t-N}^{\text{his}}$ 为历史风电功率时间序列。由于 LSTM 在 Matlab 工具箱方便调用,易于掌握使用。因此,本文将 LSTM 作为风电功率点预测信息的驱动模型。

基于风电功率点预测结果,构造不同置信水平下的风电功率预测区间值:

$$\begin{cases} P_1 = [L^\alpha(p_{w,t}), U^\alpha(p_{w,t})] \\ L^\alpha(p_{w,t}) = p_{w,t}^{\text{pre}} - D_{1-\alpha/2} \sqrt{v_{\text{ar}}(e)} \\ U^\alpha(p_{w,t}) = p_{w,t}^{\text{pre}} + D_{1-\alpha/2} \sqrt{v_{\text{ar}}(e)} \\ e = p_{w,t}^{\text{pre}} - p_{w,t}^{\text{real}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $D_{1-\alpha/2}$ 为风电功率预测误差服从某种概率分布的临界值; $v_{\text{ar}}(\cdot)$ 为均方差函数; $L^\alpha(\cdot)$ 为风电功率预测在置信水平 α 条件下的下区间; $U^\alpha(\cdot)$ 为风电功率预测在置信水平 α 条件下的上区间,本文中 α 置信水平取(60%~99%); e 为风电功率预测值和实际值之差。

基于区间预测信息的风电集群划分计算公式如下:

$$\Omega_{p_w} = [p_{w,t}^{\text{pre},\alpha}, p_{w,t+1}^{\text{pre},\alpha}, p_{w,t+2}^{\text{pre},\alpha}, p_{w,t+3}^{\text{pre},\alpha}, p_{w,t+4}^{\text{pre},\alpha}] \quad (3)$$

$$\gamma_i = \sum_{j=1}^4 s_{\text{ign}}(p_{w,t+\Delta t}^{\text{pre},\alpha} - p_{w,t}^{\text{pre},\alpha}) \quad (4)$$

式中: Ω_{p_w} 为 α 置信水平下风电集群输出功率预测趋势集; t 为风电功率时间,时间间隔为 15 min; Δt 为相邻时间段长度; γ_i 为风电功率趋势判断因子; $s_{\text{ign}}(\cdot)$ 为风电功率预测趋势判断函数,当 $p_{w,t+1}^{\text{pre},\alpha} - p_{w,t}^{\text{pre},\alpha} > 0$ 时, $s_{\text{ign}}(\cdot)=1$; 当 $p_{w,t+1}^{\text{pre},\alpha} - p_{w,t}^{\text{pre},\alpha} = 0$ 时, $s_{\text{ign}}(\cdot)=0$; 当 $p_{w,t+1}^{\text{pre},\alpha} - p_{w,t}^{\text{pre},\alpha} < 0$ 时, $s_{\text{ign}}(\cdot)=-1$ 。由此可知, $m_{\text{ax}}(\gamma_i)=4$, $m_{\text{in}}(\gamma_i)=-4$ 。根据 γ_i 的数值大小,判断风电场类型, $m_{\text{ax}}(\gamma_i)=4$ 时,说明 $s_{\text{ign}}(\cdot)$ 函数值在未来一段时间内持续等于 1,即 $p_{w,t+1}^{\text{pre},\alpha} - p_{w,t}^{\text{pre},\alpha} > 0$ 表示风电功率在判断周期内持续上升,定义为上坡群;同理,当 $m_{\text{in}}(\gamma_i)=-4$ 时,说明 $s_{\text{ign}}(\cdot)$ 函数未来一段时间内持续等于 -1, $p_{w,t+1}^{\text{pre},\alpha} - p_{w,t}^{\text{pre},\alpha} < 0$ 表示风电功率在判断周期内持续下降,定义为下坡群;当 $\gamma_i \in (-4,4)$ 时,说明风电功率在下坡群和上坡群之间跳跃式来回摇摆,在下

坡群和上坡群之间(-4,4),根据预测周期内风电功率波动阈值 η 区分来回摇摆程度。

$$\begin{cases} \hat{P}_{w,t}^{\text{pre},\alpha} = [p_{w,t+\Delta t}^{\text{for},\alpha}, p_{w,t+2\Delta t}^{\text{for},\alpha}, p_{w,t+3\Delta t}^{\text{for},\alpha}, p_{w,t+4\Delta t}^{\text{for},\alpha}] \\ M = \max(\hat{P}_{w,t}^{\text{pre},\alpha}) - \min(\hat{P}_{w,t}^{\text{pre},\alpha}) \\ M > \eta \text{ 或 } M \leq \eta \\ \eta = \begin{cases} p_w^N/100, p_w^N < 150 \text{ MW} \\ 5 \text{ MW}, p_w^N \geq 150 \text{ MW} \end{cases} \\ \vartheta_{w,t} = p_{w,t}^{\text{real}}/p_w^N \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\hat{P}_{w,t}^{\text{pre},\alpha}$ 表示在置信水平 α 下功率变化趋势序列集合; M 为预测极值差值; η 为风电功率波动阈值; $\vartheta_{w,t}$ 为发电能力系数,表示风电场实际输出功率其装机容量之比,以 $\sigma_1 = p_w^N/3$ 、 $\sigma_2 = 2p_w^N/3$ 作为发电能力等级判断因子,当发电能力等级判断因子 $\vartheta_{w,t} \leq \sigma_1$,风电场属于发电能力群;当 $\vartheta_{w,t} \geq \sigma_2$,风电场属于高发电能力群;否则,风电场属于中发电能力群^[23-24]。150 MW 表示风电场装机容量。

2.2 风电集群与 AGC、非 AGC 机组多时间尺度滚动优化建模

滚动优化建模包括风电集群与 AGC、非 AGC 机组之间有功功率的协调调度,以及风电集群内各个风电场之间的有功功率协调调度^[25],下面章节将对滚动优化各个环节的主要要素详细建模说明。

2.2.1 决策变量描述

本文按照调度的对象分为风电集群、风电场、AGC 机组和非 AGC 机组,涉及的变量均为有功功率,单位均为 MW。

为了保证在风电功率预测区间内任意风电场输出功率的极大值满足系统的安全性要求,构建的模型中风电的输出功率需要满足允许输出功率的范围。在下列的约束条件中,下标的取值范围默认为 $i \in G^{\text{na}}, j \in G^{\text{a}}, w \in W, t \in \{1, 2, \dots, T\}$ 。其中 $i \in G^{\text{na}}$ 为非 AGC 机组下标集合, $j \in G^{\text{a}}$ 为 AGC 机组下标集合; $w \in W$ 为风电场下标集合; $t \in \{1, 2, \dots, T\}$ 为调度时段个数。

在风电集群描述时,风电集群 W 在置信水平 α 下第 t 调度时段的有功功率定义为 $p_{w,t}^\alpha$,允许风电集群输出功率区间的上限和下限分别为 $\bar{p}_{w,t}^{\text{up}}$ 和 $\underline{p}_{w,t}^{\text{down}}$,风电集群实际输出功率为 $p_{w,t}^{\text{real}}$,风电集群有功功率预测上限和下限分别为 $\bar{p}_{w,t}^{\text{pre,up}}$ 和 $\underline{p}_{w,t}^{\text{pre,down}}$ 。

在风电场级别描述时,风电场 w 在置信水平 α 下第 t 调度时段的有功功率定义为 $p_{w,t}^\alpha$,允许风电

集群输出功率区间的上限和下限分别为 $\bar{p}_{w,t}^{\text{up}}$ 和 $\underline{p}_{w,t}^{\text{down}}$ ，风电集群实际输出功率为 $p_{w,t}^{\text{real}}$ ，风电集群有功功率预测上限和下限分别为 $\bar{p}_{w,t}^{\text{pre,up}}$ 和 $\underline{p}_{w,t}^{\text{pre,down}}$ ，本文风电场级别和风电集群级别上限和下限分别取置信水平 $\alpha=99\%$ 和 $\alpha=60\%$ 。

在非 AGC 机组描述时，非 AGC 机组 i 在置信水平 α 下第 t 个调度时段的有功功率定义为 $p_{i,t}^{\text{na},\alpha}$ 。

在 AGC 机组描述时，AGC 机组 j 在第 t 个调度时段的基点有功功率定义为 $p_{j,t}^a$ ，上旋转备用和下旋转备用容量分别定义为 $R_{j,t}^{\alpha,a+}$ 和 $R_{j,t}^{\alpha,a-}$ 。依据 AGC 系统中输出功率策略，AGC 机组 j 在第 t 个调度时段实际输出功率为 $p_{j,t}^{\text{a,real}}$ ，满足以下关系式：

$$p_{j,t}^{\text{a,real}} = p_{j,t}^a - \beta_j (p_{w,t}^{\text{w},\alpha,\text{real}} - p_{w,t}^{\text{w},\alpha,\text{ref}}) \quad (6)$$

式中： $p_{w,t}^{\text{w},\alpha,\text{real}}$ 为风电集群 W 在置信水平 α 下第 t 调度时段的实际输出功率； $p_{w,t}^{\text{w},\alpha,\text{ref}}$ 为风电集群 W 在置信水平 α 下第 t 调度时段的参考有功功率。

式(6)表示为含大规模风电系统中的功率缺额由 AGC 机组按照输出功率调节因子调节， β_j 定义为输出功率调节因子，满足以下条件：

$$\sum_{j \in G^a} \beta_j = 1 (\beta_j \geq 0) \quad (7)$$

2.2.2 构建目标函数

区域风电集群与火电协调优化调度建模，该环节优化建模以含风电系统总运行成本最小为目标，主要功能是协调风电集群、AGC 机组和非 AGC 机组之间的输出功率：

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j \in G^a} C_{F-j,t}(p_{j,t}^a) + \sum_{i \in G^{\text{na}}} C_{F-i,t}(p_{i,t}^{\text{na}}) + \sum_{w \in W} C_{L-w,t}(\bar{p}_{w,t}^{\alpha}) + \sum_{j \in G^a} E[C_{R-j,t}^+(p_{w,t}^{\text{real}})] + \sum_{j \in G^a} E[C_{R-j,t}^-(p_{w,t}^{\text{real}})] \right\} \quad (8)$$

式中： $C_{F-i,t}(\cdot)$ 为第 i 台非 AGC 机组在时刻 t 的发电成本； $C_{F-j,t}(\cdot)$ 为第 j 台 AGC 机组在时刻 t 的发电成本； $C_{L-w,t}(\cdot)$ 为第 w 风电集群在第 t 个调度时段的潜在弃风成本； $C_{R-j,t}^+(\cdot)$ 和 $C_{R-j,t}^-(\cdot)$ 分别表示 AGC 机组的向上和向下调节成本； $E(\cdot)$ 表示数学期望值。运行总成本中的每一项解释如下：

对于 AGC 机组和非 AGC 机组，计算成本公式分别如下：

$$\min_{p_{j,t}^a} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{G^a} (a_{j,t} p_{j,t}^a{}^2 + b_{j,t} p_{j,t}^a + c_{j,t}) \quad (9)$$

$$\min_{p_{i,t}^{\text{na}}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{G^{\text{na}}} (a_{i,t} p_{i,t}^{\text{na}} \times p_{i,t}^{\text{na}} + b_{i,t} p_{i,t}^{\text{na}} + c_{i,t}) \quad (10)$$

式中： $a_{i,t}$ 、 $a_{j,t}$ 、 $b_{i,t}$ 、 $b_{j,t}$ 、 $c_{i,t}$ 和 $c_{j,t}$ 分别为第 i 台非 AGC 机组和第 j 台 AGC 机在时刻 t 的二次系数成本、一次系数和常系数。式(10)为典型的凸二次函数。

对于弃风惩罚目标函数，滚动调度模型允许风电集群或者风电场按照一定的比例弃风，以保证含风电系统运行的安全性。当 $\bar{p}_{w,t}^{\text{up}} < \bar{p}_{w,t}^{\text{pre,up}}$ 时，表明风电集群允许输出功率上限值小于预测上限值，这个时候要求风电弃风，则需要增加经济补偿。为了最小化潜在弃风，可以在目标函数中引入弃风惩罚项。此模型中采用是二次函数惩罚项，如下所示：

$$C_{L-w,t}(\bar{p}_{w,t}^{\text{up}}) = M_{w,t} \cdot (\bar{p}_{w,t}^{\text{pre,up}} - \bar{p}_{w,t}^{\text{up}}) \quad (11)$$

式中 $M_{w,t}$ 为风电集群 W 在时刻 t 的最大允许输出功率惩罚因子，该值可以根据调度情况灵活选取。上述公式同样适用于风电场级别建模。

对于 AGC 机组备用调节成本，风电的不确定性引起功率偏差，AGC 机组的向上或者向下旋转备用调节可以弥补功率偏差，其调节量计算公式如下：

$$\begin{cases} C_{R-j,t}^+(p_{w,t}^{\text{real}}) = \gamma_{j,t}^+ \cdot \max\{\theta_j \cdot (p_{w,t}^{\alpha,\text{ref}} - p_{w,t}^{\text{real}}), 0\} \\ C_{R-j,t}^-(p_{w,t}^{\text{real}}) = \gamma_{j,t}^- \cdot \max\{\theta_j \cdot (p_{w,t}^{\text{real}} - p_{w,t}^{\alpha,\text{ref}}), 0\} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\gamma_{j,t}^+$ 和 $\gamma_{j,t}^-$ 为调节成本； θ_j 表示成本调节系数，取值范围在 0~1 之间，本文依据经验取值 1/3，系统调度人员也可以根据偏好设置其他值。

由目标函数式(8)可以获得在置信水平 α 下的风电集群、AGC 机组和非 AGC 机组在不同时间的输出功率，按照分群规则，风电集群内各个风电场属于不同的场群，在不同场群中优化风电场允许输出功率，以跟踪集群允许输出功率为目标：

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{c=1}^C \sum_{w=1}^W (\bar{p}_{w,t}^{\text{opt},\alpha} - \bar{p}_{w,t}^{\alpha}) \quad (13)$$

式中： $c=1,2,\dots,C$ 为风电场动态分群的数量，本文最大分群数量为 12 个； $w=1,2,\dots,W$ 为每一种分群类型内的风电场数量； $t=1,2,\dots,T$ 为调度的时段； $\bar{p}_{w,t}^{\text{opt},\alpha}$ 为风电集群在置信水平 α 下第 t 调度时段的允许输出功率，该值是协调 AGC 机组和非 AGC 获得。

在单个风电场级别，在获得集群内分群类型内风电场输出功率 $\bar{p}_{w,t}^{\text{opt},\alpha}$ 时，风电场以追踪该值为目标：

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W (\hat{p}_{w,t}^{\text{opt},\alpha} - \bar{p}_{w,t}^{\text{opt},\alpha}) \quad (14)$$

2.2.3 构建约束条件

1) 功率平衡约束: 在每个调度时段, 在不计网损的情况下系统总输出功率等于负荷需求:

$$\sum_{i \in G^{\text{na}}} p_{i,t}^{\text{na},\alpha} + \sum_{j \in G^{\text{a}}} p_{j,t}^{\text{a},\alpha} + \sum_{w \in W} p_{w,t}^{\text{w},\alpha} = D_t \quad (15)$$

式中 D_t 为在第 t 个调度时段的系统总负荷。

2) 输出功率限制约束: AGC 机组和非 AGC 机组的输出功率约束条件如下:

$$\begin{cases} \underline{p}_{i,t}^{\text{na},\alpha} \leq p_{i,t}^{\text{na},\alpha} \leq \bar{p}_{i,t}^{\text{na},\alpha} \\ \underline{p}_{j,t}^{\text{a},\alpha} \leq p_{j,t}^{\text{a},\alpha} \leq \bar{p}_{j,t}^{\text{a},\alpha} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $\bar{p}_{i,t}^{\text{na},\alpha}$ 和 $\underline{p}_{i,t}^{\text{na},\alpha}$ 分别为第 i 台非 AGC 机组在置信水平 α 下第 t 个调度时段的上限输出功率和下限输出功率; $\bar{p}_{j,t}^{\text{a},\alpha}$ 和 $\underline{p}_{j,t}^{\text{a},\alpha}$ 分别为第 j 台 AGC 机组在置信水平 α 下在第 t 个调度时段的上限输出功率和下限输出功率。

3) 爬坡速率约束: 在置信水平 α 下, 以相邻时间段为例, AGC 机组和非 AGC 机组的输出功率增加量约束条件如下:

$$\begin{cases} -R_{d,i,t}^{\text{na},\alpha} \cdot \Delta T \leq p_{i,t}^{\text{na},\alpha} - p_{i,t-1}^{\text{na},\alpha} \leq R_{u,i,t}^{\text{na},\alpha} \cdot \Delta T \\ -R_{d,j,t}^{\text{a},\alpha} \cdot \Delta T \leq p_{j,t}^{\text{a},\alpha} - p_{j,t-1}^{\text{a},\alpha} \leq R_{u,j,t}^{\text{a},\alpha} \cdot \Delta T \end{cases} \quad (17)$$

式中: $R_{d,i,t}^{\text{na},\alpha}$ 和 $R_{u,i,t}^{\text{na},\alpha}$ 分别为在置信水平 α 下第 i 台非 AGC 机组在时刻 t 的向下和向上爬坡速率; $R_{d,j,t}^{\text{a},\alpha}$ 和 $R_{u,j,t}^{\text{a},\alpha}$ 分别为在置信水平 α 下第 j 台 AGC 机组在时刻 t 的向下和向上爬坡速率; ΔT 为相邻时段。

4) 旋转备用约束: 由于 AGC 机组的爬坡速率高于非 AGC 机组, 因此, 在置信水平 α 下, 向上或者向下旋转备用由 AGC 机组承担, 约束条件如下:

$$\begin{cases} 0 \leq r_{j,t}^{\text{a},\alpha} \leq R_{u,j,t}^{\text{a},\alpha} \cdot \Delta T, r_{j,t}^{\text{a},\alpha} \leq \bar{p}_{j,t}^{\text{a},\alpha} - \bar{p}_{j,t}^{\text{na},\alpha} \\ \sum_{j \in G^{\text{a}}} r_{j,t}^{\text{a},\alpha} \geq R_t^+ \\ 0 \leq r_{j,t}^{\text{a},-\alpha} \leq R_{d,j,t}^{\text{a},\alpha} \cdot \Delta T, r_{j,t}^{\text{a},-\alpha} \leq \bar{p}_{j,t}^{\text{na},\alpha} - \underline{p}_{j,t}^{\text{a},\alpha} \\ \sum_{j \in G^{\text{a}}} r_{j,t}^{\text{a},-\alpha} \geq R_t^- \end{cases} \quad (18)$$

式中 R_t^+ 和 R_t^- 分别表示在置信水平 α 下系统在时刻 t 的向上和向下旋转备用。

5) 风电集群输出功率约束: 风电集群允许输出功率的上界和下界不大于风电集群有功功率预测区间的上界和下界。

$$\begin{cases} 0 \leq \bar{p}_{w,t}^{\text{a},\text{up}} \leq \bar{p}_{w,t}^{\text{pre},\text{up}} \\ \underline{p}_{w,t}^{\text{a},\text{down}} \leq \underline{p}_{w,t}^{\text{for},\text{down}} \\ \underline{p}_{w,t}^{\text{for},\text{down}} \leq \underline{p}_{w,t}^{\text{a},\text{up}} \leq \bar{p}_{w,t}^{\text{pre},\text{up}} \end{cases} \quad (19)$$

6) 风电场输出功率约束: 风电场允许输出功率的上界和下界不大于风电场有功功率预测区间的上界和下界。

$$\begin{cases} 0 \leq \bar{p}_{w,t}^{\text{a},\text{up}} \leq \bar{p}_{w,t}^{\text{pre},\text{up}} \\ \underline{p}_{w,t}^{\text{a},\text{down}} \leq \underline{p}_{w,t}^{\text{for},\text{down}} \\ \underline{p}_{w,t}^{\text{for},\text{down}} \leq \underline{p}_{w,t}^{\text{a},\text{up}} \leq \bar{p}_{w,t}^{\text{pre},\text{up}} \end{cases} \quad (20)$$

2.3 反馈校正策略建模

误差反馈校正和滚动优化是模型预测控制理论中最为重要的两个核心环节, 误差反馈校正环节使得基于预测值的滚动优化结果更加可信, 使得下一时刻系统输出结果接近理想值。在以往预测中, 可以获得评价指标的整体性能最优, 然而, 对于某个时刻的极大值或者极小值的预测往往难以满足要求, 尤其预测中出现极大偏差会对优化结果造成不利影响^[26-27]。

尽管先进的预测模型在精度方面有明显提升, 但是 MPC 方法依然无法保证按照期望实施计划, 因此, 需要对偏差进行校正。反馈校正不是为了中断调度计划, 目的是尽量减少机组的调整, 提高系统的可靠性。反馈修正模型为静态优化模型, 只调整下一个区间($t+1$)内机组的输出量。目标函数为

$$\min \Delta p = (p_{i,t}^{\text{a},\alpha} / p_{i,t}^{\text{na},\alpha,\text{exp}} + p_{j,t}^{\text{na},\alpha} / p_{j,t}^{\text{na},\alpha,\text{exp}} + p_{w,t}^{\alpha} / p_{w,t}^{\alpha,\text{exp}}) \quad (21)$$

式中 $p_{i,t}^{\text{a},\alpha,\text{exp}}$ 、 $p_{j,t}^{\text{na},\alpha,\text{exp}}$ 和 $p_{w,t}^{\alpha,\text{exp}}$ 分别为 AGC 机组、非 AGC 机组以及风电场输出有功功率的期望值。

约束条件为式(15)~(20)中加入因风电功率预测误差而产生的 AGC 机组、非 AGC 机组以及风电输出功率偏差值 $\Delta p_{i,t}^{\text{a},\alpha}$ 、 $\Delta p_{j,t}^{\text{na},\alpha}$ 、 $p_{w,t}^{\alpha}$ 。

3 仿真与实验结果分析

3.1 模型讨论

1) 讨论 1: 风电场/集群功率预测误差分布模型选择问题。

为了构造基于预测误差分布的风电场/集群有功功率预测区间, 本节在误差分布的基础上, 分别以最优预测误差分布构造不同置信水平下的风电功率预测区间, 其中, 在风电场级别, 采用误差服从高斯分布构造不同置信水平下的预测区间, 在风

电集群级别, 考虑到空间分散的风电场功率聚合后具有天然的平滑性, 使得误差小于单个风电场级别的预测误差, 风电集群级别仍然采用高斯分布构造不同置信水平下的预测区间。基于各个风电场功率总加的特点, 使得构造的无论是单个风电场还是风电集群功率预测区间都能很方便用于实际工程问题。引入风电集群功率预测区间是为了计算不同置信水平下调度机构下发给风电集群允许输出功率的区间值, 将允许输出功率区间值按照风电场动态分群原则下发给各个风电场。实际上, 多时间尺度协调的区间调度模式不仅提高了风电消纳, 而且减少了风电越限的风险。

2) 讨论 2: 风电与火电目标函数简化问题。

根据凸优化定理可知, 式(8)中建立的风电集群和火电最小化运行成本模型也是非凸的。而现有的非线性优化求解技术无法获得该非凸模型的全局最优解。为了简化模型便于求解, 本文将式(8)简化成如下公式, 公式中仅保留第 1 项 AGC 机组成本, 第 2 项非 AGC 机组成本以及第 3 项风电成本:

$$\min_{p^{\text{na}}, p^{\text{a}}, \bar{p}_{w,t}^{\alpha}} \sum_{t=1}^T \{ \sum_{i \in G^{\text{na}}} C_{F-i,t}(p_{i,t}^{\text{na}}) + \sum_{j \in G^{\text{a}}} C_{F-j,t}(p_{j,t}^{\text{a}}) + \sum_{w \in W} C_{L-w,t}(\bar{p}_{w,t}^{\alpha}) \} \quad (22)$$

式(22)被简化为二次规划模型, 该目标函数是一个典型的凸二次优化函数, 可以使用成熟的二次规划软件(例如 MATLAB+CPLEX+Gurobi)求得最优解。

3.2 模型求解过程

本节所提的模型在 MATLAB2018a 中采用 CPLEX 12.5 软件包和 Gurobi 求解器对日前-日内滚动-实时调度进行逐层求解。详细的计算流程如附图 A1 所示。

在日前调度阶段, 以系统运行成本最小为目标(包括非 AGC 机组运行成本+AGC 机组旋转备用成本+潜在弃风成本), 以系统侧和机组侧约束条件为主要约束, 以系统侧和机组侧约束条件为约束, 系统侧约束包括功率平衡约束、备用约束、线路约束和潮流约束, 机组侧包括启停约束、爬坡约束和机组状态约束, 制定日前阶段风电集群有功功率和常规机组以及 AGC 机组调度计划, 时间分辨率为 1h, 制定小时级的发电计划值, 将该发电计划从调度中心下达到各个实施机组。

在日内滚动调度阶段, 利用日内滚动预测数据

以系统运行成本最小为目标, 以系统侧和机组侧约束为约束条件, 日内阶段机组侧不考虑机组启停和机组状态约束, 结合超短期风电功率预测信息(未来 15 min~4h), 滚动制定未来 4h 内的调度计划, 实施优化周期为 1h, 采样点分辨率为 15 min, 求解出 AGC 机组、非 AGC 机组以及风电场/集群允许输出功率。

在实时调度阶段, 时间尺度为 5 min, 基于日内滚动调度结果, 在考虑风电有功功率波动误差基础上, AGC 机组对系统调度偏差进行修正, 着重考虑负荷曲线的谷荷段和峰荷段, 每 5 min 执行一次, 优化时域为 15 min。

需要强调的是, 在实施日内滚动调度和实时调度时, 可以将模型预测控制理论中的滚动优化和反馈校正应用到上述 2 个阶段, 滚动优化环节实现日内滚动调度, 反馈校正实现调度值与实际值之间偏差的校正。

3.3 仿真参数设置

改进 IEEE-118 大节点测试系统: 本节将通过 1 个大节点测试系统的调度结果说明多时间尺度协调的区间调度方法的有效性, 实验数据包括改进的 IEEE-118 节点数据和实际的西北某省风电集群数据。设置的仿真参数如下:

1) 系统负荷。本文的系统负荷曲线根据某实际电网典型日负荷经过脱敏、放缩后得到, 如图 2 所示, 图中浅绿色区域和浅黄色区域分别为谷荷段和峰荷段。

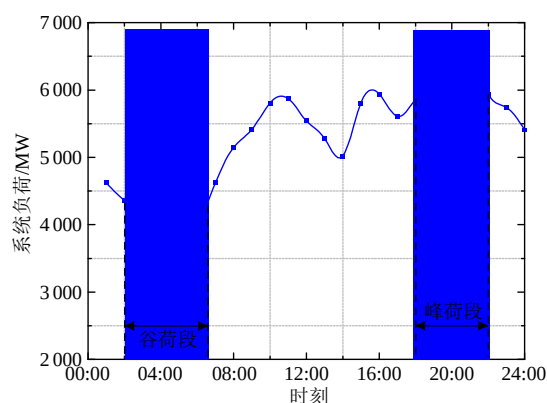


图 2 系统负荷曲线及其谷荷段和峰荷段

Fig. 2 Curve of system load and its valley and peak load sections

2) 风电集群。本节将连接在母线 7 上的火电机组替换为风电集群数据, 该数据包括 14 个风电场, 总装机容量为 1477 MW。

3) 常规机组和 AGC 机组。本节实验设置连接

在母线 2、18 和 23 为 AGC 机组,用于补充功率缺额,其余机组设置为非 AGC 机组。旋转备用的设置遵循“N-1 原则”,取谷荷值的 10%作为上旋转备用和下旋转备用,即在本实验中系统的上旋转备用和下旋转备用分别设置约为 250 MW。

3.4 日前调度结果

基于日前一天风电集群功率预测结果,制定日前非 AGC 机组、AGC 机组以及风电集群调度计划。以日前风电集群和常规机组调度为例,主要测试风电送出通道越限情况和常规机组协调问题,日前调度计划可以看作是一个机组组合问题,主要涉及常规机组启停,是一个典型的混合整数规划问题。日前调度计划根据日前风电功率预测和负荷预测信息(日前负荷由于预测准确性高可用假设与日内等同),以及其他包括功率交换和、功率平衡约束等条件下,制定常规机组启停、输出功率大小以及风电功率调度情况,总目标是含风电集群电力系统运行总成本最小。特殊地,受制于预测技术以及未来一天气象条件等因素,日前风电功率预测精度低于超短期风电功率预测精度,预测信息的不确定增强。因此,在本案例测试时,主要验证区域风电集群与常规机组之间协调调度的有效性,测试日前风电集群区间预测以及输出功率大小,侧重于经济性。

图 3 是接在母线 7 上的风电集群功率预测区间上界和下界分布情况,其中风电集群功率预测区间上界和下界为风电集群功率点预测曲线在置信水平 99%计算所得,即考虑最大的误差情形,图中信息还包括为风电集群有功功率预测值、预测区间上界和预测区间下界对应的概率密度函数。由图 3 可以看到,红色曲线表示风电集群功率预测区间上限,蓝色曲线表示风电集群功率预测区间下限,黑色虚线表示风电集群功率预测,浅蓝色阴影和浅黄色阴影部分分别表示预测区间上区间和下区间。特殊地,预测区间下界出现小于 0 情况,这是因为基于预测误差单高斯分布构造的区间下界会出现负值。在实际工程应用中,不允许上报给电力调度部门负值风电集群功率,因此,本文在取预测区间下界时忽略负值部分。从图中可以看到,基于风电集群有功功率预测误差分布构造的预测区间上界和下界整体分布走势情况一致,这是因为取 99%置信水平构造的预测上区间和下区间宽度一样,从而使得预测区间上界和预测区间下界的概率分布形状走势一致。当预测区间的宽度固定,其预测误差的

范围也就规定了,根据预测区间上界值和下界值,计算出风电集群允许输出功率的上界和下界,并按照风电场动态分群原则下发给各个风电场允许输出功率上界和下界。图 4 给出小时级别风电场日前区间预测结果。

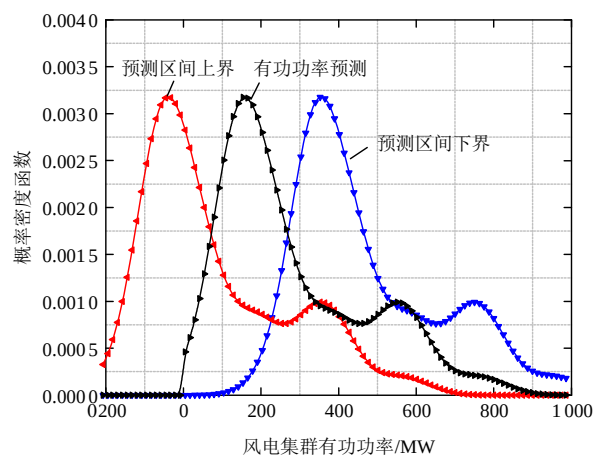


图 3 小时级别的前日区间预测结果展示

Fig. 3 Results of cluster wind power hour day-ahead interval prediction

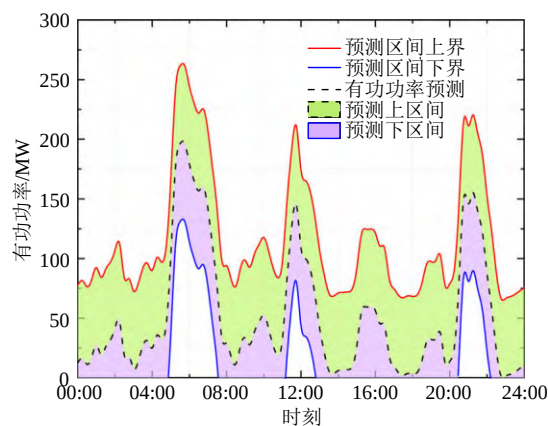


图 4 小时级别风电场日前区间预测结果展示

Fig. 4 Results of wind power hour day-ahead interval prediction

图 5 给出考虑最大预测功率上界(99%置信水平)和最小预测功率上界(60%置信水平)的非 AGC 机组和风电集群输出功率的结果,由图可知,非 AGC 机组承担了相当多的系统负荷功率,99%置信水平和 60%置信水平相比,从图的纵坐标可以看出,风电集群输出功率增加了很多。尤其在 00:00—07:00 负荷低谷时段,没有出现明显弃风现象,在 19:00—21:00 负荷高峰时段,出现了少许的弃风现象。由于在日前调度阶段,非 AGC 机组输出功率和风电集群输出功率要满足负荷相等的条件,所有 AGC 机组和风电集群在满足经济性最优的情况,达到输出功率最优。

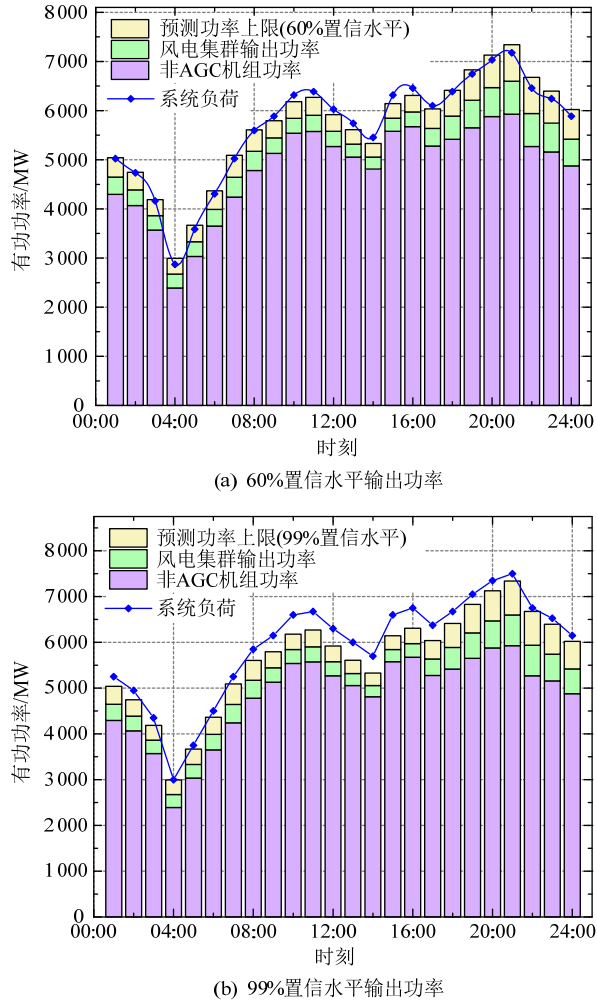


图 5 小时级别日前机组调度结果

Fig. 5 Results of day-ahead unit dispatch

3.5 日内滚动调度仿真结果

在改进的 IEEE-118 节点计算区域风电集群和常规机组的有功功率调度问题，滚动调度周期内共计 16 个调度时段，即每 1 h 滚动一次，每次计算未来 4 h 调度计划，每 15 min 为一个调度时段。第一次滚动为 1~4 h，第二次滚动为 2~5 h，以此类推。基于模型预测控制理论，其中，仅有第一个调度时段的调度被严格执行。在每一次超短期预测信息和负荷数据更新中，滚动调度以向前方式被执行 96 次，这当中被执行点组成一条日内滚动调度轨迹曲线。

风电场动态分群是协调各个风电场之间输出功率最优的基础，本文在文献[23]的基础上对风电场动态分群策略进行改进，风电场分群原则根据式(5)—(15)，在滚动调度的基础上，根据风电集群中各个风电场有功功率未来 1 h 变化趋势和跟踪调度指令状态对风电场进行动态分群，分群有功功率采样时间尺度为 15 min，为了便于识别，本文给每一个风电场在所属时段内进行类型标号，制定了风电

场分群准则表，风电场动态分群类型如表 1 所示。

表 1 风电场动态分群准则表

Table 1 Wind farm dynamic clustering criteria

编号	分群类型	编号	分群类型
1	高发电下降群	7	高发电平稳群
2	中发电下降群	8	中发电平稳群
3	低发电下降群	9	低发电平稳群
4	高发电上升群	10	高发电振荡群
5	中发电上升群	11	中发电振荡群
6	低发电上升群	12	低发电振荡群

图 6 为依据分群准则的风电场(wind farm, WF)动态分群可视化结果，按照颜色的差异区分不同风电场动态分群类型，共计分为 12 种风电场分群类型，可以看到，风电场(WF4、WF5、WF6、WF7 和 WF10)属于类型 4 的高发电上升群，并且该分群状态持续时间最长，这表明上述风电场输出的有功功率处于高发电状态。因此，在制定有功功率调度策略时，可以考虑增加有功功率调度指令值；风电场分群类型 10 分布较为分散，类型 10 属于振荡群，该群主要面临风电场输出功率波动偏大问题，因此，在制定调度策略时可以考虑最小化风电场输出功率波动为目标；从图 6 中还可以看到，其他风电场分群类型分布较为分散，分布几乎没有规律，这也再次应正了风电输出功率的波动性和非平稳性。

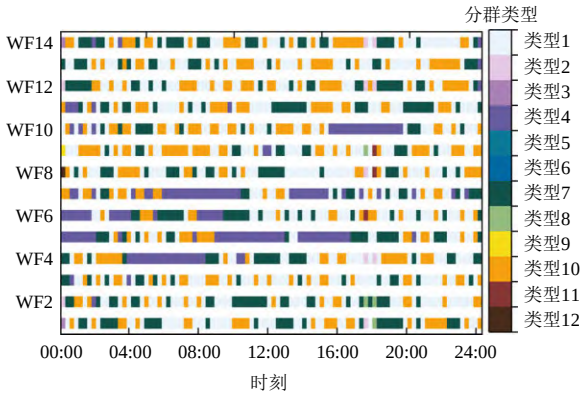


图 6 风电场动态分群结果

Fig. 6 Results of dynamic cluster of wind farms

图 7 给出了日内滚动调度时段风电集群调度计划图，图中，淡蓝色阴影部分为风电集群预测上区间，淡黄色阴影部分为风电集群预测下区间，图中不同颜色的实曲线为 60%~95%置信水平下调度轨迹曲线，即允许风电集群输出功率曲线。由图可以看到，在滚动调度周期内，风电集群有功功率预测上界和下界为滚动调度的边界条件，风电集群输出功率曲线允许在上界和下界区间内。在 00:00—12:00 时段内，风电集群功率波动幅度相对较小，

因功率波动引起的含风电电力系统小范围的功率缺额可以由其他常规机组平衡(例如, AGC 机组)。因此, 在这段时段内, 不同置信水平下的风电集群允许输出功率曲线也相对平稳。在 12:00—15:00 时段内, 预测到风电集群功率会有增加, 因此, 在制定滚动调度策略时, 增加风电集群输出功率, 在 15:00—18:00 时段内, 因为有风电集群前瞻性预测信息的支持, 下达允许风电集群输出功率下降指令, 降低风电集群输出功率。因为考虑到风电集群输出功率受到传输断面约束限制和常规机组的协调输出功率作用, 允许风电集群输出功率的曲线要贴近有功功率预测下界, 保证传输断面安全。

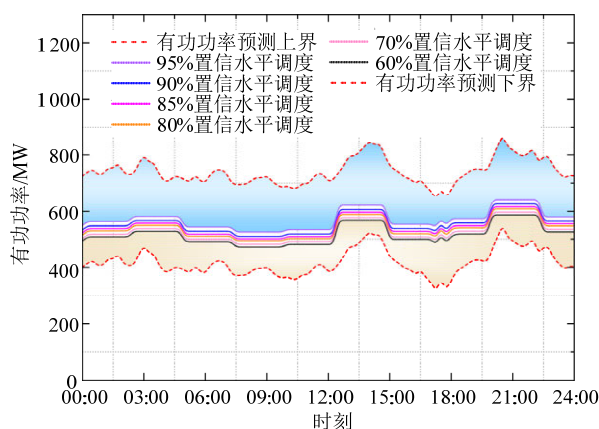


图7 风电集群不同置信水平区间调度

Fig. 7 Dispatch of cluster wind power at different confidence levels

图8为风电场级别不同置信水平区间调度结果, 在滚动调度实施阶段, 由于单个风电场风电功率波动较大且在大波动时段预测精度较低, 含风电电力的功率缺额难以平衡, 因此风电场级别允许输出功率曲线很难像风电集群那样视觉上有明显的规律性, 为了保证风电场商的收益, 在配备高精度风电功率预测系统的风电场可以按照最大置信水平(即 99%置信水平)执行调度指令, 促进风电功率并网。

以日内一天的首个调度时间为起点, 通过求解含风电电力系统日内模型获得的风电场滚动调度计划如图8所示, 可以从图中发现, 红色点划线组成的有功功率预测上下界组成了允许输出功率区间(95%置信水平构造的预测区间), 在这个区间内, 显示了 60%~95%置信水平下的风电场允许输出功率情况, 随着置信水平的增加, 风电输出功率也在增加, 特殊地, 对于风电功率陡升陡降时段, 即预测区间相对较窄时段, 60%~95%置信水平下的增加

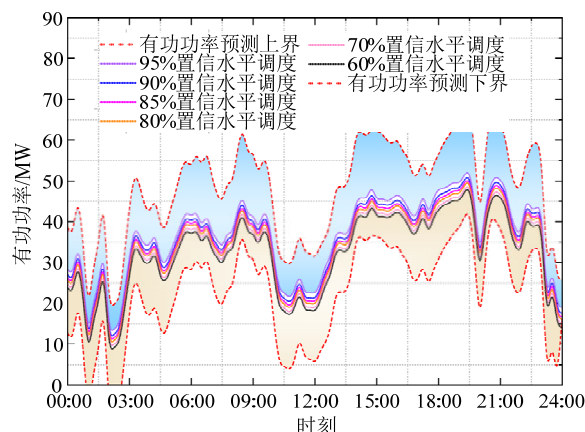


图8 风电场不同置信水平区间调度

Fig. 8 Dispatch of individual wind power at different confidence levels

或者减少输出功率相对较少, 在此情况下, 由于风电的易变性可能导致系统运行安全, 大幅度增加或者较少输出功率均不利于系统安全。

3.6 实时调度情况分析

日内滚动调度为实时调度提供常规机组输出功率基准值, 实时调度的时间尺度为 5 min, 1 h 为一个滚动周期, 一个调度周期内调度点个数为 4 个, 调度时间间隔为 5 min, 实时调度在保证机组总的输出功率的基础上微调具有快速响应的机组输出功率, 完成实时调度, AGC 机组、非 AGC 机组和风电集群输出功率如附图 A2。

表2表示不同置信区间下不同风电场的弃风率情况, 其中 60%~95%表示置信水平, WF1—WF14表示风电场编号, 共有 14 个风电场。弃风率为风电场允许输出功率与预测区间上界的百分比。从表2可以看出, 不同置信水平下风电场弃风率不同, 在 95%置信水平下风电场弃风率最小, 这是因为 95%置信水平下的提高了风电场输出功率。一方面, 区间调度模式可以降低弃风率, 增加风电场输出功率; 另一方面, 在提高置信水平时, 如果仅考虑提高风电场输出功率, 忽略允许风电输出范围, 则会使给风电场带来潜在危险。另外, 从表2可以看到, 同一个风电场在不同置信水平下的弃风率不同, 以 WF1 为例, 在 60%置信水平下, 风电场最大有功功率弃风率为 17.02%, 在 95%置信水平下, 风电场有功功率弃风率为 14.56%, 而最小的弃风率为风电场 WF7, 在置信水平 60%~95%的情况下弃风率为 1.57%~1.05%。表格最后一行为平均弃风率, 可以看出, 14 个风电场在不同置信水平下的平均弃风率范围为 6.84%~7.96%, 可见, 本文提出的区间调度

方法能够在保证系统安全条件下减少弃风率，提高滚动调度环节风电消纳能力。

表 2 不同置信水平下风电场有功功率弃风率情况

Table 2 Wind power curtailment rate at different confidence levels

风电场 序号	弃风率					
	60%	70%	80%	85%	90%	95%
WF1	17.02	16.34	15.89	15.54	14.98	14.56
WF2	10.61	10.10	9.76	9.51	9.10	8.80
WF3	3.77	3.55	3.41	3.31	3.14	3.01
WF4	3.52	3.29	3.14	3.01	2.84	2.71
WF5	1.90	1.70	1.57	1.47	1.31	1.21
WF6	4.91	4.43	4.12	3.88	3.52	3.23
WF7	1.57	1.42	1.34	1.22	1.12	1.05
WF8	14.05	13.78	13.61	13.48	13.27	13.09
WF9	9.68	9.20	8.88	8.64	8.29	8.00
WF10	1.79	1.67	1.60	1.54	1.46	1.39
WF11	7.36	7.03	6.82	6.66	6.40	6.19
WF12	13.65	13.35	13.15	13.02	12.77	12.57
WF13	4.82	4.66	4.56	4.47	4.35	4.25
WF14	16.79	16.50	16.31	16.17	15.94	15.75
平均值	7.96	7.64	7.44	7.28	7.03	6.84

附图 A3 展示了不同置信水平下风电场弃风功率箱线图，横坐标为每个风电场序号，图中矩形框的上边界框和下边界框分别表示上四分位和下四分位，方框中的横线表示中位数，蓝色的实心圆点表示异常风电功率。从图中可以明显观察到，WF7 号风电场弃风功率最少，WF14 号风电场弃风功率最多，原因之一可能跟风电场装机容量有关，WF7 号风电场在所有风电场中装机容量最小，仅为 48 MW，14 号风电场装机容量为 250 MW，结合表 2 可以发现，WF1、WF2、WF8 和 WF12 的整个风电场的弃风率均超过 10%，而上述风电场的装机容量分别为 198.5、148.5、150 和 99 MW，这也说明，如果以风电场允许输出功率与预测区间上界的百分比定义弃风率的话，由于风电场装机规模和容量越大，风电功率的误差相对也会增加，这样风电场弃风率也会增加。

4 结论

本文首先将风电功率区间预测信息纳入到含风电电力系统的多时间尺度优化调度中，量化区间预测信息对电网调度消纳风电的影响。然后，考虑风电集群内各个风电场的多时间有功功率协调机理，建立了计及区间预测信息的含风电电力系统有功多时间尺度协调调度模型，设计了以区间功率变

化趋势因子为判断依据的风电场动态分群策略，最后，构建了基于预测控制理论的多时间尺度协调优化策略，采用二次规划方法求解，验证了本文提出方法的有效性。研究结果表明，提出的方法不仅可以合理协调风电集群内各个风电场输出功率，使得每个风电场输出功率趋于合理，而且还可以协调风电集群汇集功率和 AGC 机组与非 AGC 之间的输出功率，有效解决了调度指令与实际输出功率不协调问题，满足大规模集群式风电并入大电网的要求。计及区间预测信息的电网调度策略，一方面，可以用来评估风电不确定性因素对调度偏差的影响，另一方面，可以与成熟的优化算法相结合，在保证电力系统安全运行的前提下，实现精细化调度。

以区间预测信息为基础的模型预测控制方法，一方面纳入了更多的风电功率预测信息，有利用制定下发风电场/群的允许输出功率区间，规避传统调度模式的单条调度指令曲线，另一方面降低了风电集群输出功率突然变化导致越过风电送出通道安全容量风险，符合高比例风电并入大电网的趋势。因此，在构建以新能源为主体的新型电力系统的背景下，在未来的研究中，我们将开展多时间协调调度方法应用到分布式微网多时间协调调度研究，研究该方法在“源-网-荷-储”等阶段的优化调度，有利于消纳更多新能源和提升电网的安全稳定运行。

参考文献

- [1] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 1-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 1-11(in Chinese).
- [2] 丁明, 刘先放, 毕锐, 等. 采用综合性能指标的高渗透率分布式电源集群划分方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 47-52, 141.
DING Ming, LIU Xianfang, BI Rui, et al. Method for cluster partition of high-penetration distributed generators based on comprehensive performance index [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 47-52, 141(in Chinese).
- [3] CHEN Haoyong, XUAN Peizheng, WANG Yongchao, et al. Key technologies for integration of multitype renewable energy sources-research on multi-timeframe

- robust scheduling/dispatch[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 471-480.
- [4] 叶林, 路朋, 赵永宁, 等. 含风电电力系统有功功率模型预测控制方法综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6181-6197.
- YE Lin, LU Peng, ZHAO Yongning, et al. Review of model predictive control for power system with large-scale wind power grid-connected[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6181-6197(in Chinese).
- [5] HEDAYATI-MEHDIABADI M, ZHANG Junshan, HEDMAN K W. Wind power dispatch margin for flexible energy and reserve scheduling with increased wind generation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1543-1552.
- [6] SOLIMAN M, MALIK O P, WESTWICK D T. Multiple model predictive control for wind turbines with doubly fed induction generators[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2011, 2(3): 215-225.
- [7] JAIN A, SCHILDBACH G, FAGIANO L, et al. On the design and tuning of linear model predictive control for wind turbines[J]. Renewable Energy, 2015, 80: 664-673.
- [8] BOTTASSO C L, PIZZINELLI P, RIBOLDI C E D, et al. LiDAR-enabled model predictive control of wind turbines with real-time capabilities[J]. Renewable Energy, 2014, 71: 442-452.
- [9] MAHMOUD P H A, HUY P D, RAMACHANDARAMURTHY V K. A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 75: 293-312.
- [10] 杨德友, 蔡国伟. 含规模化风电场/群的互联电网负荷频率广域分散预测控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(3): 583-591.
- YANG Deyou, CAI Guowei. Decentralized model predictive control based load frequency control for high wind power penetrated power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(3): 583-591(in Chinese).
- [11] 孙柏皓, 汤涌, 叶林, 等. 基于随机分层分布式模型预测控制的风电集群频率控制规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(20): 5903-5914.
- SUN Bohao, TANG Yong, YE Lin, et al. A programming method for wind power cluster frequency control based on S-H-DMPC[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(20): 5903-5914(in Chinese).
- [12] KONG Xiaobing, MA Lele, WANG Ce, et al. Large-scale wind farm control using distributed economic model predictive scheme[J]. Renewable Energy, 2022, 181: 581-591.
- [13] GUO Yifei, GAO Houlei, WU Qiuwei, et al. Distributed coordinated active and reactive power control of wind farms based on model predictive control[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 104: 78-88.
- [14] 廖小兵, 刘开培, 乐健, 等. 基于双层模型预测结构的跨区域 AGC 机组协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4674-4685.
- LIAO Xiaobing, LIU Kaipei, LE Jian, et al. Coordinated control strategy for agc units across areas based on bi-level model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4674-4685(in Chinese).
- [15] 张伯明, 陈建华, 吴文传. 大规模风电接入电网的有功分层模型预测控制方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 6-14.
- ZHANG Boming, CHEN Jianhua, WU Wenchuan. A hierarchical model predictive control method of active power for accommodating large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 6-14(in Chinese).
- [16] 叶林, 李智, 孙柏皓, 等. 基于随机预测控制理论和功率波动相关性的风电集群优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3172-3183.
- YE Lin, LI Zhi, SUN Bohao, et al. Optimal dispatch of system integrated wind farm clusters based on stochastic model predictive control considering temporal correlation of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3172-3183(in Chinese).
- [17] 刘立阳, 吴军基, 孟绍良. 基于预测控制的含风电滚动优化调度[J]. 电工技术学报, 2017, 32(17): 75-83.
- LIU Liyang, WU Junji, MENG Shaoliang. A rolling dispatch model for wind power integrated power system based on predictive control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(17): 75-83(in Chinese).
- [18] LI Zhigang, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Robust look-ahead power dispatch with adjustable conservativeness accommodating significant wind power integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(3): 781-790.
- [19] ZHANG Jiaan, LIU Dong, LI Zhijun, et al. Power prediction of a wind farm cluster based on spatiotemporal correlations[J]. Applied Energy, 2021, 302: 117568.
- [20] 叶林, 张慈杭, 汤涌, 等. 多时空尺度协调的风电集群有功分层预测控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(13): 3767-3780.

- YE Lin, ZHANG Cihang, TANG Yong, et al. Active power stratification predictive control approach for wind power cluster with multiple temporal and spatial scales coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(13): 3767-3780(in Chinese).
- [21] YE Lin, ZHANG Cihang, TANG Yong, et al. Hierarchical model predictive control strategy based on dynamic active power dispatch for wind power cluster integration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4617-4629.
- [22] LU Peng, YE Lin, PEI Ming, et al. Short-term wind power forecasting based on meteorological feature extraction and optimization strategy[J]. Renewable Energy, 2022, 184: 642-661.
- [23] 路朋, 叶林, 裴铭, 等. 风电集群有功功率模型预测协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(17): 5887-5899.
- LU Peng, YE Lin, PEI Ming, et al. Coordinated control strategy for active power of wind power cluster based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(17): 5887-5899(in Chinese).
- [24] 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): 6572-6582.
- 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): 6572-6582(in Chinese).
- [25] ALQURASHI A, ETEMADI A H, KHODAEI A. Model predictive control to two-stage stochastic dynamic economic dispatch problem[J]. Control Engineering Practice, 2017, 69: 112-121.
- [26] ZHAO Haoran, WU Qiuwei, GUO Qinglai, et al. Distributed model predictive control of a wind farm for optimal active power control part I: clustering-based wind turbine model linearization[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(3): 831-839.
- [27] ZHAO Haoran, WU Qiuwei, WANG Jianhui, et al. Combined active and reactive power control of wind farms based on model predictive control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 1177-1187.

附录 A

在本文模型中, 详细的日前调度、日内滚动调度、实时调度计算流程表述如下:

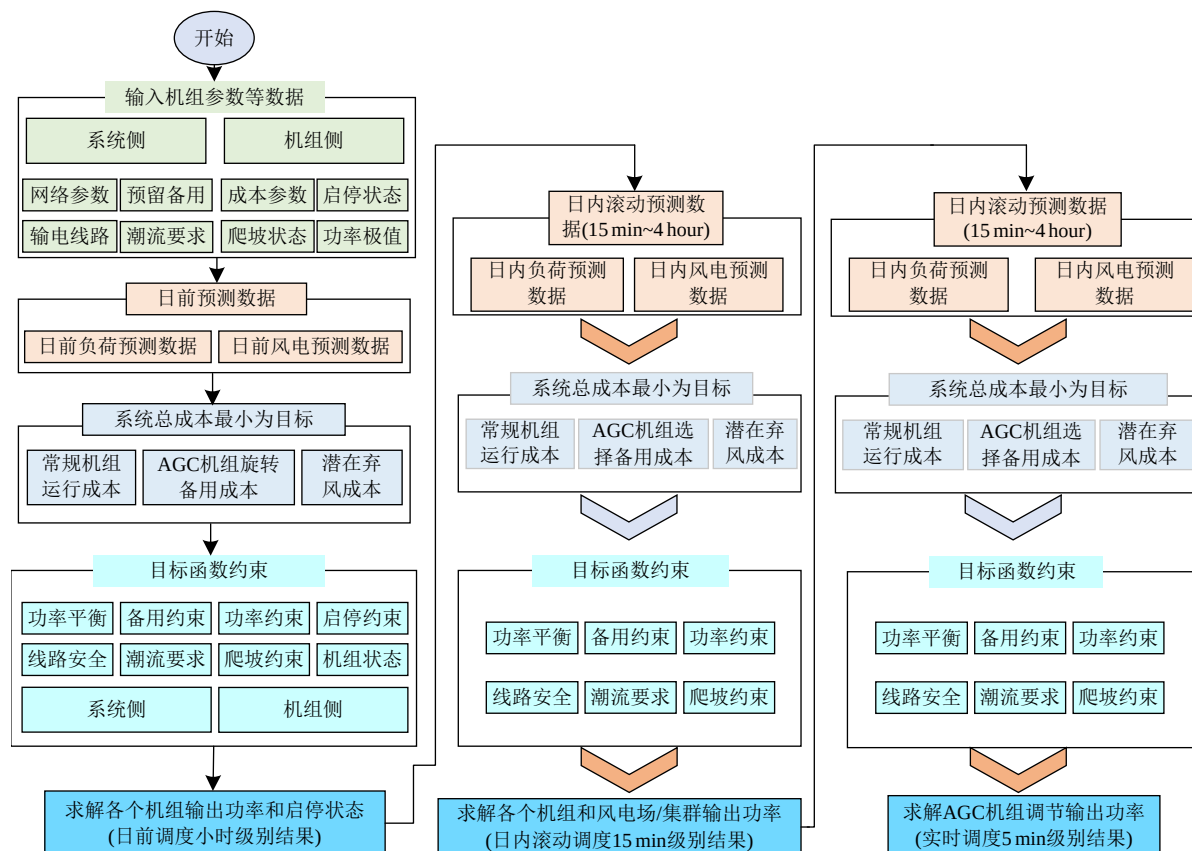
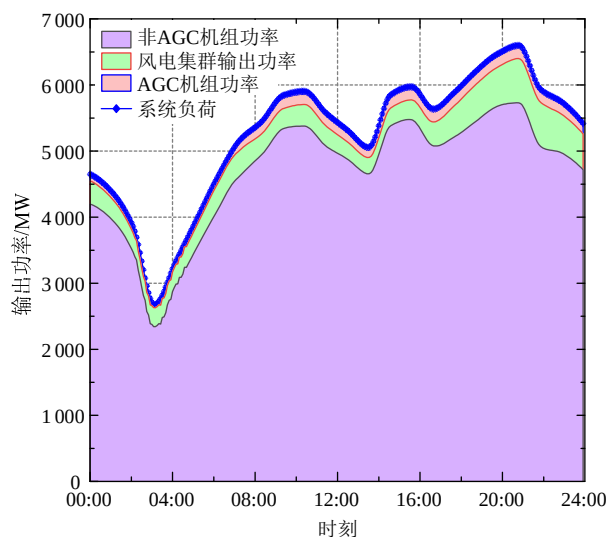
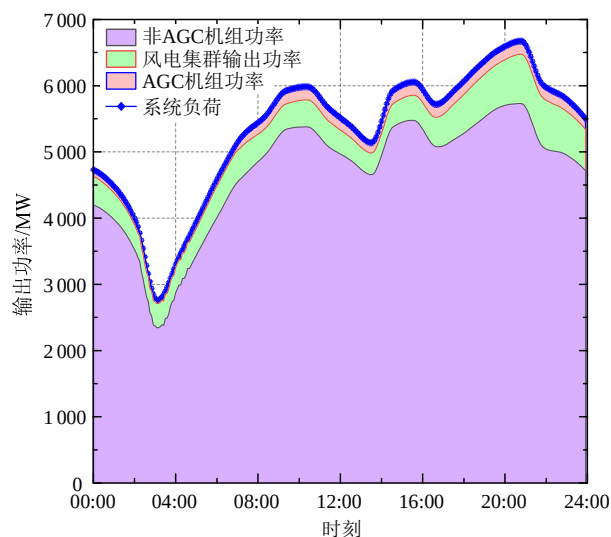


图 A1 多时间尺度模型求解过程

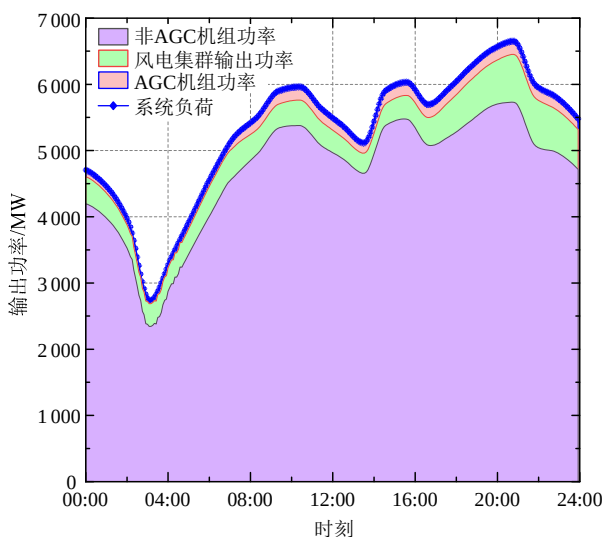
Fig. A1 The solution process of multi time scale scheduling model



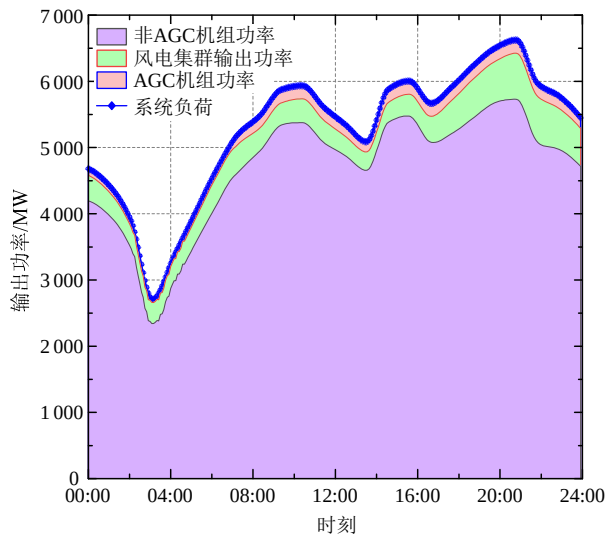
(a) 99%置信水平实时调度结果



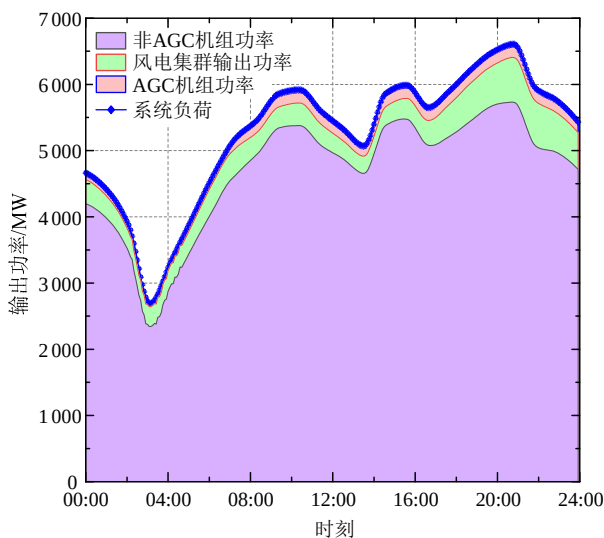
(b) 95%置信水平实时调度结果



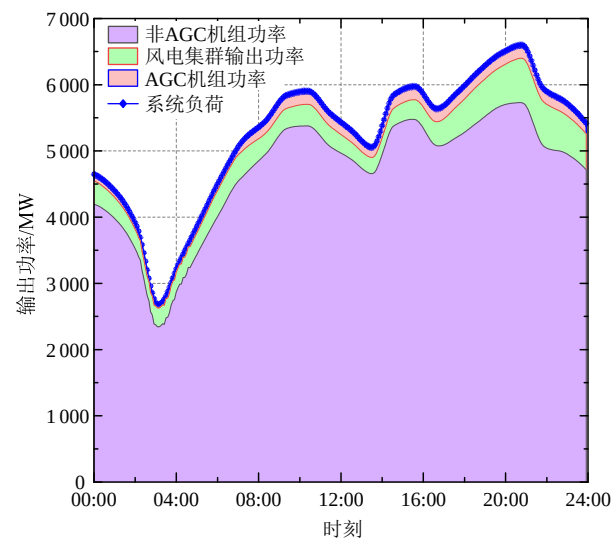
(c) 90%置信水平实时调度结果



(d) 80%置信水平实时调度结果



(e) 70%置信水平实时调度结果



(f) 60%置信水平实时调度结果

图 A2 实时调度结果

Fig. A2 Results of real-time dispatch

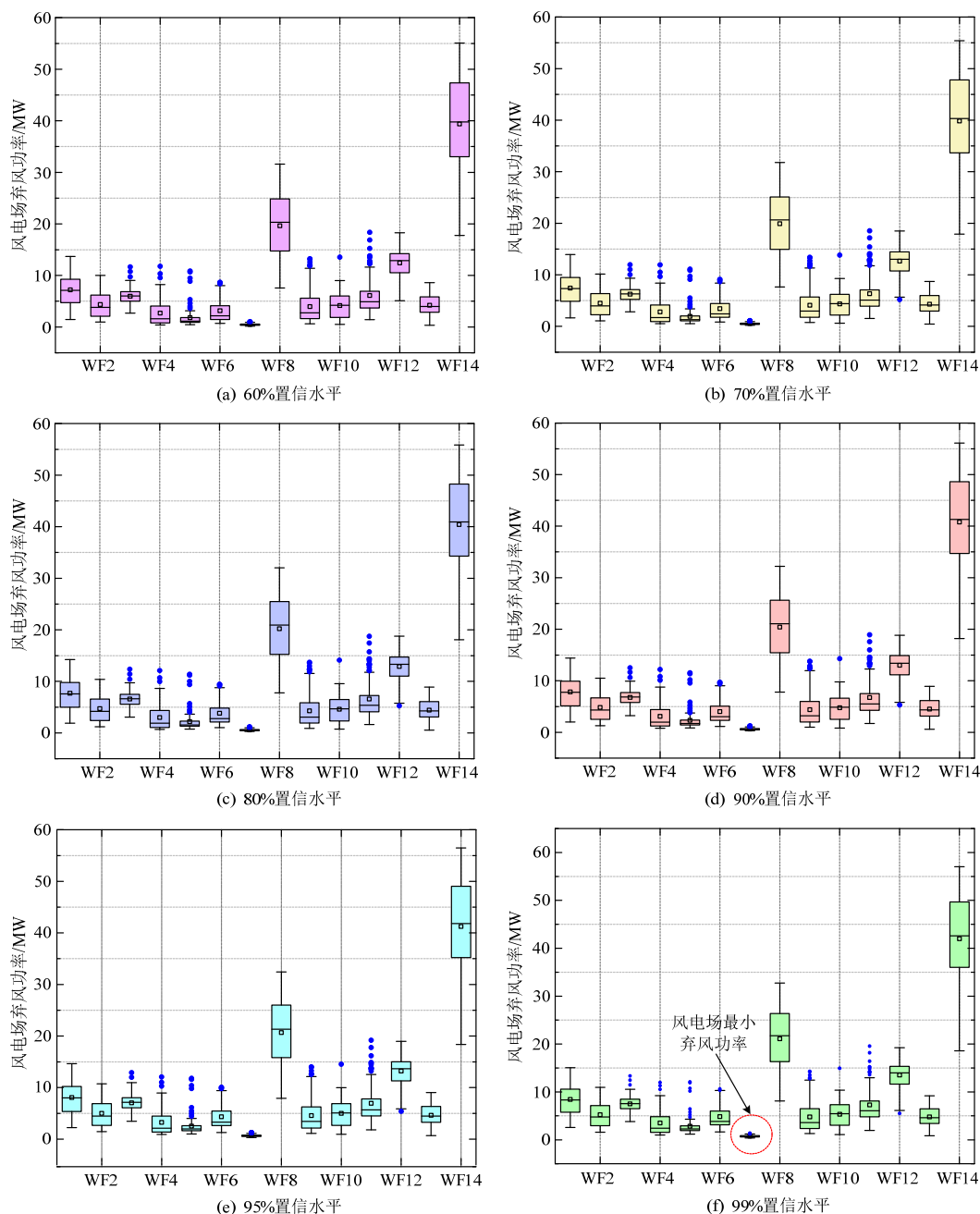


图 A3 不同置信水平下风电场弃风功率箱线图

Fig. A3 Box line of wind power curtailment at different confidence levels



路朋

在线出版日期：2024-01-26。

收稿日期：2023-07-26。

作者简介：

路朋(1989)，男，博士后，助理研究员，主要研究方向为电力系统运行与控制、新能源发电技术，lupeng@cau.edu.cn；

*通信作者：张宁(1985)，男，博士，副教授，博士生导师，主要从事低碳电力技术、电力系统规划与运行、多能源系统等研究工作，ningzhang@tsinghua.edu.cn。

(责任编辑 邱丽萍)

Multi-time Scale Coordinated Dispatch Optimization Method for Power System With Large-scale Wind Power Grid-integrated Based on Interval Prediction

LU Peng¹, CHEN Sijie², ZHANG Ning^{1*}, YE Lin³, WANH Cheng⁴, DU Ershun¹, TANG Yong⁵

(1. State Key Laboratory of Power System and Generation Equipment (Department of Electrical Engineering, Tsinghua University);

2. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education (Shanghai Jiao Tong University);

3. College of Information and Electrical Engineering, China Agriculture University;

4. State Key Laboratory of New Energy Power System (North China Electric Power University);

5. State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation (China Electric Power Research Institute))

KEY WORDS: interval model predictive control (IMPC); coordinated dispatching strategy; error distribution; rolling optimization

Integrating intermittent, clustered wind power into the grid will increase the risk of the over-limit power transmission sections. Incorporating point prediction information into the dispatch of power systems containing wind power will inevitably result in “over-dispatch” and “under-dispatch.” Therefore, a multi-timescale coordinated dispatch approach of wind power cluster based on interval model prediction control is proposed.

Firstly, a wind power interval prediction model is developed by using the point prediction model and its prediction error distribution. Secondly, a wind farm power dynamic grouping strategy with interval prediction information is established. Then, a multi-timescale

coordinated dispatch strategy for wind power clusters' automatic generation control (AGC) units and non-AGC units is proposed. Finally, the effectiveness of the proposed method is verified by using actual wind power cluster data and a modified IEEE-118 standard test system.

The long and short-term memory (LSTM) model is used as a predictor, and its prediction formula is expressed below:

$$p_{w,t}^{\text{pre}} = f_{\text{LSTM}}(p_{w,t-1}^{\text{his}}, p_{w,t-2}^{\text{his}}, p_{w,t-3}^{\text{his}}, \dots, p_{w,t-N}^{\text{his}}) \quad (1)$$

where $p_{w,t}^{\text{pre}}$ is the predicted wind power at time t , $f_{\text{LSTM}}(\cdot)$ is the wind power prediction model based on the LSTM model, $p_{w,t-N}^{\text{his}}$ is the historical wind power time series. The schematic diagram is shown in Fig. 1.

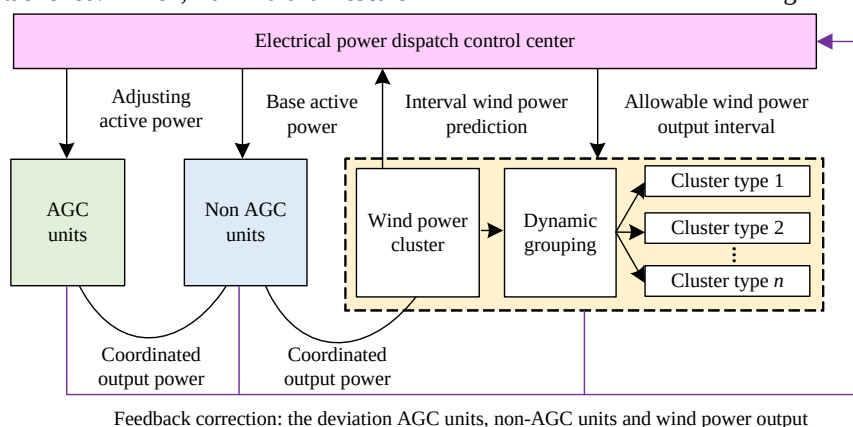


Fig. 1 Framework for optimal coordinated dispatch strategy for interval cluster wind power

The research results indicate that the proposed method can not only reasonably coordinate the output power of various wind farms within the wind power cluster, making the output power of each wind farm more reasonable, but also coordinates the aggregated power of the wind power cluster and the output power between AGC units and non AGC units, effectively solving the problem of inconsistency between scheduling instructions and actual output power, as well

as meeting the requirements of large-scale cluster wind power integration into the large power grid.

The power grid dispatch strategy based on interval prediction information can be used to evaluate the impact of wind power uncertainty factors on dispatch deviations. On the other hand, it can be combined with mature optimization algorithms to achieve refined dispatch while ensuring the safe operation of the power system.