DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.03.012

考虑风光预测精度特性的多时间尺度机组组合方法

舒国栋，贺平平，马瑞
（长沙理工大学电气与信息工程学院，湖南 长沙 410004）

摘　要：考虑风电和光伏预测精度伴随时间尺度缩小而提高的特点，建立了一种考虑风光不确定性接入的含风光出力旋转备用容量的多时间尺度机组组合模型及其调度方法。该调度模型基于 3 个不断缩小的时间尺度级，将逐级提高的风光预测值更新至风光出力等效负荷和旋转备用中，采用下级修正上级偏差的方式，对不同时间尺度采用动态规划算法求解，获得逼近最大化消纳风光出力且兼顾传统机组经济最优化的机组组合方式。以修改的 IEEE 30 节点系统为算例进行仿真计算，验证了该方法的合理性和有效性。

关键词：风光发电；时间尺度；预测精度；动态规划；调度方法
中图分类号：TM732　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：2096-3203(2020)03-0078-06

0　引言

现代人类社会对于能源的需求持续增长，由此引发了日益严重的化石能源危机和环境污染问题。为了应对这些挑战，越来越多的风电、光伏等可再生能源接入电网，其在产生大量清洁能源的同时，也给电力系统的电量平衡和频率稳定等方面带来了巨大的影响。如何合理利用风光等清洁能源，与传统火电机组结合运行，满足当前电力系统安全经济运行的需求，已成为现代电力系统亟待解决的问题。

针对当前风光等新能源接入电网调度不合理导致的弃风、弃光严重等问题，国内外学者进行了大量的研究。主要包括：风电和光伏预测准确性研究[1—2]；风电和光伏各类预测模型研究[3—4]；对日前发电计划[5—7]和旋转备用的优化研究[8—10]；运用不断提高的风光预测准确率的多时间尺度风光消纳研究[11—12]。但鲜有同时考虑风光等效负荷与风光旋转备用的机组组合调度方法的研究，且尚未提出完整的模型来求解这一实际问题。

风电和光伏的预测误差与预测时间尺度、可再生能源的装机容量有关[13]，预测时间尺度越小，风电、光伏出力的预测精确度越高。预测时间尺度为 24 h 时，风电出力预测误差高达 25%～40%[14]，预测时间尺度缩小为 6 h 时，预测误差可有效减小至 15%左右；预测时间尺度为 24 h 时，光伏预测误差达到 10%～30%[15]，预测时间尺度缩小为 6 h 时，预测误差可降至 10%左右。

有效利用风光持续更新的出力数据，可以降低风光的不确定性带来的高运行成本和风险。文中通过将时间尺度划分为日前 24 h、日内 6 h 和日内滚动 15 min 3 个时间尺度，依次得出不同时间尺度下的风电和光伏预测出力，并采用下级修正上级偏差的方式获得更加精确的风光出力预测值，之后与传统火电机组组合进行动态规划联合调度，获得逼近最大化消纳风光出力且兼顾传统机组经济最优化的机组组合方式。

收稿日期：2019-11-06；修回日期：2019-12-15
基金项目：国家自然科学基金资助项目(51677007)

1　考虑风光接入的系统多时间尺度等效负荷模型

考虑到自然环境的复杂多变，各种类型的风光出力模型预测结果必然会有误差。分析风光出力预测的误差特性，将不同时间尺度风光出力的预测误差表现在系统预留旋转备用约束中，避免预测误差影响电力系统的安全稳定运行。

基于上述风光出力不确定性的考虑，文中将风电和光伏的预测功率视作接入电网的等效负荷[16]，将不同时间尺度的风光出力预测误差以相应的预测误差波动系数加入到风光误差备用中。

则风光等效负荷为：

$$P_t^{\mathrm{E}} = P_t^{\mathrm{S}} + P_t^{\mathrm{W}} \tag{1}$$

式中：P_t^{E} 为 t 时刻等效风光负荷；P_t^{S} 为 t 时刻光伏发电等效负荷；P_t^{W} 为 t 时刻风力发电等效负荷。

考虑风光等效负荷以及实际负荷需求的系统综合负荷为：

$$P_t^{\mathrm{T}} = P_t^{\mathrm{D}} - P_t^{\mathrm{E}} \tag{2}$$

式中：P_t^{T} 为 t 时刻系统综合负荷；P_t^{D} 为 t 时刻系统实际负荷需求。

则风光误差备用为：

$$R_t^{\mathrm{E}} = R_t^{\mathrm{S}} + R_t^{\mathrm{W}} = \mu P_t^{\mathrm{S}} + \rho P_t^{\mathrm{W}} \tag{3}$$

式中:R_t^{E} 为 t 时刻风光误差备用;R_t^{S} 为 t 时刻光伏发电误差备用;R_t^{W} 为 t 时刻风力发电误差备用;μ 为光伏发电波动误差系数;ρ 为风力发电波动误差系数。

考虑风光误差备用以及机组热备用的综合备用为:

$$R_t^{\mathrm{T}} = R_t^{\mathrm{E}} + R_t^{\mathrm{D}} \tag{4}$$

式中:R_t^{T} 为系统综合备用;R_t^{D} 为机组热备用,文中取 $R_t^{\mathrm{D}} = 0.05P_t^{\mathrm{D}}$。

将风电功率的日前 24 h 预测误差,日内 6 h 误差,实时预测误差分别设置为 30%,15%,5%;将光伏日前 24 h 预测误差,日内 6 h 预测误差,实时预测误差分别设置为 20%,12%,5%。

2 风光接入多时间尺度机组组合调度模型

2.1 机组启停机调度计划的多时间尺度划分

由以上分析可知,随着预测时间尺度的缩小,风光出力的预测误差相应减小,所需风光误差备用也将减小。基于此,文中采用多时间尺度协调的机组组合调度模型及技术。该调度模型基于“多级协调、逐级细化”的思路,即长时间尺度预测结果由较短时间尺度下的预测结果来修正,从而减小风光出力预测的误差[17]。

在多时间尺度优化调度中,为提高风光利用率和降低传统机组运行费用,设置 3 个时间尺度逐渐减小的优化调度模型:日前 24 h,日内 6 h 及日内滚动 15 min 计划。3 种调度尺度各有侧重,日前 24 h 计划主要侧重于风光的最大化出力,使经济效益达到最大化;日内 6 h 计划兼顾经济效益和电网的稳定运行(避免出现失衡现象);日内滚动 15 min 计划主要修正风光超短期预测不确定性带来的实时波动。其中,时间尺度与机组组合启停计划的关系如图 1 所示。

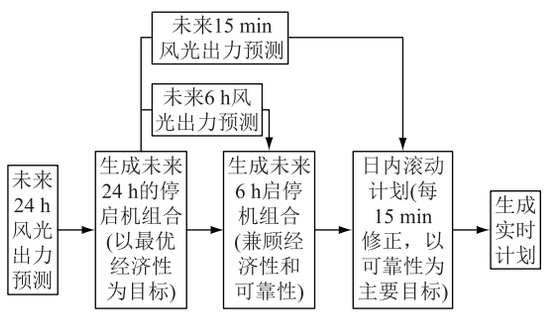


图 1 时间尺度与机组组合启停计划的关系

Fig.1 Relationship between time scale and unit start and stop plan

2.2 各时间尺度机组启停机调度计划的作用

(1) 日前 24 h 计划。根据未来 24 h 风光出力预测结果以及负荷数据进行确定。在日前计划调度中,采用动态规划算法获得最优目标(经济效益)组合方式。该方案并不是最终方案,而是作为日内 6 h 计划进一步修改的预决策方案。在日前计划中,启停机计划不考虑自动发电控制(auto generation control,AGC)机组的参与。

(2) 日内 6 h 计划。通过对风光出力能力的评估并兼顾系统的安全稳定运行,根据该时段下风光出力预测值的波动趋势,判断更新的风光预测出力增加量是否达到阈值(阈值由系统规模确定)。若风光出力预测增量达到阈值,则需考虑增加的风光出力和随预测时间尺度缩小而降低的风光误差备用,从而在日前 24 h 计划的基础上重新制定机组组合启停机计划,以消纳增加的风光出力和减少日前计划的风光误差备用;否则维持日前计划不变,进入下一个 6 h 时段,形成更新后的日内计划。在日内计划中,启停机的计划不考虑 AGC 机组的参与。

(3) 日内滚动 15 min 计划。在制定日内滚动计划时必须考虑风光等效负荷及实际负荷的波动,以维持系统的稳定。在实时运行中,为了应对风光出力实际值与超短期预测值之差、短时间内负荷的波动等,日内滚动计划不仅需要参照日内计划,还需要与 AGC 机组协调,以消除实时风光出力与负荷波动带来的冲击,即由 AGC 机组补足每 15 min 中风光出力误差或负荷波动引起的系统出力与实际负荷之间的供求之差。由此可在日内计划的基础上形成日内滚动计划。其中,日内滚动计划由 AGC 机组负责规律性的、幅度较大的负荷和功率分配,同时滚动调度中应给 AGC 机组预留一定的调整空间,以满足实际运行中非规律性的幅值较小的负荷快速随机变化偏差校正的需求。

3 多时间尺度机组组合优化调度数学模型及动态规划算法描述

在确定时间尺度的划分后,在不同时间尺度上进行机组组合优化调度,制定不同时间尺度的优化机组组合计划。

3.1 日前 24 h 计划

日前 24 h 调度中,已知 24 h 的风光联合预测出力以及该尺度下的风光误差备用,结合负荷性需求,采用动态规划法安排 24 h 机组组合出力,得到机组组合日前计划。机组组合的目标函数为发电总成本最小,即:

$$\min F_{\mathrm{c}} = \sum_{t=1}^{24}\sum_{i=1}^{n}\left[d_{i,t}\,f_i(P_{i,t}) + d_{i,t}(1-d_{i,t-1})C_{i,t}\right] \tag{5}$$

式中：n 为机组的台数；$P_{i,t}$ 为机组 i 在第 t 时段的出力；$f_i(P_{i,t})$ 为第 t 时段机组 i 的发电成本；$C_{i,t}$ 为机组 i 启动成本；$d_{i,t}$ 为机组 i 启停状态，“1”表示运行，“0”表示停机。

机组 i 的发电成本用二次函数表示为：

$$f_i(P_{i,t}) = a_i (P_{i,t})^2 + b_i P_{i,t} + c_i \tag{6}$$

式中：a_i，b_i，c_i 为机组 i 的发电成本和排放成本折合系数。

机组组合的约束条件如下。

（1）系统功率平衡约束：

$$\sum_{i=1}^{n} d_{i,t} P_{i,t} - P_t^{\text{T_24}} = 0 \tag{7}$$

式中：$P_t^{\text{T_24}}$ 为日前 24 h 时间尺度下第 t 时段系统综合负荷。

（2）旋转备用约束：

$$\sum_{i=1}^{n} d_{i,t} P_i^{\text{up}} - P_t^{\text{T_24}} \geqslant R_t^{\text{T_24}} \tag{8}$$

式中：P_i^{up} 为机组 i 的出力上限；$R_t^{\text{T_24}}$ 为日前 24 h 尺度下第 t 时段系统综合备用。

（3）机组出力约束：

$$d_{i,t} P_i^{\text{down}} \leqslant P_{i,t} \leqslant d_{i,t} P_i^{\text{up}} \tag{9}$$

式中：P_i^{down} 为机组 i 的出力下限，文中取 $P_i^{\text{down}} = 0.2 P_i^{\text{up}}$。

（4）最小启停时间约束：

$$\begin{cases} (d_{i,t} - d_{i,t-1})(T_{i,t-1} - T_i^{\text{on_down}}) \geqslant 0 \\ (d_{i,t-1} - d_{i,t})(-T_{i,t-1} - T_i^{\text{off_down}}) \geqslant 0 \end{cases} \tag{10}$$

式中：$T_i^{\text{on_down}}$，$T_i^{\text{off_down}}$ 分别为机组 i 开机、关机的最小运行时间。

（5）爬坡约束：

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leqslant d_{i,t} P_i^{\text{up}} + (1 - d_{i,t-1}) P_i^{\text{up}} \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leqslant d_{i,t} P_i^{\text{down}} + (1 - d_{i,t-1}) P_i^{\text{down}} \end{cases} \tag{11}$$

3.2 日内 6 h 计划

日内 6 h 调度中，已知更新后的更准确的风光联合预测出力以及因准确率提升压缩后的风光误差备用，结合负荷需求，采用动态规划法安排 6 h 机组组合出力，得到新的 6 h 机组组合计划，提升经济性。目标函数为：

$$\min F_c = \sum_{t=1}^{6} \sum_{i=1}^{n} [d_{i,t} f_i(P_{i,t}) + d_{i,t}(1 - d_{i,t-1}) C_{i,t}] \tag{12}$$

机组组合的约束条件如下。

（1）系统功率平衡约束：

$$\sum d_{i,t} P_{i,t} - P_t^{\text{T_6}} = 0 \tag{13}$$

式中：$P_t^{\text{T_6}}$ 为日内 6 h 时间尺度下第 t 时段综合负荷。

（2）旋转备用约束：

$$\sum_{i=1}^{n} d_{i,t} P_i^{\text{up}} - P_t^{\text{T_6}} \geqslant R_t^{\text{T_6}} \tag{14}$$

式中：$R_t^{\text{T_6}}$ 为日内 6 h 尺度下第 t 时段系统综合备用。

其他约束条件与日前 24 h 计划相同。

3.3 日内滚动 15 min 计划

日内滚动 15 min 计划中，根据实时预测的风光联合出力，以 AGC 机组调控补充上一级调度偏差，实时修正上级计划，确保系统稳定运行。日内滚动计划中，要求 AGC 机组实时调度，与常规机组共同满足系统负荷需求，即在第 k 个 15 min 时段，都能满足：

$$P_k^{\text{TH}} + P_k^{\text{AGC}} = P_k^{\text{T}} \tag{15}$$

式中：P_k^{TH} 为第 k 个 15 min 时段火电机组实时出力；P_k^{AGC} 为第 k 个 15 min 时段 AGC 机组实时出力；P_k^{T} 为第 k 个 15 min 时段系统综合负荷需求。

3.4 基于动态规划算法的多时间尺度程序流程设计

在日前负荷以及风光出力预测数据的基础上，确定日前 24 h 的机组组合启停机计划后，进入日内 6 h 调度计划，通过观察每一个 6 h 时段下风光出力预测的波动趋势，在每一个 6 h 时段内将更新的风光预测数据进行迭代计算，观察下一个日内 6 h 调度时段重新计算的发电总成本，与日前调度计算的原 6 h 时段发电成本进行比较。如果成本有下降，则按重新计算的日内调度计划更新日内短期机组运行方式；若成本上升，则维持原有的日前调度计划不变。多时间尺度调度方法原理（以第 2 个 6 h 更新为例）如图 2 所示。

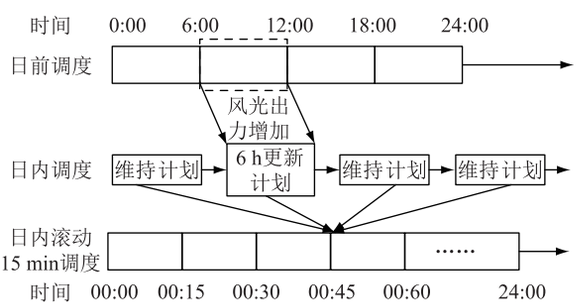


图 2 多时间尺度优化原理

Fig.2 Multi-time scale optimization schematic

在上述过程中，不管是否修正原有的日前调度计划，在每个 15 min 利用更新的风光出力预测数据，进入日内滚动计划，通过 AGC 机组处理风光出力造成的波动，实时修正机组运行方式。具体算法框图如图 3 所示。

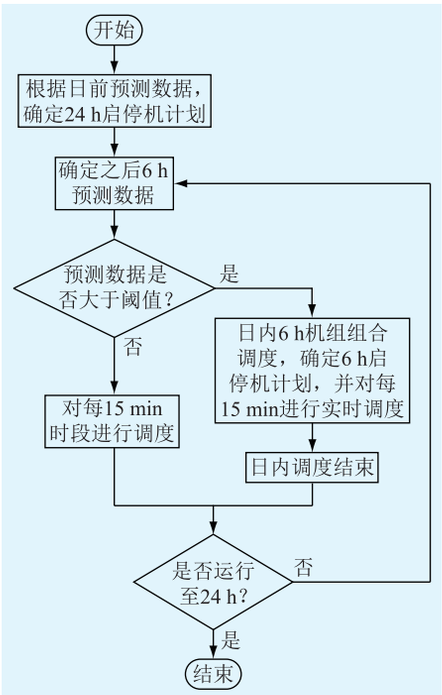


图 3 一天多级协调滚动优化流程

Fig.3 Multi-level coordinated rolling optimization flow chart of day

因为机组组合调度属于长期调度,故该调度程序由一天多级协调滚动优化流程进行循环。

4 算例仿真及结果分析

文中采用修改的 IEEE 30 节点系统验证上述模型和算法的有效性。

风电出力数据参考文献[8],光伏数据来自某省光伏电站典型日出力数据,火电机组数据采用 8 机组模型。日前 24 h 预测值、6 h 预测值和 15 min 预测值以实际值为基础,以规定的误差摆动建立多时间尺度的风电、光伏预测模型。各时段风电、光伏出力预测值与实测值分别如图 4、图 5 所示。

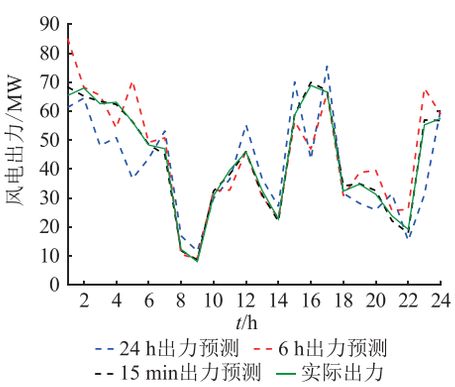


图 4 各时段风电出力预测值和实测值

Fig.4 Forecasted and measured values of wind power output at each time period

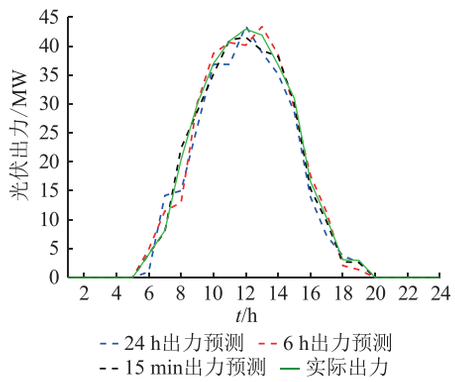


图 5 各时段光伏出力预测值和实测值

Fig.5 Forecasted and measured values of solar power at each time period

经模拟仿真,依次建立风光出力和负荷联合等效模型,采用动态规划(dynamic programming,DP)算法计算,计算结果显示,在文中数据情况下,日内调度介入 2 次,分别在第 1 个 6 h 时段和第 4 个 6 h 时段。2 个介入时段,从风光联合预测数据可以看出,风光出力的第 1 个 6 h 和第 4 个 6 h 预测值相对于日前对应时段风光出力预测值 ΔP_t^{E} 有明显上升,算法自动判定该 2 个时段日内调度介入开始起作用,将增加的 ΔP_t^{E} 重新加入到风光等效负荷中,并且降低风光备用负荷,重新开始对介入的 6 h 时段进行动态规划计算,求得优化后机组组合启停方案,更新日前计划,形成更新后的日内调度计划。而对风光出力降低或维持不变或增加量较小的时段不进行介入,维持原来的日前调度计划。对于风光出力和负荷实时波动,用 15 min 日内滚动计划实时调度来弥补,使得系统运行稳定,避免出现失负荷情况。每一时段的机组启停机费用对比如图 6 所示。

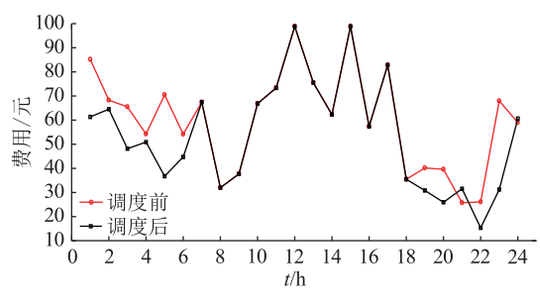


图 6 各个时段调度前后启停机费用对比

Fig.6 Comparison of starting and stopping costs before and after scheduling in various periods

经过对比分析得出,第 1 个 6 h 时段和第 4 个 6 h 时段重新调度后,费用呈整体下降趋势,同时也出现了上升的反常情况。主要原因是风光出力在某点大幅波动、介入时段与非介入时段间的耦合造成

了开机成本费用上升,此均为正常而不可避免的现象,在大型电力系统之中,此类费用的上升相对于下降总费用,可以忽略。风光出力的调度前后利用量趋势如图 7 所示,可以分析得出,在日内调度介入后,风光的利用量提升显著。

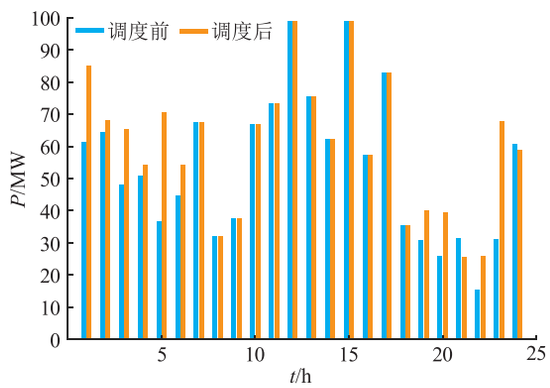


图 7　各个时段的风光利用值调度前后对比

Fig.7　Comparison of wind and solar utilization values before and after scheduling in various periods

调度前后启停机费用对比以及风光出力利用量如表 1 所示。

表 1　调度前后启停机费用和风光利用量对比

Table 1　Comparison of starting and stopping costs, wind and solar utilization values before and after scheduling

比较项	考虑多时间尺度调度前	考虑多时间尺度调度后
启停机费用/元	49 893	49 415
风光利用值/MW	1 289.9	1 444.5

采用文中的多时间尺度机组组合调度方法后,风光利用量提升了 10.07%,验证了所提基于时间尺度消纳风光的机组组合优化调度策略的可行性。采用文中所提调度方法前后启停机费用基本相同,这是因为相较于传统的调度方法,文中所提方法并不改变非 AGC 机组的启停计划,而只是通过改变 AGC 机组的出力平衡风光出力预测值与实际值之间的差额,且文中所提方法采用 3 个逐级减小的时间尺度可以获得更精确的风光出力预测值,因此 AGC 机组的启停次数有限,两者的启停费用基本相同。

5　结语

根据风光预测准确率随时间尺度减小而提高的规律,同时考虑风光误差备用时间尺度上逐渐压缩的性质,文中提出一种考虑风光预测不确定性的多时间尺度机组组合优化调度策略和模型。该方法采用动态规划算法在不同时间尺度上对机组组合的启停机计划进行修正,逐渐逼近电力系统消纳风光出力、制定启停机计划的最优解。相对于传统日前调度,在误差和可靠性允许的情况下,该方法最大化消纳风光出力且兼顾传统机组经济最优化,达到降低碳排放、节省经济成本、提高新能源利用率的目的。该方法仅适用于大规模新能源接入系统的实际问题,对于可调度范围较小的小规模新能源接入问题,该方法不再适用,需另行研究。

参考文献:

[1] 鲁宗相,闵勇. 基于功率预测的波动性能源发电的多时空尺度调度技术[J]. 电力科学与技术学报,2012,27(3):28-33.
LU Zongxiang, MIN Yong. Multiple time and spatial scale dispatching techniques of volatile energy generation based on power prediction[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2012,27(3):28-33.

[2] DOCIMO D J, GHANAATPISHE M, MAMUN A. Extended Kalman filtering to estimate temperature and irradiation for maximum power point tracking of a photovoltaic module[J]. Energy, 2017(120):47-57.

[3] NICHOLAS D L, BRENDEN P E, STEVEN O P, et al. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage [J]. Applied Energy, 2017(185):627-641.

[4] NOJAVAN S, ZARE K, MOHAMMADI I B. Optimal stochastic energy management of retailer based on selling price determination under smart grid environment in the presence of demand response program[J]. Applied Energy, 2017(187):449-464 .

[5] 马瑞,熊龙珠. 综合考虑风电及负荷不确定性影响的电力系统经济调度[J]. 电力科学与技术学报,2012,27(3):41-46.
MA Rui, XIONG Longzhu. Power system economic dispatching considering the impact of wind powers and loads uncertainty [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2012, 27(3):41-46.

[6] EHSAN A, YANG Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks:a review of analytical techniques[J]. Applied Energy, 2018(35):210-216.

[7] 赵晋泉,唐洁,罗卫华,等. 一种含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):21-27.
ZHAO Jinquan, TANG Jie, LUO Weihua, et al. Dayahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power grid containing wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5):21-27.

[8] 卢鹏铭,温步瀛,江岳文. 基于多时间尺度协调机组组合的含风电系统旋转备用优化研究[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(5):94-100.
LU Pengming, WEN Buying, JIANG Yuewen. Study on optimization of spinning reserve in wind power integrated power system based on multiple timescale and unit commitment coordination [J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(5): 94-100.

[9] ZHANG Z H,CROSSLEY P,LI L H. A positive-sequence-fault-component-based improved reverse power protection for spot network with PV[J]. Electric Power Systems Research,2017(149):102-110.

[10] FARHAD S,SUMIT M A,ARINDAM G. Circulating the reverse flowing surplus power generated by single-phase DERs among the three phases of the distribution lines[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems,2016(76):90-106.

[11] 王魁,张步涵,闫大威,等. 含大规模风电的电力系统多时间尺度滚动协调调度方法研究[J]. 电网技术,2014,38(9):2434-2440.
WANG Kui,ZHANG Buhan,YAN Dawei,et al. A multi-time scale rolling coordination scheduling method for power grid integrated with large scale wind farm[J]. Power System Technology,2014,38(9):2434-2440.

[12] 包宇庆,王蓓蓓,李扬,等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报,2016,36(17):4589-4600.
BAO Yuqing,WANG Beibei,LI Yang,et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(17):4589-4599.

[13] 张昭遂,孙元章,李国杰,等. 计及风电功率不确定性的经济调度问题求解方法[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):125-130.
ZHANG Zhaosui,SUN Yuanzhang,LI Guojie,et al. A solution of economic dispatch problem considering wind power uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):125-130.

[14] JOSHUA N,JEREMIAH X J. Diversifying wind power in real power systems[J]. Renewable Energy,2017(106):177-185.

[15] 魏磊,张琳,姜宁,等. 包含风电的电力系统调峰能力计算方法探讨[J]. 电网与清洁能源,2010,26(8):59-63.
WEI Lei,ZHANG Lin,JIANG Ning,et al. Discussion on computing methods for peak load regulation ability of power system connected with large-scale wind farms[J]. Power System and Clean Energy,2010,26(8):59-63.

[16] 王洪涛,何成明,房光华,等. 计及风电预测误差带的调度计划渐进优化模型[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):131-135.
WANG Hongtao,HE Chengming,FANG Guanghua,et al. A gradual optimization model of dispatching schedule taking account of wind power prediction error band[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):133-135.

[17] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):1-6.
ZHANG Boming,WU Wenchuan,ZHENG Taiyi,et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(1):1-6.

作者简介:


舒国栋

舒国栋(1992),男,硕士在读,研究方向为电力系统运行分析控制(E-mail:4589103@qq.com);

贺平平(1995),男,硕士在读,研究方向为电力系统运行分析控制;

马瑞(1971),男,博士,教授,研究方向为电力系统分析与控制、低碳电力和电力大数据。

Multi-time scale unit combination method considering precision characteristics of wind power and solar power forecasting

SHU Guodong, HE Pingping, MA Rui

(School of Electrical and Information Engineering,Changsha University of Science and Technology,Changsha 410004,China)

Abstract:Considering prediction accuracy of wind and solar power generation increasing with time scale reduction,a multi-time scale unit commitment model with wind and solar power output rotating reserve capacity is established. Meanwhile,dispatching method considering uncertainty of wind and solar power is established. Based on three time scales reduced step by step,the model updates predicted values of wind and solar power step by step to the equivalent load of wind and solar power output and rotating reserve. Then,the lower level is used to correct the upper level deviation,and the dynamic programming algorithm is used to solve the problem at different time scales to obtain the unit combination mode which approximates to maximize wind and solar output and takes economic optimization of traditional units into account. The modified IEEE 30-bus system is used as an example for simulation calculation and the results verify the validity and rationality of the proposed method.

Keywords:wind and solar power generation;time scale;prediction accuracy;dynamic planning;scheduling method

(编辑 吴楠)