

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

卢鹏铭, 温步瀛, 江岳文

(福州大学电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108)

摘要: 考虑风电出力的预测误差和负荷功率的预测误差具有随预测时间尺度的缩短而减小的特点, 以及电力系统旋转备用容量的配置离不开机组组合, 建立了多时间尺度下协调机组组合的含并网风电电力系统旋转备用预留容量的优化模型。对该模型的求解, 先采用优先顺序法求取各机组的启停机顺序, 再通过粒子群算法滚动计算求解得出不同等效旋转备用容量水平下所对应的系统最经济调度计划。通过利用不断更新的风电出力预测和负荷预测结果信息来调整调度计划, 在保障系统可靠性达到要求的前提下, 减少含风电电力系统旋转备用容量的配置, 从而提高风电并网后电力系统运行的经济性和系统吸纳并网风电的能力。

关键词: 旋转备用; 多时间尺度; 风电并网; 电力系统调度; 机组组合

Study on optimization of spinning reserve in wind power integrated power system based on multiple timescale and unit commitment coordination

LU Pengming, WEN Buying, JIANG Yuewen

(School of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

Abstract: Taking into account wind power output prediction error and load forecast error reducing along with the timescales shortening, as well as spinning reserve capacity of the power system configuration inseparable from unit commitment, this paper establishes a mathematical model of power system spinning reserve configuration for unit commitment in multiple time scales. Priority method is used to solve the startup and shutdown sequence of each unit, then the PSO is used to solve the most economical scheduling corresponding to different equivalent spinning reserve capacity. On the condition that the reliability of the system can meet the requirements, by use of continuously updated information of wind power output prediction and load forecast to adjust the scheduling plan, it reduces the configuration of power system spinning reserve capacity and improves power system economic operation with wind power grid connected and absorptive capacity of wind power.

This work is supported by Natural Science Foundation of Fujian Province (No. 2013J01176).

Key words: spinning reserve; multiple time scales; wind power grid connection; power system dispatching; unit commitment

中图分类号: TM614 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)05-0094-07

0 引言

风能是一种随机性和波动性较大的能源。对风电出力的预测往往会存在较大的误差, 这就使得在大容量风电接入电网时相当于给电网增加了一个较大的不确定性因素。为了保证含并网风电电力系统的

正常稳定运行, 大幅度增加了系统的备用容量^[1-4]。

针对含风电的电力系统备用容量问题, 学者们的观点主要有两种: 一种是采用确定性方法来研究^[5], 另一种则是采用随机变量来描述风电出力, 将问题转换成求解不确定规划问题来解决^[6-9]。但是采用这两种方法来解决风电并网的不确定问题往往会使得系统旋转备用容量大幅度增加因而降低了系统运行的经济性。电力系统的备用问题常常要与系统的机

组组合相协调, 且风电出力与负荷功率的预测误差水平具有随时间尺度减少而降低的特点, 通过多次更新系统的风电出力预测信息可以减少风电并网带来的不确定因素^[10]。

本文将基于风电出力和负荷功率的预测误差具有随时间尺度的缩短而减少, 以及旋转备用离不开机组组合的特点, 采用多时间尺度协调机组组合来研究含并网风电的电力系统旋转备用问题。

1 含风电的电力系统旋转备用影响因素

1.1 风电出力预测误差

对含有不确定性因素的数值预测, 预测的误差往往比预测值更具有意义。对含风电的电力系统而言, 这主要表现在系统预留旋转备用容量的配置上。风电出力的预测误差分布一般和预测时间尺度和风电场的规模有关^[11], 超短期的风电出力预测误差可以采用 Cauchy 分布来表示, 短期风电功率预测误差则一般可以用贝塔分布来表示, 对大规模风电场群而言, 风电出力的预测误差基本可以视为正态分布或者 Laplace 分布^[12-13]。本文采用正态分布来描述风电出力的预测误差。设风电出力预测误差为 $N(0, \sigma_w^2)$, 取系统负荷和风电出力之差为系统的实际负荷 P_L' 。

1.2 负荷预测误差

受技术条件、自然和人为等因素的限制, 负荷预测会有一定的误差。通常情况下认为负荷预测误差服从 $N(0, \sigma_L^2)$ 的正态分布^[14]。每个节点的预测误差不同, 设第 k 个节点的负荷预测误差服从 $N(0, \sigma_{Lk}^2)$ 的正态分布。且节点之间的负荷功率预测结果是相互独立的, 因此, 总负荷预测误差可以描述为 $N(0, \sigma_L^2)$, 其中 σ_L 如式(1)所示。

$$\sigma_L = \sqrt{\sum_{k=1}^{N_L} \sigma_{Lk}^2} \quad (1)$$

式中: N_L 为负荷节点个数; σ_{Lk} 为节点 k 的负荷预测误差; σ_L 为总负荷预测误差。

由于风电出力和负荷的预测误差之间同样具有相互独立性, 所以总预测误差服从 $N(0, \sigma_D^2)$ 的正态分布。

$$\sigma_D = \sqrt{\sigma_w^2 + \sigma_L^2} = \sqrt{\sigma_w^2 + \sum_{k=1}^{N_L} \sigma_{Lk}^2} \quad (2)$$

式中: σ_w^2 为风电出力预测误差; σ_D 为总预测误差。

1.3 发电机组的运行故障

正常运行的机组存在强迫停运的可能性, 一般情况下, 可以采用二次分布的离散型随机变量来描

述机组的强迫停运率, 如表 1 所示, 其中, q_i 为机组 i 的强迫停运率, 对时段 t 的发电机组 i 生成在 0-1 之间均匀分布的伪随机数 τ_i 。令 $\tau_i \leq q_i$ 为机组 i 强迫停运, 则机组启停状态 $u_{i,t}$ 置为 0, 否则 $u_{i,t}$ 置为 1。

表 1 机组的状态概率
Table 1 State probability of the units

| 机组运行状态 | 机组状态概率 |
|------------------|-----------|
| $Y_i = 1$ (正常运行) | $1 - q_i$ |
| $Y_i = 0$ (强迫停运) | q_i |

2 多时间尺度含风电的电力系统备用优化分配数学模型

2.1 多时间尺度协调机组组合的旋转备用制定策略

由于风电出力预测和负荷预测的误差都具有一定的时效性, 并随着预测时间步长的减少而减小。目前, 在时间尺度较大的风电出力预测上, 可为调度计划提供较有效的预测是日前风电出力预测。一般情况下, 大机组运行具有很高的启停成本, 同时旋转备用容量的制定又离不开机组组合。因此在尽量减少旋转备用的同时, 也应该尽量去减少大机组的启停次数。现将机组组合的制定策略分成三个时间尺度, 并通过协调各时间尺度的机组组合来研究系统备用容量的制定。

(1) 以 24 h 为时间尺度的日前调度计划

以 24 h 为一个时间周期来制定所有机组的启停机方案主要根据日前机组的运行状态及风电出力和负荷功率预测结果来制定。由于日前风电出力预测和负荷预测的数据误差较大, 在预留该时间尺度下的旋转备用容量时可以适当降低供电可靠性的要求, 从而提高系统运行的经济性, 简称该时间尺度的调度计划为日前调度计划。

(2) 以 6 h 为时间尺度的短时修正调度计划

由于风电出力和负荷预测误差等不确定性因素随着距离执行时刻的缩短而减小, 所以理论上通过时间尺度越短的方案来修正机组组合后的调度方案准确度越高, 但是大部分机组的启停时间均需要 4~6 h, 因此制定以 6 h 为时间尺度来修正原来指定的以 24 h 为时间尺度的机组组合和旋转备用计划, 简称该时间尺度的调度计划为短时修正调度计划。

(3) 以 1 h 为时间尺度的应急修正调度计划

尽管采用 6 h 为时间尺度的预测数据已经有较高的精度, 但是风能的随机性仍然较大, 可能使风电出力预测出现较大的偏离, 这样原有的调度计划可能还达不到实际精度的要求, 而目前具有短时间

启停功能的燃气机组的启停时间也需要 1 h。因此,以 1 h 为时间尺度制定快速机组启停机方案来进一步保障系统的供电可靠性,简称该时间尺度的调度计划为应急修正调度计划。

调度计划的制定是基于系统预留的旋转备用和负荷功率的大小,且旋转备用容量的大小取决于机组的启停机状态。一般情况下,通过预留旋转备用容量来制定调度计划所得的实际可用旋转备用容量会大于或者等于计划预留的备用容量。因此,协调机组组合的旋转备用容量的研究主要是针对系统制定调度计划前需要预留的旋转备用容量。采用多时间尺度调度计划的配合,系统预留的旋转备用容量过低可能会引起调度计划的频繁修正,系统的经济性和可靠性都会受影响,而预留过多的旋转备用容量,会影响系统的运行经济性。本文对比预留不同比例的最小旋转备用容量所得系统运行费用,得到可以使含风电电力系统相对经济运行的旋转备用预留容量。

2.2 数学模型

2.2.1 以 24 h 为时间尺度的日前调度计划数学模型

日前调度计划以整个调度周期内的总发电成本最低为目标函数。同时,设风电和水电的短期发电运行成本为 0。日前调度计划备用容量以一定比例的负荷预测值来制定。目标函数为

$$\min \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{t=1}^{N_0} [u_{i,t}^R F_i(P_{i,t}^R) + u_{i,t}^R (1 - u_{i,t-1}^R) S_i + u_{i,t-1}^R (1 - u_{i,t}^R) D_i] \quad (3)$$

$$F_i(P_{i,t}^R) = a_i (P_{i,t}^R)^2 + b_i P_{i,t}^R + c_i \quad (4)$$

式中: N_i 为日前调度计划划分的时段数; N_0 为常规机组的总数量; $u_{i,t}^R$ 为当前日前调度计划所确定的机组 i 在时段 t 的启停状态; F_i 为机组的运行成本; $P_{i,t}^R$ 为当前日前调度计划所确定的机组 i 在时段 t 的出力状况; S_i 为机组 i 的启动成本; D_i 为机组的停机成本; a_i 、 b_i 、 c_i 为机组 i 的经济特性参数。

约束条件如下。

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_0} P_{i,t}^R + P_t^{WR} = \sum_{j=1}^{N_i} P_{j,t}^L \quad (5)$$

式中: P_t^{WR} 为 t 时段的日前风电出力预测值; $P_{j,t}^L$ 为时段 t 的负荷预测值。

2) 火电机组出力约束

$$S_{i,t} = u_{i,t}^R (1 - u_{i,t-1}^R) S_i \quad (6)$$

式中, $u_{i,t}^R$ 为日前调度计划所确定的机组 i 在时段 t

的启停状态, $u_{i,t}^R = 1$ 为开机, $u_{i,t}^R = 0$ 为停机。

3) 火电机组爬坡速率约束

$$\begin{cases} P_{i,t}^R - P_{i,t-1}^R \leq u_{i,t-1} P_i^{UP} + P_i^{\max} (1 - u_{i,t-1}) \\ P_{i,t-1}^R - P_{i,t}^R \leq u_{i,t} P_i^{DOWN} + P_i^{\max} (1 - u_{i,t}) \end{cases} \quad (7)$$

式中: P_i^{UP} 为火力发电机组 i 的爬坡速率; P_i^{DOWN} 为火力发电机组的 i 的下坡速率。

4) 系统备用容量约束

$$\begin{cases} R_{up,t}^{need} \leq \sum_{i=0}^{N_0} (u_{i,t} P_i^{\max} - P_{i,t}^R) \\ R_{down,t}^{need} \leq \sum_{i=0}^{N_0} (P_{i,t}^R - u_{i,t} P_i^{\min}) \end{cases} \quad (8)$$

式中, $R_{up,t}^{need}$ 和 $R_{down,t}^{need}$ 分别为系统需要预留上调和下调的最小旋转备用容量。

5) 火电机组最小运行和停机时间约束

$$\begin{cases} T_{i,t}^{on} \geq T_{i,\min}^{on} \\ T_{i,t}^{off} \geq T_{i,\min}^{off} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $T_{i,t}^{on}$ 为时刻 t 机组 i 的连续开机时间; $T_{i,t}^{off}$ 为时刻 t 机组 i 的连续停机时间; $T_{i,\min}^{on}$ 为机组 i 的最小开机时间; $T_{i,\min}^{off}$ 为机组 i 的最短停机时间。

2.2.2 以 6 h 为时间尺度的短时修正调度计划数学模型

短时修正调度计划备用容量的制定主要以满足系统的供电可靠性为目标来求取。一般情况下,机组的强迫停运率很低,而两台或者两台以上同时出现强迫停运的概率一般可以忽略不计。因此,机组供电可靠性可以表示为^[15]

$$\alpha = 1 - \left[\left(\prod_{i=1}^{N_0} (1 - q_i) \right) \left(1 - \Phi \left(\frac{R_{up,t}^{sh}}{\sigma_{D,t}} \right) \right) + \sum_{i=1}^{N_0} q_i \left(\prod_{i=1}^N (1 - q_i) \right) \left(1 - \Phi \left(\frac{R_{up,t}^{sh} - P_{i,t}^{\max}}{\sigma_{D,t}} \right) \right) \right] \quad (10)$$

式中: $\sigma_{D,t}$ 为时段 t 等效负荷预测的均方根误差; q_i 为机组 i 的强迫停运率; $P_{i,t}^{\max}$ 为时段 t 机组 i 的出力上限; $R_{up,t}^{sh}$ 为时段 t 系统上调旋转备用需求。

时段 t 的下调旋转备用需求约束采用:

$$R_{down,t}^{sh} = \sigma_{D,t} \Phi(1 - \beta) \quad (11)$$

式中, β 为由负荷预测误差过大引起的关停发电机组的概率允许值。

短时修正调度主要是通过启停中小火电机组来解决日前调度系统负荷或风功率预测误差过大引起的系统可靠性指标不合格问题,让系统可靠运行。

短时修正调度在更新的负荷和风电出力预测数

据的基础上,以剩余时段的总发电成本最低为目标。目标函数为

$$\min \sum_{t=t_0+1}^{t_0+\Delta T_{sh}-1} \sum_{i=1}^{N_0} u_{i,t}^{now} F_i(P_{i,t}^{sh}) + \sum_{t=t_0+\Delta T_{sh}}^{N_1} \sum_{i=1}^{N_0} [u_{i,t}^{sh} F_i(P_{i,t}^{sh}) + u_{i,t}^{sh}(1-u_{i,t-1}^{sh})S_i + u_{i,t-1}^{sh}(1-u_{i,t}^{sh})D_i] \quad (12)$$

式中: t_0 为发现进行短时修正调度的时间点; ΔT_{sh} 为短时修正调度距机组实际执行的时间; $u_{i,t}^{now}$ 为进行短时修正前的调度计划下机组在时段 t 的启停状态; $u_{i,t}^{sh}$ 为经过短时修正调度后机组在时段 t 的启停状态; $P_{i,t}^{sh}$ 为经过短时修正调度后机组在时段 t 的出力。

短时修正调度的其他约束条件和日前约束条件基本一致,但是参与启停的机组启停时间要小于 6 h。即

$$\begin{cases} 0 < T_{start,i} \leq 6 \\ 0 < T_{stop,i} \leq 6 \end{cases} \quad (13)$$

式中, $T_{start,i}$ 和 $T_{stop,i}$ 分别为机组 i 的启停时间。

2.2.3 以 1 h 为时间尺度的应急修正调度计划数学模型

应急修正调度计划主要是通过启停具有快速关停能力的燃气机组和容量较小的水电机组来解决由于风功率或者负荷发生大幅度突变引起的系统旋转备用无法满足可靠性要求的问题。

应急修正调度计划的目标是使得调整时段的发电总成本最低。目标函数为

$$\min \sum_{t=t_0+1}^{t_0+\Delta T_{sy}-1} \sum_{i=1}^{N_0} u_{i,t}^{now} F_i(P_{i,t}^{sy}) + \sum_{t=t_0+\Delta T_{sy}}^{N_1} \sum_{i=1}^{N_0} [u_{i,t}^{sy} F_i(P_{i,t}^{sy}) + u_{i,t}^{sy}(1-u_{i,t-1}^{sy})S_i + u_{i,t-1}^{sy}(1-u_{i,t}^{sy})D_i] \quad (14)$$

式中: t_0 为发现进行应急修正调度的时间点; ΔT_{sy} 为应急修正调度距机组实际执行的时间; $u_{i,t}^{now}$ 为进行应急修正前的调度计划下机组在时段 t 的启停状态; $u_{i,t}^{sy}$ 为经过应急修正调度后机组在时段 t 的启停状态; $P_{i,t}^{sy}$ 为经过应急修正调度后机组在时段 t 的出力。

应急修正调度计划的约束条件和短期修正调度计划的约束条件基本一致。但是在应急调整计划中,只有具有快速启停能力的发电机组才可用于该调度计划的启停机状态调整。即

$$\begin{cases} 0 \leq T_{start,i} \leq 1 \\ 0 \leq T_{stop,i} \leq 1 \end{cases} \quad (15)$$

式中, $T_{start,i}$ 和 $T_{stop,i}$ 分别为机组的启停时间。

2.3 模型求解

该模型为滚动求取复杂约束的最优化模型,先采用优先顺序法求取各机组的启停机顺序,再通过粒子群算法(Particle Swarm Optimization, PSO)滚动计算来求解得出相应备用容量水平下所对应的系统调度计划的调整次数^[16-18]、需要调整的时段、启停机费用和发电总费用等。通过对比在预留不同旋转备用容量下对应的运行费用来得到系统的最经济的预留旋转备用容量。

3 算例分析

本文采用由 10 个常规机组和 50 台 2 MW 并网风电机组组成,不考虑系统线路约束条件下,分成 24 个时段系统的进行算例分析。各常规机组特性参数详见文献[19],机组的其他特性参数如表 2 所示,本文基于实际风电出力数据,采用文献[20]的方法分成 24 h、6 h 和 1 h 三种时间尺度对风电机组的出力进行预测,所得风电出力预测数据和风电实际出力如表 3 所示。本文采用文献[21]的方法和预测精度,以文献[19]中的负荷数据为基础,分成 24 h、6 h 和 1 h 三种时间尺度进行负荷预测。所得负荷预测结果和负荷实际值如表 4 所示。取系统的供电可靠性指标为 0.92。

采用多时间尺度协调机组组合方法,以不弃风和保障系统可靠运行为前提来研究该系统旋转备用容量的配置问题,得出针对预留不同旋转备用容量下的最优调度情况如表 5 所示。

可以得出不同预留旋转备用水平下,所得的启停机方案不同,所得到的运行费用和启停机费用不同,所需的调整计划的次数不同。从表 5 可以看出在备用容量的减少尽管会使得运行费用的降低,但是会带来调度计划调整次数的增加,在该算例中,预留最小旋转备用容量为 5%时系统运行的经济性最好。通过表 5 还可看出应急修正调度计划次数都为 0,主要原因是在一般情况下,应急调度计划主要是针对风功率或负荷在短时严重偏离预测时采用应急调度计划来保障系统运行的可靠性。仅含常规机组、采用随机生产模拟的方法来处理并网风电以及本文的方法来处理并网风电的 10 机系统优化结果如表 6 所示。

从表 6 可以看出,风电场的接入可以使得总发电费用降低,且本文采用的多时间尺度协调机组组合和旋转备用容量的调度方案在保障可靠性的同时,可以进一步提高含风电并网的电力系统运行经

表 2 机组特性参数

Table 2 Characteristic parameters of the units

| 机组 序号 | 机组上坡速率/ (MW/h) | 机组下坡速率/ (MW/h) | 强迫 停运率 |
|----------|-------------------|-------------------|-----------|
| 1 | 360 | 360 | 0.004 6 |
| 2 | 192 | 192 | 0.004 6 |
| 3 | 150 | 150 | 0.017 8 |
| 4 | 120 | 120 | 0.017 8 |
| 5 | 180 | 180 | 0.017 8 |
| 6 | 90 | 90 | 0.003 6 |
| 7 | 96 | 96 | 0.003 6 |
| 8 | 120 | 120 | 0.003 6 |
| 9 | 120 | 120 | 0.003 6 |
| 10 | 120 | 120 | 0.003 6 |

表 3 各时段风电出力预测值和实测值

Table 3 Data of wind power prediction and the actual value

| 时段 | 日前风电 出力预测/ MW | 6 h 风电 出力预测/ MW | 1 h 风电 出力预测/ MW | 实际风 电出力/ MW |
|----|---------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| 0 | 61.31 | 85.16 | 68.40 | 65.423 |
| 1 | 64.52 | 68.26 | 65.22 | 67.998 |
| 2 | 48.14 | 65.49 | 63.40 | 62.596 |
| 3 | 50.88 | 54.22 | 62.39 | 63.099 |
| 4 | 36.72 | 70.49 | 56.43 | 56.342 |
| 5 | 43.69 | 49.24 | 48.54 | 48.335 |
| 6 | 53.24 | 50.80 | 44.98 | 47.054 |
| 7 | 16.95 | 10.52 | 11.85 | 12.278 |
| 8 | 11.69 | 9.10 | 8.67 | 8.067 |
| 9 | 29.95 | 32.65 | 32.46 | 30.854 |
| 10 | 36.49 | 32.79 | 38.26 | 39.662 |
| 11 | 55.31 | 46.20 | 46.12 | 45.928 |
| 12 | 36.58 | 30.39 | 31.18 | 32.591 |
| 13 | 27.15 | 23.16 | 21.97 | 22.786 |
| 14 | 70.16 | 56.52 | 58.95 | 58.729 |
| 15 | 43.41 | 66.94 | 69.98 | 68.906 |
| 16 | 75.57 | 56.27 | 67.14 | 66.585 |
| 17 | 31.67 | 30.84 | 34.20 | 32.407 |
| 18 | 28.19 | 38.80 | 34.96 | 34.803 |
| 19 | 25.92 | 39.57 | 32.58 | 31.360 |
| 20 | 31.52 | 19.71 | 22.18 | 23.869 |
| 21 | 15.32 | 26.07 | 17.96 | 19.215 |
| 22 | 31.20 | 67.95 | 56.97 | 55.293 |
| 23 | 60.60 | 58.97 | 56.77 | 57.514 |

表 4 各时段负荷功率预测值和实测值

Table 4 Data of load forecasting and the actual value

| 时段 | 24 h 负荷 功率预测/ MW | 6 h 负荷 功率预测/ MW | 1 h 负荷 功率预测/ MW | 实际负荷 功率/MW |
|----|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|
| 0 | 700 | 652 | 685 | 684.656 |
| 1 | 750 | 673 | 669 | 684.017 |
| 2 | 850 | 817 | 803 | 822.731 |
| 3 | 950 | 865 | 892 | 875.480 |
| 4 | 1 000 | 993 | 971 | 963.503 |
| 5 | 1 100 | 1 086 | 1 083 | 1 112.899 |
| 6 | 1 150 | 1 163 | 1 173 | 1 170.049 |
| 7 | 1 200 | 1 154 | 1 179 | 1 174.121 |
| 8 | 1 300 | 1 299 | 1 262 | 1 280.160 |
| 9 | 1 400 | 1 436 | 1 438 | 1 404.716 |
| 10 | 1 450 | 1 521 | 1 511 | 1 516.450 |
| 11 | 1 500 | 1 637 | 1 617 | 1 582.244 |
| 12 | 1 400 | 1 451 | 1 437 | 1 486.812 |
| 13 | 1 300 | 1 281 | 1 308 | 1 262.732 |
| 14 | 1 200 | 1 269 | 1 278 | 1 271.761 |
| 15 | 1 050 | 1 027 | 983 | 1 024.219 |
| 16 | 1 000 | 842 | 852 | 821.926 |
| 17 | 1 100 | 793 | 836 | 841.803 |
| 18 | 1 200 | 9 99 | 958 | 994.368 |
| 19 | 1 400 | 1 347 | 1 340 | 1 366.802 |
| 20 | 1 300 | 1 261 | 1 221 | 1 219.448 |
| 21 | 1 100 | 1 036 | 1 031 | 1 020.782 |
| 22 | 900 | 906 | 906 | 903.659 |
| 23 | 800 | 739 | 745 | 747.281 |

表 5 不同旋转备用容量下的系统经济调度情况

Table 5 Economic dispatching under different spinning reserve capacity

| 预留旋 转备用 容量/% | 短时修 正调度 计划次 数 | 需要 调整 时段 | 应急修正 调度计划 次数 | 启停机 费用/ 美元 | 总发电 费用/ 美元 |
|--------------------|------------------------|------------------------|--------------------|------------------|------------------|
| 5 | 5 | 10,11, 14,17, 18 | 0 | 14 220 | 538 710 |
| 6 | 4 | 11,14, 17,18, | 0 | 14 310 | 539 270 |
| 7 | 3 | 11,17, 18 | 0 | 14 400 | 542 520 |
| 8 | 2 | 11,17 | 0 | 12 030 | 546 200 |
| 9 | 2 | 11,17 | 0 | 13 090 | 549 190 |

表 6 10 机系统优化结果性能比较
Table 6 Quality comparison of the optimal solutions
of the 10-unit system

| 方案 | 仅含常 规机组 文献 [19] | 仅含常 规机组 文献 [22] | 采用随机生 产模拟处理 并网风电 文献[23] | 本文的 方法 |
|-------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------------|-----------|
| 总发电 费用 最优解/ 美元 | 565 229 | 558 806 | 545 414 | 538 710 |
| 预留旋 转备用 容量 | 5% | 5% | 5% | 5% |

济性。通过对比可以看出, 本文和其他仅含常规火发电机组的电力系统所需的备用配置水平一样, 虽然文献[23]中的系统也含有并网风电, 采用的预留备用容量也为 5%, 但其并网风电容量为 60 MW, 本文为 100 MW, 且日前风电出力预测误差较大, 直接采用随机生产模拟计算为了使置信水平达到一定值, 将引起运行费用的增加, 也间接增加了系统预留的旋转备用容量。本文通过利用预测误差随着时间尺度的缩短而减少的特点, 利用系统不断更新的预测数据来减少含并网风电电力系统预留的旋转备用容量, 进一步提高了系统吸纳风电的能力。

4 结语

针对风电出力预测和负荷功率预测的误差具有随时间尺度的减少而减少的特点以及因风电并网引起而增加的大量的系统备用容量, 但这些备用容量被实际调用的概率却很低的情况下, 本文建立了多时间尺度结合机组组合来解决含并网风电系统的旋转备用容量配置问题的数学模型。模型通过利用不断更新的风电出力预测和负荷预测数据调整调度方案, 可以在保障系统可靠性的同时, 适当减少含并网风电电力系统预留的旋转备用容量的配置, 从而提高含并网风电的电力系统运行的经济性, 进一步提高了系统吸纳风电的能力。

参考文献

- [1] SODER L. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8(2): 1345-1354.
- [2] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 114-124.
- [3] DANY G. Power reserve in interconnected systems with high wind power production[C] // Proceedings of IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal: IEEE, 2001: 10-13.
- [4] 周玮, 孙辉, 顾宏, 等. 含风电场的电力系统经济调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(24): 148-154.
ZHOU Wei, SUN Hui, GU Hong, et al. A review on economic dispatch of power system including wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(24): 148-154.
- [5] 葛炬, 王飞, 张粒子. 含风电场电力系统旋转备用获取模型[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(6): 32-36.
GE Ju, WANG Fei, ZHANG Lizi. Spinning reserve model in the wind power integrated power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(6): 32-36.
- [6] 张宁宇, 高山, 赵欣, 等. 一种考虑风电随机性的机组组合模型及其算法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 22-29.
ZHANG Ningyu, GAO Shan, ZHAO Xin, et al. An unit commitment model and algorithm with randomness of wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 22-29.
- [7] 张粒子, 王茜. 计及负荷损失费用的含风电场输电系统可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(20): 39-44.
ZHANG Lizi, WANG Qian. Reliability assessment of composite generation and transmission systems with wind farms considering load loss cost[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(20): 39-44.
- [8] 施琳, 罗毅, 涂光瑜, 等. 微网功率不确定性模型及其在旋转备用优化中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(18): 37-44.
SHI Lin, LUO Yi, TU Guangyu, et al. Uncertain model of microgrid power and its application in optimal scheduling of spinning reserve[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(18): 37-44.
- [9] 娄素华, 王志磊, 吴耀武, 等. 基于机会约束规划的含大规模风电电力系统协调经济调度[J]. 电工技术学报, 2013, 28(10): 337-345.
LOU Suhua, WANG Zhilei, WU Yaowu, et al. Coordinated economic dispatch for power system with significant wind power generation based on chance-constrained programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(10): 337-345.
- [10] 张国强, 张伯明, 吴文传. 考虑风电接入的协调滚动发电计划[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(19): 18-22.

- ZHANG Guoqiang, ZHANG Boming, WU Wenchuan. Optimization of operation reserve coordination considering wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(19): 18-22.
- [11] 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 Zhaozhu, 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.
- [12] 王彩霞, 鲁宗相. 风电功率预测信息在日前机组组合中的应用[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(7): 13-18.
- WANG Caixia, LU Zongxiang. Unit commitment based on wind power forecast[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(7): 13-18.
- [13] TEWARI S, GEYER C J, MOHAN N. A statistical model for wind power forecast error and its application to the estimation of penalties in liberalized markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2031-2039.
- [14] 周双喜, 王海超, 陈寿孙. 风力发电运行价值分析[J]. 电网技术, 2006, 30(14): 98-102.
- ZHOU Shuangxi, WANG Haichao, CHEN Shousun. Analysis on operation value of wind power resources[J]. Power System Technology, 2006, 30(14): 98-102.
- [15] VENKATESH B, PENG Yu, GOOI H B, et al. Fuzzy MILP unit commitment incorporating wind generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(4): 1738-1746.
- [16] 侯云鹤, 鲁丽娟, 熊信良, 等. 改进粒子群算法及其在电力系统经济负荷分配中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(7): 95-100.
- HOU Yunhe, LU Lijuan, XIONG Xinyin, et al. Enhanced particle swarm optimization algorithm and its application on economic dispatch of power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(7): 95-100.
- [17] 任博强, 彭鸣鸿, 蒋传文, 等. 计及风电成本的电力系统短期经济调度建模[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(14): 67-72.
- REN Boqiang, PENG Minghong, JIANG Chuanwen, et al. Short-term economic dispatch of power system modeling considering the cost of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(14): 67-72.
- [18] 李鑫滨, 朱庆军. 一种改进粒子群优化算法在多目标无功优化中的应用[J]. 电工技术学报, 2010, 25(7): 137-143.
- LI Xinbin, ZHU Qingjun. Application of improved particle swarm optimization algorithm to multi-objective reactive power optimization[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(7): 137-143.
- [19] KAZARLIS S A, BALDRTZIS A G, PETRIDIS V. A genetic algorithm solution to the unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(1): 83-92.
- [20] 王扬. 风电短期预测及其并网调度方法研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2011.
- WANG Yang. Study on short-term forecasting and dispatching of wind power[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2011.
- [21] 谢源. 负荷模型预测及其应用[D]. 长沙: 湖南大学, 2013.
- XIE Yuan. Prediction of load model and its application[D]. Changsha: Hunan University, 2013.
- [22] BOWDEN G J, BARKER P R, SHESTOPAL V O, et al. The Weibull distribution function and wind power statistics[J]. Wind Engineering, 1983(7): 85-98.
- [23] 江岳文, 陈冲, 温步瀛, 等. 含风电场的电力系统机组组合问题随机模拟粒子群算法[J]. 电工技术学报, 2009, 24(6): 129-137.
- JIANG Yuewen, CHEN Chong, WEN Buying, et al. Particle swarm research of stochastic simulation for unit commitment in wind farms integrated power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(6): 129-137.

收稿日期: 2014-05-30; 修回日期: 2014-07-11

作者简介:

卢鹏铭(1989-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化运行与电力市场; E-mail: lpm66888@126.com

温步瀛(1967-), 男, 教授, 主要研究方向为风电并网运行技术与电力系统优化运行;

江岳文(1977-), 女, 副教授, 主要研究方向为电力系统优化运行与电力市场。

(编辑 姜新丽)