

考虑风电和负荷不确定性的机组组合研究

杨佳俊¹, 雷宇^{1,2}, 龙淼¹, 徐建政¹, 陈红³, 牟春晓¹

(1. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061; 2. 山东省军区, 山东 济南 250099;
3. 山东送变电工程公司, 山东 济南 250022)

摘要: 为解决含风电场的电力系统中风电与负荷的不确定性对系统的安全经济运行产生的影响, 获得既经济又有较高可靠性的解, 提出通过配置旋转备用容量来应付系统中的不确定性因素, 主要是风电场出力预测的影响。采用成本效益分析的方法, 根据备用的效益与成本在目标函数中的相互牵制, 自动为系统配置合适的备用。并将构建模型中部分含有 $\{0, 1\}$ 变量乘积形式的非线性约束转化为由一组线性约束条件来表达, 转化后的数学模型为标准的二次混合整数规划问题, 建立的模型直接能够用传统数学优化模型求解, 因此计算速度较许多机会约束规划方法快, 在一定程度上能够满足实际应用。算例分析表明所提模型的有效性和实用性。

关键词: 旋转备用; 不确定性; 成本效益分析; 非线性约束; 机会约束规划

Study of unit commitment considering the uncertainty of wind farm and load

YANG Jia-jun¹, LEI Yu^{1,2}, LONG Miao¹, XU Jian-zheng¹, CHEN Hong³, MOU Chun-xiao¹

(1. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China; 2. Shandong Province Military Area, Jinan 250099, China; 3. Shandong Electric Power Transmission and Transformation Project Company, Jinan 250022, China)

Abstract: In order to ensure the safe and economic operation of system which is impacted by the uncertainty of wind power and load, and to acquire economic and reliable solutions, this paper proposes to cope with the uncertainty factors, especially the effect of wind power plant output prediction, through configuring spinning reserve capacity. This paper adopts the method of cost-benefit analysis, based on the mutual restraint of the spare benefit and cost in the objective function, suitable reserve is automatically configured for the system. Part of nonlinear constraints in the model that contains $\{0, 1\}$ variable product form are transformed to a group of linear constraints. The transformed mathematical model is a standard secondary mixed integer programming, and it can be solved directly by traditional mathematical optimization model, so computing speed is faster than many chance constraint programming methods. To some extent, it can satisfy the practical application. The example results show its effectiveness and practicability.

Key words: spinning reserve; uncertainty; cost-benefit analysis; nonlinear constraints; chance constraint programming

中图分类号: TM71 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)03-0063-08

0 引言

风能是一种取之不尽用之不竭的能源, 其发电不需要消耗燃料, 可以节省燃料成本, 另一方面, 风能具有随机性的特点和系统中原有的随机因素叠加在一起, 使系统运行中不确定性因素增多, 给电力系统的安全经济运行提出新的课题^[1-3]。用传统的方法来解决含风电的动态经济调度问题, 需要知道每个优化时段的风电场出力数据, 国内外已开展预测风电场发电出力的工作^[4-6], 但总的来说, 风电场出力的预测误差还较大, 这给求解问题增加了困难。为了考虑风电的随机性和间歇性特点, 文献[7-8]根

据风电出力预测值及其误差概率分布生成一个预测场景和大量误差场景, 非风电机组在所有场景中具有相同的启停方案和不同的出力, 以最小化预测场景下的发电费用或所有场景下发电费用的加权平均值为目标, 同时要求预测场景下机组出力方案和误差场景下方案间的过渡满足爬坡速率约束, 保证方法的可行性。使用基于蒙特卡洛仿真的场景法时, 当考虑系统存在多个风电场时, 该方法场景数的急剧上升将使计算时间呈指数形式上升, 给模型的求解带来困难, 通常只能采用场景缩减技术牺牲计算精度换取计算时间, 文献[8]通过引入发电机功率分布因子, 并用基于极限场景集的场景法取代基于蒙

特卡洛仿真的场景法, 在计算时间和计算精度两个方面进行了改善。文献[9-10]在风速预测的基础上, 应用随机模拟技术表示风电场出力的随机性和预测误差, 用随机规划理论建立了考虑机组启停的含风电场动态经济调度模型, 以概率的形式描述相关约束条件, 并使用基于随机模拟的智能算法求解随机规划模型。文献[11-12]应用模糊理论建立含风电场的经济调度模型, 综合考虑了经济效益与风电加入给系统带来的风险, 通过定义隶属度函数将确定性问题模糊化, 采用最大化满意度指标法将问题转化为非线性规划问题, 带有一定人为因素。

综上所述, 风电并网后系统运行的可靠性及调度方案鲁棒性的本质就是要在原有的备用配置基础上额外安排一定容量的备用来应对风电的间歇性波动。文献[13]在常规机组组合优化模型的基础上引入了正、负旋转备用约束, 以应对风电功率预测误差给系统调度带来的影响, 但是该文采用按照确定性的备用配置方法, 即使系统的备用容量必须大于或等于负荷与风电功率的某一百分比的组合, 同时模型中没有考虑机组启停安排会使系统经济性变差; 文献[14]考虑了旋转备用和风电场爬坡约束, 但模型中都没有考虑机组启停安排会使系统经济性变差; 文献[15]应用基于随机模拟的机会约束规划方法构建了考虑负荷预测误差、风电出力偏差以及机组故障停运等不确定随机因素的备用获取模型, 旋转备用约束通过给定的置信水平给出, 该方法可确保系统始终保持在某一置信水平并达到该置信水平下的经济性最优, 但无法回答该置信水平应该如何设定及是否合理, 另外由于模型采用了基于随机模拟的遗传算法使问题的求解速度离实际应用可能会有一定距离。文献[16]研究计及用户停电损失的机组组合问题, 通过成本与风险的相互牵制来配置合适的备用, 建立了风险与机组组合的有机关联, 本文思想与其有异曲同工之处。

本文利用正、负备用容量应对风电及负荷的波动性, 当实际的风电与负荷的等效负荷比预测的等效负荷大时则正备用响应, 反之则负备用响应; 本文没有相应的备用约束, 而是通过备用的成本效益分析方法在机组组合中自动配置合理的备用容量。备用效益的货币化表达即为通过配置备用减少用户的停电损失和切风电功率的损失, 备用的成本体现在由于配置备用使机组偏离经济运行点而使运行成本增加, 同时电力市场环境下, 发电商不可能免费提供备用, 必须考虑机组备用容量的机会成本。将上调(下调)备用不足造成的停电(切风电)损失与系统的运行成本及上调、下调备用容量成本作为机组组合的目标函数, 通过备用的效益与成本在目标函数中的相互牵制, 自动为系统配置合适的备用,

无需人为指定系统必须满足的备用容量约束或可靠性的置信水平。

1 数学模型

1.1 目标函数

影响机组组合问题的因素主要有运行能耗, 启停损耗、备用成本, 本文在文献[16]目标函数的基础上考虑电量不足以及切风电功率的价值损失共同组成目标函数为

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (f_i(p_{gi}^t) \cdot r_{gi}^t + S_{gi} \cdot r_{gi}^t \cdot (1 - r_{gi}^{t-1}) + R_{gi}(r_{gi}^t) + D_{gi}(d_{gi}^t)) + \frac{pay}{M} \sum_{j=1}^M \sum_{t=1}^T (cut_j^t(\text{up}) + cut_j^t(\text{dn})) \quad (1)$$

式中: γ_{gi}^t 为机组 i 在时段 t 的启停状态, 1 为开机、0 为关机; p_{gi}^t 为机组 i 在时段 t 的调度出力值; r_{gi}^t 为购买的机组 i 在时段 t 的上调备用容量; d_{gi}^t 为购买的机组 i 在时段 t 的下调备用容量; $f_i(p_{gi}^t)$ 为机组 i 在时段 t 出力 p_{gi}^t 的运行成本; S_{gi} 为机组 i 在时段 t 的启动成本; $R_{gi}(r_{gi}^t)$ 为购买的机组 i 在时段 t 的上调备用 r_{gi}^t 的成本; $D_{gi}(d_{gi}^t)$ 为购买的机组 i 在时段 t 的下调备用 d_{gi}^t 的成本; pay 为切负荷或风电的单位损失价值; $cut_j^t(\text{up})$ 为第 j 次模拟中时段 t 由于上调备用无法满足负荷与风电功率的波动时造成的失负荷电量; $cut_j^t(\text{dn})$ 为第 j 次模拟中时段 t 由于下调备用无法满足负荷与风电功率的波动时造成的切风电功率电量; T 为研究周期; N 为调度机组集合; M 为样本数; $\frac{pay}{M} \sum_{j=1}^M \sum_{t=1}^T (cut_j^t(\text{up}) + cut_j^t(\text{dn}))$ 为电量不足以及切风电功率的价值损失。

1.2 约束条件

预测等值负荷条件下发电与等值负荷的平衡约束为

$$\sum_{i=1}^N p_{gi}^t = D^t(\text{fore}) - W^t(\text{fore}) \quad \forall t \quad (2)$$

其中: $D^t(\text{fore})$ 为时段 t 的负荷预测值; $W^t(\text{fore})$ 为时段 t 的风电功率预测值。

机组输出功率上下限约束为

$$\gamma_{gi}^t \cdot p_{gi}^{\min} \leq p_{gi}^t \leq \gamma_{gi}^t \cdot p_{gi}^{\max} \quad \forall t \quad (3)$$

其中: p_{gi}^{\min} 为机组 i 的容量下限; p_{gi}^{\max} 为机组 i 的容量上限。

机组最小运行和最小停运时间约束为

$$\begin{cases} (x_{gi}^{t-1} - T_i^{\text{on}}) \cdot (\gamma_{gi}^{t-1} - \gamma_{gi}^t) \geq 0 \\ (\gamma_{gi}^{t-1} - T_i^{\text{off}}) \cdot (\gamma_{gi}^t - \gamma_{gi}^{t-1}) \geq 0 \end{cases} \quad \forall t \quad (4)$$

其中: T_i^{on} 、 T_i^{off} 分别为机组 i 允许的最小开机时间和最小停机时间; x_{gi}^{t-1} 为机组 i 在时段 $t-1$ 已连续运行的时间; y_{gi}^{t-1} 为机组 i 在时段 $t-1$ 已连续停机的时间。

机组爬坡速率约束为

$$rd_{gi} \cdot \Delta T \leq p_{gi}^t - p_{gi}^{t-1} \leq ru_{gi} \cdot \Delta T \quad \forall t \quad (5)$$

其中: ru_{gi} 为机组 i 的最大爬坡速率; rd_{gi} 为机组 i 的最大下降速率; ΔT 为调度时段间隔为 1 h。

各个机组能够提供的旋转备用应满足容量限制以及备用响应时间内的速率约束为

$$\begin{cases} p_{gi}^t + r_{gi}^t \leq \gamma_{gi}^t \cdot p_{gi}^{\text{max}} \\ p_{gi}^t - d_{gi}^t \geq \gamma_{gi}^t \cdot p_{gi}^{\text{min}} \end{cases} \quad \forall t \quad (6)$$

$$\begin{cases} 0 \leq r_{gi}^t \leq ru_{gi} \cdot \Delta T' \\ 0 \leq d_{gi}^t \leq rd_{gi} \cdot \Delta T' \end{cases} \quad \forall t \quad (7)$$

其中: r_{gi}^t 为购买的机组 i 在时段 t 的上调备用容量; d_{gi}^t 为购买的机组 i 在时段 t 的下调备用容量; $\Delta T'$ 为备用的响应时间为 10 min。

上述模型中不含系统必须满足的备用总量约束, 但是通过目标函数中停电(切风电)损失与系统的运行成本及上调、下调备用容量成本之间相互牵制的关系, 可以自动配置备用容量, 得到合理的可靠性水平。

定义 Δp_j^t 为第 j 个样本的等效负荷与预测等效负荷的差值, 如式(8)所示。

$$\Delta p_j^t = (D^t(j) - W^t(j)) - (D^t(\text{fore}) - W^t(\text{fore})) \quad (8)$$

$$j = 1, 2, \dots, M$$

当 $\Delta p_j^t \geq 0$ 时, 上调备用起作用, 因此 $cut_j^t(\text{dn}) = 0$, 且当上调备用充裕即 $sr_t \geq \Delta p_j^t$ 时, 失负荷电量 $cut_j^t(\text{up}) = 0$, 而 $sr_t \leq \Delta p_j^t$ 时, 失负荷电量为 $cut_j^t(\text{up}) = \Delta p_j^t - sr_t$; 而当 $\Delta p_j^t \leq 0$ 时, 下调备用起作用, 因此 $cut_j^t(\text{up}) = 0$, 且当下调备用充裕即 $sd_t \geq -\Delta p_j^t$ 时, 失负荷电量 $cut_j^t(\text{dn}) = 0$, 而 $sd_t < -\Delta p_j^t$ 时, 失负荷电量为 $cut_j^t(\text{dn}) = -\Delta p_j^t - sd_t$ 。将上述分析表达为式(9-a)和式(9-b)所示。

$$\begin{cases} cut_j^t(\text{up}) = \max\{\Delta p_j^t - sr_t, 0\} \cdot \Delta T \\ cut_j^t(\text{dn}) = 0 \end{cases} \quad (9-a)$$

$$j = 1, 2, \dots, M \quad \text{if } \Delta p_j^t \geq 0$$

$$\begin{cases} cut_j^t(\text{up}) = 0 \\ cut_j^t(\text{dn}) = \max\{-\Delta p_j^t - sd_t, 0\} \cdot \Delta T \end{cases} \quad (9-b)$$

$$j = 1, 2, \dots, M \quad \text{if } \Delta p_j^t \leq 0$$

式中: $sr_t = \sum_{i=1}^N r_{gi}^t$ 为时段 t 系统的最大上调备用容量;

$sd_t = \sum_{i=1}^N d_{gi}^t$ 为时段 t 系统的最大下调备用容量。

以上便得到计及风电与负荷不确定性的机组组合模型, 但是由于式(9-a)与式(9-b)的约束条件表达式无法用常规的优化算法求解, 有必要对其进行适当的变换, 得到标准的优化模型求解结构, 见第二节所述。

2 模型求解

若应用随机数发生器产生的第 j 个样本的等值负荷比期望等值负荷大, 即 $\Delta p_j^t \geq 0$, 这时若上调备用容量充足时, 由于备用及时响应, 不会导致失负荷, 反之则会失负荷, 为表征等值负荷比预想的期望等值负荷大的情形下, 由于上调备用不足引起失负荷, 引入 $\{0,1\}$ 变量 $\sigma_j^t(\text{up})$, 表示为^[16]

$$\frac{\Delta p_j^t - sr_t}{\sum_{i=1}^N p_{gi}^{\text{max}}} \leq \sigma_j^t(\text{up}) \leq 1 + \frac{\Delta p_j^t - sr_t}{\sum_{i=1}^N p_{gi}^{\text{max}}} \quad (10-a)$$

因此, 在 $\Delta p_j^t \geq 0$ 的条件下, 若 $\Delta p_j^t - sr_t \geq 0$ 则 $\sigma_j^t(\text{up}) = 1$, 表示系统出现失负荷; 若 $\Delta p_j^t - sr_t \leq 0$ 则 $\sigma_j^t(\text{up}) = 0$ 表示系统备用容量充足未出现失负荷。利用引入的 $\{0,1\}$ 变量 $\sigma_j^t(\text{up})$, 则在第 j 个样本的第 t 时段系统失负荷电量可表示为

$$cut_j^t(\text{up}) = \sigma_j^t(\text{up}) \cdot (\Delta p_j^t - sr_t) \cdot \Delta T = \sigma_j^t(\text{up}) \cdot (\Delta p_j^t - \sum_{i=1}^N r_{gi}^t) \cdot \Delta T \quad (11-a)$$

式(11-a)是由 $\{0,1\}$ 变量与连续变量乘积形式表示的方程, 可以等效转化成用一系列线性不等式约束进行表示, 具体原理及式(12-a)~式(15-a)的推导过程见附录 A。

$$cut_j^t(\text{up}) \leq \sigma_j^t(\text{up}) \cdot (\Delta p_j^t + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T') \cdot \Delta T \quad (12-a)$$

$$cut_j^t(\text{up}) \geq \sigma_j^t(\text{up}) \cdot (\Delta p_j^t - \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T') \cdot \Delta T \quad (13-a)$$

$$cut_j^t(\text{up}) \leq \{(\Delta p_j^t - sr_t) + (1 - \sigma_j^t(\text{up})) \cdot (\Delta p_j^t + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T')\} \cdot \Delta T \quad (14-a)$$

$$cut_j^t(\text{up}) \geq \{(\Delta p_j^t - sr_t) - (1 - \sigma_j^t(\text{up})) \cdot (\Delta p_j^t + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T')\} \cdot \Delta T \quad (15-a)$$

若应用随机数发生器产生的第 j 个样本的等值负荷比期望等值负荷小, 即 $\Delta p_j^t \leq 0$, 若下调备用容量充足时, 由于备用及时响应, 不会导致切风电功率, 反之则会切风电功率。为表征等值负荷比预想

的期望等值负荷小的情形下, 由于下调备用不足引起切风电功率, 引入 $\{0,1\}$ 变量 $\sigma_j^t(\text{dn})$, 表示为^[16]

$$\frac{-\Delta p_t^j - sd_t}{\sum_{i=1}^N P_{gi}^{\max}} \leq \sigma_j^t(\text{dn}) \leq 1 + \frac{-\Delta p_t^j - sd_t}{\sum_{i=1}^N P_{gi}^{\max}} \quad (10-b)$$

因此, 在 $\Delta p_t^j < 0$ 的条件下, 若 $-\Delta p_t^j - sd_t \geq 0$ 则 $\sigma_j^t(\text{dn})=1$, 表示系统需要切除风电功率; 若 $-\Delta p_t^j - sd_t < 0$ 表示系统下调备用充足, 不用切除风电功率。利用引入的 $\{0,1\}$ 变量 $\sigma_j^t(\text{dn})$, 则在第 j 个样本第 t 时段系统切除风电功率电量可以表示为

$$\begin{aligned} cut_j^t(\text{dn}) &= \sigma_j^t(\text{dn}) \cdot (-\Delta p_j^t - sd_t) \cdot \Delta T = \\ & \sigma_j^t(\text{dn}) \cdot (-\Delta p_j^t - \sum_{i=1}^N d_{gi}^t) \cdot \Delta T \end{aligned} \quad (11-b)$$

同理, 可将上式方程等效转化成用一系列线性不等式约束进行表示为

$$cut_j^t(\text{dn}) \leq \sigma_j^t(\text{dn}) \cdot (-\Delta p_j^t + \sum_{i=1}^N rd_{gi}^t \cdot \Delta T') \cdot \Delta T \quad (12-b)$$

$$cut_j^t(\text{dn}) \geq \sigma_j^t(\text{dn}) \cdot (-\Delta p_j^t - \sum_{i=1}^N rd_{gi}^t \cdot \Delta T') \cdot \Delta T \quad (13-b)$$

$$\begin{aligned} cut_j^t(\text{dn}) &\leq \{(-\Delta p_j^t - sd_t) + (1 - \sigma_j^t(\text{dn})) \cdot \\ & (-\Delta p_j^t + \sum_{i=1}^N rd_{gi}^t \cdot \Delta T')\} \cdot \Delta T \end{aligned} \quad (14-b)$$

$$\begin{aligned} cut_j^t(\text{dn}) &\geq \{(-\Delta p_j^t - sd_t) - (1 - \sigma_j^t(\text{dn})) \cdot \\ & (-\Delta p_j^t + \sum_{i=1}^N rd_{gi}^t \cdot \Delta T')\} \cdot \Delta T \end{aligned} \quad (15-b)$$

综上, 整个求解模型的目标函数为式(1), 约束条件由式(2)~式(7)、式(10)以及式(12)~式(15)组成, 目标函数为二次形式, 约束条件为线性形式的二次混合整数规划问题, 可以应用现成的优化工具求解。

整个模型的求解流程如下:

(1) 输入机组成本特性、参数、负荷与风电功

率的预测功率以及预测误差所服从的概率分布的参数;

(2) 应用随机数发生器产生 M 个等值负荷样本, 并根据该样本下各个时段等值负荷与期望等值负荷的大小关系, 判断在该样本条件下是上调备用或是下调备用进行响应, 并在程序中根据其写出目标函数和相应的约束条件;

(3) 写入其他常规机组组合的约束条件;

(4) 调用 CPLEX 求解模型。

3 算例分析

针对上述模型和求解思路, 本文用 C++ 语言编制了调用 CPLEX 11.2 进行求解的程序。本文机组的耗量特性、机组技术参数以及负荷和风电功率的期望值采用文献[15]的数据, 但没有考虑机组的拐点效应; 其他数据如下:

系统负荷的预测误差 $D'(j) - D'(fore)$ 服从某种概率分布, 以下算例中认为 $D'(j) - D'(fore)$ 服从正态分布 $N_1(\mu_1 = 0, (\sigma_1 \cdot D'(fore))^2)$, 因此第 j 次模拟中时段 t 的负荷值 $D'(j)$ 可由随机数发生器产生服从正态分布 $N_1(D'(fore), (\sigma_1 \cdot D'(fore))^2)$ 的随机数; 风电功率预测误差 $W'(j) - W'(fore)$ 服从某种概率分布, 以下算例中认为 $W'(j) - W'(fore)$ 服从正态分布 $N_2(\mu_2 = 0, (\sigma_2 \cdot W'(fore))^2)$, 第 j 次模拟中时段 t 的风电功率值 $W'(j)$ 可由随机数发生器产生服从正态分布 $N_2(W'(fore), (\sigma_2 \cdot W'(fore))^2)$ 的随机数。

将以下条件作为基准条件: 负荷与风电功率(1)预测值(见附录 B), 假设备用容量价格为 5 \$/MW, 切风电或负荷的价值损失为 5 000 \$/MWh, $\sigma_1 = 0.02$, $\sigma_2 = 0.10$; 表 1~表 4 只是将提到的相关参数进行变化, 未提到参数不发生变化按基准条件所述, 基准条件下的机组启停状态、机组调度出力值、机组上调备用及机组下调备用结果见附录 C。

表 1 预测误差方差对系统经济运行的影响

Table 1 Influence of the variance of forecast error on the system economic operation

σ_1	σ_2	总成本/\$	运行成本/\$	备用成本/\$	备用量/MW	价值损失/\$	期望切风电/MWh
0.01	0.08	163 585	161 104.4	2 245.078	449.015 6	235.522	0.047 104
0.02	0.1	169 855	163 326.2	3 654.415	730.883	2 874.385	0.574 877
0.03	0.15	185 711	170 612.7	4 750	950	10 348.3	2.069 66

表 2 备用价格对系统经济运行的影响

Table 2 Influence of reserve price on the system economic operation

备用价格(\$/MW)	总成本/\$	运行成本/\$	备用成本/\$	备用量/MW	价值损失/\$	期望切风电/MWh
2	167 651	163 343.7	1 494.528	747.264	2 812.772	0.562 554
5	169 855	163 326.2	3 654.415	730.883	2 874.385	0.574 877
10	173 484	163 290.7	7 156.567	715.656 7	3 036.733	0.607 347

表 3 切负荷或风电的单位损失价值对系统经济运行的影响

Table 3 Influence of cutting load or unit loss value of wind power on the system economic operation

赔偿 价格/(\$/MWh)	总成本/\$	运行 成本/\$	备用 成本/\$	备用量/MW	损失 价值/\$	期望 切风电/MWh
500	165 232	161 299.7	2 974.735	594.947	957.565	1.915 13
1 000	166 353	161 574.3	3 121.597	624.319 4	1 657.104	1.657 104
3 000	168 676	163 289.6	3 578.09	715.618	1 808.31	0.602 77
5 000	169 855	163 326.2	3 654.415	730.883	2 874.385	0.574 877
10 000	172 106	165 156.9	3 957.997	791.599 4	2 991.103	0.299 11
30 000	175 168	167 848.8	4 358.313	871.662 6	2 960.888	0.098 696
50 000	177 240	169 758	4 555.26	911.052	2 926.741	0.058 535
100 000	180 084	169 761.3	4 559.755	911.951	5 762.946	0.057 629

表 4 不同风电水平下, 风电预测误差对
系统接入风电的经济性的影响

Table 4 Economic influence of wind power prediction error on
wind power system under different wind power levels

预测误差参数	总成本/\$		
	$\sigma_1 = 0.02$	$\sigma_1 = 0.02$	$\sigma_1 = 0.02$
	$\sigma_2 = 0.10$	$\sigma_2 = 0.15$	$\sigma_2 = 0.20$
无风电功率	176 517	176 517	176 517
风电功率 (1)	169 855	171 035	172 231
风电功率 (2)	167 884	169 475	171 876
风电功率 (3)	166 977	169 180	171 948
风电功率 (4)	166 453	169 133	172 378
风电功率 (5)	164 654	168 799	174 604

注: 排列顺序为风电功率依次增大。

从表 1 中可以看出, 预测误差变大时, 系统要应付的不确定因素增大, 因此机组的运行点经济性会变差, 机组备用容量增加, 切负荷或风电的概率变大因此期望价值损失也增大。另外本系统机组的调整速率不是很快, 因此是无法全部覆盖 $\sigma_1 = 0.03$, $\sigma_2 = 0.15$ 的全部场景, 因此价值损失较大。

从表 2 中可以看出, 随着备用价格的增加, 按照经济性最优的前提下配置备用时, 系统购买的备用容量会减少(当然备用成本增加), 同时机组的运行点经济性有所增强, 但是由于备用容量减少会导致系统可靠性变差从而使期望价值损失增加, 总体上系统的成本呈增加趋势。

从表 3 中可以看出, 随着单位损失价值的升高, 外在的压力会迫使电网提高系统的可靠性, 因此系统会多配置备用容量从而使备用成本增加, 由于对备用的要求提高机组的运行经济点变差使运行成本增加, 但换来的是可靠性水平的提高(虽然赔偿费用同样是增加的, 但这是不可避免的, 除非可以将

全部模拟的场景覆盖, 后面的机组不足以覆盖)。

从表 4 中可看出, 由于预测误差的增大, 风电接入后的价值打了折扣, 这主要是由于预测误差大, 系统必然要配置更多的备用, 从而导致机组非经济点运行和备用成本的增加, 同时由于预测精度差, 发生切负荷或风电的概率增加, 从而导致期望损失价值增加; 同时从表 4 可以看出在预测误差较小的情况下, 一般来说在风电功率比例不是很高的前提下, 随着风电功率的增加, 系统的总成本会减少, 但应该注意这种减少的速率是逐渐变小的; 在预测误差较大时, 系统要配置更多的备用、机组运行于非经济运行点以及期望损失价值都会增加, 在一定程度上“侵蚀”了风电带来的经济效益。特别是风电增加到一定程度后, 系统的成本不减反增, 经济效益变差, 使成本变高, 此时较好的方式就是在超过此临界值时采取储能策略, 在风电出力较少时释放能量, 降低系统运行成本。

4 结语

本文应用成本效益分析的方法, 通过备用的效益与成本在目标函数中的相互牵制, 自动为含风电的电力系统自动配置经济合理的备用, 无需人为指定系统必须满足的备用容量约束或可靠性的置信水平。模型中考虑了负荷预测误差、风电出力偏差等随机因素, 揭示了备用对系统运行经济性的影响, 以及备用的效益与成本之间相互牵制最终达到经济性最优的平衡关系。另外, 本文建立的模型是直接能够用传统数学优化模型求解的, 因此计算速度较许多机会约束规划方法快, 在一定程度上能够满足实际应用。本文算例表明风电、负荷等随机因素对系统的经济性和可靠性产生很大影响; 随着对风电及负荷预测精度的提高能够为系统带来很大的经济

效益；无论预测精度如何提高，风电预测误差始终存在，因此风电接入的价值不是一个单调递增的函数，所以存在经济上最优的风电接入功率，通过储能可以更大地发挥风电的价值作用。

附录 A {0,1} 变量乘积的等效表达

若 $z = x \cdot y$ ，其中， x 为 {0,1} 变量， y 为连续变量， $y \in [y^{\min}, y^{\max}]$ 。当 $x = 0$ 时， z 必须为 0；当 $x = 1$ 时， z 必须等于 y ，因此 $z = x \cdot y$ 与线性不等式

$$\begin{cases} cut'_j(\text{up}) \leq \sigma'_j(\text{up}) \cdot (\Delta p'_j + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T'), & cut'_j(\text{up}) \geq \sigma'_j(\text{up}) \cdot (\Delta p'_j - \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T') \\ cut'_j(\text{up}) \leq (\Delta p'_j - sr_j) + (1 - \sigma'_j(\text{up})) \cdot (\Delta p'_j + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T'), & cut'_j(\text{up}) \geq (\Delta p'_j - sr_j) - (1 - \sigma'_j(\text{up})) \cdot (\Delta p'_j + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T') \end{cases}$$

$$\begin{cases} x \cdot y^{\min} \leq z \leq x \cdot y^{\max} \\ y - y^{\max} \cdot (1 - x) \leq z \leq y + y^{\max} \cdot (1 - x) \end{cases} \quad \text{约束等效。}$$

由于 $\Delta p'_j - \sum_{i=1}^N r'_{gi}$ 恒大于 $\Delta p'_j - \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T'$ ，且恒

小于 $\Delta p'_j + \sum_{i=1}^N ru_{gi} \cdot \Delta T'$ ，因此 $cut'_j(\text{up}) = \sigma'_j(\text{up}) \cdot$

$(\Delta p'_j - \sum_{i=1}^N r'_{gi})$ 可以转化为

附录 B 相关数据

附表 B1 机组参数
Table B1 Unit parameters

机组编号	$P_{gi}^{\min} /$ MW	$P_{gi}^{\max} /$ MW	$(ru_{gi} \cdot \Delta T) /$ MW	$(rd_{gi} \cdot \Delta T) /$ MW	$a_{gi} /$ (\$/MW ²)	$b_{gi} /$ (\$/MW)	$c_{gi} /$ \$	$K_{gi} /$ \$	B_{gi}	$\tau_{gi} /$ h	$P_{gi}^0 /$ MW	x_{gi}^0	y_{gi}^0	$T_i^{\text{on}} /$ h	$T_i^{\text{off}} /$ h
1	150	470	80	80	0.000 43	21.6	958.2	50	0	3	120	1	0	4	4
2	135	460	80	80	0.000 63	21.05	1 313.6	50	0	3	120	1	0	3	3
3	73	340	80	80	0.000 39	20.81	604.97	50	0	3	200	1	0	3	3
4	60	300	50	50	0.000 7	23.9	471.6	50	0	3	60	1	0	3	3
5	73	243	50	50	0.000 79	21.62	480.29	50	0	3	74	1	0	3	3
6	57	160	50	50	0.000 56	17.87	601.75	50	0	3	160	1	0	3	3
7	20	130	30	30	0.002 11	16.51	502.7	50	0	3	130	1	0	3	3
8	47	120	30	30	0.004 8	23.23	639.4	50	0	3	50	1	0	3	3
9	20	80	30	30	0.109 08	19.58	455.6	50	0	3	30	1	0	3	3
10	55	85	30	30	0.009 51	22.54	692.4	50	0	3	55	1	0	3	3

附表 B2 负荷与风电功率 (1) 预测值

Table B2 Predicted values of loads and wind power (1)

	MW					
时段	1	2	3	4	5	6
负荷预测值 $L'_D(\text{fore})$	1 102	1 068.6	1 123.3	1 167.4	1 237.3	1 200.8
风电功率(1)预测值 $W'(\text{fore})$	45	65	72	60	55	40

附表 B3 风电功率 (2) ~ (5) 预测值

Table B3 Predicted values of wind power (2) to (5)

	MW					
时段	1	2	3	4	5	6
风电功率(2)预测值	90.0	80.0	80.0	70.0	65.0	80.0
风电功率(3)预测值	90.0	90.0	90.0	90.0	95.0	90.0
风电功率(4)预测值	100.0	90.0	90.0	95.0	105.0	100.0
风电功率(5)预测值	100.0	120.0	140.0	150.0	105.0	100.0

附录 C 基准条件下的机组组合结果

在负荷与风电功率 (1) 预测值的条件下，假设备用容量价格为 5 \$/MW，切风电或负荷的赔偿价格为 5 000 \$/MW， $\sigma_1 = 0.02$ ， $\sigma_2 = 0.10$ ；得到的机组组合状态如附表 C1、机组调度值如附表 C2、购买的机组上调备用容量如附表 C3、购买的机组下调备用容量如附表 C4 所示。

附表 C1 机组启停状态

Table C1 Unit start and stop state

时段	1	2	3	4	5	6
机组 1	1	1	1	1	1	1
机组 2	1	1	0	0	0	0
机组 3	1	1	1	1	1	1
机组 4	1	1	1	1	1	1
机组 5	1	1	1	1	1	1
机组 6	1	1	1	1	1	1
机组 7	1	1	1	1	1	1
机组 8	1	1	0	0	0	0
机组 9	1	1	0	0	0	0
机组 10	1	1	0	0	0	0

附表 C2 机组调度出力值

Table C2 Unit dispatch output values

时段	MW					
	1	2	3	4	5	6
机组 1	163.3	163.3	243.3	290.4	338.9	324.9
机组 2	148.3	148.3	0	0	0	0
机组 3	193.9	207.4	287.4	326.7	326.7	326.7
机组 4	60	62.59	112.6	68.33	68.33	68.33
机组 5	81.33	81.33	131.3	145.4	171.8	164.2
机组 6	152.5	102.5	151.7	151.7	151.7	151.7
机组 7	130	116.1	125	125	125	125
机组 8	47.59	47	0	0	0	0
机组 9	20	20	0	0	0	0
机组 10	60	55	0	0	0	0

附表 C3 机组上调备用

Table C3 Unit up-regulation reserve

时段	MW					
	1	2	3	4	5	6
机组 1	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33
机组 2	13.33	0.199 6	0	0	0	0
机组 3	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33
机组 4	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333
机组 5	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333
机组 6	7.505	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333
机组 7	0	0	5	5	5	5
机组 8	5	5	0	0	0	0
机组 9	5	5	0	0	0	0
机组 10	5	5	0	0	0	0
上调备用总量	79.161	66.858 6	56.659	56.659	56.659	56.659

附表 C4 机组下调备用

Table C4 Unit down-regulation reserve

时段	MW					
	1	2	3	4	5	6
机组 1	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33
机组 2	13.33	13.33	0	0	0	0
机组 3	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33	13.33
机组 4	0	2.593	8.333	8.333	8.333	8.333
机组 5	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333
机组 6	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333	8.333
机组 7	5	5	5	5	5	5
机组 8	0.585 3	0	0	0	0	0
机组 9	0	0	0	0	0	0
机组 10	5	0	0	0	0	0
下调备用总量	67.241 3	64.249	56.659	56.659	56.659	56.659

参考文献

[1] 雷亚洲. 与风电并网相关的研究课题[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(8): 84-89.
LEI Ya-zhou. Studies on wind farm integration into power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(8): 84-89.

[2] 田春箴, 李琼林, 宋晓凯. 风电场建模及其对接入电网稳定性的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(19): 46-51.
TIAN Chun-zheng, LI Qiong-lin, SONG Xiao-kai. Modeling and analysis of the stability for the power system considering the integration of the wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(19): 46-51.

[3] 洪芦诚, 石立宝, 姚良忠. 计及风电场发电功率不确定性的电力系统模糊潮流[J]. 电工技术学报, 2010, 25(8): 116-121.
HONG Lu-cheng, SHI Li-bao, YAO Liang-zhong. Fuzzy modelling and solution of load flow incorporating uncertainties of wind farm generation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(8): 116-121.

[4] 杨秀媛, 肖洋, 陈树勇. 风电场风速和发电功率预测研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(11): 1-5.
YANG Xiu-yuan, XIAO Yang, CHEN Shu-yong. Wind speed and generated power forecasting in wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(11): 1-5.

[5] 杨洪, 古世甫, 崔明东, 等. 基于遗传优化的最小二乘支持向量机风电场风速短期预测[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(11): 44-48.
YANG Hong, GU Shi-fu, CUI Ming-dong, et al. Forecast of short-term wind speed in wind farms based on GA optimized LS-SVM[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(11): 44-48.

[6] 夏冬, 吴俊勇, 贺电, 等. 一种新型的风电功率预测综合模型[J]. 电工技术学报, 2011, 26(1): 262-266.
XIA Dong, WU Jun-yong, HE Dian, et al. A novel combined model for wind power forecasting based on maximum entropy principle[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(1): 262-266.

[7] 颜拥, 文福拴, 杨首晖. 考虑风电出力波动性的发电调度[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(6): 79-88.
YAN Yong, WEN Fu-shuan, YANG Shou-shui.

- Generation scheduling with fluctuating wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(6): 79-88.
- [8] 叶荣, 陈皓勇, 王钢, 等. 多风电场并网时安全约束机组组合的混合整数规划解法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(5): 29-33.
YE Rong, CHEN Hao-yong, WANG Gang, et al. A mixed integer programming method for security-constrained unit commitment with multiple wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(5): 29-33.
- [9] 江岳文, 陈冲, 温步瀛. 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 Yue-wen, CHEN Chong, WEN Bu-ying. Particle swarm research of stochastic simulation for unit commitment in wind farms integrated power systems[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(6): 129-137.
- [10] 孙元章, 吴俊, 李国杰, 等. 基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(4): 41-47.
SUN Yuan-zhang, WU Jun, LI Guo-jie, et al. Dynamic economic dispatch considering wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 41-47.
- [11] WANG Ling-feng, Singh Chanan. PSO-based multi-criteria economic dispatch considering wind power penetration subject to dispatcher's attitude[C] // Power Symposium 2006. NAPS 2006. 38th North American. 17-19 Sept, 2006: 269-276.
- [12] LIANG Ruey-hsu, LIAO Jian-hao. A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(4): 1665-1674.
- [13] 周玮, 彭昱, 孙辉, 等. 含风电场的电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(25): 13-18.
ZHOU Wei, PENG Yu, SUN Hui, et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 13-18.
- [14] 夏澍, 周明, 李庚银. 含大规模风电场的电力系统动态经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(13): 71-77.
XIA Shu, ZHOU Ming, LI Geng-yin. Dynamic economic dispatch of power system containing large-scale wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(13): 71-77.
- [15] 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 Li-zi. Spinning reserve model in the wind power integrated power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(6): 32-36.
- [16] 刘宁宁. 优化旋转备用配置的机组组合研究[J]. 济南: 山东大学, 2010.
LIU Ning-ning. Studies on unit commitment considering spinning reserve optimization[J]. Jinan: Shandong University, 2010.

收稿日期: 2013-05-21; 修回日期: 2013-09-03

作者简介:

杨佳俊(1986-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: yang_sdu@126.com

雷宇(1986-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统调度自动化;

龙焱(1990-), 女, 硕士研究生, 研究方向为配电网自动化。