

基于风电预测误差区间的动态经济调度

刘立阳,孟绍良,吴军基

(南京理工大学 能源与动力工程学院,江苏 南京 210094)

摘要: 由于风电的预测值与实际值存在偏差,含风电的动态经济调度需考虑风电预测的不确定性。根据风电场的历史预测误差数据,提出利用核密度估计建立某预测值条件下的误差概率分布,并以高斯核函数为例推导了相应的误差置信区间,将动态经济调度中涉及的不确定性问题转换为确定性区间问题,降低了调度模型的复杂度。实际数据分析表明核密度估计具有较高的拟合优度,能够避免高估或低估误差。最后通过含风电场的IEEE 30节点系统仿真验证了所提方法的有效性。

关键词: 经济调度; 风电; 出力波动; 预测误差; 误差置信区间

中图分类号: TM 732; TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.09.013

0 引言

随着大规模风电场并网发电,风电出力的间歇性、波动性和反调峰特性给电力系统调度带来的问题逐渐显现^[1-2]。传统的电力系统调度都是基于确定性电源制定调度方案,风电等不确定性能源的接入增大了电力系统调度的难度。

动态经济调度是在满足一定约束条件下,优化系统运行成本的一种调度方式。含风电的经济调度主要可以分为2类:确定性备用和随机规划^[3]。确定性备用是指预留固定的备用容量以应对风电出力的波动,但目前如何合理地确定备用容量还缺乏细致的研究。而基于随机规划的相关研究则较为丰富,主要是以概率分布的形式对模型进行约束,使系统在一定概率下安全稳定运行^[4]。文献[5]采用马尔科夫链以及蒙特卡洛方法建立风速、风功率模型,利用动态随机规划理论对含有风电的电力系统机组组合和优化调度进行了研究。文献[6]将高估和低估的风电出力作为惩罚成本引入目标函数,在电力市场环境下,这种方法有助于客观地衡量风电的实际价值。文献[7-8]以风速的Weibull分布为基础,根据风电机组风速与功率转换关系求得出力的概率分布,利用机会约束将随机模型转化为确定性模型。此外,也有一些文献采用模糊逻辑描述风电的不确定性^[9-10],但模糊逻辑引入了一定的人为因素^[11],可能使结果缺乏客观性。文献[12]在调度模型中计入了不确定性成本,将风电不确定性对调度决策的影响进行了量化,取得了一定的效果。出力不确定本质上是因为实际出力值与预测值(计划值)之间存在误差,但目前从出力预测误差角度建立优化调度模型的研究却很少见。

建立基于预测误差的优化调度模型,需要掌握预测误差的统计规律。文献[13]指出风电出力预测存在较大误差,而预测误差对系统的备用容量和功率平衡有很大的影响。文献[14-15]基于正态分布拟合风电出力预测误差以及确定备用容量。但越来越多的研究发现实际的风电出力预测误差并不符合正态分布,正态分布的拟合优度也较低^[16]。文献[17]指出找到一个合理的概率分布描述风电预测误差是很困难的,因为预测误差的概率分布呈现一种“高峰-厚尾”的形态,从而提出利用Beta分布拟合预测误差。以上误差研究采用了传统的参数估计方法,必须先假设误差数据符合某个现有的概率分布,再尝试利用这种分布去拟合数据。但实际样本数据往往并不严格满足既有的概率分布,概率分布的适应性决定着概率模型的精度。

本文提出利用非参数估计的思想建立预测误差概率模型,并将该模型应用于动态经济调度。非参数估计不需要事先假设数据符合某种概率分布,是一种从实际数据出发研究分布特征的方法,具有较高的拟合优度。以非参数估计中的核密度估计为基础,建立了某预测值条件下的误差概率分布,同时基于高斯核函数推导了相应的误差置信区间。根据误差概率分布和置信区间可确定风电的不确定性成本和备用约束,从而将经济调度中的不确定因素确定化。最后,通过仿真算例对本文模型和方法进行了验证。

1 调度模型

调度模型包含成本模型、目标函数及相关约束条件。

1.1 常规火电机组运行成本

常规火电机组运行成本如式(1)所示^[18]。

$$f_G = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [f_{Gi}(P_{Gi,t}) + f_{Ei}(P_{Gi,t})] \quad (1)$$

其中, f_G 为常规机组运行成本; T 为调度小时数; N 为

收稿日期:2015-09-18;修回日期:2016-08-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51405235)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51405235)

火电机组数量; $P_{Gi,t}$ 为第 i 台火电机组在 t 时段的平均有功出力; f_{Gi} 为第 i 台火电机组的运行成本; f_{Ei} 为阀点效应产生的能耗成本^[19]。

$$\begin{cases} f_{Gi}(P_{Gi,t}) = a_i P_{Gi,t}^2 + b_i P_{Gi,t} + c_i \\ f_{Ei}(P_{Gi,t}) = |d_i \sin[g_i(P_{\min} - P_{Gi,t})]| \end{cases} \quad (2)$$

其中, a_i, b_i, c_i 为耗量特性系数; d_i 和 g_i 为阀点效应系数; $P_{\min}$ 为第 i 台火电机组的最小出力。

1.2 风电出力不确定性成本

风电的实际出力值可能高于或低于预测值(计划值), 网内常规机组担任着平抑风电出力波动的重要作用, 风电的波动成本主要是常规机组旋转备用的成本, 可分为容量成本和电量成本两部分^[13]。

$$\begin{cases} f_W = f_{\text{cap}} + f_{\text{qty}} \\ f_{\text{cap}} = \sum_{t=1}^T (C_1 \Delta \bar{P}_{W,t} + C_2 \Delta \underline{P}_{W,t}) \\ f_{\text{qty}} = \sum_{t=1}^T (C_3 Q_{W,t}^+ + C_4 Q_{W,t}^-) \end{cases} \quad (3)$$

其中, f_W 为风电的波动总成本; f_{cap} 为容量成本, 表示预留相应容量需要付出的经济代价; $\Delta \bar{P}_{W,t}$ 、 $\Delta \underline{P}_{W,t}$ 分别为预留的正、负备用容量; C_1 和 C_2 分别为正向和负向备用容量成本系数, 其具体值可在电力市场环境下根据发电企业报价确定; f_{qty} 为由风电实际出力偏差造成的电量成本; $Q_{W,t}^+$ 为可能高估的风电发电量, 即系统备用需要增加出力的电量; $Q_{W,t}^-$ 为可能低估的发电量, 对应风电场弃风电量或备用减出力电量; C_3, C_4 分别为高估、低估电量成本系数, 其具体取值可参考文献[7]中的模拟市场拍卖策略确定。由于在调度规划制定前高估、低估电量未知, 通常以数学期望的形式进行估算^[6-7]。

$$\begin{cases} Q_{W,t}^+ = \int_0^{P'_{W,t}} (P'_{W,t} - P) f(P) dP \\ Q_{W,t}^- = \int_{P'_{W,t}}^{P_{W,\text{rate}}} (P - P'_{W,t}) f(P) dP \end{cases} \quad (4)$$

其中, $P'_{W,t}$ 为风电场在 t 时段的预测值; $P_{W,\text{rate}}$ 为风电场额定输出功率; P 为风电场的实际出力值; $f(P)$ 为风电场(风机)的出力概率分布。

1.3 目标函数及约束条件

设网内机组由常规火电机组、风电机组组成, 则目标函数可表示为式(5), 使得网内常规机组运行成本和风电不确定性成本达到最低。

$$\min f_{\text{cost}} = \min(f_G + f_W) \quad (5)$$

(1) 等式约束。

在忽略网损的情况下, 网内机组所发电量应该和负荷消耗电力相等, 即要满足功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi,t} + \sum_{j=1}^M P_{Wj,t} = P_{L,t} \quad (6)$$

其中, $P_{L,t}$ 为 t 时段的系统负荷; $P_{Gi,t}$ 为火电机组出力

值; $P_{Wj,t}$ 为风电场的实际出力值。设系统中有 N 台常规火电机组、 M 个风电场。

(2) 不等式约束。

式(7)为常规机组和风电机组的出力约束, $P_{Gi,\min}$ 和 $P_{Gi,\max}$ 分别为常规火电机组 i 的最小出力和最大出力, $P_{Wj,\max}$ 为第 j 个风电场的最大出力。

$$\begin{cases} P_{Gi,\min} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi,\max} \\ 0 \leq P_{Wj,t} \leq P_{Wj,\max} \end{cases} \quad (7)$$

常规火电机组在调整出力时还应满足出力变化约束, 如式(8)所示, R_{Ui} 和 R_{Di} 分别为火电机组 i 的向上和向下爬坡速率, Δt 为爬坡时间。

$$\begin{cases} P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq R_{Ui} \Delta t \\ P_{Gi,t-1} - P_{Gi,t} \leq R_{Di} \Delta t \end{cases} \quad (8)$$

系统中需安排一定备用容量平抑风电出力的波动, 式(9)为正、负备用容量的不等式约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N \min(P_{Gi,\max} - P_{Gi,t}, R_{Ui} t_R) \geq U_{W,t} + U_{G,t} \\ \sum_{i=1}^N \min(P_{Gi,t} - P_{Gi,\min}, R_{Di} t_R) \geq D_{W,t} \end{cases} \quad (9)$$

其中, t_R 为旋转备用的单位响应时间; $U_{W,t}$ 、 $D_{W,t}$ 分别为网内风电场在 t 时段的正、负备用需求; $U_{G,t}$ 为常规机组备用需求。

2 调度模型的确定性转换

由于上述目标函数和约束条件中均包含未知变量, 本文在风电预测误差概率模型的基础上实现随机问题的确定性转换。

2.1 风电预测误差的条件概率模型

当前误差概率研究多是对整体误差数据进行分析, 忽略了误差与预测值、实际值之间的对应关系。由于预测值不同相应的预测误差范围也不同, 每个预测值都按照整体的预测误差分布进行误差分析显然不合适, 会出现高估或低估误差的情况。如果能计算某一预测值条件下的误差概率, 将有助于预测误差的定量分析。设 t 时段预测误差用 e_t 表示, $e_t = p'_t - p_t$, p'_t 为 t 时段风电预测出力值, p_t 为实际出力值。利用条件概率表示某预测值条件下的误差分布, 其概率密度可表示为 $f(e|p'_t)$ 。相比整体误差概率密度 $f(e)$, 条件概率密度更能表现特定预测值下的误差概率情况。

为便于计算, 将误差数据以风电场装机容量为标准进行标么化处理, 使得预测值和实际值的取值在 $[0, 1]$ 之间, 而对应的误差取值在 $[-1, 1]$ 之间。同时将风电出力等分为 n 个区间, n 值越大, 则区间越小, 如可选择 $n=100$, 对应的每个区间长度为 0.01 pu. 。第 i 个预测出力区间记为 p'_i , 其中 $i \in [1, n]$, 则第 i 个出力区间的条件误差概率密度为 $f(e|p'_i)$, 简记为 $f_i(e)$, 其对应的累积概率分布记为 $F_i(e)$ 。

设 $X_{i,1}, X_{i,2}, \dots, X_{i,S}$ 为第 i 个预测出力区间的误差样本点, 样本总数为 S , $f_i(e)$ 的核密度估计可表示为:

$$f_i(e) = \frac{1}{Sh} \sum_{j=1}^S K\left(\frac{e - X_{i,j}}{h}\right) \quad (10)$$

其中, h 为窗宽; $K(\cdot)$ 为核函数。由式(10)可知, $f_i(e)$ 不仅与样本容量有关, 还与核函数以及窗宽的选择有关。目前常用的核函数有: 均匀核函数、高斯核函数、三角核函数、Epanechnikov 核函数、Biweight 核函数等。现有理论已证明当样本容量较大时, 核函数的选择对最终估计结果影响很小^[20]。而窗宽的选择需要综合考虑拟合度和光滑性, 具体确定方法可参考文献^[20], 本文不再赘述。

2.2 基于核密度估计的预测误差置信区间

本文以高斯核函数为例推导预测误差置信区间, 高斯核函数如式(11)所示, 式(12)则为对应的核密度估计表达式。

$$\begin{cases} K(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) \\ u = (e - X_{i,j})/h \end{cases} \quad (11)$$

$$f_i(e) = \frac{1}{Sh\sqrt{2\pi}} \sum_{j=1}^S \exp\left[-\frac{(e - X_{i,j})^2}{2h^2}\right] \quad (12)$$

由概率理论可知, 在误差区间 $[a, b]$ 上相应的累积概率分布为:

$$F_i(a \leq e \leq b) = \int_a^b f_i(e) de \quad (13)$$

将式(12)代入式(13), 可得:

$$F_i(a \leq e \leq b) = \frac{1}{Sh\sqrt{2\pi}} \int_a^b \sum_{j=1}^S \exp\left[-\frac{(e - X_{i,j})^2}{2h^2}\right] de \quad (14)$$

由于式(14)中的积分部分难以得出具体的解析解, 可采用数值分析的方法计算数值解。将式(14)中的积分部分用符号 I 表示可得:

$$\begin{cases} I = \int_a^b \dot{f}(e) de \\ \dot{f}(e) = \sum_{j=1}^S \exp\left[-\frac{(e - X_{i,j})^2}{2h^2}\right] \end{cases} \quad (15)$$

对式(15)可应用高斯-勒让德公式进行数值求解^[21], 但高斯-勒让德公式的积分区间为 $[-1, 1]$, 因此需要对变量进行转换。

$$\begin{cases} e = \frac{b-a}{2} e' + \frac{a+b}{2} \\ e' = \frac{2e-a-b}{b-a} \end{cases} \quad (16)$$

将式(16)代入式(15), 将对 e 的积分改为对 e' 的积分。

$$\begin{aligned} I &= \int_a^b \dot{f}(e) de = \frac{b-a}{2} \int_{-1}^1 \dot{f}\left(\frac{b-a}{2} e' + \frac{a+b}{2}\right) de' = \\ &\frac{b-a}{2} \int_{-1}^1 \ddot{f}(e') de' \end{aligned} \quad (17)$$

由上式可知, 对 I 的积分可转换为对 I' 的积分。

$$\begin{cases} I' = \int_{-1}^1 \ddot{f}(e') de' \\ \ddot{f}(e') = \ddot{f}\left(\frac{b-a}{2} e' + \frac{a+b}{2}\right) \end{cases} \quad (18)$$

经过转换, 已满足高斯-勒让德公式的应用条件, I' 可表示为:

$$I' = \int_{-1}^1 \ddot{f}(e') de' \approx \sum_{k=0}^m A_k \ddot{f}(e_k) \quad (19)$$

其中, A_k 为求积系数; e_k 为求积节点, 其具体值可根据勒让德多项式得出。本文以 5 点高斯-勒让德公式为例进行计算, 其表达式为:

$$\begin{aligned} I' &\approx 0.237 [\ddot{f}(0.907) + \ddot{f}(-0.907)] + \\ &0.479 [\ddot{f}(0.538) + \ddot{f}(-0.538)] + 0.569 \ddot{f}(0) \end{aligned} \quad (20)$$

综合上述推导, 预测误差在 $[a, b]$ 上的概率分布可表示为:

$$F_i(a \leq e \leq b) = F_i(-1 \leq e' \leq 1) = \frac{b-a}{2Sh\sqrt{2\pi}} I' \quad (21)$$

设某预测出力值 p'_i 在置信度为 $1-\eta$ 时的误差置信区间满足式(22), 其中 $\eta \in [0, 1]$, $e_{i, \text{lower}}$ 和 $e_{i, \text{upper}}$ 分别为置信下限和置信上限。

$$F_i(e_{i, \text{lower}} \leq e \leq e_{i, \text{upper}}) = 1 - \eta \quad (22)$$

由于 $e' \in [-1, 1]$, 由分位点理论可知:

$$\begin{cases} F_i(-1 \leq e' \leq e_{i, \text{lower}}) = \eta/2 \\ F_i(-1 \leq e' \leq e_{i, \text{upper}}) = 1 - \eta/2 \end{cases} \quad (23)$$

应用逆累积分布的方法可得 $e_{i, \text{lower}}$ 和 $e_{i, \text{upper}}$ 的具体数值, 式(24)中 $F_i^{-1}(e)$ 为逆累积概率分布, 可由式(17)~(23)反推得出, 相当于 $a=-1$, 而 $b=e_{i, \text{lower}}$ 或 $e_{i, \text{upper}}$ 。由于得到的误差为 e' , 可通过式(16)转换为实际误差 e 。

$$\begin{cases} e_{i, \text{lower}} = F_i^{-1}(\eta/2) \\ e_{i, \text{upper}} = F_i^{-1}(1 - \eta/2) \end{cases} \quad (24)$$

2.3 调度模型转换

经济调度需要在检测到实际出力值之前作出决策, 在制定调度方案时可以有预测值为基准进行规划, 而预测误差引起的出力波动则由备用容量进行约束, 因此, 式(6)、(7)中的 $P_{w,j,t}$ 可用计划出力值(预测值) $P'_{w,j,t}$ 代替。而式(3)中的 $\Delta \bar{P}_{w,t}$ 、 $\Delta \underline{P}_{w,t}$ 以及式(9)中的正、负备用容量 $U_{w,t}$ 和 $D_{w,t}$ 则由误差置信区间的上下界确定。

$$\begin{cases} \Delta \bar{P}_{w,t} = D_{w,t} = \sum_{j=1}^M e_{j,i, \text{lower}} \\ \Delta \underline{P}_{w,t} = U_{w,t} = \sum_{j=1}^M e_{j,i, \text{upper}} \end{cases} \quad (25)$$

其中, $e_{j,i, \text{lower}}$ 和 $e_{j,i, \text{upper}}$ 为第 j 个风电场在预测值为 p'_i 时的误差置信区间边界。

此外, 由误差概率密度分布可确定出力偏差的数

学期望。式(3)中高估出力数学期望可表示为:

$$Q_{w,i}^+ = \sum_{j=1}^M \int_{-1}^0 e f_j(e) de \quad (26)$$

其中, $f_j(e)$ 为第 j 个风电场对应的误差概率密度; 积分区间 $[-1, 0]$ 表示实际出力未达到预测出力, 即误差为负时的数学期望。同理可得低估出力的数学期望为:

$$Q_{w,i}^- = \sum_{j=1}^M \int_0^1 e f_j(e) de \quad (27)$$

同样利用高斯-勒让德公式可对式(26)、(27)进行数值求解, 将所得结果代入式(3)即可得到风电波动成本。

经过以上转换, 目标函数和约束条件中已经不存在未知量, 随机模型已转换为确定性模型。

2.4 历史数据适用范围

本文模型主要是基于历史预测误差数据, 由于风电预测误差与预测时间间隔关系较大, 中长期和日前预测的误差大于日内短期预测, 不同预测精度的误差统计特性也不相同, 风电预测误差数据的时间尺度需与调度时间尺度一致, 才能保证历史数据的有效性。经济调度的适用范围主要包括日前规划和日内调度, 若日内调度采用日前风电预测数据, 显然会高估风电的波动性, 反之若日前调度规划采用日内预测数据, 则会低估风电的波动, 因此保证时间尺度一致才能使历史数据具有参考意义。

3 求解方法

经济调度属于典型的约束优化问题, 常用的优化求解算法有遗传算法、免疫算法、粒子群优化算法等, 当前此类求解算法的应用已较为成熟, 限于篇幅, 不对特定求解方法进行过多描述。由于求解算法通常为无约束优化, 因此在应用中需要处理好相关的约束条件, 约束条件处理方法可采用罚函数、违反约束程度法等, 不同的算法可采用不同的约束处理规则。

4 算例分析

算例分析分为 3 个部分: 首先, 验证核密度估计的优势; 其次, 分析历史数据有效性, 定量地验证历史预测误差的参考意义; 最后, 将核密度估计和历史数据应用于含风电的经济调度。

4.1 核密度估计的拟合效果分析

常用的误差概率模型主要有正态分布和 Beta 分布, Beta 分布定义在 $[0, 1]$ 之间, 只能对正向误差进行拟合, 在应用中可能存在一定的局限性。因此, 仅将本文方法与常用的正态分布进行对比。以某风电场 2012 年 2 月 1 日至 2012 年 7 月 31 日的预测值和误差数据作为分析对象, 预测时间间隔为 1 h, 预测

值和误差值一一对应, 为日内小时级预测数据, 该风电场装机容量为 200 MW, 风电场出力预测方法主要基于数值天气预报。

图 1、2 为在 $-1 \leq e \leq 1$ 范围内核密度估计与正态分布拟合效果的对比(图中误差区间为标么值)。图 1 为预测值 $p_i = 0.20$ p.u. 时的误差概率密度, 从中可以看出核密度估计与实际数据的直方图走势较为贴近, 而正态分布形态过于“低矮”而无法有效拟合概率密度的“高峰”。图 2 为 $p_i = 0.40$ p.u. 时核密度估计与正态分布的对比, 实际概率密度呈现“高峰拖尾”的形态, 而正态分布除了无法很好地拟合“高峰”部分之外, 也无法对“拖尾”这一部分进行很好的拟合。图 1 中正态分布的卡方(χ^2)统计量为 49.58, 而核密度估计的卡方统计量为 12.40, 图 2 中正态分布卡方统计量为 58.15, 核密度估计仅为 8.93。卡方统计量可视拟合优度的指标, 数值越小拟合优度就越高, 可见核密度估计比正态分布的拟合优度要高很多, 应用核密度估计可以获得更为准确的估计效果。

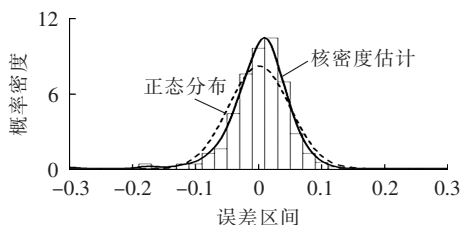


图 1 预测值为 0.20 p.u. 时误差拟合效果对比
Fig.1 Comparison of error fitting effect for predicted value of 0.20 p.u.

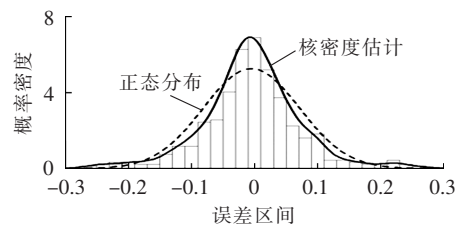


图 2 预测值为 0.40 p.u. 时误差拟合效果对比
Fig.2 Comparison of error fitting effect for predicted value of 0.40 p.u.

4.2 历史数据的有效性分析

许多基于风电出力概率模型的经济调度模型均未考虑风电出力的季节性差异, 笼统地认为未来时刻的风电出力或者预测误差应该与历史统计规律一致。但由于风速在不同的季节表现出不同的特性, 风电场出力也会随着风速特性的变化而改变, 因此基于出力概率的模型必须充分考虑季节因素。

虽然出力分布季节性差异较大, 但同一个风电场、同一种预测方法、同样的预测间隔以及在大样本条件下, 预测误差分布的季节性差异却不明显。仍以风电场为分析对象, 数据时间段扩展为 2011 年 10 月 1 日至 2012 年 7 月 31 日, 根据第 2.2 节中相关推导

计算不同预测值下的误差置信区间,限于篇幅不能将所有预测值的误差区间都列出。表 1 选择了 3 个具有代表性的预测出力值,给出了置信度 $1-\eta=0.95$ 时不同季节的误差置信区间(表中数据均为标么值)。从表 1 可看出,在所分析的数据时间段内,秋(10 月、11 月)、冬(12 月、1 月、2 月)、春(3 月、4 月、5 月)、夏(6 月、7 月) 4 个季节之间的置信区间上、下限均较为接近。表 1 中数据虽为标么值,但如果以 200 MW 的风电场为例转换后的实际值仍然较为接近。

表 1 不同季节置信区间对比
Table 1 Comparison of confidence interval among seasons

预测值	置信区间			
	秋季	冬季	春季	夏季
0.2	$[-0.062,0.065]$	$[-0.061,0.064]$	$[-0.062,0.061]$	$[-0.059,0.062]$
0.3	$[-0.131,0.122]$	$[-0.129,0.105]$	$[-0.130,0.120]$	$[-0.131,0.127]$
0.4	$[-0.145,0.137]$	$[-0.133,0.135]$	$[-0.131,0.127]$	$[-0.160,0.136]$

从以上数据可知,预测误差的统计特性相对稳定,利用这一特点可认为未来时刻的预测误差符合历史统计规律,从历史数据得出的置信区间是“可信”的,实际计算中如果本季节历史数据较少,也可利用其他季节的数据作为训练数据,这样扩展了历史数据的适应范围,相比基于出力概率模型的方法适应性更强。

4.3 优化调度仿真分析

为验证调度模型的有效性,采用 IEEE 30 节点系统进行调度仿真,该系统包含 6 台常规火电机组,设在节点 20 处接入风电场,风电场容量为 200 MW。常规火电机组的相关运行参数使用文献[4]中的数据。表 2 为分时段负荷需求,时间间隔为 1 h,共计 5 个时段。

表 2 分时段负荷需求
Table 2 Load demand of different periods

时段	负荷值/MW	时段	负荷值/MW
1	340	4	316
2	363	5	324
3	345		

风电预测和历史数据采用第 4.1 节中风电场的相关数据,如表 3 所示,数据时间间隔为 1 h。利用该风电场 2012 年 7 月 31 日 17:00 至 22:00(共 5 h,记为时段 1—5)的预测数据作为预测值,以之前的历史数据作为训练数据。

表 3 风电场预测出力数据
Table 3 Predicted power outputs of wind farm

时段	预测值/MW	标么值	时段	预测值/MW	标么值
1	70.36	0.35	4	92.05	0.46
2	62.81	0.31	5	121.58	0.60
3	85.94	0.42			

将表 2、3 的数据代入经济调度模型,利用粒子

群优化算法对模型进行求解,设定粒子群规模为 30,惯性权重为 0.729,2 个加速因子均为 1.494,迭代次数为 500 次。表 4 为计算所得的总成本,从中可以看出,随着置信度的提高,总成本也随之上升,主要原因是置信度越高误差置信区间的范围就越大,此时系统备用成本就会上升从而使总成本升高。虽然低置信度下成本较低,但这种情况下预测误差可能会超越预留的备用容量,这将导致计划外的容量调整,使得二次调整的成本上升。尤其是当风电渗透率较高时,系统调节的能力相对较弱,如果系统备用容量设置过低,可能会引起系统运行风险。因此,置信度的设置应综合考虑系统的安全性和经济性。

表 4 不同置信度下的总成本
Table 4 Total cost for different confidence levels

置信度	总成本/¥	置信度	总成本/¥
0.80	105 675	0.90	107 248
0.85	106 070	0.95	109 125

表 5 给出了本文方法与正态分布备用方法之间的成本比较,为了降低求解算法可能带来的成本差异,设定这 2 种模型求解时的粒子初始化位置和速度均相同,求解算法独立运行 30 次,取平均总成本作为对比。

表 5 不同模型之间的成本对比
Table 5 Comparison of cost between models

置信度	平均总成本/¥	
	核密度估计	正态分布
0.80	105 947	107 018
0.85	106 251	107 381
0.90	107 385	108 435
0.95	109 138	109 811

由表 5 数据可知,在不同置信度下本文方法所得运行成本均低于正态分布方法,例如当置信度为 0.80 时正态分布方法的总成本比本文方法高出了 1.01%,虽然本算例中两者成本差异并不是很大,但实际上随着调度周期的增长以及系统规模扩大,两者间的成本差异将更加明显。造成正态分布方法成本偏高的原因是正态分布并不符合实际的误差概率分布,这种“低矮”的概率密度形态可能会夸大风电的实际误差,使误差置信区间的范围变大,从而高估风电不确定性成本,使调度方案的经济性降低。

5 结论

风电出力的不确定性对经济调度的影响较大,本文利用非参数核密度估计建立了出力预测误差概率模型,并基于高斯核函数推导了预测误差置信区间,对风电预测误差的范围进行了概率量化。根据误差置信区间可确定系统的备用容量约束以及风电的

不确定性成本,实现随机优化问题的确定性转换。相比传统参数估计方法,本文模型能更为准确地描述出力预测误差概率分布以及预测误差范围,从而提高调度方案的合理性和经济性。

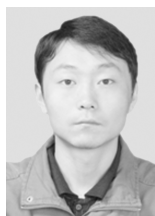
参考文献:

- [1] WANG Songyan, YU Daren, YU Jilai. A coordinated dispatching strategy for wind power rapid ramp events in power systems with high wind power penetration[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, 64: 986-995.
- [2] 牛林华, 龚庆武, 黄炳翔, 等. 大规模风电入网下的风火电力系统联合优化调度[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11): 52-58.
- NIU Linhua, GONG Qingwu, HUANG Bingxiang, et al. Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 52-58.
- [3] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(一)理论基础[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 37-43.
- WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power system part one theoretical foundations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 37-43.
- [4] 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 Yuanzhang, WU Jun, LI Guojie, 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.
- [5] HARGREAVES J J, HOBBS B F. Commitment and dispatch with uncertain wind generation by dynamic programming[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 724-734.
- [6] HETZER J, YU D C, BHATTARAI K. An economic dispatch model incorporating wind power[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(2): 603-611.
- [7] 董晓天, 严正, 冯冬涵, 等. 计及风电出力惩罚成本的电力系统经济调度[J]. 电网技术, 2012, 36(8): 76-80.
- DONG Xiaotian, YAN Zheng, FENG Donghan, et al. Power system economic dispatch considering penalty cost of wind farm output[J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 76-80.
- [8] 邱威, 张建华, 刘念. 含大型风电场的环境经济调度模型与解法[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(19): 8-16.
- QIU Wei, ZHANG Jianhua, LIU Nian. Model and solution for environmental/economic dispatch considering large-scale wind power penetration[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(19): 8-16.
- [9] MIRANDA V, HANG P S. Economic dispatch model with fuzzy wind constraints and attitudes of dispatchers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 2143-2145.
- [10] 陈海焱, 陈金富, 段献忠. 含风电场电力系统经济调度的模糊建模及优化算法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(2): 22-26.
- CHEN Haiyan, CHEN Jinfu, DUAN Xianzhong. Fuzzy modeling and optimization algorithm on dynamic dispatch in wind power integrated system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 22-26.
- [11] 姜文, 程叶霞, 严正, 等. 考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(7): 27-33.

JIANG Wen, CHENG Yexia, YAN Zheng, et al. Reliability-constrained dynamic economic dispatch of wind power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7): 27-33.

- [12] 曲正伟, 王京波, 张坤, 等. 考虑不确定性成本的含风电场群电力系统短期优化调度[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(4): 137-144.
- QU Zhengwei, WANG Jingbo, ZHANG Kun, et al. Short-term optimal dispatch considering uncertainty cost for power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 137-144.
- [13] 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 bands[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 131-135.
- [14] 范高锋, 王伟胜, 刘纯, 等. 基于人工神经网络的风电功率预测[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(34): 118-123.
- FAN Gaofeng, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Wind power prediction based on artificial neural network[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(34): 118-123.
- [15] DOHERTY R, O'MALLEY M. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 587-595.
- [16] LANGE M. On the uncertainty of wind power predictions-analysis of the forecast accuracy and statistical distribution of errors[J]. Solar Energy Engineering, 2005, 127(2): 177-184.
- [17] BLUDSZUWEIT H, DOMINGUEZ-NAVARRO J A, LLOMBART A. Statistical analysis of wind power forecast error[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 983-991.
- [18] 文旭, 王俊梅, 郭琳, 等. 计及污染气体排放风险的多目标随机动态环境经济调度模型[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(5): 131-138.
- WEN Xu, WANG Junmei, GUO Lin, et al. Multi-objective stochastic and dynamic model of environmental and economic dispatch considering gas pollution emission risk[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(5): 131-138.
- [19] CAI J, LI Q, LI L, et al. A hybrid CPSO-SQP method for economic dispatch considering the valve-point effects[J]. Energy Conversion and Management, 2012, 53(1): 175-181.
- [20] 李竹渝, 鲁万波, 龚金国. 经济、金融计量学中的非参数估计技术[M]. 北京: 科学出版社, 2007: 7-20.
- [21] 李庆扬, 王能超, 易大义. 数值分析[M]. 5版. 北京: 清华大学出版社, 2008: 121-123.

作者简介:



刘立阳

刘立阳(1983—),男,河北石家庄人,博士研究生,主要研究方向为风电数据分析、含风电的电力优化调度(E-mail: lyliu809@foxmail.com);

孟绍良(1975—),男,河北石家庄人,讲师,博士,主要研究方向为风能、太阳能等新能源技术的开发与应用;

吴军基(1955—),男,河南南阳人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统分析与控制。

定子故障下的双馈风力发电机组建模与稳定性分析

许伯强,张舒怡

(华北电力大学 电气与电子工程学院,河北 保定 071003)

摘要: 针对双馈风力发电机组(DFIG)发生定子绕组匝间短路(SWITSC)故障后的稳定性问题,建立了 SWITSC 故障下的 DFIG 的小干扰稳定性分析模型。基于 Lyapunov 稳定性理论进行特征值分析,并勾勒出主导特征值的变化轨迹;另外,找出了对稳定性影响作用较大的关键性控制参数,结合仿真波形说明了 DFIG 稳定性的变化情况。得到结论:DFIG 发生 SWITSC 故障后,其稳定性有所下降,但在风速及控制参数合理的条件下仍然具有保持稳定运行的能力。

关键词: 双馈风力发电机组; 风电; 定子绕组匝间短路故障; 小干扰稳定性; 特征值分析; 控制参数

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.09.014

0 引言

环境污染和资源枯竭问题使清洁能源得到了飞速发展,风电机组制造技术的日益成熟则使风力发电成为最具潜力、最具规模的新能源发电方式之一^[1]。随着风电并网规模的逐渐增大,风力发电机组的稳定性不可忽视,其中风力发电机组的小干扰稳定对电网也存在着必然的影响^[2-3]。

国内外学者对风力发电系统的低频振荡、阻尼特性等稳定性问题的研究已取得诸多成果。文献[4-5]在额定风速范围内建立了详细的与无穷大电网相连的双馈风电机组(DFIG)小干扰模型,分析了不同运行点的特征值变化并讨论发生 Hopf 分岔的关键控制参数,并进行了仿真验证;文献[6]在不同的控制策略下对 DFIG 轴系振荡的阻尼作用进行研究,并通过仿真给出了具备较好阻尼的转速控制模式;文献[7]定性分析了 DFIG 并网前后互联系统的

阻尼变化以及运行模式对低频振荡的影响程度;文献[8-10]建立了忽略定子磁链暂态、变流器和直流环节动态部分乃至转子暂态的 DFIG 模型。显然,当前关于风力发电系统稳定性问题的研究是针对正常 DFIG 的,且重点在电网侧(如低频振荡),而对故障 DFIG 则甚少关注。但是,DFIG 运行环境恶劣,故障概率也随运行时间的延长而增加^[11]。譬如,定子绕组匝间短路(SWITSC)故障是其典型故障之一,往往导致接地短路或相间短路,且其发生概率高达 30%^[12]。文献[13]提供实例,一台感应电动机在发生 SWITSC 故障之后保持全压运行 750 h,这说明了 DFIG 在特定情况下是可以带故障病态运行的。

为了重点分析 SWITSC 故障下 DFIG 的小干扰稳定性,本文针对正常与 SWITSC 故障 2 种情况,建立详细的 DFIG 模型,分别讨论了模型的机械和电气部分^[14],并利用 Lyapunov 稳定性理论对 DFIG 的稳定性展开研究,最后进行仿真验证。

1 SWITSC 故障下 DFIG 的数学模型

1.1 故障条件下的感应电机模型

由于感应电机的多变量性及耦合性,其故障情况

收稿日期:2015-10-26;修回日期:2016-07-02

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51277077)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51277077)

Dynamic economic dispatch based on wind power forecast error interval

LIU Liyang, MENG Shaoliang, WU Junji

(School of Energy and Power Engineering, Nanjing University of Science and Technology, Nanjing 210094, China)

Abstract: Since there is difference between actual and predicted values, the dynamic economic dispatch should consider the uncertainty of wind power forecast. The kernel density estimation method is applied to establish the probability distribution of forecast error based on its historical data for a particular predicted value. As an example, the corresponding error confidence intervals of Gaussian kernel function are derived to convert an uncertainty problem of dynamic economic dispatch into a problem of certain interval for reducing the complexity of dispatch model. The analysis of real data shows that, the kernel density estimation method has higher fitting level, avoiding the overestimate or underestimate of forecast error. The effectiveness of the proposed method is verified by the simulation for IEEE 30-bus system with wind farm.

Key words: economic dispatch; wind power; power fluctuations; forecast error; error confidence interval