

含风电系统的有功和备用协调优化方法

李 茜,刘天琪,何 川,周宜广,李兴源

(四川大学 电气信息学院,四川 成都 610065)

摘要: 针对风电的随机性、波动性分析应对风电功率预测误差和风电功率波动所需的备用容量,并根据风电功率预测误差概率分布和风电功率波动概率分布建立风电备用需求与风电出力之间的关系,提出了风电备用需求新模型。在此基础上,构建了含风电系统的有功和备用协调优化调度模型,将系统备用容量需求分解为快速备用和事故备用两部分,在得到机组最优出力计划的同时,实现2类备用容量在机组间的优化分配。通过对修订后的IEEE 6节点和IEEE 118节点系统进行仿真计算,验证了所提模型和方法的合理性和有效性。

关键词: 风电; 概率分布; 运行备用; 协调优化; 调度

中图分类号: TM 73; TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.07.002

0 引言

大规模风电并网给系统的运行和调度带来了新问题。风电的随机性和波动性特点极大地提高了系统对机组调节能力和备用容量的要求,为保证风电并网后系统运行的可靠性,需额外安排运行备用以应对风电出力的随机性和波动性^[1-6],维持系统的功率平衡与稳定。备用配置涉及系统运行可靠性和经济性的协调决策问题,如何针对风电出力的随机波动配置合适的备用,成为含风电系统发电调度问题的研究焦点。

电力系统最早采用确定性方法来配置备用容量,风电加入后一般采取设置 $\pm 30\% P_N$ (P_N 为风电的额定装机容量)的运行备用容量来抵御风电对系统的影响^[2]。确定性备用配置方法简单易实现,但缺乏必要的理论支持,尤其是在含高渗透率风电的系统中,风电的高不确定性会对系统运行产生很大影响,按确定性方法配置风电备用容量很容易出现备用资源浪费或备用容量不足的情况,无法体现风电对备用的真实要求。文献[3-4]根据风电出力预测误差考虑风电需求的备用容量,并将风电预测误差等效为多状态机组建立优化模型;文献[5]定义了以风电功率间歇波动引起系统备用紧张程度为指标的规范化风电备用风险,建立了一种计及风电备用风险的优化调度模型;文献[6]量化分析应对负荷和风电预测误差所需的备用,并建立这部分备用与风电出力之间的关系,以此构建了系统有功和备用的协调调度模型。以上研究在分析风电不确定性对备用的需求时,只考虑了风电出力预测误差对备用容量的需求,并未考虑风电出力波动对备用容量

的需求,即对于风电的不确定性只计及了风电的随机性,并未计及风电的波动性。风电的波动性描述了风电功率在指定时空尺度上邻近时段的变化特性,对于大规模风电场集群,体现为该时间尺度下较大的功率持续攀升和下降,对电网的影响不容忽视^[7-8]。文献[9]提出了一种风电备用需求决策方法,并指出风电接入影响备用需求的因素包括风电功率的随机波动和风电功率的预测误差,但并没有具体讨论这2种因素对风电备用需求的影响;文献[10]指出大规模风电并网后,风电出力变化会影响系统频率稳定,增加AGC调节容量需求;文献[11]在此基础上应用电池储能系统(BESS)来平抑风电功率的短时波动,提出了风储联合系统协调运行的控制策略;文献[12]提出利用混合储能实时充放电特点,平抑风电波动和补偿风电功率预测误差,从而降低系统的弃风量和热备用容量。以上研究说明,风电功率波动增加了系统备用容量需求,为保证系统运行安全性,需为其配置相应的备用容量。然而对于某调度时段,风电功率预测误差对备用容量的需求只计及了该时段风电功率预测值与实际值之间的偏差,并没有考虑该时段风电功率波动所需的备用容量。

为此,本文首先根据风电功率预测误差及风电功率波动对系统运行的影响,分析了风电功率预测误差与风电功率波动引起的备用需求;然后根据风电功率预测误差与风电功率波动的特性,建立了风电功率预测误差的时段概率分布模型和风电功率波动的功率状态概率分布模型,并根据分布模型建立风电备用需求与风电出力之间的关系,以此提出风电备用需求新模型;最后建立含风电系统的有功和备用协调调度模型,模型将系统备用容量需求分解为快速备用和事故备用两部分,以快速备用平抑系统负荷和风电引起的功率不平衡,以事故备用补偿因发电设备非计划停运造成的发电容量损失,通过优化得到系统各时段所需运行备用总量及其在机组间的最优分配方案。

收稿日期:2016-01-20;修回日期:2016-05-22

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)资助项目(2013CB228200)

Project supported by the National Basic Research Program of China(973 Program)(2013CB228200)

1 风电引起的备用需求

在进行日前调度计划安排时,风电出力是根据日前风电功率预测值进行安排的。由于风电出力难以准确预测,风电实际出力值与预测值之间存在较大偏差,为保障系统运行安全性,现有调度方法一般根据风电功率的预测误差为其配置额外的上调/下调运行备用容量^[3-6],以保证出力在预测区间内的风电安全并网。但风电出力具有较大的波动性,在调度时段内风电功率会出现持续攀升和下降,当风电功率波动超出系统能够安全接纳的预测区间时,系统将存在一定的运行风险。图 1 是比利时某风电场出力示意图,图中实线是根据风电预测误差对备用需求确定的系统能够安全接纳的风电预测区间,虚线是风电在时段 1 内的实际出力曲线。可以明显看出,在时段 1 内风电实际出力波动已超出预测区间,此时系统存在运行风险,且风电并网规模越大,风电波动对系统的影响就越大。因此,仅通过风电功率预测误差来设置风电的备用需求,不能满足风电对备用的实际需求。为保证系统运行的安全性,需针对风电的波动性为其设置额外的备用容量。

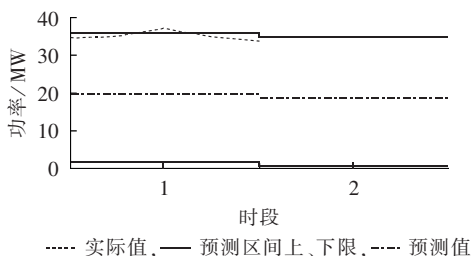


图 1 风电出力示意图

Fig.1 Schematic diagram of wind power output

2 风电的备用需求模型

2.1 风电功率预测误差的时段概率分布模型

风电出力较低时,为避免相对误差失去指导价值,本文以绝对误差表示风电功率的预测误差。标准化的风电功率预测绝对误差表示为:

$$e_i = (y'_i - y_i) / P_N \quad (1)$$

其中, y'_i 为风电功率预测值序列; y_i 为风电功率实测值序列; P_N 为风电额定装机容量。

文献[13]基于风速的季节特性和日特性,通过大量历史数据得出一个季度内每天相同时刻风电出力具有相同的概率分布特性的结论。本文借鉴该文献的思路,认为一个季度内每天相同时段,风电功率预测误差具有相同的概率分布。基于此,根据风电场历史数据,可得到不同季节风电功率预测误差的时段概率分布模型。通过对时段概率分布模型选择合适的置信度,可得到其置信区间,再基于风电功率日前预测曲线,就可得到满足某置信度的并网风

电功率预测区间,可表示为:

$$\begin{cases} S_{f,t} = [P_{w,d,t}, P_{w,u,t}] \\ P_{w,u,t} = \min(P_{w,t} + e_{w,u,t}, P_N) \\ P_{w,d,t} = \max(P_{w,t} - e_{w,d,t}, 0) \\ e_{w,u,t} = c_{pos,t,\eta} P_N \\ e_{w,d,t} = -c_{neg,t,\eta} P_N \end{cases} \quad (2)$$

其中, $S_{f,t}$ 为 t 时段并网风电功率的概率预测区间,为满足调度模型要求,将预测时段长度取为调度时段长度,即 60 min; $P_{w,u,t}$ 、 $P_{w,d,t}$ 分别为 t 时段风电功率概率预测区间的上、下限值; $P_{w,t}$ 为风电功率日前预测值; $e_{w,u,t}$ 、 $e_{w,d,t}$ 分别为由预测误差概率置信区间上、下限得到的风电功率向上、向下预测误差; $c_{pos,t,\eta}$ 、 $c_{neg,t,\eta}$ 分别为 t 时段风电功率预测误差概率分布满足置信度 η 的置信区间上、下限值。

2.2 风电功率波动的功率状态概率分布模型

风电的波动性是指风电出力在指定时空尺度上的逐点变化特性,可用风电出力变化或变化率指标来刻画风电波动性。风电出力变化可表示为:

$$\Delta P_{t'} = P_{w,t'+1} - P_{w,t'} \quad (3)$$

其中, $P_{w,t'+1}$ 、 $P_{w,t'}$ 分别为对应时段的风电功率实测值,由第 1 节分析可知,在调度时段内风电功率会出现持续攀升和下降,因此为了体现风电的这一特性,将风电功率波动的统计时段长度取为 15 min。

为对风电功率波动做进一步研究,对风电场的风电功率波动与风电功率分布进行统计,见图 2。由图 2 可知,当风电功率在不同区间时,风电功率波动呈现不同的分布规律。因此可根据分布规律分功率区间统计风电功率波动(见图 2),建立风电功率波动的功率状态概率分布模型。

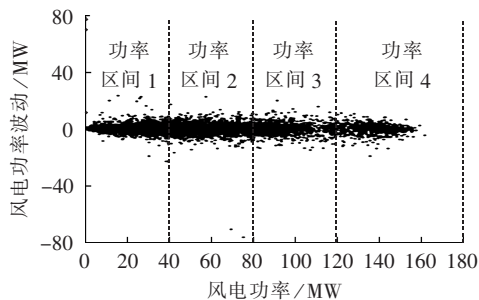


图 2 风电功率波动与功率分布图

Fig.2 Wind power fluctuation distribution and wind power distribution

将不同季节的风电出力划分到多个功率状态空间,针对不同季节的不同功率状态空间统计风电功率波动,得到风电功率波动的功率状态概率分布模型。对风电功率波动概率分布选择合适的置信度得到其置信区间,此区间即为各功率状态空间对应的功率波动区间。

若 t 时段风电功率 $P_{w,t}$ 所在的功率状态空间为

n , 则 t 时段风电功率 $P_{w,t}$ 的功率波动区间可表示为:

$$\begin{cases} S_{p,t} = [-\Delta P_{n,d,t}, \Delta P_{n,u,t}] \\ \Delta P_{n,d,t} = -c_{\text{neg},n,\eta} \\ \Delta P_{n,u,t} = c_{\text{pos},n,\eta} \end{cases} \quad (4)$$

其中, $S_{p,t}$ 为 t 时段风电功率的波动区间; $\Delta P_{n,u,t}$ 、 $\Delta P_{n,d,t}$ 分别为功率波动区间的上、下限值; $c_{\text{pos},n,\eta}$ 、 $c_{\text{neg},n,\eta}$ 分别为功率状态空间 n 的风电功率波动满足置信度 η 的置信区间上、下限值。

2.3 风电的备用需求模型

对于含风电的电力系统, 风电的随机性、波动性给系统的运行带来额外的风险, 系统需配置额外的运行备用容量以保证其运行安全性, 该部分备用容量与风电功率的预测误差概率分布及风电功率波动概率分布密切相关。

(1) 风电功率预测误差需求的备用容量。

根据 t 时段并网风电功率预测区间, 确定系统在 t 时段需要为预测误差额外配置的上调、下调运行备用容量。

$$\begin{cases} R_{f,u,t} = e_{w,u,t}^* \\ R_{f,d,t} = e_{w,d,t}^* \\ e_{w,u,t}^* = P_{w,u,t} - P_{w,t} \\ e_{w,d,t}^* = P_{w,t} - P_{w,d,t} \end{cases} \quad (5)$$

其中, $R_{f,u,t}$ 、 $R_{f,d,t}$ 分别为系统在 t 时段为应对风电功率预测误差配置的上调、下调运行备用容量; $e_{w,u,t}^*$ 、 $e_{w,d,t}^*$ 分别为根据风电预测区间确定的系统在 t 时段需要考虑的风电功率向上、向下预测误差值。

(2) 风电功率波动需求的备用容量。

风电功率波动与风电功率所在的功率区间有关, 可根据 t 时段并网风电功率预测区间, 确定 t 时段需要为风电功率波动额外配置的上调、下调运行备用容量。

如图 3 所示, 当 t 时段风电功率实际值大于/小于风电功率预测值, 且风电功率波动在预测区间内 (如曲线 1、曲线 2 所示) 时, 为风电功率预测误差提

供的下调/上调运行备用容量能满足风电功率预测误差及风电功率波动对运行备用容量的要求; 但当风电功率波动超出 t 时段风电功率预测区间 (如曲线 3、曲线 4 所示) 时, 以风电功率预测误差确定的风电运行备用容量无法满足风电对运行备用容量的实际需求, 需针对风电功率波动配置额外的运行备用容量。

考虑风电功率波动的功率状态分布特性, 本文根据 t 时段风电功率预测区间的上、下限值所在的功率状态空间统计得到的向上、向下波动来表示 t 时段需要考虑的风电功率向上、向下波动量 ($\Delta P_{n_1,u,t}$ 、 $\Delta P_{n_2,d,t}$), 同时波动不能超出容量限值 ($\Delta P'_{n_1,u,t}$ 、 $\Delta P'_{n_2,d,t}$)。因此, t 时段为风电功率波动额外配置的上调、下调运行备用容量可表示为:

$$\begin{cases} R_{p,u,t} = \Delta P_{d,t} \\ R_{p,d,t} = \Delta P_{u,t} \\ \Delta P_{u,t} = \min(\Delta P_{n_1,u,t}, \Delta P'_{n_1,u,t}) \\ \Delta P_{d,t} = \min(\Delta P_{n_2,d,t}, \Delta P'_{n_2,d,t}) \\ \Delta P_{n_1,u,t} = c_{\text{pos},n_1,\eta} \\ \Delta P_{n_2,d,t} = -c_{\text{eng},n_2,\eta} \end{cases} \quad (6)$$

其中, $R_{p,u,t}$ 、 $R_{p,d,t}$ 分别为系统在 t 时段为应对风电功率波动配置的上调、下调运行备用容量; $\Delta P_{u,t}$ 、 $\Delta P_{d,t}$ 分别为 t 时段需要考虑的风电功率向上、向下波动量; $\Delta P_{n_1,u,t}$ 、 $\Delta P_{n_2,d,t}$ 分别为 t 时段按风电功率预测区间上限 $P_{w,u,t}$ 确定的功率状态空间 n_1 对应的向上波动量和预测区间下限 $P_{w,d,t}$ 确定的功率状态空间 n_2 对应的向下波动量; $\Delta P'_{n_1,u,t}$ 、 $\Delta P'_{n_2,d,t}$ 分别为 t 时段预测区间上、下限到风电功率取值上、下限的波动量; $c_{\text{pos},n_1,\eta}$ 、 $c_{\text{eng},n_2,\eta}$ 分别为功率状态空间 n_1 的风电功率波动满足置信度 η 的置信区间取值上限和功率状态空间 n_2 的风电功率波动满足置信度 η 的置信区间取值下限。

3 备用协调优化模型

本文将系统备用容量需求分解为快速备用容量和事故备用容量两部分^[9,14], 以快速备用容量平抑负荷和风电引起的功率不平衡量, 以事故备用容量补偿因发电设备非计划停运造成的发电容量损失, 并将备用成本计入目标函数, 建立兼顾系统运行效益和备用效益的协调优化调度模型。

3.1 目标函数

为使调度计划能在保证系统运行安全性的同时兼顾系统运行的经济性, 以机组运行成本最低、系统运行备用成本最少为优化目标。

(1) 机组运行成本。

因为风电在运行时不消耗资源, 故认为风电的运行费用为 0, 只计及常规机组的运行费用, 故系统机组运行成本可表示为:

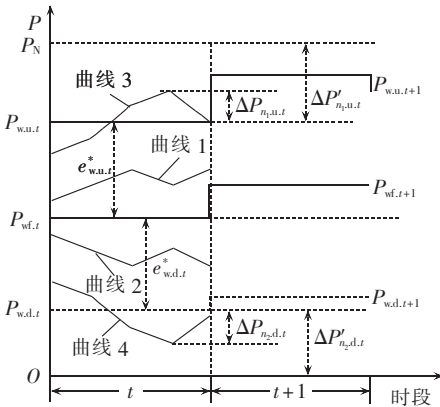


图 3 风电功率波动区间示意图

Fig.3 Schematic diagram of wind power fluctuation interval

$$F_1 = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^{N_c} [F_{c,i,t}(P_{i,t}, I_{i,t}) + S_{U,i,t} + S_{D,i,t}] \quad (7)$$

其中, $F_{c,i,t}(P_{i,t}, I_{i,t})$ 为机组 i 的运行成本函数, $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段的出力, $I_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时段的启停状态; $S_{U,i,t}$ 、 $S_{D,i,t}$ 分别为机组 i 在 t 时段的开机费用和关机费用; T 为调度时段数; N_c 为常规机组总台数。

(2) 系统运行备用成本。

$$F_2 = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^{N_c} I_{i,t} (\alpha_i R_{u,i,t} + \beta_i R_{d,i,t}) \quad (8)$$

其中, $R_{u,i,t}$ 、 $R_{d,i,t}$ 分别为机组 i 在 t 时段提供的上调、下调运行备用容量; α_i 、 β_i 分别为机组 i 的上调、下调运行备用容量报价。

协调优化模型的优化目标可表示为:

$$\min F = F_1 + F_2 \quad (9)$$

3.2 约束条件

(1) 系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_c} P_{i,t} + P_{wf,t} = P_{load,t} + P_{loss,t} \quad (10)$$

其中, $P_{load,t}$ 、 $P_{loss,t}$ 分别为 t 时段的系统负荷和网损。

(2) 系统运行备用容量约束。

机组可提供的上调、下调运行备用容量限值^[15]为:

$$\begin{cases} r_{i,u,t}^{\max} = \min(P_{i,t-1} + r_{u,i} T_{60}, P_{i,\max}) - P_{i,t} \\ r_{i,d,t}^{\max} = P_{i,t} - \max(P_{i,t-1} - r_{d,i} T_{60}, P_{i,\min}) \end{cases} \quad (11)$$

其中, $r_{i,u,t}^{\max}$ 、 $r_{i,d,t}^{\max}$ 分别为机组 i 在 t 时段内可以提供的上调、下调运行备用容量限值; $P_{i,\max}$ 、 $P_{i,\min}$ 分别为机组 i 的出力上、下限; $r_{u,i}$ 、 $r_{d,i}$ 分别为机组 i 在调度时段内的向上、向下爬坡速率; T_{60} 为机组计划出力的调度时段长度, 本文取为 60 min。

则系统运行备用容量约束^[9]为:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_c} k_{i,ru,t} r_{u,i} T_{15} \geq R_{\min,ru,t} = R_{lu,t} + R_{fu,t} + R_{pu,t} \\ \sum_{i=1}^{N_c} k_{i,rd,t} r_{d,i} T_{15} \geq R_{\min,rd,t} = R_{ld,t} + R_{fd,t} + R_{pd,t} \\ \sum_{i=1}^{N_c} R_{ui,t} \geq R_{\min,pku,t} = R_{\min,ru,t} + R_{fail,t} \\ R_{di,t} = k_{i,rd,t} r_{d,i} T_{15} \\ k_{i,ru,t} r_{u,i} T_{15} \leq R_{ui,t} \leq r_{i,u,t}^{\max} \\ 0 \leq R_{di,t} \leq r_{i,d,t}^{\max} \\ 0 \leq k_{i,ru,t} \leq 1 \\ 0 \leq k_{i,rd,t} \leq 1 \end{cases} \quad (12)$$

其中, $k_{i,ru,t}$ 、 $k_{i,rd,t}$ 分别为机组 i 在 t 时段的上调、下调快速备用分配因子; T_{15} 、 T_{60} 分别为 15 min 和 60 min 的时间量度; $R_{\min,ru,t}$ 、 $R_{\min,rd,t}$ 分别为系统 t 时段上调、下调快速备用需求容量; $R_{\min,pku,t}$ 为系统 t 时段上调备用需求容量; $R_{lu,t}$ 、 $R_{ld,t}$ 分别为系统负荷对上调、下调运行备用容量的需求; $R_{fail,t}$ 为系统事故备用需求。

(3) 计及爬坡约束的机组出力限制约束。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\min} + R_{di,t} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max} - R_{ui,t} \\ P_{i,t}^{\max} = \min(P_{i,t-1} + r_{u,i} T_{60}, P_{i,\max}) \\ P_{i,t}^{\min} = \max(P_{i,t-1} - r_{d,i} T_{60}, P_{i,\min}) \end{cases} \quad (14)$$

除上述约束条件外, 还考虑了机组最小持续开/停机时间以及机组最大启停次数等约束条件^[16-18]。

4 仿真算例分析

本文的协调优化调度问题为混合整数二次规划 (MIQP) 问题, 可利用 Yalmip 工具箱, 通过 MATLAB 平台, 调用 CPLEX 软件对其进行求解。为了考察本文所提模型的正确性和有效性, 采用修订后的 IEEE 6 节点和 IEEE 118 节点系统进行仿真分析。并网风电场数据根据比利时 2011—2013 年某风电场的历史数据等比例转换得到。

4.1 IEEE 6 节点系统算例

为了全面分析并网风电对系统备用的影响, 以及本文所提协调优化模型对调度决策的影响, 在此算例下设置了 3 种运行情景。

情景 1: 基准情景。系统的并网风电场装机容量取为 180 MW, 占系统总装机容量的 30%。系统的机组数据、负荷和风电功率数据分别见表 1、表 2。网络损耗取预测负荷的 5%, 负荷不确定性对上调、下调运行备用容量的需求取为负荷预测值的 1%, 并网风电对系统上调、下调运行备用的需求由第 2 节的风电备用需求模型求得, 其中风电功率预测误差及风电功率波动的置信度 η 取为 0.8, 统计风电功率波动的功率区间分为 4 段, 分别为 $[0, 40]$ MW、 $[40, 80]$ MW、

表 1 IEEE 6 节点系统机组数据
Table 1 Unit data of IEEE 6-bus system

机组	$P_{\min}/$ MW	$P_{\max}/$ MW	$r_u/$ (MW·min ⁻¹)	$r_d/$ (MW·min ⁻¹)	$T_{on}/$ h	$T_{off}/$ h
G ₁	100	220	2.00	2.00	4	16
G ₂	10	100	1.50	1.50	3	12
G ₃	10	100	1.50	1.50	1	4

机组	机组耗量特性参数			$S_U/$ ¢	$S_D/$ ¢	$\alpha/$ (\$·MW ⁻¹)	$\beta/$ (\$·MW ⁻¹)
	c	b	a				
G ₁	177	13.5	0.00045	100	50	4.80	4.18
G ₂	130	40.0	0.00100	200	100	5.50	4.11
G ₃	137	17.7	0.00500	0	0	6.75	5.60

表 2 负荷、风电功率预测数据
Table 2 Forecast data of load and wind power

时段	负荷/MW	风电/MW	时段	负荷/MW	风电/MW
1	225	53	13	273	37
2	219	48	14	270	37
3	207	44	15	270	36
4	198	43	16	258	38
5	195	42	17	255	40
6	195	41	18	264	42
7	204	42	19	276	41
8	222	43	20	300	40
9	249	43	21	291	38
10	267	41	22	285	33
11	276	39	23	270	28
12	282	38	24	255	23

[80,120]MW、[120,180]MW,如图 2 所示,事故运行备用取预测负荷的 5%。

情景 2:风电出力高不确定性情景。此情景下,在计算并网风电对系统上调、下调运行备用的需求时,风电功率预测误差及风电功率波动的置信度 η 取为 0.95,其他系统参数取值同情景 1。

情景 3:高并网风电规模情景。在该情景下,并网风电容量增至情景 1 的 2 倍,统计风电功率波动的功率区间分为 4 段,分别为[0,80]MW、[80,160]MW、[160,240]MW、[240,360]MW,其他参数取值同情景 1。

表 3 为不同运行情景下系统的经济运行结果,图 4、图 5 分别为不同运行情景下机组出力和快速备用容量需求。

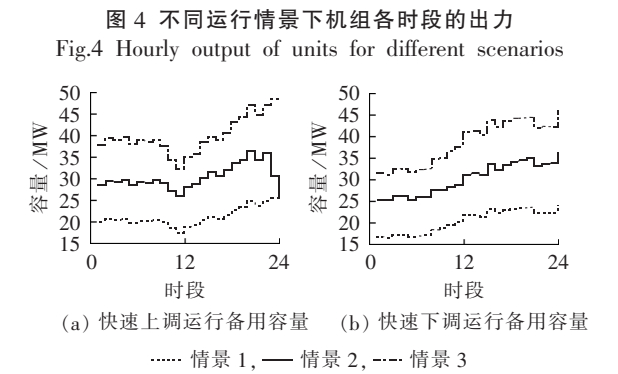
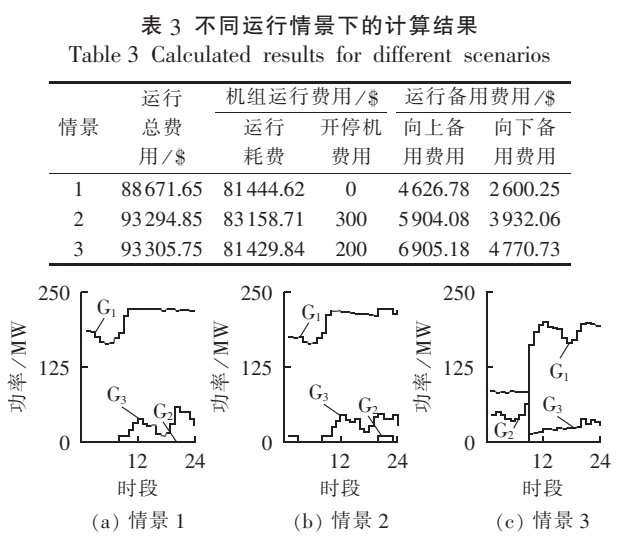


图 5 不同运行情景下的系统快速备用需求容量
Fig.5 Fast reserve capacity demand of system for different scenarios

由情景 2 与情景 1 的运行结果可知,随着置信度取值的增大,系统需求的快速上调、下调备用容量增大。在运行情景 2 下,为满足较高的备用需求,在负荷高峰时段需增开经济性最差的机组 G_3 。因此较情景 1 的经济运行结果,不仅情景 2 的备用成本有所增加,系统的机组运行费用也有所增加。

由情景 3 与情景 1 的运行结果可知,随着风电并网容量的增加,系统的不确定性增大,系统需求的快

速备用容量也增大。在运行情景 3 下,虽然高容量的并网风电给系统带来了电量效益,降低了常规机组出力需求,但是为了满足其高备用容量需求,经济性较差的机组不得不长时间运行,降低了系统运行的经济性,致使情景 3 的运行费用高于情景 1。

为了验证本文所建立的风电备用需求模型的有效性,以基准情景(运行情景 1)为例进行分析。图 6 为运行情景 1 的风电并网区间图。由图 6 可知,根据本文提出的风电备用需求模型计算得到的风电并网区间,大于仅以风电功率预测误差作为风电备用需求而确定的风电预测区间。可知,本文建立的风电备用模型在一定程度上提高了风电并网运行的安全性。

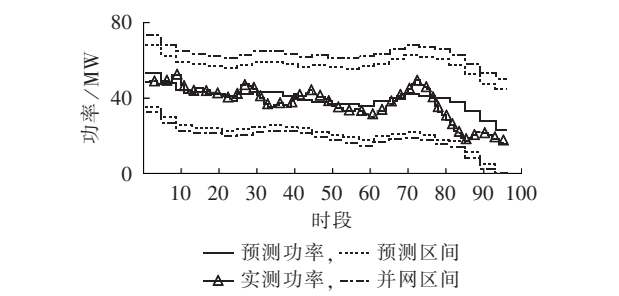


图 6 运行情景 1 的风电并网区间
Fig.6 Wind power integration interval of Scenario 1

为做进一步分析,以比利时某风电场 2011—2012 年夏季数据进行统计,建立风电功率预测误差概率分布模型及风电功率波动概率分布模型,以 2013 年夏季数据进行验证。风电备用需求模型分别以仅考虑风电功率预测误差、固定比例($\pm 15\% P_N$)及本文所提模型进行比较分析,计算结果见表 4,表中比率表示夏季实测风电功率超出由风电备用模型确定的风电并网区间的时段数与夏季总时段数的比值,反映了风电并网运行风险;上调、下调备用容量表示夏季每天为风电配置的上调、下调备用容量平均值,反映了风电备用模型对备用容量需求的大小。由表 4 知,仅考虑风电预测误差的备用模型,虽然需求的备用容量最小,但是风电存在的运行风险最大;以固定比例配置的风电备用模型,虽然风电存在的运行风险最小,但是需求的备用容量最大;而本文所提的风电备用模型,虽然在一定程度上增加了风电备用需求容量,但是在更大程度上保证了风电并网运行的安全性。

表 4 不同风电备用模型下的计算结果
Table 4 Calculated results by different wind power reserve models

风电备用模型	比率	上调备用容量/(MW·d ⁻¹)	下调备用容量/(MW·d ⁻¹)
仅考虑预测误差	0.1470	1729.53	1373.28
本文新模型	0.0095	2136.53	1567.32
固定比例	0.0054	2592.00	2592.00

4.2 IEEE 118 节点系统算例

为了验证本文所提模型和方法能适用于大规模

系统,以修订的 IEEE 118 节点系统算例进行验证。在此算例下,系统的并网风电场装机容量取为 3000MW,占系统总装机容量的 30%。系统的机组数据、负荷和风电功率数据分别见表 5、表 6。网络损耗取预测负荷的 5%,负荷不确定性对上调、下调运行备用容量的需求取为负荷预测值的 1%,并网风电对系统上

调、下调运行备用的需求根据第 2 节的风电备用需求模型求得,其中风电功率预测误差及风电功率波动的置信度 η 取为 0.8,统计风电功率波动的功率区间分为 5 段,分别为[0,500]MW、[500,1000]MW、[1000,1500]MW、[1500,2000]MW、[2000,3000]MW,事故运行备用取预测负荷的 3%。

表 5 IEEE 118 节点系统机组数据
Table 5 Unit data of IEEE 118-bus system

机组 台数	$P_{\min}/$ MW	$P_{\max}/$ MW	$r_u/$ (MW·min ⁻¹)	$r_d/$ (MW·min ⁻¹)	T_{on}/h	T_{off}/h	机组耗量特性参数			$S_U/$ \$	$S_D/$ \$	$\alpha/$ (\$·MW ⁻¹)	$\beta/$ (\$·MW ⁻¹)
							c	b	a				
1	5	20	0.25	0.25	1	1	17.95	37.70	0.0283	30	1	6.75	6.27
1	20	50	0.50	0.50	1	1	58.81	22.94	0.0098	45	1	6.65	5.52
1	30	80	0.83	0.83	4	4	74.33	15.47	0.0459	45	1	5.50	4.11
1	80	300	3.67	3.67	8	8	6.78	12.89	0.0109	100	1	9.30	7.86
1	100	350	4.17	4.17	8	8	32.96	10.76	0.0030	100	1	9.30	8.09
2	25	50	0.42	0.42	2	2	58.81	22.94	0.0098	45	1	6.65	5.52
2	50	250	3.33	3.33	8	8	28.00	12.33	0.0024	100	1	4.80	4.18
2	100	420	5.33	5.33	10	10	64.16	8.34	0.0106	250	1	9.30	8.09
2	150	300	2.50	2.50	8	8	6.78	12.89	0.0109	440	1	4.80	4.06
3	8	20	0.20	0.20	1	1	17.95	37.70	0.0283	30	1	6.75	6.27
3	10	30	0.33	0.33	1	1	31.67	26.24	0.0697	40	1	6.75	5.73
3	50	200	2.50	2.50	8	8	39.00	13.29	0.0044	100	1	4.80	4.18
5	8	30	0.37	0.37	1	1	31.67	26.24	0.0697	40	1	6.75	5.73
6	5	30	0.42	0.42	1	1	31.67	26.24	0.0697	40	1	6.75	5.73
6	100	300	3.33	3.33	8	8	6.78	12.89	0.0109	100	1	4.80	4.06
15	25	100	1.25	1.25	5	5	10.15	17.82	0.0128	50	1	5.50	4.11

表 6 负荷、风电功率预测数据
Table 6 Forecast data of load and wind power

时段	负荷/MW	风电/MW	时段	负荷/MW	风电/MW
1	3066	872	13	3504	615
2	2891	799	14	3329	612
3	2540	725	15	3854	601
4	1752	706	16	3942	630
5	2190	691	17	3723	661
6	2628	677	18	3898	695
7	3066	694	19	4117	684
8	3416	704	20	4292	660
9	3592	716	21	4380	624
10	3854	671	22	3942	548
11	3898	640	23	3811	461
12	3679	622	24	3592	377

表 7 为置信度 η 分别取 0.80、0.90、0.95 时系统的运行结果,图 7 为快速备用容量需求图。由以上运行结果可知,不同的置信度对系统快速备用需求有较大影响,即随着置信度的增大,系统的快速上调、下调备用容量均增大,系统为了满足高备用容量

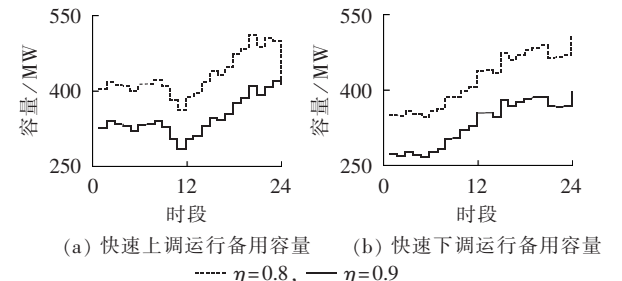


图 7 不同置信度取值下的系统快速备用需求容量
Fig.7 Fast reserve capacity demand of system for different confidence levels

需求,运行经济性降低,机组运行费用增加。当置信度 η 取为 0.95 时,系统的高不确定性导致极高的快速备用容量需求,致使系统无解。

5 结论

- a. 本文针对风电的随机性、波动性建立了风电备用需求新模型。该模型考虑了风电功率预测误差对备用的需求,同时还计及了风电功率波动对其备用需求的影响。该模型考虑全面,能降低风电并网引起的运行风险,对大规模风电并网系统的备用配置具有现实指导意义。
- b. 本文建立了含风电系统的有功和备用协调优化调度模型,该模型将备用容量分解为快速备用和事故备用两部分,能够充分考虑系统各类不确定因素需求的备用容量特性,并能在得到发电机最优出力计

表 7 不同置信度取值下的计算结果
Table 7 Calculated results for different confidence levels

置信 度 η	运行 总费 用/\$	机组运行费用/\$		运行备用费用/\$	
		运行 耗费	开停机 费用	向上备 用费用	向下备 用费用
0.80	1058126	958138.9	1381	57125.05	41481.48
0.90	1086462	961816.3	1482	69242.38	53921.60
0.95	—	—	—	—	—

划的同时对2类备用容量进行分时段最优分配,为解决含风电系统的优化调度问题提供了一种新方案。

参考文献:

- [1] 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 and 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. Day-ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power grid containing wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(5):21-27.
- [2] 向萌,张紫凡,焦茜茜. 多场景概率机组组合在含风电系统中的备用协调优化[J]. 电网与清洁能源,2012,28(5):61-69.
XIANG Meng,ZHANG Zifan,JIAO Qianqian. Optimization of reserve coordination in the multi-scenario probability unit commitment for wind power integration[J]. Power System and Clean Energy,2012,28(5):61-69.
- [3] 元博,周明,李庚银,等. 基于可靠性指标的含风电电力系统的发电和运行备用的协调调度模型[J]. 电网技术,2013,37(3):800-807.
YUAN Bo,ZHOU Ming,LI Gengyin,et al. A coordinated dispatching model considering generation and operating reserve for wind power integrated power system based on ELNSR[J]. Power System Technology,2013,37(3):800-807.
- [4] 苏鹏,刘天琪,李兴源. 含风电的系统最优旋转备用的确定[J]. 电网技术,2010,34(12):158-162.
SU Peng,LIU Tianqi,LI Xingyuan. Determination of optimal spinning reserve of power grid containing wind[J]. Power System Technology,2010,34(12):158-162.
- [5] 姚瑶,于继来. 计及风电备用风险的电力系统多目标混合优化调度[J]. 电力系统及其自动化,2011,35(22):118-124.
YAO Yao,YU Jilai. Multi-objective hybrid optimal dispatch of power systems considering reserve risk due to wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):118-124.
- [6] 夏树,周明,李庚银. 考虑线路校核的含风电电力系统有功和备用协调调度[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):18-26.
XIA Shu,ZHOU Ming,LI Gengyin. A coordinated active power and reserve dispatch approach for wind power integrated power systems considering line security verification[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(13):18-26.
- [7] 李剑楠,乔颖,鲁宗相. 多时空尺度风电统计特性评价指标体系及其应用[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):53-61.
LI Jiannan,QIAO Ying,LU Zongxiang. An evaluation index system for wind power statistical characteristics in multiple spatial and temporal scales and its application[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(13):53-61.
- [8] 何成明,王洪涛,王春义,等. 风电功率爬坡事件作用下考虑时序特性的系统风险评估[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):35-41.
HE Chengming,WANG Hongtao,WANG Chunyi,et al. Risk assessment considering time-sequence characteristics for power system with wind power ramp event[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):35-41.
- [9] 张国强,吴文传,张伯明. 考虑风电接入的有功运行备用协调优化[J]. 电力系统自动化,2011,35(12):15-19.
ZHANG Guoqiang,WU Wenchuan,ZHANG Boming. Optimization of operation reserve coordination wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(12):15-19.
- [10] 韩小琪,宋璇坤,李冰寒,等. 风电出力变化对系统调频的影响

[J]. 中国电力,2010,43(6):26-29.

HAN Xiaoqi,SONG Xuankun,LI Binghan,et al. Study of impact of wind power variable output on frequency regulation[J]. Electric Power,2010,43(6):26-29.

- [11] 崔艳昭. BESS 平抑并网风电波动控制策略及容量优化研究[D]. 武汉:华中科技大学,2013.
CUI Yanzhao. Optimal control strategy and sizing for BESS regulating fluctuations of grid-connected wind power[D]. Wuhan:Huazhong University of Science & Technology,2013.
- [12] 石涛,张斌,晁勤,等. 兼顾平抑风电波动和补偿预测误差的混合储能容量经济配比与优化控制[J]. 电网技术,2016,40(2):477-483.
SHI Tao,ZHANG Bin,CHAO Qin,et al. Economic storage ratio and optimal control of hybrid energy capacity combining stabilized wind power fluctuations with compensated predictive errors[J]. Power System Technology,2016,40(2):477-483.
- [13] ATWA Y M,EL-SAADANY E F,SALAMA M M A,et al. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2010,25(1):360-370.
- [14] 罗超,杨军,孙元章,等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34):6109-6118.
LUO Chao,YANG Jun,SUN Yuanzhang,et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(34):6109-6118.
- [15] GAO Y L,PAN J Y,YANG Z J,et al. Optimization based accurate scheduling for generation and reserve of power system[J]. Science China,2012,55(1):223-232.
- [16] LEI Wu,MOHAMMAD S,TAO Li. Stochastic security-constrained unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2007,22(2):800-811.
- [17] 牛林华,龚庆武,黄炳翔,等. 大规模风电接入下的风光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.
- [18] 李茜,刘天琪,李兴源. 大规模风电接入的电力系统优化调度新方法[J]. 电网技术,2013,37(3):733-739.
LI Qian,LIU Tianqi,LI Xingyuan. A new optimized dispatch method for power grid connected with large-scale wind farms[J]. Power System Technology,2013,37(3):733-739.

作者简介:



李茜

李茜(1988—),女,四川江油人,博士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制、新能源并网(E-mail:SCUliqian@163.com);

刘天琪(1962—),女,四川成都人,教授,博士,主要研究方向为电力系统分析计算与稳定控制、高压直流输电、调度自动化(E-mail:tqliu@sohu.com);

何川(1988—),男,四川眉山人,博士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制、新能源并网(E-mail:joebicycle@163.com)。

Coordinated optimization of active power and reserve capacity for power grid with wind farm

LI Qian, LIU Tianqi, HE Chuan, ZHOU Yiguang, LI Xingyuan

(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: The reserve capacity required against the forecast error and power output fluctuation due to the randomness and fluctuation of wind power is analyzed, the relationship between the reserve capacity demand and the power output of wind power is analyzed according to the probability distributions of wind forecast error and wind power fluctuation, and a reserve capacity demand model of wind power is proposed, based on which, a dispatch model with the coordinated optimization of active power and reserve capacity is established for the power grid with wind farm. The system reserve capacity demand is divided into two types: fast reserve and emergency reserve. The reserve capacities of two types can be optimally allocated among the units while the optimal power output schedule of each unit is achieved. The simulative calculations are carried out for the modified IEEE 6-bus system and IEEE 118-bus system, verifying the rationality and effectiveness of the proposed model and method.

Key words: wind power; probability distribution; operational reserve; coordinated optimization; dispatch

(上接第 6 页 continued from page 6)

to efficiently manage intra-zonal congestion[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 251-258.

[14] OU Y, SINGH C. Assessment of available transfer capability and margins[J]. IEEE Power Engineering Review, 2002, 22(5): 69.

[15] BENIDRIS M, MITRA J. Reliability and sensitivity analysis of composite power systems under emission constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 404-412.

[16] MATOS M A, BESSA R J. Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 594-603.

[17] MEHRJERDI H, LEFEBVRE S, SAAD M, et al. A decentralized control of partitioned power networks for voltage regulation and prevention against disturbance propagation[J]. IEEE Transactions

on Power Systems, 2013, 28(2): 1461-1469.

作者简介:



李国庆

李国庆(1963—),男,吉林长春人,教授,博士研究生导师,博士,从事电力系统安全性分析与控制、电力系统继电保护和配电系统自动化等领域的理论与应用研究;

刘 玢(1989—),女,吉林吉林人,硕士研究生,从事电力系统安全性分析方面的研究;

陈厚合(1978—),男,江苏徐州人,副教授,博士,从事电力系统安全性与稳定性方面的研究(E-mail: ChenHouhe@nedu.edu.cn)。

CBM calculation model for power system with large-scale wind power

LI Guoqing, LIU Bin, CHEN Houhe

(School of Electrical Engineering, Northeast Dianli University, Jilin 132012, China)

Abstract: ATC(Available Transfer Capability) is a technical index for evaluating the safety and stability of system operation and it is very significant of the reliability and economy of power system. Since the CBM(Capacity Benefit Margin) is a key factor directly affecting the accuracy of ATC, an accurate and feasible CBM calculation model is needed. The CBM calculation model is researched for the power system with large-scale wind power. Aiming at the intermittent disturbance of wind power, a probabilistic CBM calculation model based on LOLE(Loss Of Load Expectation, a reliability index) is proposed for the regional grid. For the multi-region grid, based on the calculated generation shortage of each region for a certain period, an optimal generation margin allocation model with the best economy as its objective is built for the units in a feeding region to further determine the CBM of each transmission section among regions. The calculative results for IEEE 30-bus system and IEEE 118-bus system verify the accuracy and effectiveness of the proposed model.

Key words: wind power; capacity benefit margin; reliability; economic allocation; available transfer capacity