

计及备用容量优化配置的风火联合随机经济调度模型

郭永明¹, 李仲昌², 尤小虎², 刘观起¹, 郑洁¹

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003;

2. 中国石油华北油田公司第五采油厂, 河北 辛集 052360)

摘要: 风电的随机波动性对电力系统的安全造成了严重的影响, 备用容量能够起到降低风电并网风险的作用。在风电全额并网的前提下, 考虑风速和负荷预测误差的概率特点, 以置信水平确定旋转备用需求, 以最大负荷的10%确定事故备用需求, 在此基础上采用 bootstrap 抽样法, 提高置信区间的估算精确度。将发电成本与备用成本计入目标函数, 建立风电和火电联合运行的随机经济调度模型, 并对模型中整数变量进行处理, 以降低求解难度。通过算例求解, 分析了不同时段各机组承担的发电和备用任务情况, 以及不同置信水平下的经济性。

关键词: 备用容量; 随机优化; 经济调度; 置信区间; Bootstrap 抽样

Stochastic economic dispatch model for joint delivery of wind power and thermal power generation system considering optimal scheduling of reserve capacity

GUO Yongming¹, LI Zhongchang², YOU Xiaohu², LIU Guanqi¹, ZHENG Jie¹

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. The Fifth Exploit Factory of Petrochina Huabei Oilfield Company, Xinji 052360, China)

Abstract: The randomness of wind power caused serious influence on safe operation of power system, and the spare capacity is deemed as an effective way to reduce risk produced by wind power. On the premise of complete acceptance of wind power, the probability characteristic of wind speed and load are taken into consideration to count spinning reserve capacity under a certain confidence level and the reserve capacity for accident is counted by 10 percent of maximum load. Moreover, Bootstrap test is used to transform the chance constraints into deterministic ones to improve precision. Generating and reserve cost are added to objective function, the stochastic optimization model for combined wind and thermal power system is built. And furthermore, integer variable is simplified to reduce the degree of model solving difficulty. Finally, the allocation of generation and reserve tasks among thermal power plants and economy under different confidence levels are analyzed.

Key words: reserve capacity; stochastic optimization; economic dispatch; confidence intervals; Bootstrap sampling

0 引言

随着化石燃料的日益枯竭, 风电装机容量逐年大幅增加, 我国西北地区已建成大规模风电基地。由于风速的随机性和波动性^[1-2], 大规模风电并网对系统的安全性产生严重影响, 系统对备用容量的需求也随之增加。

备用主要包括旋转备用和事故备用, 传统的备用容量主要以最大负荷的8%~10%或最大火电机组的容量来确定。大规模的风电并网后, 以传统的方法确定备用容量无法确保系统的安全运行。目前, 很多文献对含风电的备用容量配置进行了相应的研

究。文献[3]通过分析风电并网后可靠性的变化, 在不同接入点对备用容量进行了优化分配。文献[4-6]通过分析风速的概率特性, 根据一定的置信水平对旋转备用容量进行了优化配置。文献[7]进一步考虑风电功率的穿透功率, 根据不同的穿透率指标配置相应的备用容量。文献[8]根据风速和负荷的预测调整备用计划, 在保证系统可靠性的前提下, 最小限度增加风电备用, 以提高经济性。上述文献均从风电并网后备用容量需求上升的角度出发, 以不同的方式增加备用容量以保证系统的安全性, 而对火电系统调节速率要适应风电波动的要求尚不够严格。

含风电的备用容量优化一方面要考虑风速和负

荷预测误差的概率特点，以及负荷的最大值或单机最大容量，求出最小备用需求；另一方面则需要考虑火电系统调节速率能够适应风电和负荷的波动，启停调峰机组既需要在峰荷时启动来平抑负荷，还需要在特殊时段启动承担部分备用。

本文以随机优化的方法对风火联合运行建模，根据风电和负荷的概率特点确定备用容量需求，并提出以 bootstrap 抽样法处理机会约束条件。将发电成本和备用成本作为目标函数进行优化求解，并提出了相应的模型简化处理方法。

1 备用容量的确定及相关约束

1.1 备用容量的确定

风速和负荷的真实值均可由预测期望值和误差之和表示。

$$v_t = v_{ft} + e_t \quad (1)$$

$$P_{L,t} = P_{L,t} + e_{L,t} \quad (2)$$

式中： v_t 和 $P_{L,t}$ 分别为风速和负荷预测期望值； v_{ft} 和 $P_{L,t}$ 分别为风速和负荷预测期望值； e_t 和 $e_{L,t}$ 分别为误差，服从一定的概率分布。

风电场出力模型表示为^[9]

$$P_W = \begin{cases} 0, & 0 \leq v \leq v_{in} \text{ or } v > v_{out} \\ \frac{v^3 - v_{in}^3}{v_N^3 - v_{in}^3} P_{WN}, & v_{in} \leq v \leq v_N \\ P_{WN}, & v_N \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (3)$$

式中： P_W 为风电实际出力； v_{in} 为切入风速； v_N 为额定风速； v_{out} 为切出风速； v 为实际风速； P_{WN} 为装机容量。

要求日前调度计划能够接纳全部风电，若某时段负荷与风电功率联合误差的概率密度曲线如图 1 所示，以阴影部分面积表示置信水平，则切线与横坐标交点表示最小旋转备用容量需求。根据图 1 中的原理，旋转备用的购买应满足如式(4)、式(5)机会约束条件。

$$P \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} U_{i,t} \geq h(P_{L,t}) - \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} P_{G_{i,t}} - h(P_{W_t}) \right\} \geq \eta \quad (4)$$

$$P \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} D_{i,t} \geq \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} P_{G_{i,t}} + h(P_{W_t}) - h(P_{L,t}) \right\} \geq \eta \quad (5)$$

式中： η 为置信水平； N_G 为火电机组台数； $P_{G_{i,t}}$ 为火电机组出力； $u_{i,t}$ 为 0-1 变量； $h(P_{W_t})$ 和 $h(P_{L,t})$ 分别为风电和负荷的随机样本。 $U_{i,t}$ 和 $D_{i,t}$ 分别为机组 i 承担的上、下调旋转备用容量。

事故备用容量可取最大负荷的 10%，上调和下调事故备用各占一半。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} R_{U_{i,t}} \geq 5\% P_{L_{\max}} \\ \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} R_{D_{i,t}} \geq 5\% P_{L_{\max}} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $R_{U_{i,t}}$ 、 $R_{D_{i,t}}$ 分别为机组 i 承担的上调和下调事故备用容量； $P_{L_{\max}}$ 为最大负荷。

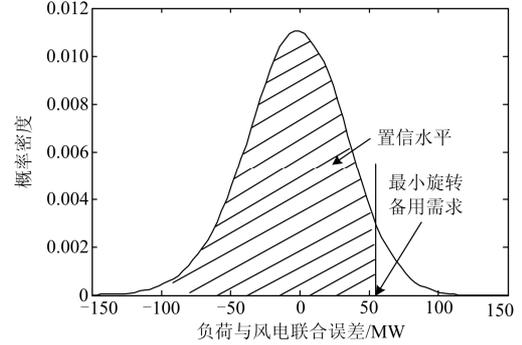


图 1 联合误差的概率密度曲线

Fig. 1 Probability density curves of combined error

1.2 备用容量的爬坡约束

为了保证火电系统调节速率能适应风电和负荷的波动，每台机组承担的备用容量受到爬坡功率的限制，满足以下关系，如式(7)。

$$\begin{cases} U_{i,t} \leq T_1 r_{up,i} \\ D_{i,t} \leq T_1 r_{down,i} \\ R_{U_{i,t}} \leq T_2 r_{up,i} \\ R_{D_{i,t}} \leq T_2 r_{down,i} \end{cases} \quad (7)$$

式中， $r_{up,i}$ 、 $r_{down,i}$ 分别为上下爬坡功率。根据控制性能标准^[10]，5 min 内 AGC 使控制偏差降到 0；15 min 内事故备用补偿损失发电量。因此， T_1 和 T_2 分别取 5 min 和 15 min。

考虑随机波动和事故同时发生的情况下，还需要满足以下条件：

$$\begin{cases} U_{i,t} + R_{U_{i,t}} \leq T_2 r_{up,i} \\ D_{i,t} + R_{D_{i,t}} \leq T_2 r_{down,i} \end{cases} \quad (8)$$

2 风火联合运行的数学模型

2.1 目标函数

模型的目标函数要兼顾购买备用的经济性和调度的经济性两方面，可表示为

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} (a_i P_{G_{i,t}}^2 + b_i P_{G_{i,t}} + c_i) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} (d_i U_{i,t} + e_i D_{i,t} + f_i R_{U_{i,t}} + g_i R_{D_{i,t}}) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} [(1-u_{i,t-1})u_{i,t} S_{U_i} + u_{i,t-1}(1-u_{i,t}) S_{D_i}] \quad (9)$$

式中: a_i, b_i, c_i 为煤耗成本系数; d_i, e_i, f_i, g_i 为备用容量单价; S_{U_i}, S_{D_i} 为启停成本。

实际电力系统中可启停的机组数量有限, 一般由部分小容量高能耗的机组承担启停调峰任务。

2.2 约束条件

除备用容量相关约束外, 还包括以下约束^[11-12]。

1) 功率平衡

$$\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_G} u_{i,t} P_{G_{i,t}} + \sum_{t=1}^T P_{W_t} = \sum_{t=1}^T P_{D,t} \quad (10)$$

式中, P_{W_t} 为风功率预测值, 将 v_{f_t} 代入式(3)得出。

2) 爬坡速率和功率极限约束

$$\begin{cases} P_{G_{i,t}} - P_{G_{i,t-1}} \leq T_3 r_{up,i} \\ P_{G_{i,t-1}} - P_{G_{i,t}} \leq T_3 r_{down,i} \\ P_{G_{i,t}} + U_{i,t} + R_{U_{i,t}} \leq P_{G_{i,max}} \\ P_{G_{i,t}} - D_{i,t} - R_{D_{i,t}} \geq P_{G_{i,min}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: T_3 为一个调度时段; $P_{G_{i,max}}, P_{G_{i,min}}$ 分别为最大和最小可调出力。

3) 最小连续运行和停机时间约束

$$\begin{cases} (t_{i,t,on} - T_{i,on})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \\ (t_{i,t,off} - T_{i,off})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \end{cases} \quad (12)$$

式中: $t_{i,t,on}, t_{i,t,off}$ 分别为机组 i 连续运行和停机时间; $T_{i,on}, T_{i,off}$ 分别为机组 i 最小运行和停机时间。

3 置信区间估计及模型求解

3.1 置信区间估计

机会约束条件式(4)和式(5)可以整理成随机变量函数与待求变量分离的形式, 如式(13)。

$$P\{h(\xi) \leq G(x)\} \geq \eta \quad (13)$$

式中: $h(\xi)$ 为风速和负荷非线性组合的随机变量函数; $G(x)$ 为待求变量函数。

将机会约束条件转化为确定约束, 需估计置信区间。常用的方法为 Monte Carlo 随机模拟^[13-15], 这种方法在大数抽样估计的前提下保证结果的可靠性。Bootstrap 法是一种随机重复抽样的方法, 可对估计结果设定方差阈值, 在提高精度方面具有优越性, 具体流程如图 2 所示。

应当指出的是, 随机抽样法对连续和离散样本都能进行置信区间估计, 并且能够达到良好的精度, 优于核函数插值估计法, 而 Bootstrap 随机抽样法更具灵活性。

3.2 模型求解

将机会约束转化为确定约束后, 数学模型成为二次规划(Quadratic Programming, QP)和整数规划(Integer Programming)的双重动态规划问题。为了进

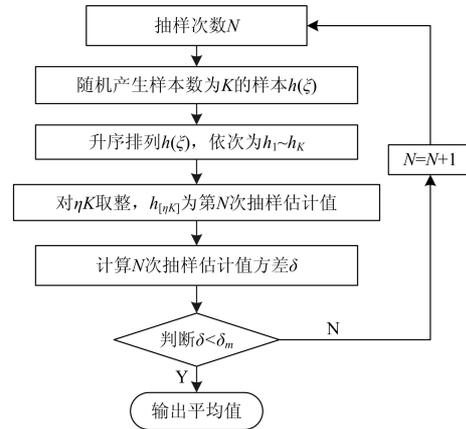


图 2 置信区间估计流程

Fig. 2 Process of confidence interval estimation

一步降低求解难度, 需确定每个时段机组启停状态。

电力系统中多数大容量机组承担基荷和腰荷, 只有少数小容量机组可启停, 这类机组煤耗成本较高, 启停成本低, 将系统中的机组分为两类: A: 小容量启停调峰机组; B: 大容量深度调峰机组。启停状态确定步骤如下:

1) B 类机组所有时段均保持运行状态, 根据式(4)——式(6)求出每个时段的最小旋转备用和事故备用需求, 根据式(7)和式(8)求出 B 类机组 5 min 和 15 min 的总爬坡极限。

2) 根据每个时段的备用需求和 B 类机组 5 min 和 15 min 爬坡极限的大小关系, 决定每个时段是否需要 A 类机组启动承担部分备用, 若需要则优先开启煤耗成本低的机组。

3) 峰荷时段, 已开机机组在承担备用后, 若风火联合最大出力小于负荷, 则优先开启煤耗成本相对低的 A 类机组。

4) 整合 2) 和 3) 中每个时段的启停机情况, 以最小停机和运行时间的约束进行修正, 确定每个时段机组的启停机情况。

各时段机组的启停状态得到确定后, 模型的求解变成了简单的 QP 问题, 兼顾相邻调度时段的爬坡约束, 利用成熟的数学软件对动态规划求解。

4 算例分析

4.1 各时段开机情况

系统中火电机组 6 台, 参数见附录 A 表 A1, 其中 A 类机组为 G3 和 G6, 可进行启停, G3 煤耗成本高于 G6, 其余均为 B 类机组。风电装机容量 300 MW, 风速和负荷预测结果见附录 A 表 A2, 误差均满足正态分布, 风速预测误差的标准差在时间上累积, 呈 5%~16.5%线性递增趋势, 负荷预测误

差的标准差为 2%，置信水平 95%。各时段系统负荷需求和备用需求分别如图 3 和图 4 所示。

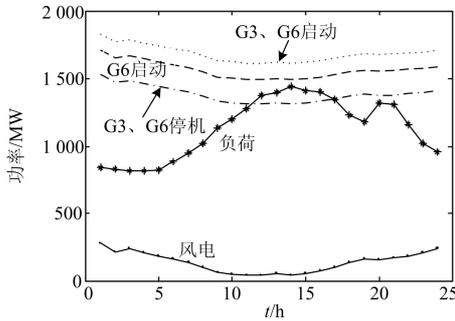
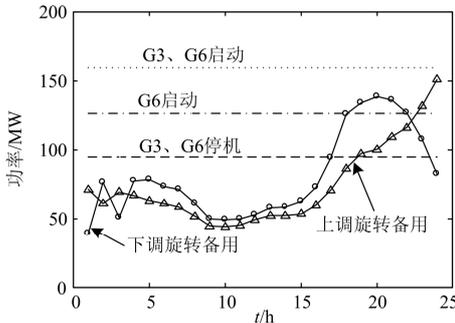
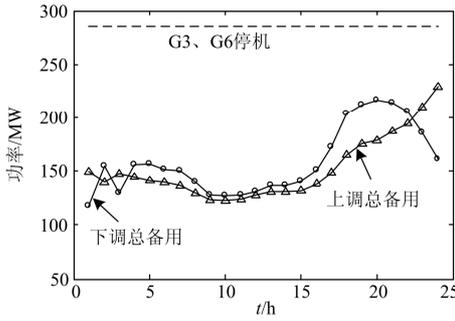


图 3 各时段负荷需求与机组启停关系

Fig. 3 Relationship between load demand and unit commitment



(a) 旋转备用需求与火电系统爬坡的关系



(b) 总备用需求与火电系统爬坡的关系

图 4 各时段备用需求与火电系统爬坡关系

Fig. 4 Relationship between reserve capacity demand and ramping rate constraints

图 3 显示了不同机组开启情况下，火电机组承担上调备用容量后(式(11))，风火联合最大出力与负荷的关系。在调度的第 12~17 时段，煤耗成本较低的 G6 需启动满足负荷平衡。

图 4(a)显示了不同机组启动后，火电系统 5 min 爬坡极限与旋转备用需求的关系，第 18 时段开始，G6 需开机承担部分旋转备用任务，G3 则需要第 19~24 时段开机。图 4(b)显示了不同机组启动后，火电系统 15 min 爬坡极限与总备用需求的关系，在不启动 A 类机组的情况下，B 类机组能够满足爬坡

约束。应当指出的是，若 15 min 爬坡极限能够满足总备用需求，则一定能满足事故备用需求，省略了 15 min 爬坡极限与事故备用的关系。

综合图 3 和图 4 分析，兼顾最小连续运行和停机时间，G6/G3 开机时段分别为 12~24/19~24。

4.2 优化结果

在确定各时段开机的基础上，求取每个时段的全局最优解。得到机组组合与备用容量优化结果分别如图 5 和表 1 所示。

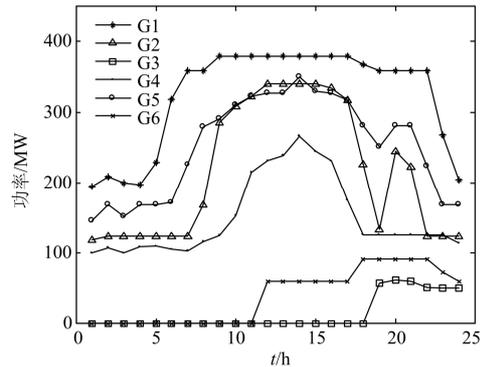


图 5 机组优化组合结果

Fig. 5 Result of unit commitment optimization

表 1 不同时段各机组承担备用容量的比例

Table 1 Proportion of spare capacity undertaken by each unit at different times

时段	G1	G2	G3	G4	G5	G6
1	0.434	0.073	0	0.099	0.393	0
2	0.364	0.083	0	0.117	0.436	0
3	0.415	0.088	0	0.096	0.401	0
4	0.374	0.082	0	0.119	0.427	0
5	0.366	0.082	0	0.122	0.430	0
6	0.356	0.084	0	0.109	0.451	0
7	0.258	0.157	0	0.104	0.481	0
8	0.189	0.140	0	0.158	0.512	0
9	0.036	0.246	0	0.207	0.510	0
10	0	0.217	0	0.353	0.431	0
11	0	0.159	0	0.577	0.264	0
12	0.009	0.095	0	0.444	0.355	0.096
13	0.028	0.092	0	0.431	0.344	0.106
14	0.029	0.092	0	0.368	0.258	0.253
15	0.043	0.090	0	0.422	0.323	0.122
16	0.073	0.103	0	0.402	0.318	0.105
17	0.065	0.148	0	0.428	0.318	0.041
18	0.179	0.220	0	0.144	0.374	0.084
19	0.191	0.209	0.019	0.137	0.356	0.088
20	0.187	0.205	0.030	0.134	0.350	0.094
21	0.184	0.202	0.023	0.132	0.344	0.114
22	0.185	0.203	0.002	0.133	0.346	0.132
23	0.293	0.124	0.014	0.134	0.323	0.112
24	0.297	0.126	0.062	0.105	0.328	0.081

结合图 5 和表 1 的优化结果可知, G1 在负荷低谷期承担大部分备用任务, 在负荷高峰期主要承担发电任务, 备用任务转移给 G4; G2 主要在负荷高峰期承担发电任务, 承担备用任务相对小, 这是由各自的发电成本和备用成本系数与备用爬坡约束决定的。此外, 由于容量充裕度较大, G5 在高峰期能够同时承担发电和备用任务。整体而言, 大部分发电任务和备用任务均由大容量机组承担。

从安全角度出发, 大容量机组稳定性好, 承担大部分备用任务, 使风电上网可靠性得到保障。从经济角度出发, 大容量机组煤耗成本低, 承担大部分发电任务的经济性较好。小容量机组 G3 和 G6, 主要承担调峰和备用爬坡任务, 在峰荷时(第 12 时段开始), G6 率先启动承担发电任务。在调度末期(第 18 时段开始)G3 启动, 协同 G6 承担小部分备用容量, 来满足系统备用爬坡约束。

4.3 经济成本分析

置信水平分别取 75%、85%和 95%, 优化求解后, 对应的各项经济成本如表 2 所示。

随着置信水平的上升, 各项经济成本指标呈上

表 2 不同置信水平对应的经济成本

η	发电成本/\$	备用成本/\$	总成本/\$
75%	297 973	26 412	324 385
85%	298 367	32 015	330 382
95%	302 461	38 806	341 267

附录 A

表 A1 火电机组参数

Table A1 Parameters of thermal power generating units

编号	类别	$P_{\max}/$ MW	$P_{\min}/$ MW	$(S_D/S_U)/\$$	$a/\$$	$b/\$$	$c/\$$	$d/\$$	$e/\$$	$f/\$$	$g/\$$	$(r_{\text{up}}/r_{\text{down}})/$ (MW/min)	T_{off}/h	T_{on}/h
G1	B	380	120	2 010/9 500	0.002 85	9.8	131	4.7	5.2	5.1	5.2	4.20	10	12
G2	B	340	100	1 780/8 550	0.002 89	11.5	113	5.5	4.8	5.2	5.3	4.90	9	10
G3	A	120	50	950/2 880	0.002 55	16.1	125	6.5	6.8	5.8	5.4	6.56	2	3
G4	B	330	100	1 730/8 740	0.003 52	12.5	108	4.5	4.6	5.5	5.1	5.30	8	10
G5	B	350	110	1 870/9 560	0.003 52	10.5	118	4.8	5.5	4.6	5.1	4.60	9	11
G6	A	180	60	960/2 910	0.002 77	14.5	102	6.2	6.3	5.6	5.2	6.32	2	3

表 A2 负荷及风速预测结果

Table A2 Forecasting results of load and wind speed

时间/h	负荷/MW	风速/(m/s)	时间/h	负荷/MW	风速/(m/s)	时间/h	负荷/MW	风速/(m/s)
1	840	13.2	9	1 140	8	17	1 350	9.5
2	825	12.1	10	1 200	7.5	18	1 230	10.5
3	814	12.5	11	1 280	7.1	19	1 180	11
4	810	12	12	1 380	7.2	20	1 320	10.9
5	817	11.5	13	1 400	7.8	21	1 310	11.2
6	880	11	14	1 440	7.3	22	1 160	11.5
7	952	10.5	15	1 410	7.8	23	1 020	12
8	1025	9.5	16	1 405	8.5	24	960	12.5

注: v_{in} 为 3.5 m/s; v_{N} 为 13.5 m/s; v_{out} 为 25 m/s。

升趋势。置信水平越高, 需要配置的旋转备用容量越大, 备用成本上升, 这也是造成总成本上升的主要因素。此外, 当置信水平降低时, 各时段机组承担的备用容量减小, 使最大可调出力空间增大, 大容量机组能够承担全部备用任务和发电任务, G3 和 G6 小容量机组运行时段缩短, 甚至不参与启停, 发电成本下降。

5 结论

本文考虑了风速和负荷预测误差分布特点, 计及备用容量优化分配的前提下, 以随机规划思想, 建立风火联合经济调度模型。通过模型求解, 分析了不同时段各类型火电机组承担的发电或备用任务情况, 以及不同置信水平下联合运行的经济性。该模型综合考虑了国家标准要求和各类火电机组运行特点, 对目前风电大规模入网经济安全调度具有一定的指导意义。

此外, 在模型求解过程中, Bootstrap 重抽样法估计置信区间, 将随机规划问题转化为确定性规划问题, 并对整数变量进行了相应的处理, 进一步降低了求解难度, 为电力系统类似的随机规划问题提供了求解参考。

应当指出, 本文在确定事故备用容量时, 未考虑 $N-1$ 故障状态, 根据机组故障率确定事故备用容量将是进一步完善的内容。

参考文献

- [1] 马斌, 张丽艳. 一种基于径向基神经网络的短期风电功率直接预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(19): 78-82.
MA Bin, ZHANG Liyan. Short-term wind power direct forecasting based on RBF neural network[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(19): 78-82.
- [2] 王恺, 关少卿, 汪令祥, 等. 基于模糊信息粒化和最小二乘支持向量机的风电功率联合预测建模[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(2): 26-32.
WANG Kai, GUAN Shaoqing, WANG Lingxiang, et al. A combined forecasting model for wind power prediction based on fuzzy information granulation and least squares support vector machine[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(2): 26-32.
- [3] 余民, 杨宸, 蒋传文, 等. 风电并网后电力系统可靠性评估和备用优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(12): 100-104.
YU Min, YANG Chen, JIANG Chuanwen, et al. Study on power system reliability and reserve optimization with wind power integration[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(12): 100-104.
- [4] 张放, 刘继春, 高红均, 等. 基于风电不确定性的电力系统备用容量获取[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 14-19.
ZHANG Fang, LIU Jichun, GAO Hongjun, et al. Reserve capacity model based on the uncertainty of wind power in the power system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(13): 14-19.
- [5] 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.
- [6] ANSTINE L T, BURKE R E, CASEY J E, et al. Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1963, 82(10): 726-735.
- [7] 陈功贵, 陈金富. 含风电场电力系统环境经济动态调度建模与算法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 27-35.
CHEN Gonggui, CHEN Jinfu. Environmental economic dynamic dispatch modeling and method for power systems integrating wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 27-35.
- [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] 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.
- [10] 国家电力监管委员会. 电网企业全额收购可再生能源电量监管办法[Z]. 北京: 国家电力监管委员会, 2007.
State Electricity Regulatory Commission People's Republic of China. Regulatory of renewable energy fully purchase[Z]. Beijing: State Electricity Regulatory Commission, 2007.
- [11] 文晶, 刘文颖, 谢昶, 等. 计及风电消纳效益的电力系统源荷协调二层优化模型[J]. 电工技术学报, 2015, 30(8): 247-256.
WEN Jing, LIU Wenyong, XIE Chang, et al. Source-load coordination optimal model considering wind power consumptive benefits based on bi-level programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(8): 247-256.
- [12] 徐帆, 刘军, 张涛, 等. 考虑抽水蓄能机组的机组组合模型及求解[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(12): 36-40.
XU Fan, LIU Jun, ZHANG Tao, et al. Unit commitment problem with pumped-storage unit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(12): 36-40.
- [13] 蒋程, 刘文霞, 张建华, 等. 含风电接入的输电系统风险评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 260-270.
JIANG Cheng, LIU Wenxia, ZHANG Jianhua, et al. Risk assessment of generation and transmission systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 260-270.
- [14] 唐磊, 曾成碧, 苗虹, 等. 基于蒙特卡洛的光伏多峰最大功率跟踪控制[J]. 电工技术学报, 2015, 30(1): 170-176.
TANG Lei, ZENG Chengbi, MIAO Hong, et al. A novel maximum power point tracking scheme for PV systems under partially shaded conditions based on Monte Carlo algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(1): 170-176.
- [15] 汪春, 吴可, 张祥文. 规模化电动汽车和风电协同调度的机组组合问题研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(11): 41-48.
WANG Chun, WU Ke, ZHANG Xiangwen. Unit commitment considering coordinated dispatch of large scale electric vehicles and wind power generation[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(11): 41-48.

收稿日期: 2015-12-03; 修回日期: 2016-03-08

作者简介:

郭永明(1990-), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析、运行与控制; E-mail: 1137347666@qq.com

李仲昌(1970-), 男, 研究方向为企业电网运行管理;

尤小虎(1986-), 男, 助理工程师, 研究方向为油田配电网技术、自动化系统技术和采油生产运行。

(编辑 魏小丽)