

考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度

姜文,程叶霞,严正,冯冬涵

(上海交通大学 电气工程系,上海 200240)

摘要: 提出一种考虑系统可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度模型,在目标函数中加入了中断负荷费用。针对风速预测和负荷预测的不确定性,引入净负荷的概念,利用七分高斯分布模拟预测误差的不确定性。在系统可靠性指标的计算过程中,考虑了系统机组的不确定性以及旋转备用。为求解模型,提出了一种改进的粒子群优化算法,引入信息分享和精英学习策略。以 IEEE-RTS 测试系统为算例,通过仿真分析,验证了所提模型的可行性与有效性。该模型可以在保证系统可靠性水平的基础上优化系统调度。

关键词: 电力系统; 风电; 可靠性约束动态经济调度; 中断负荷费用; 净负荷; 改进粒子群优化算法

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.07.005

0 引言

随着能源以及环境问题的日益突出,可再生能源尤其是风电在世界各国得到了广泛的应用,引起了足够的重视。美国能源部计划到 2030 年风电将供应全美 20% 的负荷^[1]; 欧盟能源委员会也提出 20/20/20 目标,即到 2030 年温室气体排放量减少 20%、新能源占总能源比重的 20%、能源消耗减少 20%^[2]; 2010 年底,中国风电累计装机容量达到 40 GW,跃居世界第一。预计到 2015 年,中国风电总装机容量将达到 90~150 GW。然而风电具有随机性和间歇性,大量风电的并网将给电网的运行带来巨大的挑战^[3]。

传统的电力系统经济调度分为静态经济调度和动态经济调度^[4-8]。静态经济调度是对电力系统的某个时间断面求取目标最优,只考虑静态约束,没有考虑不同时间断面之间的内在联系;而动态经济调度考虑了不同时间断面的耦合性,如发电机爬坡率等,因此计算过程比静态经济调度复杂,但计算结果更符合实际要求。风电的随机性和间歇性,以及风电并网容量的逐渐增加,使含风电场的电力系统动态经济调度的研究变得越来越重要。目前,国内外学者对于含风电场的电力系统经济调度做了一些初步研究,并取得了一系列成果。文献[9-11]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,此方法是按照风电出力的百分比增加系统的旋转备用;文献[12]采用随机规划理论中的机会约束规划模型用来描述风电随机性及其带来的影响;文献[13]在研究含风电场的电力系统动态经济调度模型时,将可利用的风电功率作为服从 Weibull

分布的随机变量,在目标函数中加入了过、欠风电预测时相应的备用和惩罚项,用以模拟风电随机性对系统的影响;文献[14]通过限制风电场并网容量,从而降低风电随机性对系统的影响,这种方法降低了风电场的利用率,造成了资源的浪费;文献[15]利用模糊理论建立含风电场的电力系统动态经济调度模型,可以得到既满足一定风险、又实现一定经济效益的调度方案,但隶属度函数引入了一定的人为因素;文献[16]研究了同时含风电和太阳能发电的机组发电问题,采用模糊最优化方法应对新能源随机性对系统带来的影响。然而以上研究,都是按照百分比设置备用的方法来应对系统的不确定性。这些方法不是过多地设置备用,造成浪费、不经济,就是备用过少,满足不了系统可靠性的要求。随着风电并网的增加,系统的不确定性进一步加剧。因此,为了满足用户供电可靠性的要求,在研究电力系统动态经济调度策略的时候,有必要考虑系统可靠性约束。

本文提出了一种考虑系统可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度模型,该模型除了考虑机组常规的运行约束外,还加入了可靠性约束,在目标函数中计及了中断负荷费用,使得该优化调度模型更符合实际运行的需要。以 IEEE-RTS 测试系统为算例,仿真分析了各种情况对系统运行费用的影响,验证了模型的可行性和有效性。

1 风电、负荷预测的不确定性

1.1 负荷预测

短期负荷预测方法很多,而且应用也比较成熟。本文假设负荷序列已经通过某种预测方法获得。由于负荷预测总会存在误差,本文采用高斯分布来模拟预测误差,并假设预测误差均值为零、标准方差正比于负荷^[17-19]。

$$d_F^t = d_A^t + e_d^t \quad (1)$$

其中, d_F^t 为时间 t 的预测负荷, d_A^t 为时间 t 的实际负荷, e_d^t 为负荷预测误差。

根据文献[17], 负荷预测误差的标准方差用实际负荷的百分比表示:

$$S_d^t = \frac{c}{100} d_A^t \quad (2)$$

其中, c 是常数, 通常取 1~3。

1.2 风电预测

风电预测是风电研究领域一个非常重要的问题, 目前已经有多种预测方法, 然而预测误差依然很大。本文采用自回归滑动平均 ARMA(Auto Regressive Moving Average)模型结合广义自回归条件方差 GARCH(Generalized AutoRegressive Conditional Heteroscedasticity)模型预测风速, 并采用处理负荷预测的方法, 认为风电预测值为风电实际值加预测误差。

$$W_F^t = W_A^t + e_W^t \quad (3)$$

通常情况下, 风电预测误差要大于负荷预测误差, 而且预测误差会随着预测时间增加而增加。本文采用文献[19]中的方法, 认为预测误差符合均值为零的高斯分布, 并假设在 24 h 内, 风电预测误差的标准方差近似为:

$$S_W^t = \frac{1}{s_w} W_F^t + \frac{1}{50} W_c \quad (4)$$

其中, s_w 表示风电方差随机变量, 一般取 5; W_c 是风电场总的安装容量。

1.3 净负荷

本文将风电看成是负的负荷, 引入净负荷的概念。净负荷用负荷预测值与风电预测值之差来表示。

$$\text{net}_d^t = d_F^t - W_F^t = d_A^t - W_A^t + e_{\text{net}_d}^t = \text{net}_d^t + e_{\text{net}_d}^t \quad (5)$$

从上式可知, 净负荷预测值可表示为净负荷实际值加上净负荷预测误差。由于风电预测误差和负荷预测误差的非相关性, 净负荷预测误差的标准方差可表示为:

$$S_{\text{net}_d}^t = \sqrt{(S_d^t)^2 + (S_W^t)^2} \quad (6)$$

对于净负荷, 本文采用七分段的高斯分布来模拟预测误差的不确定性。

2 数学模型

2.1 目标函数

电力系统动态经济调度的目标是在满足负荷和运行约束的前提下, 合理地分配电网中各发电机组的出力使得调度期间发电总成本最小。本文利用中断负荷的费用来反映可靠性成本因素。由于风力发电不需要消耗日益减少的燃料, 因此假设电力公司首先调度风电。在不考虑风电场运行费用的情况下, 优化目标的表达式为:

$$\min F = \min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N F_{i,t}(P_{i,t}) + EV \right\} \quad (7)$$

$$F_{i,t}(P_{i,t}) = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i \quad (8)$$

其中, F 为调度运行的总费用; T 为调度运行时间; N 为发电机台数; $P_{i,t}$ 为发电机 i 在 t 时段的出力; E 为系统中断负荷期望; V 为单位 MW·h 中断负荷的费用; $F_{i,t}(P_{i,t})$ 为发电机 i 在出力为 $P_{i,t}$ 时的费用; a_i, b_i, c_i 为机组 i 燃料费用系数。

2.2 约束条件

a. 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_{WT} - P_{LD} + P_{LC} = 0 \quad (9)$$

其中, P_{WT}, P_{LD} 为 t 时段风电场出力以及系统负荷值; P_{LC} 为 t 时段系统切负荷值。为方便计算, 模型中忽略了系统损耗。

b. 运行约束。

$$P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} \quad (10)$$

其中, P_i^{\max}, P_i^{\min} 是发电机 i 的出力上、下限。

c. 旋转备用约束。

$$0 \leq P_{URi} = \min(P_i^{\max} - P_{i,t}, T_{10} \delta_{RUi}) \leq P_{URi}^{\max} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{DRi} = \min(P_{i,t} - P_i^{\min}, T_{10} \delta_{RD}) \leq P_{DRi}^{\max} \quad (12)$$

其中, P_{URi}, P_{DRi} 分别为机组 i 所提供的正、负旋转备用; T_{10} 为旋转备用响应时间, 为 10 min; $\delta_{RUi}, \delta_{RD}$ 分别为机组 i 的上、下坡率;

d. 发电机爬坡率约束。

$$P_{i,t} - P_{i,(t-1)} \leq \delta_{RUi} T_{60} \quad (13)$$

$$P_{i,(t-1)} - P_{i,t} \leq \delta_{RD} T_{60} \quad (14)$$

其中, T_{60} 表示一个运行时段 1 h, 即 60 min。

d. 线路传送容量约束。

$$-f_l^{\max} \leq L_l \leq f_l^{\max} \quad (15)$$

其中, f_l^{\max} 表示线路 l 传输容量上限, L_l 表示线路 l 的传输潮流。对于此约束, 本文先进行经济调度计算, 再利用直流潮流进行校验。

e. 系统可靠性约束。

$$E \leq E_{\max} \quad (16)$$

其中, E_{\max} 为系统切负荷上限。

3 改进的粒子群优化算法

粒子群优化(PSO)算法已经广泛应用于各种优化问题^[20-22]。为求解考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度问题, 本文提出了改进的粒子群优化(IPSO)算法, 该算法引入信息分享和精英学习策略。

3.1 信息分享策略

在信息分享策略中, 使用式(17)来更新粒子的速度^[20]:

$$v_{i,t}^{k+1} = \begin{cases} \omega v_{i,t}^k + c_1 \cdot \text{rand}_1^k(p_{\text{best}_{i,t}}^k - x_{i,t}^k) + c_2 \cdot \text{rand}_2^k(g_{\text{best}_{i,t}}^k - x_{i,t}^k) & \text{rand} \geq P_{si} \\ \omega v_{i,t}^k + c_1 \cdot \text{rand}_1^k(p_{\text{best}_{r,t}}^k - x_{i,t}^k) + c_2 \cdot \text{rand}_2^k(p_{\text{best}_{r,t}}^k - x_{i,t}^k) & \text{其他} \end{cases} \quad (17)$$

其中, ω 表示惯性系数; $p_{\text{best}_{i,t}}^k$ 表示粒子 i 搜索到的最优值; $g_{\text{best}_{i,t}}^k$ 表示全局最优值; $p_{\text{best}_{r,t}}^k$ 表示从所有粒子最优值中随机选出的 3 个中最大的一个值; $x_{i,t}^k$ 表示粒子 i 当前位置; c_1 和 c_2 表示群体认知系数; P_{si} 表示信息分享率。在粒子速度更新之前, 首先产生一个随机数, 如果此随机数大于等于 P_{si} , 则粒子速度的更新将趋向于全局最优值, 否则利用 $p_{\text{best}_{r,t}}^k$ 代替全局最优值。本文信息分享率被定义为:

$$P_{si} = \frac{(N-1) \times \exp\left(\frac{r-1}{r_{\text{max}}-1}\right) - 1}{4N} \quad (18)$$

其中, N 表示所求问题的维数; r 表示当前的仿真次数; r_{max} 表示最大仿真次数。

$p_{\text{best}_{r,t}}^k$ 按下列原则产生:

- a. 从所有的粒子中随机地选择 3 个;
- b. 比较它们的适应值, 选最好的一个为 $p_{\text{best}_{r,t}}^k$;
- c. $p_{\text{best}_{r,t}}^k$ 将会分享它的所有信息(各个维数)。

3.2 精英学习策略

和其他的粒子不同, 全局最优粒子没有更好的粒子为目标, 因此需要新的动力来推动它朝向潜在的最优解靠近。如果找到一个比全局最优粒子较优的解, 则用此解代替全局最优解, 然后其余的粒子跳出局部最优, 往新的全局最优解收敛^[21]。

在精英学习策略中, 设置参数 a 为全局最优解连续没有被更新的次数, a_N 是参数 a 的阈值。当参数 a 值增加到 a_N 时, 精英学习策略开始起作用。本文精英学习策略中, 选取全局最优解的一维 P^d (根据机组出力费用灵敏度大小选取) 作为扰动项。之所以仅选择一维, 是考虑到局部最优很有可能具有全局最优的部分结构, 因此这部分应该给予保护。精英学习策略通过 Bata 分布表示如下:

$$P^d = P^d + (X_{\text{max}}^d - X_{\text{min}}^d) \cdot \text{Betarnd}(\alpha, \beta) \quad (19)$$

搜索范围 $[X_{\text{min}}^d, X_{\text{max}}^d]$ 是所求问题的上、下限值。Betarnd(α, β) 是一个参数为 α 和 β 的随机 Bata 分布。在 Bata 分布中, 均值 $\mu = \alpha / (\alpha + \beta)$, 方差 $\sigma = \sqrt{\alpha\beta / [(\alpha + \beta)^2(1 + \alpha + \beta)]}$, 本文选 β 为 1。类似于一些时变的神经网络训练策略, 设 α 随着仿真次数线性变化:

$$\alpha = \alpha_{\text{initial}} - (\alpha_{\text{initial}} - \alpha_{\text{final}}) \frac{r}{r_{\text{max}}} \quad (20)$$

其中, α_{initial} 、 α_{final} 分别是 α 的初始值和终值, 根据经验取 $\alpha_{\text{initial}} = 1.0$ 、 $\alpha_{\text{final}} = 0.2$, 精英学习策略流程图见图 1。

4 算法流程

IPSO 算法将信息互享策略和精英学习策略相结合, 进而增强了搜索能力以及跳出局部最优的能

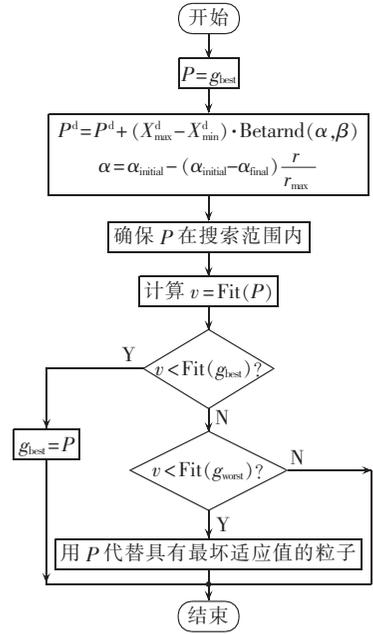


图 1 精英学习策略流程图

Fig.1 Flowchart of elite learning strategy

力。所提算法求解考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度的流程如下。

步骤 1 输入系统参数。

输入机组参数、负荷预测序列值以及风速序列, 根据预测风速计算各个时段风电场的出力; 利用七分段的的高斯分布模拟净负荷预测误差的不确定性, 求解各种情况的概率。

步骤 2 初始化 IPSO 参数。

设置参数: 粒子总数 $J = 30$, 最大仿真次数 $r_{\text{max}} = 1000$ 。本文使用动态惯性系数如下:

$$\omega = \omega_{\text{initial}} - \frac{\omega_{\text{initial}} - \omega_{\text{final}}}{r_{\text{max}}} r \quad (21)$$

其中, r 表示仿真次数; ω_{initial} 、 ω_{final} 分别为惯性系数的初始值和终值, 分别设置为 0.9 和 0.4。

使用时变的加速度系数如下:

$$c_1 = (c_{1f} - c_{1i}) \frac{r}{r_{\text{max}}} + c_{1i} \quad (22)$$

$$c_2 = (c_{2f} - c_{2i}) \frac{r}{r_{\text{max}}} + c_{2i} \quad (23)$$

其中, c_{1f} 、 c_{1i} 和 c_{2f} 、 c_{2i} 分别是 c_1 、 c_2 的终值和初始值。从经验值来看, 当 c_1 从 2.5 到 0.5 变化、 c_2 从 0.5 到 2.5 变化时, 可以得到最优值; a_N 取 4。

步骤 3 产生初始值。

随机产生粒子初始值 $x_j^k (j = 1, 2, 3, \dots, J)$, 每个粒子 x_j^k 包含发电机的有功出力, 是一个 $N \times T$ 的矩阵, 其中每个元素 $P_{i,t} (i = 1, 2, \dots, N; t = 1, 2, \dots, T)$ 在整个可行域内均匀分布。

步骤 4 评估每个粒子的适应值。

适应值是评估每个粒子优劣的标准, 式(24)描述了考虑可靠性约束的动态经济调度函数适应值:

$$F_T(x_j^k) = F + EV + \sum_{m=1}^7 \left(\beta_m \sum_{i=1}^T Q_{j,m,t}^k \right) \quad (24)$$

$$Q_{j,1,t}^k = \left| \sum_{i=1}^N P_{i,t} + P_{WB} - P_{LD,t} + P_{LC,t} \right| \quad (25)$$

$$\varphi(z) = \begin{cases} z & z \geq 0 \\ 0 & z < 0 \end{cases} \quad (26)$$

$$Q_{j,2,t}^k = \sum_{i=1}^N [\varphi(P_i^{\min} - P_{i,t}) + \varphi(P_{i,t} - P_i^{\max})] \quad (27)$$

$$Q_{j,3,t}^k = \sum_{i=1}^N \varphi(P_{i,t} - P_{i,(t-1)} - \delta_{RU_i} T_{60}) \quad (28)$$

$$Q_{j,4,t}^k = \sum_{i=1}^N \varphi(P_{i,(t-1)} - P_{i,t} - \delta_{RD_i} T_{60}) \quad (29)$$

$$Q_{j,5,t}^k = \varphi(P_{URi,t} - P_{URi}^{\max}) \quad (30)$$

$$Q_{j,6,t}^k = \varphi(P_{DRi,t} - P_{DRi}^{\max}) \quad (31)$$

$$Q_{j,7,t}^k = \varphi(E - E_{\max}) \quad (32)$$

其中, β_m 是约束惩罚因子, $Q_{j,m,t}^k$ 是惩罚函数。

步骤 5 更新粒子速度与位置。

产生一个随机数 R , 然后根据式(7)、(8)更新粒子的速度, 再根据式(33)更新粒子的位置。

$$x_{i,t}^{k+1} = x_{i,t}^k + v_{i,t}^{k+1} \quad (33)$$

步骤 6 精英学习策略。

判断 a 是否等于 a_n , 如果是, 则采用精英学习策略使最优粒子跳出局部最优。

步骤 7 结束判断。

如果满足结束条件, 程序停止, 否则由式(21)—(23)更新惯性系数和加速度系数, 然后循环步骤 4 至步骤 6, 直至程序结束。

步骤 8 使用直流潮流计算系统线路潮流是否越限, 如果不越限, 则为系统最优值。

5 算例分析

5.1 仿真数据

为验证所提算法的有效性, 本文采用 IEEE-RTS

测试系统, 系统负荷采用 24 时段, 负荷数据来自文献[23], 机组参数可以通过文献[24]获得, 系统中保留 26 台机组, 去除 6 台水电机组。风电场是由 100 台双馈异步风机 V90-2MW 组成, 风速数据来自东海风电场。在系统运行时段, 风电场预测出力如图 2 所示。

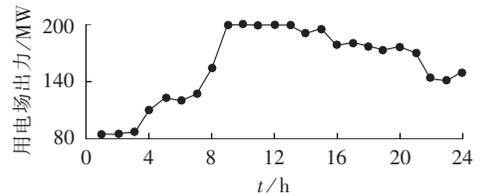


图 2 预测的风电场出力

Fig.2 Forecasted wind power output

本文机组采用两状态模型, 假设系统的前导时间较短, 以至于故障机组在前导时间内来不及维修和更换^[25]。在这种情况下, 机组的停运概率可以用停运替代率 ORR (Outage Replacement Rate) 表示, 即:

$$P(\text{failed}) = 1 - e^{-\lambda_i T_L} \approx \lambda_i T_L = \text{ORR}_i^{T_L} \quad (34)$$

其中, T_L 表示前导时间, λ_i 表示机组的故障率。利用停运容量概率表求解系统可靠性指标 E , 累积概率截止到 10^{-13} 。

系统参数如下: 前导时间 $T_L = 4$ h, 风电机组安装容量 $W_c = 200$ MW, 负荷随机参数 $c = 1$, $V = 1000$, $s_w = 5$, 中断负荷上限 E_{\max} 取系统负荷的 1%; IPSO 参数取值同第 4 节。

由于 IPSO 算法是一种随机寻优方法, 为保证计算的精度, 本文每种参数情况下都运行 50 次, 仿真结果取平均值。所提模型的最优调度策略仿真结果见表 1。

5.2 结果分析

为了反映不同可靠性指标对系统运行费用的影

表 1 所提模型最优解对应的各机组有功出力

Tab.1 Active power of units corresponding to optimal solution by proposed model

机组号	机组各时段出力/MW											
	时段 1	时段 2	时段 3	时段 4	时段 5	时段 6	时段 7	时段 8	时段 9	时段 10	时段 11	时段 12
1	2.45	2.51	2.49	2.64	2.56	2.49	2.41	2.41	2.71	2.75	2.42	2.49
2	11.81	2.40	12.00	11.90	12.00	11.56	12.00	12.00	12.00	11.53	11.76	11.85
3	2.40	2.56	2.61	2.54	2.47	2.52	12.00	11.86	8.697	2.40	10.32	5.20
4	2.42	3.10	2.40	2.47	2.96	2.73	2.62	2.63	3.14	3.21	2.54	2.41
5	12.00	2.45	11.70	2.49	2.73	2.42	11.62	12.00	2.47	11.45	2.46	7.83
6	18.50	16.50	17.24	19.56	20.00	16.14	20.00	17.79	20.00	16.48	16.54	16.00
7	17.10	19.53	18.12	16.65	20.00	16.47	19.86	19.78	16.90	20.00	16.00	17.10
8	19.00	18.60	20.00	19.15	16.00	19.02	16.00	18.96	18.68	16.34	19.97	20.00
9	17.00	18.54	16.12	16.53	16.93	20.00	18.20	19.63	16.12	19.12	16.00	16.75
10	15.28	15.42	15.65	15.20	75.10	38.05	74.05	76.00	75.15	61.56	62.41	76.00
11	15.36	15.74	38.36	73.62	15.64	46.60	15.32	15.52	75.56	42.87	33.60	73.14
12	15.84	70.00	69.79	15.28	15.20	73.25	71.24	76.00	42.94	15.27	73.01	76.00
13	15.21	71.00	15.22	74.38	75.78	60.89	30.62	15.20	15.32	74.47	15.65	76.00
14	81.00	51.29	25.50	26.14	25.32	100.00	98.23	99.98	100.00	25.08	56.59	84.87
15	25.10	32.78	25.06	54.04	97.35	25.48	99.96	94.78	25.32	25.47	100.00	71.34
16	85.12	30.25	25.78	32.88	25.85	43.72	25.46	25.76	30.63	25.00	46.30	81.27

续表

机组号	机组各时段出力/MW											
	时段 1	时段 2	时段 3	时段 4	时段 5	时段 6	时段 7	时段 8	时段 9	时段 10	时段 11	时段 12
17	54.50	55.74	153.04	151.14	63.25	60.65	54.34	56.34	150.10	151.08	155.00	77.15
18	54.31	57.74	151.10	154.08	154.75	152.31	153.38	153.27	55.35	72.71	127.73	89.30
19	56.31	55.55	54.37	54.43	57.31	56.53	54.38	98.29	153.21	151.45	153.47	154.76
20	55.54	112.66	127.28	153.08	56.31	58.37	55.74	154.14	155.00	68.30	155.00	146.23
21	69.78	107.00	71.40	69.78	72.04	69.94	155.00	72.32	69.14	195.76	69.75	72.24
22	127.00	70.41	69.31	71.24	187.07	70.39	73.65	69.04	69.47	196.43	69.64	92.38
23	69.45	122.00	70.10	71.46	70.43	122.75	69.01	195.45	197.00	69.02	196.04	69.07
24	349.09	256.00	141.17	142.00	350.00	348.76	189.57	215.66	348.07	315.93	348.07	307.73
25	398.17	396.23	394.21	138.29	107.54	201.00	344.07	390.68	396.56	397.25	337.81	389.95
26	101.14	109.07	104.08	250.05	100.00	265.00	270.00	400.00	323.20	390.69	392.70	400.00

机组号	机组各时段出力/MW											
	时段 13	时段 14	时段 15	时段 16	时段 17	时段 18	时段 19	时段 20	时段 21	时段 22	时段 23	时段 24
1	2.64	2.47	2.42	2.40	3.12	2.41	2.40	3.24	2.54	2.76	2.63	3.51
2	6.22	4.26	2.47	2.46	12.00	2.46	2.44	2.89	11.63	2.47	2.41	2.40
3	12.00	12.00	2.40	12.00	2.54	11.12	12.00	2.56	2.59	12.00	2.76	11.63
4	2.64	2.75	2.49	2.41	2.41	2.42	2.47	2.40	2.41	2.52	2.53	2.45
5	12.00	2.40	11.47	11.96	12.00	2.56	11.05	2.64	10.97	2.44	3.83	12.00
6	17.67	18.97	16.00	20.00	16.41	19.87	19.32	20.00	19.96	18.53	20.00	19.98
7	20.00	19.32	19.35	20.00	20.00	18.21	19.89	19.97	17.44	18.93	19.46	16.87
8	16.15	16.47	17.15	19.65	19.32	16.12	16.59	16.26	19.67	19.38	18.97	17.17
9	19.87	18.65	16.54	20.00	17.39	18.57	16.55	16.56	20.00	16.47	16.85	17.13
10	74.24	16.43	15.32	15.87	15.21	75.02	76.00	36.37	16.20	76.00	73.09	15.98
11	72.23	45.65	76.00	15.72	75.89	45.51	15.22	76.00	76.00	15.23	33.10	15.62
12	74.73	75.31	71.64	15.21	59.10	17.09	15.20	17.20	76.00	18.18	15.52	15.26
13	74.61	15.35	75.54	74.36	75.10	74.49	16.20	76.00	15.21	75.08	75.17	30.75
14	69.00	25.96	98.78	25.14	100.00	25.34	98.75	25.76	39.14	25.70	96.39	70.71
15	100.00	26.52	25.74	25.39	97.85	25.04	96.45	97.98	100.00	100.00	25.07	25.89
16	96.35	100.00	25.01	56.83	99.96	100.00	100.00	99.55	94.36	25.78	95.26	97.75
17	114.35	107.80	155.00	152.45	154.45	74.32	106.23	155.00	54.31	70.50	57.30	153.75
18	154.51	56.37	155.00	154.87	153.04	155.00	59.31	154.14	54.39	54.37	90.05	93.07
19	155.00	150.40	148.00	155.00	121.64	154.98	70.21	55.35	101.75	154.65	55.74	54.36
20	153.54	154.79	54.39	154.76	154.56	55.45	155.00	152.93	154.98	153.62	57.39	54.38
21	70.13	70.04	69.05	190.79	69.14	125.73	195.45	196.47	197.00	70.04	71.45	72.09
22	195.79	126.93	197.00	194.85	195.79	195.49	70.04	111.24	187.62	195.07	196.98	197.00
23	196.45	196.87	195.76	69.09	191.78	112.58	192.07	168.35	193.87	189.01	196.98	197.00
24	147.74	349.75	252.10	350.00	170.30	311.99	240.00	349.75	201.40	214.00	280.17	304.70
25	390.89	398.36	389.64	394.25	392.25	400.00	398.96	210.00	390.26	398.96	349.48	125.60
26	198.48	397.48	391.05	394.01	159.00	362.26	398.36	399.01	397.48	400.00	215.00	100.59

响,在其他参数不变的情况下,对不同的可靠性要求进行仿真,结果见表 2。从表 2 可知, E_{\max} 从 0.25% 增加到 5%, 系统的运行费用从 \$845 536.8 下降到 \$833 328.7, 降低了 1.44%。可以明显看出, E_{\max} 越大, 系统的运行费用越小, 这是因为 E_{\max} 越大, 对系统的可靠性要求越低, 则系统的备用越小, 从而使运行费用降低。

表 2 不同的 E_{\max} 所对应的仿真结果

Tab.2 Simulative results for different E_{\max} values

$E_{\max}/\%$	运行费用/\$	$E_{\max}/\%$	运行费用/\$
0.25	845 536.8	2.5	833 882.9
0.5	843 948.5	5	833 328.7
1	840 198.5		

表 3 描述了不同的 V 对系统运行费用的影响。由表 3 可知, 当 V 从 500 增加到 8 000 时, 系统运行费用增大了 6.1%。可以看出, 系统的运行费用随着

表 3 不同的 V 所对应的仿真结果

Tab.3 Simulative results for different V values

V	运行费用/\$	V	运行费用/\$
500	832 491.8	4000	870 666.6
1000	840 198.5	8000	883 298.0
2000	853 770.4		

V 的增大而增加, 这是因为, 当 $VOLL$ 增大时, 单位缺负荷的费用增加, 为了减少缺负荷量, 必须增大系统备用, 从而导致系统的运行费用增加。

运行机组的停运概率和系统的前导时间密切相关, 为了模拟不同前导时间对系统运行的影响, 本文在其他参数不变的情况下, 设置前导时间从 1 h 到 8 h 进行仿真分析。从表 4 可知, 随着前导时间的增大, 系统运行费用增加。这是因为, 当前导时间增大时, 机组停运的概率增加, 为了满足系统的可靠性要求, 必须增加备用, 使得系统的运行费用也随之增加。

表 4 不同前导时间所对应的仿真结果

Tab.4 Simulative results for different lead times

T_L/h	运行费用/\$	T_L/h	运行费用/\$
1	830248.8	6	842512.7
2	837041.6	8	846061.8
4	840198.5		

表 5 反映了风电预测误差随机性的大小对系统运行情况的影响。可以明显得知,预测误差的随机性越大,为了应对这种随机性给系统带来的影响,必须增加备用,从而导致系统运行费用的增加。

表 5 不同的风电随机性所对应的仿真结果

Tab.5 Simulative results for different s_w values

s_w	运行费用/\$	s_w	运行费用/\$
5	840198.5	20	825864.4
10	839795.7		

6 结论

本文提出一种考虑系统可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度模型,并在目标函数中计及中断负荷费用。利用七分段高斯分布模拟负荷和风电预测误差的不确定性。提出一种 IPSO 算法求解所提模型,该算法引入信息分享和精英学习策略。以 IEEE-RTS 测试系统为算例,通过仿真分析,验证了所提模型的可行性和有效性,并对影响系统运行的各种因素进行仿真分析,如 E_{\max} 、 V 、 T_L 、 s_w 等。所提模型对于含风电场的调度运行既有理论意义又有实际应用价值。

参考文献:

- [1] DOE report. 20% wind energy by 2030: increasing wind energy's contribution to U.S. electricity supply [EB/OL]. (2008-05-01). http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/wind_2030.html.
- [2] Climate change: commission welcomes final adoption of Europe's climate and energy package. Press Release, EU [EB/OL]. (1998-03-01). <http://europa.eu/rapid/pressReleaseAction.do?reference=IP>.
- [3] Wind Force 12 in China. Greenpeace [EB/OL]. (2010-06-01). <http://www.greenpeace.org.cn>.
- [4] HAN X S, GOOI H B, KIRSCHEN D S. Dynamic economic dispatch: feasible and optimal solutions [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(1): 22-28.
- [5] ATTAVIRIYANUPAP P, KITA H, TANAKA E, et al. A hybrid EP and SQP for dynamic economic dispatch with nonsmooth fuel cost function [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(2): 411-416.
- [6] VICTOIRE T A, JEYAKUMAR A E. Reserve constrained dynamic dispatch of units with valve-point effects [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(3): 1273-1282.
- [7] ABDELAZIZ A Y, MEKHAMER S F, KAMH M Z, et al. A hybrid hopfield neural network-quadratic programming approach for dynamic economic dispatch problem [C] // 12th International Middle-East Power System Conference, 2008. MEPCON 2008. Aswan, Egypt: [s.n.], 2008: 565-570.
- [8] GAING Z L, OU T C. Dynamic economic dispatch solution using fast evolutionary programming with swarm direction [C] // 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 2009. ICIEA 2009. Xi'an, China: IEEE, 2009: 1538-1544.
- [9] LEE T Y. Optimal spinning reserve for a wind-thermal power system using EIPSO [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(4): 1612-1621.
- [10] 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.
- [11] VENKATA S P, ISTVAN E, KURT R, et al. A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2009, 24(2): 940-950.
- [12] 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.
- [13] HETZER J, YU D C, BHATTARAI K. An economic dispatch model incorporating wind power [J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2008, 23(2): 603-611.
- [14] WANG L F, SINGH C. Tradeoff between risk and cost in economic dispatch including wind power penetration using particle swarm optimization [C] // International Conference on Power System Technology. Chongqing, China: [s.n.], 2006: 1-7.
- [15] 陈海炎, 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 economic dispatch in wind power integrated system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 22-26.
- [16] LIANG R H, LIAO J H. A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(4): 1665-1673.
- [17] GROSS G, GALIANA F G. Short-term load forecasting [J]. Proceedings of the IEEE, 1987, 75(12): 1558-1573.
- [18] FRANCOIS B, FRANCISO D G. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(2): 306-316.
- [19] MIGUEL A O, DANIEL S K. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2009, 24(1): 114-124.
- [20] HSIEH S T, SUN T Y, LIU C C. Efficient population utilization strategy for particle swarm optimizer [J]. IEEE Trans on Systems, Man and Cybernetics, 2009, 39(2): 444-456.
- [21] ZHAN Z H, ZHANG J, LI Y. Adaptive particle swarm optimization [J]. IEEE Trans on Systems, Man and Cybernetics, 2009, 39(6): 1362-1381.
- [22] RATNAWEERA A, HALGAMUGE S K, WATSON H C. Self-organizing hierarchical particle swarm optimizer with time-varying acceleration coefficients [J]. IEEE Trans on Evolutionary Computation, 2004, 8(3): 240-255.
- [23] DIMITRIS N S, STAVROULA D K, COSTAS D V. Reliability constrained unit commitment using simulated annealing [J]. IEEE

Trans on Power Systems,2006,21(4):1699-1706.

[24] Reliability Test System Task Force. The IEEE reliability test system-1979[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1979,98(6):2047-2054.

[25] FARROKH A,MAHMUD F F,MOHAMMAD S. Unit commitment with probabilistic spinning reserve and interruptible load considerations[J]. IEEE Trans on Power Systems,2009,24(1):388-397.

作者简介:

姜 文(1983-),男,安徽亳州人,工程师,博士研究生,研

究方向为新能源、经济调度(E-mail:clintonjiang@126.com);

程叶霞(1987-),女,安徽黄山人,助理工程师,硕士研究生,研究方向为信息安全、最优化(E-mail:chengyexia@126.com);

严 正(1964-),男,江西景德镇人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力市场、电力系统稳定分析(E-mail:yanz@sytu.edu.cn);

冯冬涵(1981-),男,浙江杭州人,副教授,主要研究方向为电力市场、最优化(E-mail:seedplayer@163.com)。

Reliability-constrained dynamic economic dispatch of power system with wind farms

JIANG Wen,CHENG Yexia,YAN Zheng,FENG Donghan

(Department of Electrical Engineering,Shanghai Jiao Tong University,Shanghai 200240,China)

Abstract: A reliability-constrained dynamic economic dispatch model is developed for the power system with wind farms,which considers the cost of load interruption in the objective function. The concept of net load is introduced and the seven-interval approximation of Gaussian distribution is adopted to simulate the uncertainty of forecast error for wind power and load. The uncertainty and spinning reserve of units are considered in the calculation of system reliability index. An IPSO(Improved Particle Swarm Optimization) algorithm combining with solution-sharing strategy and elitist learning strategy is applied to solve the model. The effectiveness and feasibility of the proposed model is verified by simulation for IEEE-RTS test system and simulative results show the system dispatch is optimized while the system reliability guaranteed.

Key words: electric power systems; wind power; reliability-constrained dynamic economic dispatch; load-interruption cost; net load; improved particle swarm optimization algorithm

广 告 索 引

国电南京自动化股份有限公司 (封面)

科大智能科技股份有限公司 (封二、前插 1)

济南无线电十厂有限责任公司 (前插 2)

南瑞集团公司 (前插 3)

广州虹科电子科技有限公司 (前插 4)

广州致远电子股份有限公司 (前插 5)

绵阳市维博电子有限责任公司 (前插 6)

日东工业(中国)有限公司 (前插 7)

安科瑞电气股份有限公司 (前插 8、9)

荣信电力电子股份有限公司 (前插 10)

研华科技股份有限公司 (前插 11)

山东迪生电气股份有限公司 (前插 12)

南京科明自动化设备有限公司 (前插 13)

国电南京自动化股份有限公司 (前插 14、15)

威图电子机械技术(上海)有限公司 (前插 16、17)

国电南京自动化股份有限公司 (前插 18、19)

艾默生网络能源有限公司 (前插 20)

武汉百年基业通信科技有限公司 (文前页)

珠海优特电力科技股份有限公司 (封三)

北京博电新力电气股份有限公司 (封底)

航天长峰朝阳电源有限公司 (后插 1)

重庆新世纪电气有限公司 (后插 2)

武汉市豪迈电力自动化技术有限责任公司 (后插 3)

浙江中凯科技股份有限公司 (后插 4)

2013 国际电力自动化设备及技术展览会 (文后 1)