

基于粒子群优化算法的风电场有功优化与控制策略

徐仕昱

(扬州供电公司, 扬州市文昌西路 275 号, 邮编 225009)

摘 要: 随着风电机组在电力系统中的装机比例越来越高, 如何将风电场更好地纳入电网的调度运行以及制定相应的风电场有功控制策略, 具有十分重要的意义。本文提出风电场内机组有功出力优化模型, 并采用粒子群优化算法求解该模型, 通过算例仿真分析, 验证了优化模型的有效性, 为风电场有功优化及控制策略的制定提供了一定的参考。

关键词: 风电场; 有功; 优化; 策略

0 引言

大规模风电并网之后, 电力系统的安全性、可靠性、电能质量以及电网调度都会受到风电场有功出力的影响。风电场有功控制的关键技术主要有三个方面: 一是风功率预测, 通过提前预测风电场的有功出力, 采用合理安排其他机组组合方式和预留旋转备用容量的方法来提高系统消纳风电的能力; 二是研究风电机组的有功控制能力, 通过提高风机的控制水平来改善风机的运行性能^[1,2]; 三是研究合理的风电场有功控制策略^[3,4], 使风电场在一定程度上表现出常规电源的可控性, 满足各种控制方式的需要^[5,6], 进而改善含风电电力系统的运行。

目前, 风电场有功控制一般注重整体输出特性满足电网的要求, 多将风电场等值处理, 简化了风电场有功控制的分析过程, 忽略了场内各台风机之间的差异和联系, 没有考虑风电场内机组的优化运行。因此, 本文选择风电场有功优化及控制策略作为研究重点, 建立了风电场内机组有功出力优化模型, 提出了风电场在多种出力情况下的控制策略, 并通过仿真分析了不同控制策略之间的差异。

1 影响风电场有功优化的因素

1.1 风电机组调节运行特性

1.1.1 风电机组的调节特性

常规发电机组有功出力平稳, 不能在大范围内连续调节。与常规发电机组相比, 风机能在一定范围内连续调节, 同时由于风能情况的频繁变化, 导致风机的调节次数增多。

1.1.2 风电机组的运行状态

风机的运行状态主要包括以下参数, 在给风机分配有功功率值时需要综合考虑: (1)最小发电功率: 该参数给出了风机的出力下限, 当风机分配到的有功功率低于该值时, 风机需要停机; (2)出力区间: 该参数由风功率预测系统给出, 规定了风电机组的出力范围; (3)当前运行状态: 该参数表明风机当前发出的有功功率以及是否停运; (4)下阶段运行状态: 该参数代表风机在下一时段中有功出力处于上升或者下降状态。

1.2 风功率预测

结合风电功率日预报和超短期预报的结果可以评估各风电机组的发电能力, 获得各风电机组(群)的出力区间。按照风功率预测和调度指令的时间尺度, 本文将风电场有功控制分为基于风功率超短期预测的实时模式和基于日前预测的多时段发电计划模式。

1.3 有功损耗

风电机组一般采用一机一变的方式, 经过机端箱式变压器接入风电场内的集电线路。风电场内的集电线路分为电缆线路和架空线线路, 接近于一个小型的配电网。风电场通过主变压器接入电网, 要通过这个小型的配电网传输有功功率, 会产生一定的有功损耗。

1.4 衡量指标

1.4.1 有功偏差

并网风电场有功出力与调度指令的差值为有功偏差。风电场有功出力跟随调度指令的效果越好, 有功偏差的数学期望值越小, 即:

$$\min[E(P(t) - P_{disp}(t))] \quad (1)$$

式中, $P(t)$ 为风电场的有功出力; $P_{disp}(t)$ 为调度给风电场下达的指令。

1.4.2 机组运行稳定性

当电网调度下达多时段发电计划指令时, 在各个时段内, 风电场要保证追踪发电计划曲线。为使风电机组(群)的运行状态保持稳定, 不致在不同时段内运行状态变化过大, 需保证风电机组(群)的有功出力值变化较小。

除此之外, 为了保证风电场输出电能的质量, 应尽量减少风电机组的起停次数, 以减少电压波动和闪变。另外, 风电机组分配到的有功功率值变化较大, 会引起风电机组的机械部分动作幅度较大或动作次数增加, 不利于机组的健康运行。

为了保证风电机组(群)的有功出力值变化较小以及风电机组的起停频率次数较少, 需要满足较小的风电机组有功功率方差, 如式(2)所示:

$$\min \sum_{i=1}^n \sum_{T=1}^m [D(P_{iT})] \quad (2)$$

式中, 为 P_{iT} 风电机组(群) i 在时段 T 的有功出力; m 为时段数目; n 为风机台数或机群数目。

2. 风电场内机组有功出力优化模型

2.1 目标函数

在给定的调度指令下, 风电场内机组的有功出力可以根据风机容量按比例进行分配。这种方法实现比较简单, 无法实现风电场有功出力的优化输出。以下将结合影响风电场有功优化的因素, 建立科学的风电场内机组有功出力优化模型。

2.1.1 实时模型的目标函数

实时模型针对电网调度机构发给风电场的实时指令, 研究一个时间断面下风电机组的有功出力分配问题。目标函数如下所示:

(1) 有功偏差最小

$$F_{p1} = \min |P_{pcc} - P_{disp}| \quad (3)$$

式中, P_{pcc} 为风电场并网点的有功功率; P_{disp} 为调度发给风电场的有功指令。

该目标函数要求风电场输出的有功功率与调度指令的偏差最小, 能够保证风电场的实际出力始终追踪调度指令。

(2) 风电机组有功相对变化最小

$$F_{\Delta c} = \min \sum_{i=1}^n \frac{|P_{i.set} - P_{i.now}|}{P_{i.now}} \quad (4)$$

式中, $P_{i.set}$ 为第 i 台风机的有功出力分配值; $P_{i.now}$ 为第 i 台风机当前的有功出力值; n 为风机台

数。

该目标用有功出力的变化值占当前出力的比例表示, 描述了风电场内所有风电机组运行状态的变化程度。综合以上两个因素, 实时模型的目标函数如式(5)所示:

$$F = \min(F_{p1} + F_{\Delta c}) \quad (5)$$

2.1.2 多时段发电计划模型的目标函数

当调度给风电场下达发电计划曲线时, 风电场可以采用多时段发电计划模型研究多个时段下的风电机组有功出力分配问题。目标函数如下所示:

(1) 各时段有功偏差最小

$$F_{p2} = \min \sum_{T=1}^m |P_{pcc.T} - P_{disp.T}| \quad (6)$$

式中, $P_{pcc.T}$ 为在时段 T 内并网点的有功功率; $P_{disp.T}$ 为调度在时段 T 内发给风电场的有功指令; m 为时段数目。

(2) 各时段有功出力方差最小

$$F_{\Delta p} = \min \sum_{i=1}^n \sum_{T=1}^m \frac{(P_{iT} - P_{i.mean})^2}{m} \quad (7)$$

式中, P_{iT} 为风电机组(群) i 在时段 T 内的有功出力分配值; $P_{i.mean}$ 为风电机组(群) i 在全部时段内有功出力的平均值; m 为时段数目; n 为风机台数或机群数目。

在多时段发电计划模型中引入该目标函数, 使风电机组在各时段内的有功功率输出较为平稳。综上所述发电计划模型的目标函数为:

$$F = \min(F_{p2} + F_{\Delta p}) \quad (8)$$

2.1.3 双目标函数处理

实时模型和多时段发电计划模型的目标函数均为双目标函数, 如式(9)所示:

$$F = A(\mathbf{z}) + B(\mathbf{z}) \quad (9)$$

对目标函数做归一化处理如式(10)所示。

$$\begin{cases} A'(\mathbf{z}) = \frac{A(\mathbf{z}_i) - A(\mathbf{z}_i)_{\min}}{A(\mathbf{z}_i)_{\max} - A(\mathbf{z}_i)_{\min}} \\ B'(\mathbf{z}) = \frac{B(\mathbf{z}_i) - B(\mathbf{z}_i)_{\min}}{B(\mathbf{z}_i)_{\max} - B(\mathbf{z}_i)_{\min}} \end{cases} \quad (10)$$

式中, $A(\mathbf{z}_i)_{\max}$, $A(\mathbf{z}_i)_{\min}$ 和 $B(\mathbf{z}_i)_{\max}$, $B(\mathbf{z}_i)_{\min}$ 分别为目标函数 $A(\mathbf{z})$, $B(\mathbf{z})$ 在解空间上的最大值和最小值; $A'(\mathbf{z})$, $B'(\mathbf{z})$ 为化归到 $[0,1]$ 区间上的目标函数值。

对化归后的目标函数用线性加权和法处理, 得到式(11):

$$F(\mathbf{z}) = \omega A'(\mathbf{z}) + (1 - \omega) B'(\mathbf{z}) \quad (11)$$

对权重系数 ω 采用式(12)处理:

$$\omega = \omega_{\min} + (\omega_{\max} - \omega_{\min})e^{-\alpha t/T_{\max}} \quad (12)$$

式中, ω_{\min} , ω_{\max} 为权重系数的最小值和最大值; t 为当前迭代次数; T_{\max} 为总迭代次数; α 为下降参数, α 与权重系数 ω 的下降速度有关。

经过上述处理, 式(5)和(8)变为式(13)和(14):

$$F = \min[\omega F_{p1}' + (1-\omega)F_{\Delta c}'] \quad (13)$$

$$F = \min[\omega F_{p2}' + (1-\omega)F_{\Delta p}'] \quad (14)$$

2.2 约束条件

2.2.1 潮流约束

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \\ Q_{Gi} + Q_{Ci} - Q_{Li} = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \end{cases} \quad (15)$$

式中, U_i 为节点 i 的电压; $G_{ij}, B_{ij}, \delta_{ij}$ 为节点 i 和 j 之间的电导、电纳和电压相角差; N 为节点总数; P_{Gi}, Q_{Gi} 为发电机组 i 的有功和无功出力; P_{Li}, Q_{Li} 为负荷节点 i 的有功和无功功率; Q_{Ci} 为无功补偿容量。

2.2.2 风电机组运行状态约束

$$\begin{cases} P_{WTi.min} \leq P_{WTi} \leq P_{WTi.max} \\ Q_{WTi.min} \leq Q_{WTi} \leq Q_{WTi.max} \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} P_{i.set} > P_{i.now}, C_{WTi.next} = 1 \\ P_{i.set} = P_{i.now}, C_{WTi.next} = 0 \\ P_{i.set} < P_{i.now}, C_{WTi.next} = -1 \end{cases} \quad (17)$$

式中, $P_{WTi.max}, P_{WTi.min}$ 为第 i 台风机的有功出力上下限, $P_{WTi.min}$ 一般可以取为风电机组的最小发电功率, $P_{WTi.max}$ 为风功率预测系统给出的风机出力上限值; $Q_{WTi.max}, Q_{WTi.min}$ 为第 i 台风机的无功出力上下限; $C_{WTi.next}$ 为第 i 台风电机组下一阶段的状态, 1 表示出力上升, 0 表示出力保持不变, -1 表示出力下降; $P_{i.set}$ 为第 i 台风机下一阶段的有功出力分配值; $P_{i.now}$ 为第 i 台风机当前的有功出力。

目前, 我国的风机一般按恒功率因数 ($\cos \varphi = 1$) 运行, 风电场在场内主变低压侧集中补偿无功以稳定并网点电压, 场内各节点的电压差异不大, 因此本文不考虑风电场内节点电压的约束。

3 基于粒子群优化算法的模型求解

上述提出的两个优化模型均是最小值优化模型, 其目标函数和边界条件可以用式(18)表示:

$$\begin{cases} \min F(\mathbf{z}) \\ G(\mathbf{z}) = 0 \\ H(\mathbf{z}) < 0 \\ \mathbf{z}_{\min} \leq \mathbf{z} \leq \mathbf{z}_{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中, \mathbf{z} 是维数等于风电机组台数或风电机组群数目的解, 对应于各台风电机组的有功出力; $F(\mathbf{z})$ 为解 \mathbf{z} 的目标函数; $G(\mathbf{z})$ 为等式约束条件, 即潮流约束; $H(\mathbf{z})$ 为不等式约束条件, 即风电机组运行状态约束; $\mathbf{z}_{\min}, \mathbf{z}_{\max}$ 为解的上界和下界, 对应于风机机组(群)有功出力的上下限。

实时模型和多时段发电计划模型具有非线性、高维数的特点, 适合利用智能算法进行求解。本文将采用粒子群优化算法求解, 该算法的原理和步骤可参照文献 7, 在此不再冗述。

基于上述理论, 本文利用 MATLAB 编写粒子群优化算法, 配合潮流计算程序, 基于粒子群优化算法求解风电场内机组有功出力优化模型的流程如图 1 所示。

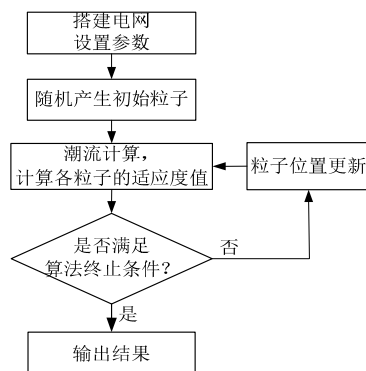


图 1 优化模型求解流程图

4 算例分析

由于风电场有功出力与风速有关, 只有当风速达到一定要求时, 才能提高风电场的有功出力。因此, 风电场有功控制一般是限制其出力小于可以发出的有功功率, 以保证风电场有功出力曲线的平滑性。现将风电场有功功率控制划分为三种情况: (1) 风电场当前出力较大, 需限制有功出力在某一较大值, 不需要进行切机; (2) 风电场当前出力较大, 需限制有功出力在一较小值, 需要进行切机; (3) 风电场追踪给定的发电计划曲线。本文将基于风电场内机组有功出力优化模型对这三种情况进行仿真分析。

4.1 测试系统

某地区电网单线图如图 2 所示, 系统中有两个

风电场经升压变接入 220kV 电网，每个风电场内 有 25 台容量为 2MW 的风电机组，风电总装机容量 为 100MW。风电场 A 内的风机排布和编号如图 3 所示，第一排风机编号为 G1~G9，第二排为 G10~G17，第三排为 G18~G25。风电场 B 内的风机编号 为 G26~G50，风机排布和编号与风电场 A 相同。

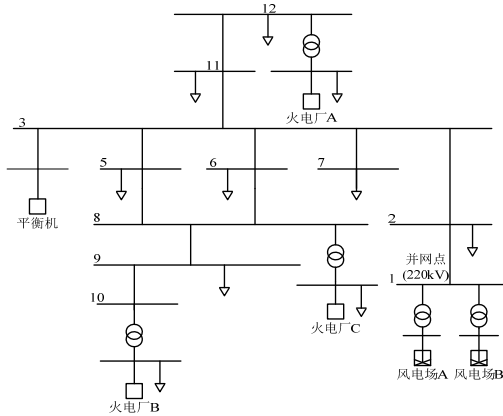


图 2 某地区电网单线图

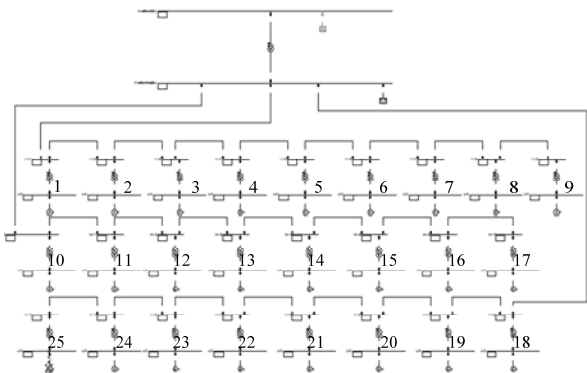


图 3 风电场内部接线图

风电场 A 内风电机组的运行情况包含 4 个参 数，如表 1 所示。下阶段运行状态中的 1 代表出力 上升，-1 代表出力下降，0 代表出力不变。风电场 A 当前的有功出力为 42.3MW，满发为 50MW。

4.2 实时模式下的大出力限制

控制任务：并网点有功功率 35MW。

采用平均分配策略时，每台风机的有功出力为 1.4MW，因为没有考虑机组的运行状态，导致机组 1, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 18, 19, 21, 22, 23 分配到的有功功率与下一阶段运行状态不符，没 有实现优化控制。

采用实时模型进行求解，只考虑有功偏差单目 标，设置迭代次数为 30 次，有功偏差为 4.30×10^{-10} MW，有功功率变化率为 5.78。

表 1 风电场 A 内的风电机组运行情况 (MW)

机组	最小 发电功率	出力 区间	当前 运行状态	下阶段 运行状态
G1	0.5	[0,2]	1.8	1
G2	0.5	[0,1.8]	1.8	-1
G3	0.5	[0,2]	1.6	1
G4	0.5	[0,2]	1.5	1
G5	0.5	[0,2]	1.7	1
G6	0.4	[0,2]	1.5	1
G7	0.4	[0,1.5]	1.5	-1
G8	0.4	[0,1.8]	1.8	-1
G9	0.4	[0,2]	2	0
G10	0.5	[0,2]	2	0
G11	0.5	[0,2]	1.5	1
G12	0.5	[0,2]	1.6	1
G13	0.5	[0,1.7]	1.7	-1
G14	0.4	[0,1.8]	1.8	-1
G15	0.5	[0,1.8]	1.8	-1
G16	0.5	[0,1.6]	1.6	-1
G17	0.5	[0,1.5]	1.5	-1
G18	0.5	[0,2]	1.7	1
G19	0.4	[0,2]	1.5	1
G20	0.5	[0,1.5]	1.5	-1
G21	0.4	[0,2]	1.8	1
G22	0.4	[0,2]	2	0
G23	0.5	[0,2]	2	0
G24	0.5	[0,1.5]	1.5	-1
G25	0.5	[0,1.4]	1.6	-1

当考虑有功偏差和场内风电机组有功相对变化 双目标时，参数设置如下：式(13)中 $F_{p1.max}' = 0.3$ ， $F_{p1.min}' = 0$ ， $F_{\Delta c.max}' = 6$ ， $F_{\Delta c.min}' = 0$ ，式(12)中 $\omega_{min} = 0.1$ ， $\omega_{max} = 0.8$ ， $\alpha = 3$ 。粒子群优化算法迭代次数 设为 100，有功偏差为 0.20MW，有功相对变化为 4.83。单目标和双目标优化的结果如表 2 和表 3 所 示，对比结果如表 4 所示。

表 2 风机有功分配值(单目标实时模式)(MW)

机组	有功	机组	有功	机组	有功
G1	1.99	G10	2.00	G18	1.93
G2	0.76	G11	1.50	G19	2.00
G3	1.68	G12	1.60	G20	0.69
G4	1.50	G13	0.50	G21	2.00
G5	2.00	G14	0.99	G22	2.00
G6	1.50	G15	0.81	G23	2.00
G7	0.98	G16	0.53	G24	0.57
G8	1.75	G17	1.46	G25	1.03
G9	2.00				

表 3 风机有功分配值(双目标实时模式)(MW)

机组	有功	机组	有功	机组	有功
G1	1.81	G10	2.00	G18	1.75
G2	1.16	G11	1.62	G19	1.77
G3	1.62	G12	1.78	G20	0.51
G4	1.50	G13	1.48	G21	1.82
G5	1.81	G14	0.89	G22	2.00
G6	1.54	G15	0.65	G23	2.00
G7	1.49	G16	0.66	G24	1.04
G8	0.75	G17	0.84	G25	1.44
G9	2.00				

表 4 单目标和双目标实时模式优化结果对比

模型	有功功率偏差(MW)	有功功率相对变化
	最大/最小/平均值	最大/最小/平均值
单目标	2.53*10 ⁻⁶ /4.30*10 ⁻¹⁰ /3.62*10 ⁻⁸	6.31/5.73/6.02
双目标	0.23/0.12/0.15	5.11/4.83/4.99

通过对比优化结果可以发现，在采用双目标优化时，算法在搜索的前期加强对有功偏差目标的优化，后期加强对风电机组有功相对变化的优化，受到权重系数的影响，与单目标优化相比，并网点有功功率偏差有所增加，有功相对变化均值由 6.02 下降到了 4.99，下降幅度为 17.1%，说明风电场内各机组的运行状态更加稳定。

4.3 实时模式下的小出力限制

控制任务：并网点有功功率 15MW。

限制有功出力为较小值是风电场有功功率输出的特殊情况，需要采取切机措施，否则各台风机的有功出力都会被限制在一个较小值，不利于风电机组的运行。切机流程如图 4 所示，临界值 F 可设为场内最大风电机组装机容量的 2 到 3 倍。当风电场有功出力接近 $15+F$ 时，退出切机流程，转入实时模式。取 $F=6$ ，按照该流程完成切机操作，场内运行的风机编号为：1，3，5，9，10，12，18，19，21，22，23，有功出力已降到 19.7MW，再将出力限制到 15MW，可以转入实时模式下的大出力限制模式。将风电场出力由 19.7MW 限制到 15MW 的情况与 4.2 中的情况相同，此处不再进行仿真分析。

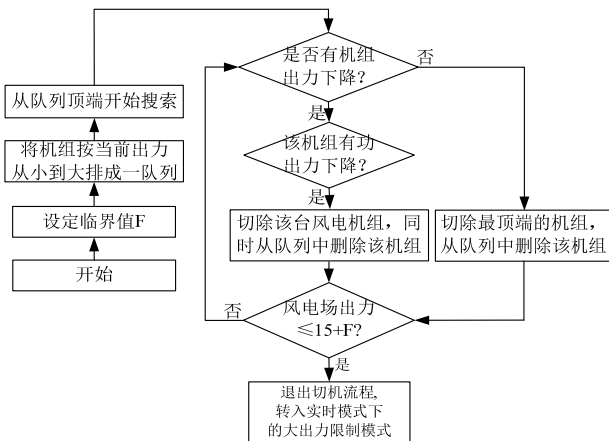


图 4 切机流程

4.4 多时段发电计划模式下的出力限制

控制任务：发电计划的时段数为 5，每个时段内风电场的有功出力分别为 70，50，60，50，40MW。

风电场情况：风电场 A 和 B 均参与发电，总装机为 100MW，将风电机组以行为单位划分为 6 个

机群，机组出力情况和分组如表 5 所示：

表 5 机群出力情况(MW)

机群号	1	2	3	4	5	6
机组号	1~9	10~17	18~25	26~34	35~42	43~50
出力区间	[5,18]	[5,16]	[5,16]	[5,18]	[5,16]	[5,16]

采用平均分配策略时，每个时段内 6 个机群分得的有功功率如表 6 所示，各机群在各时段的有功偏差为 4.44MW，有功出力方差为 17.39。

采用优化模型中的多时段发电计划模型求解这一问题，参数设置如下：式(14)中 $F_{p2,max}'=2$ ， $F_{p2,min}'=0$ ， $F_{\Delta p,max}'=20$ ， $F_{\Delta p,min}'=0$ ，式(3-13)中 $\omega_{min}=0.1$ ， $\omega_{max}=0.8$ ， $\alpha=3$ 。粒子群优化算法迭代次数设为 100。

风电机组的有功功率分配方案如表 7 所示，各时段的有功偏差为 1.27MW，有功出力方差为 15.81。

表 6 风电机组有功分配值(平均分配)(MW)

时段	机群 1	机群 2	机群 3	机群 4	机群 5	机群 6	偏差
1	12.6	11.2	11.2	12.6	11.2	11.2	1.27
2	9	8	8	9	8	8	0.78
3	10.8	9.6	9.6	10.8	9.6	9.6	1.01
4	9	8	8	9	8	8	0.78
5	7.2	6.4	6.4	7.2	6.4	6.4	0.60
方差	3.37	2.66	2.66	3.37	2.66	2.66	

表 7 风电机组有功分配值(多时段发电计划模式)(MW)

时段	机群 1	机群 2	机群 3	机群 4	机群 5	机群 6	偏差
1	14.51	10.31	10.39	10.82	10.38	13.05	0.58
2	12.09	7.56	8.39	7.02	7.75	8.21	0.15
3	12.34	9.60	8.82	9.28	9.66	10.41	0.24
4	12.87	7.38	6.75	6.45	8.23	9.37	0.13
5	10.07	5.07	6.00	6.18	7.06	8.28	0.17
方差	2.05	3.41	2.41	3.25	1.50	3.19	

两种策略的比较结果见表 8，和平均分配的策略相比，基于多时段发电计划模型的有功分配策略中各时段有功偏差明显降低，各时段有功出力方差也有所降低，下降幅度为 9.1%，可见采用多时段发电计划模型求解该情况下的出力分配问题，结果优于采用平均控制。

表 8 多时段发电计划模式控制策略比较

控制策略	有功功率偏差(MW)	有功功率方差和
	最大/最值/平均值	最大/最小/平均值
平均分配	4.44	17.39
多时段发电计划模型	2.00/1.27/1.75	18.30/13.67/15.03

5 结论

综上所述，设计风电场有功控制策略流程如图 5 所示：

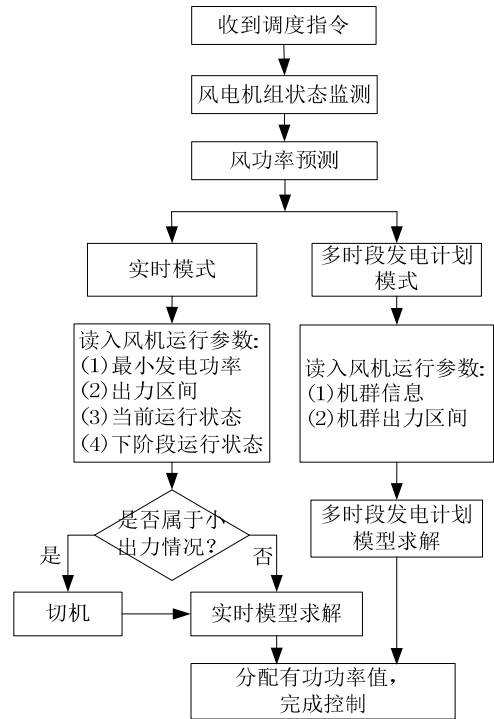


图 5 风电场有功控制策略流程图

本文基于提出的风电场内机组有功出力优化模型，结合粒子群优化算法，在不同的风电场出力情况下进行了仿真分析，对比了不同控制策略的差异，

得到的结果验证了优化模型的有效性，为风电机组有功优化和风电场有功控制策略的制定提供了一定的参考。

参考文献：

[1] 尹明, 李庚银, 张建成, 等. 直驱式永磁同步风力发电机组建模及其控制策略[J]. 电网技术, 2007, 31(15): 61-65.

[2] 邹贤求. 变速恒频风电机组参与一次调频的控制方法研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2010.

[3] 乔颖, 鲁宗相. 考虑电网约束的风电场自动有功控制[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(22): 88-93.

[4] 陈宁, 于继来. 基于电气剖分信息的风电系统有功调度与控制[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(16): 51-58.

[5] P. Sorensen, K. Thomsen, T. Buhl, et al. Operation and control of large wind turbines and wind farms[R]. Risø National Laboratory Report, 2005.

[6] Poul Sørensen, Anca D. Hansen, Florin Iov, et al. Wind farm models and control strategies[R]. Risø Nation Laboratory Report, 2005

[7] 李丽, 牛奔. 粒子群优化算法[M]. 北京: 冶金工业出版社, 2009: 34-35.

作者简介：

徐仕昱（1986—），男，江苏高邮人，从事电力系统运行、分析与控制研究，E-mail: enderxu@163.com。