

考虑柔性负荷补偿 / 激励机制的风电供需侧一体化随机调度方法

杨楠¹, 刘涤尘², 董开松³, 王波², 魏大千², 朱振山², 杨赞磊²

(1. 三峡大学 电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443000; 2. 武汉大学 电气工程学院, 湖北 武汉 430072;

3. 国家电网甘肃省电力科学研究院, 甘肃 兰州 730050)

摘要: 电力系统中风电接入规模日益扩大, 其对电网影响也显著增加。基于改进方案树理论, 以概率方式对风电出力随机性、波动性进行货币化度量, 建立了考虑柔性负荷补偿/激励机制的风电供需侧一体化随机调度模型。针对模型的随机特性, 给出包含龙贝格积分模块的改进帝国竞争算法。仿真结果表明, 所提调度方法可提高含风电系统的运行效益及系统的风电接纳能力。

关键词: 风电; 柔性负荷; 激励; 改进方案树; 供需侧一体化调度; 帝国竞争算法; 模型; 概率

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.02.003

0 引言

近年来, 提高能源利用效率、改善能源结构、降低对化石能源的依赖程度, 已成为世界各国发展的趋势^[1]。然而出力具有随机性的风电被大规模利用, 一方面给电网调度运行带来较大挑战; 另一方面因本地消纳困难, 风电资源无法得到充分利用。因此, 研究安全经济的大规模风电优化调度方法十分必要。

现有的风电调度策略, 是将风电与常规发电机组“打捆”并网运行^[2], 常规发电机组提供超过风电最大波动幅值的旋转备用以满足系统的安全稳定约束^[3-4], 这种调度策略没有考虑风电出力的概率特性, 一方面缩小了调度的决策空间, 限制了系统对风电的消纳能力, 另一方面无法在风电出力波动的严重性与可能性之间进行协调, 调度结果难以摆脱保守或冒进的困境。因此, 以概率的方式协调风电接入给系统带来的风险与收益是符合实际的调度思想。文献[5]采用故障枚举与概率取样相结合的手段对输电网络的运行风险进行概率评估; 文献[6]提出了基于方案树理论的概率调度思想, 即将不确定性因素发生的可能性及其对电网造成的影响后果进行了协调; 文献[7-8]对电力系统中的随机因素引起的费用成本进行研究, 建立了兼顾系统安全性和经济性的概率调度模型。上述论文所使用的方案树理论仅能针对概率特性为离散分布的调度问题, 对于概

率分布连续的风电调度, 该方法并不适用。

柔性负荷 FL(Flexible Load)因具有良好的调峰性能而日益受到学者关注^[9]。目前, 柔性负荷控制技术多作为降低系统备用成本^[10]和解决输电线路阻塞问题的手段^[11], 对于将柔性负荷用于平抑风电出力波动性并融入系统随机调度模型的研究较少。

本文将柔性负荷作为一种可调度的调峰资源, 纳入到电力系统的调度体系之中, 通过引入适用于连续概率特性的改进方案树理论, 构建了系统动态成本函数, 对于风电接入后电力系统调度运行中所面临的不确定性因素, 给出可能性与严重性的综合度量, 建立考虑柔性负荷补偿/激励机制的风电供需侧一体化随机调度模型。考虑到模型中的动态成本无法利用解析方法求解, 故将龙贝格积分思想引入帝国竞争算法 ICA (Imperialist Competitive Algorithm) 中, 利用改进的 ICA 对模型进行求解, 基于 IEEE 10 机算例仿真, 验证了模型及算法的正确性和有效性。

1 风电场的出力特性及其概率分布

短期风速概率特性多用正态分布描述^[12-14]:

$$q(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_v} \exp\left[-\frac{(v-\bar{v})^2}{2\sigma_v^2}\right] \quad (1)$$

其中, $\bar{v}$ 为预测平均风速; v 为风速; σ_v 为预测风速误差的标准差。

风机的功率输出主要取决于风机轮毂高度处的风速, 两者的数学关系如式(2)所示^[15]。

$$P_w = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_{in}, v > v_{out} \\ \frac{P_N}{v_N^3 - v_{in}^3} v^3 - \frac{v_{in}^3}{v_N^3 - v_{in}^3} P_N & v_{in} \leq v \leq v_N \\ P_N & v_N < v \leq v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

其中, v_{in} 为切入风速; v_{out} 为切出风速; v_N 为额定风速; P_w 为风机的输出功率; P_N 为额定输出功率。

根据风速概率分布和风电功率输出特性可知, 风电的输出功率是一个混合型随机变量, 基于随机

收稿日期: 2013-12-12; 修回日期: 2014-11-10

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51207113); 武汉大学博士自主科研基金资助项目(274703); 含交直流混合多级微网的国家级兰州新区智能电网综合建设工程之微网试验系统开发(5227221350BR)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51207113), Doctoral Independent Research Fund of Wuhan University(274703) and the Experimental System Development of Microgrid for the Comprehensive Construction of Smart Grid Containing AC/DC Hybrid Multilevel Microgrid in Lanzhou New District(5227221350BR)

变量函数分布的求解理论^[16],由式(1)、(2)可求得风电场输出功率的概率密度函数为:

$$q(P_W) = \begin{cases} 0 & P_W < 0, P_W > P_N \\ \Phi\left(\frac{v_{in}-\bar{v}}{\sigma_v}\right) + 1 - \Phi\left(\frac{v_{out}-\bar{v}}{\sigma_v}\right) & P_W = 0 \\ \Phi\left(\frac{v_{out}-\bar{v}}{\sigma_v}\right) - \Phi\left(\frac{v_N-\bar{v}}{\sigma_v}\right) & P_W = P_N \\ \frac{1}{3\sqrt{2}\pi\sigma_v a^{1/3}} (P_W + b)^{-2/3} \times \\ \exp\left\{-\left[\left(\frac{P_W + b}{a}\right)^{1/3} - \bar{v}\right]^2 / (2\sigma_v^2)\right\} & 0 < P_W < P_N \end{cases} \quad (3)$$

其中, $a = \frac{P_N}{v_N^3 - v_{in}^3}$; $b = \frac{v_{in}^3}{v_N^3 - v_{in}^3} P_N$; $\Phi(v)$ 为风速 v 的概率分布函数。

2 考虑柔性负荷补偿/激励机制的风电供需侧一体化随机调度的数学模型

2.1 柔性负荷的非线性成本费用函数

本文在传统可中断负荷控制的基础上,增加激励负荷控制策略,并将上述两者统称为柔性负荷控制技术,使其同时具有“削峰”、“填谷”的双重效益。

对于需求侧控制的激励机制,现有文献多采用线性模型进行描述^[17-18],该模型以固定常数作为单一控制参数,无法体现市场化原则,故本文采用基于机制设计理论和边际成本定价策略的非线性模型^[19]来描述柔性负荷成本费用函数。

a. 可中断负荷的补偿成本函数为:

$$F_{lr}(\mathbf{U}_{lr}, \mathbf{P}_{lr}) = \sum_{j=1}^N U_{ljr} (\rho_1 P_{ljr}^2 + \rho_2 P_{ljr} - \rho_2 P_{ljr} \mu_{ljr}) \quad (4)$$

其中, N 为系统中可中断负荷用户数量; $\mathbf{U}_{lr} = [U_{1lr}, \dots, U_{Nlr}]$ 为可中断负荷用户状态向量,其中 $U_{ljr} = 0$ 表示不中断用户 j 的负荷, $U_{ljr} = 1$ 表示中断用户 j 的负荷; $\mathbf{P}_{lr} = [P_{1lr}, \dots, P_{ljr}, \dots, P_{Nlr}]$ 为中断负荷的容量向量; ρ_1 和 ρ_2 为赔偿系数; μ_{ljr} 为可中断负荷用户的停电意愿因子。

b. 激励负荷的激励成本函数为:

$$F_{lr}(\mathbf{U}_{lr}, \mathbf{P}_{lr}) = \sum_{k=1}^D U_{Hkr} (\eta_1 P_{Hkr}^2 + \eta_2 P_{Hkr} - \eta_2 P_{Hkr} \mu_{Hkr}) \quad (5)$$

其中, D 为系统激励负荷用户数量; $\mathbf{U}_{lr} = [U_{H1r}, \dots, U_{Hkr}, \dots, U_{HDr}]$ 为激励负荷用户的状态向量,其中 $U_{Hkr} = 0$ 表示不增加用户 k 的负荷, $U_{Hkr} = 1$ 表示增加用户 k 的负荷; $\mathbf{P}_{lr} = [P_{H1r}, \dots, P_{Hkr}, \dots, P_{HDr}]$ 为增加负荷的容量向量; η_1 和 η_2 为激励系数; μ_{Hkr} 为激励负荷用户的增加负荷意愿因子。

2.2 供电侧成本费用函数

电力系统供电侧的发电成本包括静态成本和动态成本 2 类。

a. 电力系统供电侧的静态成本。

系统按照既定的发电计划运行产生的成本为静态成本。其数学表达为:

$$F_{Gt}(\mathbf{U}_{Gt}, \mathbf{P}_{Gt}) = \sum_{i=1}^M [U_{Git} Y_{it}(P_{Git}) + U_{Git} (1 - U_{Git-1}) S_{it}(P_{Git})] \quad (6)$$

其中, M 为系统中的发电机组数; $\mathbf{P}_{Gt} = [P_{G1t}, \dots, P_{Git}, \dots, P_{GMt}]$ 为机组的出力向量; $Y_{it}(P_{Git}) = \alpha_i + \beta_i P_{Git} + \gamma_i P_{Git}^2$ 为第 i 号发电机组在 t 时段的运行成本,其中 $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ 为机组运行成本参数; $S_{it}(P_{Git}) = S_{0i} + S_{1i}(1 - e^{-\tau/\tau_i})$ 为第 i 号发电机组在 t 时段的启停成本, S_{0i}, S_{1i}, τ_i 为启停成本参数, τ 为发电机组的停机时间; $\mathbf{U}_{Gt} = [U_{G1t}, \dots, U_{Git}, \dots, U_{GMt}]$ 为第 i 号机组在 t 时段的运行状态向量, $U_{Git} = 0$ 表示发电机组处于停机状态, $U_{Git} = 1$ 表示发电机组处于开机状态。

b. 电力系统供电侧的动态成本。

已有研究多采用风险约束方法建立风电随机调度模型^[15,20],该方法通过构建系统风险阈值与旋转备用增量的关系函数来体现风电随机性对电力系统的影响。但是,该方法仅能确定系统风险备用的容量需求而无法制定精确的风电出力计划。

方案树理论^[21]通过方案枚举与概率取样相结合的手段,可以将不确定性问题转换为确定性问题进行求解。但该方法仅适用于概率密度为离散函数的情况^[5-8],对于概率特性连续的风电调度问题,该方法并不适用。

风电接入后,受其出力波动性的影响,发电机组在按照发电计划运行过程中还需进行紧急的出力再调整,本文将产生的成本期望定义为动态成本。其数学表达为:

$$F_{Dt}(\mathbf{P}_{Wt}) = \omega \int (P_{Wt} - \tilde{P}_{Wt})^2 q(\tilde{P}_{Wt}) d\tilde{P}_{Wt} \quad (7)$$

其中, $\tilde{P}_{Wt}$ 为 t 时段风电出力波动后的有功输出; ω 为常规发电机组的出力调整费用系数。

式(7)表征了机组为平抑风电出力波动而引起的费用的数学期望,表示为数学积分形式,弥补了传统方案树理论无法求解连续概率分布问题的缺陷,也符合市场环境对辅助控制措施进行货币化度量的要求。将式(7)作为有机牵制扩展到调度模型之中,可以将风电出力作为模型的决策变量,从而实现风电出力计划的精确计算。

2.3 目标函数及约束条件

本文所建立的调度模型可以简要描述为:考虑风电出力的概率特性,求取电网未来调度时段的机组组合及负荷分配计划,以系统运行总成本的数学期望最小为目标,同时满足系统的安全稳定约束。

根据式(4)~(7),系统运行总成本为:

$$\min F = \sum_{t=1}^T [F_{lr}(\mathbf{U}_{lr}, \mathbf{P}_{lr}) + F_{Gt}(\mathbf{U}_{Gt}, \mathbf{P}_{Gt}) + F_{Ht}(\mathbf{U}_{Ht}, \mathbf{P}_{Ht}) + F_{Dt}(\tilde{\mathbf{P}}_{Gt}, \mathbf{P}_{Gt})] \quad (8)$$

其中, T 为系统调度周期; $\tilde{P}_{Gt}$ 为风电出力波动后常规机组的有功输出。

对式(8)分析可知:

a. 若令 $F_{lt}(\mathbf{U}_{lt}, \mathbf{P}_{lt}) = F_{ht}(\mathbf{U}_{ht}, \mathbf{P}_{ht}) = 0$, 则式(8)变为不考虑柔性负荷补偿/激励机制的风电概率调度模型;

b. 若设置固定的旋转备用容量以平抑风电的出力波动, 即令 $F_{dt}(\tilde{\mathbf{P}}_{Gt}, \mathbf{P}_{Gt}) = \chi$, 其中 χ 为一个确定性的常数, 则式(8)变为传统的考虑风电接入的确定性调度模型。

式(8)中的决策变量需满足如下约束条件。

(1) 系统功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^M U_{Gt} P_{Gt} + P_{Wt} = P_{Lt} - \sum_{j=1}^N U_{ljt} P_{ljt} + \sum_{k=1}^D U_{Hkt} P_{Hkt} \quad (9)$$

其中, P_{Lt} 为系统在 t 时段的发电负荷; P_{Wt} 为风电机组在 t 时段的输出功率。

$$\sum_{i=1}^M U_{Gt} \tilde{P}_{Gt} + \tilde{P}_{Wt} = P_{Lt} - \sum_{j=1}^N U_{ljt} P_{ljt} + \sum_{k=1}^D U_{Hkt} P_{Hkt} \quad (10)$$

(2) 常规发电机组约束。

a. 发电机组出力上下限约束:

$$P_{Gtmin} \leq P_{Gt} \leq P_{Gtmax} \quad (11)$$

其中, P_{Gtmin} 和 P_{Gtmax} 分别为发电机组出力下限和上限。

$$P_{Gtmin} \leq \tilde{P}_{Gt} \leq P_{Gtmax} \quad (12)$$

其中, $\tilde{P}_{Gt}$ 为 t 时段风电出力波动后常规机组出力紧急调整后的有功输出。

b. 最小启停次数约束:

$$\sum_{i=1}^{24} |U_{Gt} - U_{G(t-1)}| \leq M_i \quad (13)$$

其中, M_i 为机组在调度周期内最大允许启停次数。

c. 机组爬坡速率约束:

$$-60r_{di} \leq P_{Gt} - P_{G(t-1)} \leq 60r_{ri} \quad (14)$$

其中, r_{di} 和 r_{ri} 分别为机组每分钟有功输出的最大下降速度和最大上升速度。

$$-60r_{di} \leq P_{Gt} - \tilde{P}_{Gt} \leq 60r_{ri} \quad (15)$$

(3) 柔性负荷约束。

a. 可中断负荷的限值约束:

$$P_{ljmin} \leq P_{lj} \leq P_{ljmax} \quad (16)$$

其中, P_{ljmin} 为用户 j 在 t 时段可中断负荷的下限值; P_{ljmax} 为用户 j 在 t 时段可中断负荷的上限值。

b. 激励负荷的限值约束:

$$P_{Hkmin} \leq P_{Hkt} \leq P_{Hkmax} \quad (17)$$

其中, P_{Hkmin} 为用户 k 在 t 时段增加负荷的下限值; P_{Hkmax} 为用户 k 在 t 时段增加负荷的上限值。

3 改进的 ICA

本文采用 ICA 对模型进行求解。ICA 是一种借

鉴了人类政治社会殖民阶段帝国之间相互竞争并占领其殖民地过程的一种全局性优化的进化算法。其控制参数的详细计算方法见文献[22], 本文算法具体流程如图 1 所示。

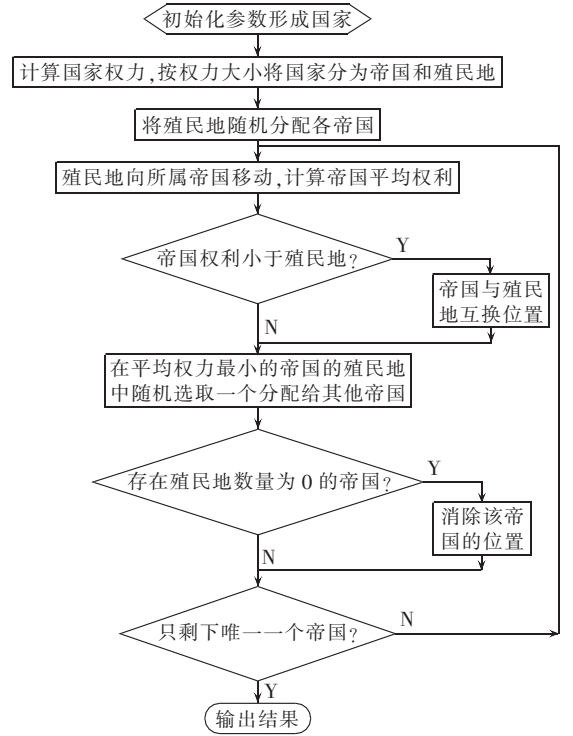


图 1 ICA 流程图

Fig.1 Flowchart of ICA

ICA 的国家函数值是通过目标函数直接求得, 然而, 本文所建模型中的动态成本函数的原函数无法用初等函数表示, 因此国家函数值 $f_{country}$ 无法直接求解。鉴于此, 本文引入龙贝格积分法^[23]至 ICA 中, 通过数值方法求解 $f_{country}$, 对于每次积分计算的结果, 可将其存入矩阵中, 待下次迭代时直接取用, 从而大幅提高了算法求解效率。

$$T_0^0 = \frac{b_0 - a_0}{2} [f_{Dt}(a_0) + f_{Dt}(b_0)] \quad (18)$$

其中, b_0, a_0 分别为动态成本的积分上、下限, 一般取风电出力的最大、最小值; $f_{Dt}(\tilde{P}_{Wt}) = (P_{Wt} - \tilde{P}_{Wt})^2 q(\tilde{P}_{Wt})$ 。

$$T_m^0 = \frac{1}{2} T_{m-1}^0 + h_m \sum_{i=1}^{2^{m-1}} f_{Dt}(a + (2i-1)h_m) \quad (19)$$

$$h_m = \frac{b-a}{2^m} \quad m=1, 2, \dots$$

$$T_{m-j}^j = \frac{4^j T_{m-j+1}^{j-1} - T_{m-j}^{j-1}}{4^j - 1} \quad (20)$$

式(18) — (20)共同控制了数值求解的迭代规则, 其迭代结束准则为:

$$\frac{|T_m^3 - T_{m-1}^3|}{|T_m^3|} \leq \varepsilon \quad (21)$$

其中, ε 为预先给定的精度水平。

4 算例

本文以含并网风电场的 IEEE 10 机电力系统^[24]为例,对所建模型进行仿真验证。ICA 参数设置为:国家数量为 200,初始帝国 10 个, $\delta=1.75$, $\sigma=0.2$, $\psi=\pi/2$, $\varepsilon=0.01$ 。常规机组正旋转备用需求为系统最大负荷的 8%,负旋转备用需求为系统最小负荷的 2%,旋转备用风险指标为 0.01。出力调整费用系数 $\omega=0.9\text{ }\$/(\text{MW}^2\cdot\text{h})$ 。可中断负荷的赔偿系数 $\rho_1=0.02\text{ }\$/(\text{MW}^2\cdot\text{h})$ 、 $\rho_2=4\text{ }\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$,激励负荷的激励系数 $\eta_1=0.03\text{ }\$/(\text{MW}^2\cdot\text{h})$ 和 $\eta_2=7\text{ }\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。风电场共有 100 台额定功率为 1 MW 的风力发电机,假设风力发电机组不提供旋转备用且不考虑其强迫停运的可能性,风机的相关参数为 $v_{\text{in}}=3\text{ m/s}$, $v_{\text{cut}}=25\text{ m/s}$, $v_N=15\text{ m/s}$,风速预测误差的标准差为 0.5。风电场在 24 h 内,采样步长为 10 min 的实测风速如图 2 所示。

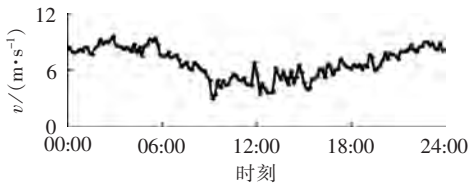


图 2 风速波动曲线

Fig.2 Fluctuation of wind speed

柔性负荷用户参数如表 1 所示。

表 1 柔性负荷用户参数

Table 1 Parameters of flexible load users

用户	负荷低谷时段		负荷高峰时段	
	μ_{H}	激励负荷上限/MW	μ_{L}	可中断负荷上限/MW
1	0.08	12	0.05	15
2	0.24	27	0.12	22
3	0.34	30	0.25	25

根据 2.3 节分析,为对比验证本文提出的调度方法,确立 3 种调度方式如下。

方式 1:不计柔性负荷调峰的风电确定性调度,令风电的正负旋转备用需求为其出力的最大波动幅值,本文取其装机容量的 30%。

方式 2:不计柔性负荷的风电随机调度。

方式 3:考虑柔性负荷的风电供需侧一体化随机调度。

4.1 机组出力

忽略柔性负荷用户内部的负荷分配,求解方式 3 的调度结果如表 2 所示,表中时段 1 对应 01:00—01:59,其他依此类推。

方式 3 的柔性负荷调度结果为:01:00、02:00、03:00、24:00 时启动激励负荷调峰,10:00—13:00、20:00—21:00 这 2 个时段启动可中断负荷调峰。

4.2 发电费用

3 种调度方式的成本如表 3 所示。

表 2 调度结果

Table 2 Scheduling results

时段	机组出力/MW									
	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
1	455	251	0	0	0	0	0	0	0	0
2	455	291	0	0	25	0	0	0	0	0
3	455	380	0	0	25	0	0	0	0	0
4	455	419	0	0	25	0	0	0	0	0
5	455	451	0	20	25	0	0	0	0	0
6	455	455	0	101	41	0	0	0	0	0
7	455	455	20	110	41	0	0	0	0	0
8	455	455	74	130	52	0	0	0	0	0
9	455	455	110	130	74	20	25	0	0	0
10	455	455	130	130	81	20	25	0	0	0
11	455	455	130	130	155	20	25	0	0	0
12	455	455	130	130	162	61	25	0	0	0
13	455	455	130	130	76	20	25	0	0	0
14	455	455	130	130	67	20	25	0	0	0
15	455	455	108	120	25	20	0	0	0	0
16	455	398	72	83	25	0	0	0	0	0
17	455	365	52	78	25	0	0	0	0	0
18	455	455	52	89	25	0	0	0	0	0
19	455	455	111	130	25	0	0	0	0	0
20	455	455	130	130	81	20	25	0	0	0
21	455	455	61	130	60	20	25	0	0	0
22	455	455	0	119	37	0	0	0	0	0
23	455	375	0	0	25	0	0	0	0	0
24	455	365	0	0	0	0	0	0	0	0

表 3 系统运行总成本

Table 3 Total operational cost of system

调度方式	静态成本	动态成本	激励负荷成本	可中断负荷成本	总费用
1	545249	21600	0	0	566849
2	544866	8512	0	0	553378
3	539276	10723	1651	1417	553067

对比方式 2 和方式 3 可知,方式 3 的系统静态成本降低了 1.03%,其原因是柔性负荷发挥了其削峰填谷的调峰效益,使发电机组运行于更经济高效的负载水平;方式 3 的动态成本增加了\$2211,其原因是柔性负荷增加了系统消纳的风电功率。总体而言,方式 3 以系统动态成本和柔性负荷成本增加为代价,促使静态成本大幅下降,从而降低了系统总成本。

对比方式 1 和方式 2 可知,采用确定性调度方式,虽通过风火“打捆”方式平抑了风电出力的波动性和随机性,但这种确保电力系统稳定的“刚性”方式使系统运行总成本显著增加了 2.38%。方式 2 在计算动态成本时考虑风电概率特性,有效协调了风电出力波动可能性和严重性,得到均衡了系统安全性与经济性的调度结果。

4.3 风电出力

计算方式 1、方式 2 和方式 3 的风电出力计划曲线如图 3 所示。

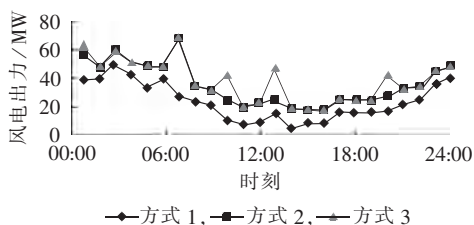


图 3 风电出力曲线

Fig.3 Wind power output curve for different modes

由图 3 可知,风电出力计划总体从大到小依次为方式 3、方式 2、方式 1。

对比方式 2 和方式 1 的出力计划曲线可知,采用随机调度方式,通过柔性协调电力系统的运行风险和收益办法,在确保系统安全性的前提下,可有效降低传统确定性调度模式下的“弃风”风险,提高了系统对风电这一清洁能源的消纳能力。

对比方式 2 和方式 3 的出力计划曲线可知,柔性负荷参与系统调度运行,进一步提高了系统对风电的消纳能力,其原因是,柔性负荷相对低廉的调峰成本和灵活的调峰方式有助于缓解风电出力波动性对电力系统带来的负面影响。

对比图 2、图 3 可知,风电出力计划曲线与风电场风速的波动趋势基本一致,由风电出力的概率特性可知,风电出力出现在其预测出力附近的概率最大,因此,按此趋势的风电出力计划曲线可以最大限度降低电力系统的动态成本,验证了本文提出的协调风电出力波动的可能性和严重性的调度思想。

4.4 算法收敛特性

本文分别采用禁忌粒子群 TPSO (Tabu Particle Swarm Optimization) 算法^[25]和标准遗传算法^[24]GA (Genetic Algorithm) 对调度方式 3 进行求解。上述 2 种算法与改进 ICA 的收敛曲线对比结果如图 4 所示。

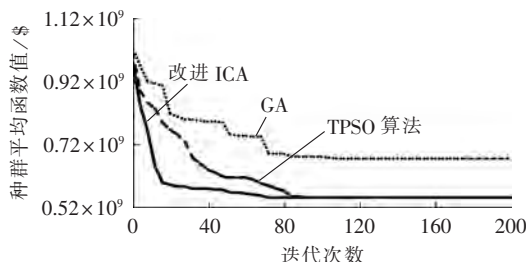


图 4 不同算法收敛特性对比图

Fig.4 Comparison of convergency among different algorithms

由图可知,改进 ICA 的收敛速度比 TPSO 算法和 GA 更快,全局搜索能力比 GA 更强。

为测试本文算法在大系统中的计算效率及鲁棒性,将现有 10 机算例等比例扩展至 20、30、40、50 机系统,机组数量、负荷、风电接入容量等比例增加,其余参数不变。在处理器为 core(TM)I5-3 GHz、内存 4GB 的 PC 机上利用改进 ICA 对上述算例进行

求解,其计算时间如图 5 所示。

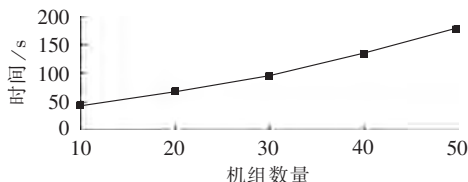


图 5 算法计算时间图

Fig.5 Curve of computation time vs. unit quantity

由图 5 可知,随着机组数量增加,改进 ICA 求解时间呈近似线性增加的趋势,考虑到机组组合问题是典型的 NP (Non-deterministic Polynomial) 难题,其计算量随着机组数量成几何级数增加,本文所提算法具有较高的计算效率,因此在实际系统中具有实用性。

5 结论

本文将柔性负荷成本和由风电出力波动引起的动态成本作为有机牵制扩展到调度模型之中,建立了考虑柔性负荷补偿/激励机制的风电供需侧一体化随机调度模型,并通过改进 ICA 对模型进行求解,研究结果得出以下结论。

a. 本文所建模型,基于改进方案树理论,实现了以概率期望的均衡方式对风电出力随机性、波动性的货币化度量,统筹关联了系统运行安全性和经济性,提高了电力系统的综合运行效益,实现了对风电出力计划的精确计算。

b. 把柔性负荷的非线性成本费用函数扩展到调度模型中,缓解了风电接入给电力系统调度带来的不利影响,从而提高了系统的运行效益和其对风电的消纳能力。

参考文献:

- [1] 王彩霞,乔颖,鲁宗相,等. 低碳经济下风火互济系统日前发电计划模式分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):111-117.
WANG Caixia,QIAO Ying,LU Zongxiang,et al. Day-ahead dispatch mode for wind-thermal power system in low-carbon economy[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):111-117.
- [2] 袁铁江,晁勤,吐尔逊·伊不拉音,等. 大规模风电并网电力系统动态经济优化调度的建模[J]. 中国电机工程学报,2011,31(30):7-13.
YUAN Tiejiang,CHAO Qin,TUERXUN Yibulayin,et al. Optimized economic and environment-friendly dispatching modeling for large-scale wind power integration[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(30):7-13.
- [3] 李智,韩学山,杨明,等. 计及接纳风电能力的电网调度模型[J]. 电力系统自动化,2010,34(19):15-19.
LI Zhi,HAN Xueshan,YANG Ming,et al. Power system dispatch considering wind power grid integration[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(19):15-19.

- [4] LIANG Rueyhsun,HAO Jianliao. A fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2007,22(4):1665-1674.
- [5] 高亚静,周明,李庚银,等. 基于马尔科夫链和故障枚举法的可用输电能力计算[J]. 中国电机工程学报,2006,26(19):41-46.
GAO Yajing,ZHOU Ming,LI Gengyin,et al. Available transfer capability calculation based on Markov chain and enumeration method[J]. Proceedings of the CSEE,2006,26(19):41-46.
- [6] CONDREN J,GEDRA T W,DAMRONGKULKAMJORN P. Optimal power flow with expected security costs[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2006,21(2):541-547.
- [7] 查浩,韩学山,杨朋朋. 电网运行状态下的概率优化调度[J]. 中国电机工程学报,2008,28(28):54-60.
ZHA Hao,HAN Xueshan,YANG Pengpeng. Probabilistic optimal dispatching under operating condition of power network[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(28):54-60.
- [8] 查浩,韩学山,王勇,等. 电力系统安全经济协调的概率调度理论研究[J]. 中国电机工程学报,2009,29(13):16-22.
ZHA Hao,HAN Xueshan,WANG Yong,et al. Study of power system probabilistic dispatching with security-economy coordination[J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(13):16-22.
- [9] DOORMAN G L,WANGENSTEEN I. Demand side provision of peaking capacity and reserves in deregulated power systems[C]//International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies,2000. Proceedings. DRPT 2000. London,UK:IEEE,2000:290-295.
- [10] 葛炬,张粒子. 可中断负荷参与的备用市场帕累托优化模型[J]. 电力系统自动化,2006,30(9):34-37.
GE Ju,ZHANG Lizi. Pareto optimality model of reserve market including interruptible load as participants[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(9):34-37.
- [11] 周春明,江辉,何禹清,等. 可中断负荷参与阻塞管理的多目标模糊优化[J]. 电网技术,2008,32(9):27-32.
ZHOU Chunming,JIANG Hui,HE Yuqing,et al. A multi-objective fuzzy optimization of congestion management with participation of interruptible loads[J]. Power System Technology,2008,32(9):27-32.
- [12] MOGHIMI H M,VAHIDI B. A solution to the unit commitment problem using imperialistic competition algorithm[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2012,27(1):117-124.
- [13] MATEVOSYAN J,SODER L. Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2006,21(3):1396-1404.
- [14] DUTTA S,SHARMA R. Optimal storage sizing for integrating wind and load forecast uncertainties[C]//Innovative Smart Grid Technologies (ISGT),2012 IEEE PES,2012. Washington,USA:IEEE,2012:1-7.
- [15] 雷亚洲,王伟胜,印永华,等. 基于机会约束规划的风电穿透功率极限计算[J]. 中国电机工程学报,2002,22(5):33-36.
LEI Yazhou,WANG Weisheng,YIN Yonghua,et al. Wind power penetration limit calculation based on chance constrained programming[J]. Proceedings of the CSEE,2002,22(5):33-36.
- [16] 齐民友. 概率论与数理统计[M]. 北京:高等教育出版社,2002:65-66.
- [17] 杨楠,王波,刘涤尘,等. 考虑柔性负荷调峰的大规模风电随机优化调度方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(16):63-69.
YANG Nan,WANG Bo,LIU Dichen,et al. Large-scale wind power stochastic optimization method considering flexible load peaking[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(16):63-69.
- [18] 刘新东,陈焕远,姚程. 计及大容量燃煤机组深度调峰和可中断负荷的风电场优化调度模型[J]. 电力自动化设备,2012,32(2):95-99.
LIU Xindong,CHEN Huanyuan,YAO Cheng. Economic dispatch considering deep peak-regulation and interruptible loads for power system incorporated with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(2):95-99.
- [19] FAHRIOGLU M,ALVARADO F. Using utility information to calibrate customer demand management behavior models[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2001,16(2):317-322.
- [20] 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.
- [21] 赵晋泉,汪晶. 不确定机组组合处理方法评述[J]. 江苏电机工程,2010,29(5):1-5.
ZHAO Jinquan,WANG Jing. Review on handling methods for uncertain unit commitment[J]. Jiangsu Electrical Engineering,2010,29(5):1-5.
- [22] MOGHIMI H M,VAHIDI B. A solution to the unit commitment problem using imperialistic competition algorithm[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2012,27(1):117-124.
- [23] 颜庆津. 数值分析[M]. 3版. 北京:北京航空航天大学出版社,2006:160-162.
- [24] KAZARLIS S A,BAKIRTZIS A G,PETRIDIS V. A genetic algorithm solution to the unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1996,11(1):83-92.
- [25] 陈道君,龚庆武,张茂林,等. 考虑能源环境效益的含风电场多目标优化调度[J]. 中国电机工程学报,2011,31(13):10-17.
CHEN Daojun,GONG Qingwu,ZHANG Maolin,et al. Multi-objective optimal dispatch in wind power integrated system incorporating energy-environmental efficiency[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(13):10-17.

作者简介:



杨楠

杨楠(1987—),男,湖北襄阳人,讲师,博士,主要研究方向为电力系统分析、电力系统规划与控制(E-mail:283360971@qq.com);

刘涤尘(1953—),男,湖北红安人,教授,博士研究生导师,博士,主要从事电力自动监控、电力系统分析与控制、电力电子技术等方面的研究。

(下转第 27 页 continued on page 27)

- [18] TENINGE A, ROYE D, BACHA S, et al. Low voltage ride through capabilities of wind plant combining different turbine technologies[C]//13th European Conference on Power Electronics and Applications. Barcelona, Spain: IEEE, 2009: 1-9.
- [19] MUYEEN S M, TAKAHASHI R, MURATA T, et al. A variable speed wind turbine control strategy to meet wind farm grid code requirements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 331-340.
- [20] ROSYADI M, MUYEEN S M, TAKAHASHI R, et al. Stabilization of fixed speed wind generator by using variable speed PM wind generator in multi-machine power system[C]//IEEE International Conference on Electrical Machines and Systems. Sapporo, Japan: IEEE, 2012: 1-6.

作者简介:



李生虎

李生虎(1974—),男,安徽合肥人,教授,博士研究生导师,研究领域为电力系统规划与可靠性、风电系统分析与控制、柔性输电技术在电力系统中的应用(E-mail: shenghuli@hfut.edu.cn);

安锐(1990—),男,黑龙江牡丹江人,硕士研究生,研究方向为风电机组故障穿越、风电系统动态仿真(E-mail: anrui135@163.com);

com);

许志峰(1989—),男,江西抚州人,硕士,研究方向为风电机组故障穿越、风电系统动态仿真。

Coordinated LVRT of IG and PMSG in hybrid wind farm

LI Shenghu¹, AN Rui¹, XU Zhifeng², DONG Wangchao¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China;

2. Maintenance Department, Jiangxi Electric Power Company, Nanchang 330029, China)

Abstract: An algorithm is proposed to figure out the minimum sets of direct-driven PMSG (Permanent-Magnet Synchronous Generator) required for the coordinated LVRT (Low-Voltage Ride-Through) of IG (Induction Generator) and PMSG. The critical slip for yielding IG instability is calculated according to the torque balance relation and the integration of the torque balance equation according to the critical slip and the fault duration is carried out to obtain the critical voltage of PCC (Point of Common Coupling) for maintaining IG stability. According to the severest voltage drop stipulated in the grid code, the required reactive power and the minimum sets of PMSG for the coordinated LVRT of IG and PMSG are derived. The dynamic simulation is performed to validate the effect of coordinated LVRT and quantify the error of theoretical derivation. It is found that, larger IG inertia time constant, larger IG rotor resistance, less IG mechanical torque, less IG stator reactance or shorter fault duration yields lower critical voltage, resulting in easier coordinated LVRT of IG and PMSG. The influence of following factors on the critical voltage is sorted from bigger to smaller: IG mechanical torque, fault duration, IG rotor resistance, IG inertia time constant, IG stator reactance.

Key words: wind farms; low-voltage ride-through; induction generator; direct-driven permanent-magnet synchronous generator; critical voltage

(上接第 20 页 continued from page 20)

Integrated random scheduling for supply and demand sides of wind power system considering flexible load compensation/incentives

YANG Nan¹, LIU Dichen², DONG Kaisong³, WANG Bo², WEI Daqian², ZHU Zhenshan², YANG Yunlei²

(1. College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443000, China;

2. College of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

3. State Grid Gansu Electric Power Research Institute, Lanzhou 730050, China)

Abstract: The increasing scale of integrated wind power brings the increasing impact on power system. An integrated random scheduling model for both supply and demand sides of wind power system is built based on the improved project tree theory, which considers the flexible load compensation/incentives and monetarily quantifies the randomness and volatility of wind power in the form of probability. According to the stochastic property of the model, the improved imperialist competitive algorithm including Romberg integration module is adopted. Simulative results show that, the proposed scheduling method improves the operational efficiency of power system with wind farm and increases the wind power integration capacity.

Key words: wind power; flexible load; incentives; improved project tree; integrated supply and demand sides scheduling; imperialist competitive algorithm; models; probability