考虑不确定性成本的含风电场群电力系统短期优化调度

曲正伟1,王京波2,张 坤1,王云静1,郑 磊1

(1. 燕山大学 电力电子节能与传动控制河北省重点实验室,河北 秦皇岛 066004;

2. 国网湖北省电力公司检修公司,湖北 武汉 430000)

摘要:提出一种考虑系统不确定性成本和运行风险约束的含风电场群电力系统短期优化调度方法。针对 多维风速联合概率分布函数不易构造的问题,采用 Copula 函数描述其时空分布特性并生成多维风速的场景空 间。定义电力系统风险指标,建立一种考虑系统不确定性成本和运行风险约束的含风电场群电力系统动态 经济调度模型,协调了系统经济性和安全性的之间的矛盾。提出基于场景运算的风险指标评估方法,并 结合改进的量子粒子群优化算法用于模型求解,提高了模型求解速度,直观地反映出系统的风险程度,并得 到系统最佳置信水平。以含2个邻近风电场的 IEEE 30 节点系统为算例,验证了模型及算法的合理性和有效性。 关键词:优化调度;风电场;不确定性成本;场景运算;量子粒子群优化算法

中图分类号: TM 614

文献标识码:A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.04.021

0 引言

随着能源危机的加剧和环境问题的日益突出, 风电作为一种清洁可再生能源成为能源供应的重要 选择。然而,随着风电基地的集约化建设,同一区 域风电场密度和并网容量增加,风速的时空分布特 性给电力系统的稳定运行和调度计划的制定带来前 所未有的挑战。

含风电场的电力系统经济调度问题,关键在于考 虑风电功率的不确定性对调度决策的影响。以往的 研究中很少考虑风电功率的不确定性对旋转备用容 量的额外要求,同时也经常忽略相邻风电场之间的 空间相关性,这必然会影响调度结果的客观性。研 究初期,常通过增加一定比例的旋转备用容量,将其 转化为传统的确定性调度问题。但由于没有定性分析 风电的不确定性对调度的影响,该方法容易得出保守 或者冒进的决策方案,经济性和安全性无法得到有效 保证[1]。文献[2-3]基于模糊集理论,通过定义隶属 度函数来处理风电的不确定性,但其所得调度决策方 案却受制于主观因素。文献[4-6]在优化模型中引 入机会备用约束对风电系统的短期优化进行研究, 但该方法难以确定机会备用约束的最佳置信度。文 献[7-9]在短期经济运行中,将"失负荷"和"弃风"惩 罚成本纳入经济性考量,或者在目标函数中加入发电 成本期望等风险度量项,对更广意义的电力系统优化 进行了有益探索。然而上述模型均忽略了各风电场 之间的风速相关性,从而降低了调度方案的准确度。 同一区域的风电场由于受同一风源的影响,各维风速 之间具有一定的时空分布关系。为有效考虑风速的 相关性因素,文献[10-11]通过协方差矩阵变换法或 Nataf 逆变换技术,得到不同风电场之间具有线性相 关的风速分布样本,并分析了风速的线性相关性对概 率潮流计算的影响。然而,风速的分布具有不对称 的厚尾特性,使得风电出力的概率分布也呈现出相应 的厚尾特性,从而导致线性相关系数具有一定的局限 性,不加分析地使用该指标可能会导致错误的结论。 鉴于此,有学者提出运用 Copula 函数构建电力系统 随机变量联合概率分布的思想,并采用 Copula 函数 描述了离岸和近岸风力发电以及风电示范工程中相 邻风电场的时空分布特征,对含风电场群的系统优 化问题进行了探索,取得了较好的效果^[12-13]。

本文首先结合 Copula 函数生成具有已知时空 分布特性的多维风电功率的场景空间。在优化模型 中,将风电计划出力作为优化变量,并在目标函数中加 入因风电计划出力偏差导致的"电能短缺"和"电能 盈余"等不确定成本项,从经济性的角度量化了风电 不确定性带来的成本的增加。通过对风电功率和负 荷等随机变量的场景运算,并采用改进的量子粒子群 优化(IQPSO)算法求解,提高了模型求解速度并准 确直观地反映出系统的风险水平和最佳置信度,有 助于调度人员制定更加经济、灵活、合理的调度方案。

1 多维风速的时空分布特性分析

1.1 Copula 函数定义

Sklar 定理^[12-14]指出,任何联合分布函数都可用 描述其随机性的边缘分布 *F_i*(*x_i*)以及描述相关结构 的 Copula 函数来刻画。即存在这样一个 Copula 函

收稿日期:2015-04-14;修回日期:2016-01-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51107109);秦皇岛科学 技术研究与发展计划项目(201302A022)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51107109) and Technology Research and Development Program of Qinhuangdao(201302A022)

数 $C(F_1(x_1), F_2(x_2), \dots, F_n(x_n))$, 使得:

 $F(x_1, x_2, \dots, x_n) = C(F_1(x_1), F_2(x_2), \dots, F_n(x_n))$ (1) 其中, $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ 为随机变量 x_1, x_2, \dots, x_n 的联合 分布函数。

1.2 Copula 函数的构造

本文以某相邻风电场(W₁和W₂)风速样本为研 究对象,简述构建 Copula 函数模型的步骤如下。

a.确定风速的边缘分布。实测数据表明,各风 电场风速的短期概率分布特性可用正态分布来描述,即:

$$F_{i,t}(x) = -\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{v_{i,t}}} \int_{-\infty}^{x} \exp\left[-\frac{(v-\bar{v}_{i,t})^2}{2\sigma_{v_{i,t}}^2}\right] dv \quad i=1,2$$
(2)

其中, $F_{i,t}(x)$ 为风电场*i*在*t*时段的风速概率分布 函数; $\bar{v}_{i,t}$ 和 $\sigma_{v_{i,t}}^2$ 分别为*t*时段预测风速平均值和标 准差。

b. Copula 函数的选择与评估。令 $U = F_1(x)$ 、 $V = F_2(x)$,由 Copula 函数的性质可知,对变量进行严格 单调增变化时,由 Copula 函数导出的相关性测度不 会改变^[13]。因此,不同时段的风速 Copula 函数具有 相同的相关性结构,因此根据各风电场的历史风速 选择合适的 Copula 模型。图 1 所示为 U 和 V 的历 史频率直方图,它是(U,V)联合概率密度的估计。 由于其具有明显的对称性,通过分析常用的 Copula 函数及其特点可知,选择 Gau-Copula 或 *t*-Copula 函 数分析 W_1 和 W_2 的风速时空分布特性比较合适。其 Copula 概率分布函数分别为^[12-13].

$$C_{Ga}(u,v;\rho) = \int_{-\infty}^{\Phi^{-1}(u)} \int_{-\infty}^{\Phi^{-1}(v)} \frac{1}{2\pi\sqrt{1-\rho^{2}}} \times \exp\left[-\frac{s^{2}-2\rho st+t^{2}}{2(1-\rho^{2})}\right] ds dt$$
(3)

$$C_{t}(u, v; \rho, k) = \int_{-\infty}^{t_{t}^{-1}(u)} \int_{-\infty}^{t_{t}^{-1}(v)} \frac{1}{2\pi\sqrt{1-\rho^{2}}} \times \left[1 + \frac{s^{2} - 2\rho st + t^{2}}{k(1-\rho^{2})}\right]^{\frac{k(k+2)}{2}} ds dt \qquad (4)$$

其中,u和v为 Copula 函数的三维变量; ρ 为变量间 的线性相关系数;k为自由度; $\Phi^{-1}(\cdot)$ 为标准正态分



图 1 W_1 和 W_2 联合频率直方图 Fig.1 Joint frequency histogram of W_1 and W_2

布函数的逆函数; $t_k^{-1}(\cdot)$ 表示自由度为k的t分布函数的逆函数。

为进一步比较所选 Copula 函数的优劣,引入欧 氏距离的概念,其定义式如下^[12-13]:

$$l^{2} = \sum_{i=1}^{n} |C_{n}(u_{i}, v_{i}) - C(u_{i}, v_{i})|^{2}$$
(5)

其中, $C_n(u_i, v_i) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{[F(x_i) \leq u_i]} I_{[F(y_i) \leq v_i]}$ 为 EMC 函数,是 实际分布函数的一个逼近; $C(u_i, v_i)$ 为 THC 函数。

c. Copula 函数的参数估计。极大似然法是一种 经典的参数估计方法,在数理统计和参数估计领域 有广泛的应用。该方法可分为精确法和两阶段法, 虽然精确法能够同时估计模型中的所有参数,但由 于 Copula 模型参数过多而不利于最大似然函数的 寻优,因此本文选用两阶段极大似然法估计 Copula 模型的参数,因而将参数估计的过程分解为两步。

第一步:估计出边缘分布函数的参数。

$$\hat{\theta}_i = \operatorname{argmax}_{i \in \mathbb{N}} \ln F_i(x_{ij}; \theta_i)$$
 (6)

第二步:估计出 Copula 函数中的相关参数。

$$\hat{\theta}_{c} = \operatorname{argmax} \sum_{i \in \mathbb{N}} \ln C(F_{1}(x_{1j}; \hat{\theta}_{1}), \cdots, F_{n}(x_{nj}; \hat{\theta}_{n})) \quad (7)$$

根据 W_1 和 W_2 的历史风速数据,通过参数估计 得到各 Copula 模型的相关参数,结果如表 1 所 示。显然,二元 *t* - Copula 函数的欧氏距离更小,由 此认为 *t* - Copula 函数在描述多维风速的时空分布 特性方面具有更好的适用性。图 2 给出了其概率 密度函数图。





图 2 W_1 和 W_2 联合概率密度函数图 Fig.2 Joint probability density function of W_1 and W_2

2 系统运行风险建模

一方面,由于风电的并网改变了系统的电源分布,因而系统的潮流分布也要发生巨大变化,这使得 原有的系统面临线路过载的风险,即^[12]:

139

 $f_{\text{ine}}^{\text{ine}} = P_{\text{rob}} \{ p_{\text{ine},l} \ge p_{\text{ine},l} \}$ $l = 1, 2, \dots, N_{\text{ine}}$ (8) 其中, $f_{\text{ine}}^{\text{ine}}$ 为线路过载风险指标; N_{ine} 为系统中线路 数量; $P_{\text{rob}} \{ \cdot \}$ 表示事件发生的概率; $p_{\text{ine},l}^{\text{ine}}$ 为各线路的 传输功率极限; $p_{\text{ine},l}$ 为线路 l 流过的功率, 可通过直 流潮流模型求取, 表达式如下所示。

$$\boldsymbol{\theta} = [-\boldsymbol{B}']^{-1}(\boldsymbol{P}_{g} + \boldsymbol{P}_{w} - \boldsymbol{P}_{load})$$
(9)

$$p_{\text{line},l} = -b_{ij} \left(\theta_i - \theta_j\right) \tag{10}$$

其中, θ 为各节点电压相位矢量; θ_i 和 θ_j 为线路两端的相位;**B**为系统电纳矩阵;**P**_g、**P**_w和**P**_{load}分别为各 节点的常规机组出力、风电出力和负荷组成的向量。

另一方面,由于《可再生能源法》明文规定风电 应全部上网,因此风电功率的随机性必然使得系 统的旋转备用需求增加。在运行过程中,系统将不 可避免地面临因正负旋转备用不足而导致的系统 "切负荷"或者"弃风"的危险。因此,本文以"切负 荷"和"弃风"概率作为系统的运行风险指标,即:

$$\begin{aligned} & f_{\text{risk}}^{\text{off}} = P_{\text{rob}} \{ S^{\text{u}} < -\Delta p_{\text{load}} + \overline{p}_{\text{w}} - p_{\text{w}} \} \\ & f_{\text{risk}}^{\text{waste}} = P_{\text{rob}} \{ S^{\text{d}} < \Delta p_{\text{load}} + p_{\text{w}} - \overline{p}_{\text{w}} \} \end{aligned} \tag{11}$$

其中, \bar{p}_{w} 为风电计划出力; Δp_{load} 为系统负荷预测误差,通常采用均值为0的正态分布来描述; p_{w} 为实际风电总功率; S^{u} 和 S^{d} 分别为系统能提供的最大正、负备用容量,表达式如下所示。

$$S^{u} = \sum_{i=1}^{N_{e}} \min(p_{gi}^{max} - p_{gi}, T_{10}\Delta^{u}_{i})$$

$$S^{d} = \sum_{i=1}^{N_{e}} \min(p_{gi} - p_{gi}^{min}, T_{10}\Delta^{d}_{i})$$
(12)

其中, N_g 为常规机组台数; Δ_i^u 和 Δ_i^d 分别为第i个 常规机组的上、下爬坡速率; T_{10} 为旋转备用响应时间,取值 10 min; p_{gi}^{max} 、 p_{gi}^{min} 分别为常规机组i的最大和最小出力极限。

 $p_{g_{imax}}^{t}$ 和 $p_{g_{imin}}^{t}$ 为常规机组 *i* 在 *t* 时段的有功出力的上、下限,即:

$$p_{gimax}^{t} = \min(p_{gi}^{max}, p_{gi}^{t-1} + \Delta_{i}^{u} T_{60}) p_{gimin}^{t} = \max(p_{gi}^{min}, p_{gi}^{t-1} - \Delta_{i}^{d} T_{60})$$
(13)

其中,Tω为单位运行时间,在本文中取1h。

由于系统负荷预测误差 Δp_{load} 和实际风电总功 率 $p_w = \sum_{i=1}^{N_v} p_{wi}$ 均为随机变量,为方便分析,本文将两者 之和定义为等效风电出力 p_e ,即:

$$p_e = \sum_{i=1}^{N_*} p_{wi} + \Delta p_{\text{load}}$$
(14)

其中,N_w为风电场群中的风电场数量。

3 考虑不确定成本的电力系统优化调度模型

3.1 确定性成本建模

电力系统中确定性成本即为常规机组的燃料成本,其单时段的火电机组成本函数通常用该机组有

功出力的二次函数表示,即:

$$f(p_{gi}^{t}) = a_{i} p_{gi}^{t2} + b_{i} p_{gi}^{t} + c_{i}$$
(15)

其中, a_i 、 b_i 和 c_i 为火电成本系数。

此外,汽轮机进气阀开启瞬间出现的拔丝现象 会在机组耗量曲线上产生阀点效应,从而造成能耗 成本的增加.即^[5]:

$$f_{v}(p_{gi}^{t}) = |d_{i}\sin[e_{i}(p_{gi}^{\min} - p_{gi}^{t})]|$$
(16)
其中, d_{i} 、 e_{i} 为阀点效应系数。

3.2 不确定成本建模

由上文可知,各时段的风电出力均为服从一定 概率分布的随机变量,而参与优化的各时段风电计 划出力 \bar{p}_{w} 是一个确定值。如图 3 所示,利用 \bar{p}_{w} 将风 电功率的概率密度曲线一分为二,其左边和右边即 分别为风电出力短缺和盈余情况。



图 3 风电功率短缺与盈余概率分布 Fig.3 Shortage and surplus probability distribution of wind power output

如果计划出力偏高,需调用常规机组的备用容 量来补偿风电出力的不足,则造成能源消耗成本增 加;同理,当计划出力偏低,需调用负备用容量补偿 风电出力的盈余,则造成风能资源的损失。因此,本 文定义的系统不确定成本为因电能短缺和电能盈余 而导致的运行成本的增加,即:

$$f(\overline{p}_{w}^{t}) = C_{\text{shortage}}^{t} + C_{\text{surplus}}^{t}$$
(17)

其中,*C*^{*i*}_{shortage}为电能短缺成本,反映了正备用调用成本或备用不足造成的停电损失;*C*^{*i*}_{surplus}为电能盈余成本,反映了负备用调度成本和风能浪费造成的环保效益的降低。

a. 电能短缺成本。

电能短缺时,风电场负效率运行,系统必须通过 增加旋转备用容量出力甚至是切掉部分负荷的方式 达到维持系统稳定的目的。电能短缺造成的成本增 加主要取决于风电场实际运行情况下对风电出力不 足的概率、正备用需求以及旋转备用容量调度的难 易程度等指标的量化¹¹⁵¹。因此,风电出力短缺概率 成本如下式所示:

$$C_{\text{shortage}}^{\prime} = k_1 f_{\text{risk}}^{\text{shortage}} (\bar{p}_{w} - E(p_e \mid p_e < \bar{p}_{w})) T_{60} \quad (18)$$

b. 电能盈余成本。

电能盈余时,系统必须通过减小常规机组出力 或弃风的手段维持系统功率平衡。与电能短缺成本 类似,影响该项成本的因素包括:风电场出力盈余情况发生的概率、负旋转备用需求量以及负旋转备用 的调度难易程度^[15]。因此,特定风电计划出力情况 下,相应的电能盈余成本可表示为:

 $C_{suplus}^{t} = k_2 f_{risk}^{suplus} (E(p_e | p_e > \bar{p}_w) - \bar{p}_w) T_{60}$ (19) 式(18)和(19)中, $f_{risk}^{shorage}$ 和 f_{risk}^{suplus} 分别为风电场出力 短缺和出力盈余的概率; k_1 和 k_2 分别为电能短缺和 电能盈余成本系数,其大小的厘定参见文献[16]。

3.3 目标函数

含风电场电力系统经济调度的目标是在优先考 虑风电并网的基础上合理分配常规机组出力使系统 获得最大的经济和社会效益。

$$\min\sum_{\iota \in T} \left[\sum_{i=1}^{N_{\iota}} f(p_{gi}^{\iota}) + f_{\nu}(p_{gi}^{\iota}) + f(\bar{p}_{w}^{\iota}) \right]$$
(20)

3.4 约束条件

a. 功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{N_{s}} p_{gi}^{t} + \bar{p}_{w}^{t} - \sum_{j=1}^{N_{d}} \bar{p}_{\text{load},j}^{t} = 0 \quad t \in T$$
(21)

b. 风电场出力计划约束:

$$0 \leqslant \bar{p}_{w}^{t} \leqslant \sum_{j=1}^{N_{w}} w_{\max,j} \quad t \in T$$

$$(22)$$

c. 常规机组出力约束:

$$p_{gi}^{\min} \leq p_{gi}^{t} \leq p_{gi}^{\max} \quad t \in T$$
(23)

d. 常规机组爬坡约束:

$$-\Delta_{i}^{d} T_{60} \leqslant p_{gi}^{t} - p_{gi}^{t-1} \leqslant \Delta_{i}^{u} T_{60} \quad t \in T$$

$$= \mathcal{E} \neq \delta \approx \mathcal{E} \approx \mathcal{E} \neq \delta \neq d_{1} \neq d_{2}$$

$$= \mathcal{E} = \mathcal{E} =$$

e. 系统运行风险约束。

在系统运行中,须将风险指标约束在允许的范 围内以保证系统的安全稳定,并避免大量的弃风。

$$\begin{aligned} f_{\text{risk}}^{\text{in}e} &\leq \mu_1 \quad l = 1, 2, \cdots, N_{\text{line}} \\ f_{\text{risk}}^{\text{off}} &\leq \mu_2 \\ f_{\text{risk}}^{\text{vaste}} &\leq \mu_3 \end{aligned}$$
 (25)

其中, N_{d} 为系统负荷节点个数; $\bar{p}_{\text{bad},j}^{i}$ 为第j节点的负 荷预测值;T为一个调度周期; $w_{\text{max},j}$ 为风电场j装机 容量; μ_{1} 、 μ_{2} 和 μ_{3} 为各风险指标的风险阈值,通常取 值 0~10%。

4 模型处理与求解

4.1 基于场景运算的机会约束处理

该模型中含有机会约束条件和等效风电出力等 随机变量,以致采用蒙特卡洛技术求解时效率低下。 本节运用"场景运算"方法对随机变量的不确定性进 行处理,直接求取系统的运行风险指标。

4.1.1 多维风电出力的场景化

场景化可理解为用一组离散的概率分布序列 [y_i, P_r(i)](i=1,2,...,S)近似描述连续分布函数的过 程。其中, y_i和 P_r(i)分别表示场景 i 的分位点以及相 应的概率,多维风电出力场景化的方法为^[13,17]: **a.** 产生满足 *t*-Copula 分布的系列二维风速样本,并将样本分为 *S* 类,将各类中心(该类中所有样本的均值) $u^{i} = (u_{1}^{i}, u_{2}^{i}, \cdots, u_{n}^{i})(i=1,2, \cdots, S)$ 作为场景的分位点;

b. 统计每类中的样本数占样本总数的比例,将 其作为各场景的概率值 *P*(*i*)(*i*=1,2,…,*S*);

c. 采用式 $y_i = F_i^{-1}(u^i)$ 将各场景的分位点转换为 原联合分布函数的场景,再计算出所需的风电场出 力场景分位点,各分位点对应的概率为 $P(i)(i=1,2, \dots, S)$ 。

4.1.2 基于场景运算的系统风险评估

本文以"切负荷"风险约束为例,简述风险指标的计算过程。

a. 进行风电出力场景化建模,并计算风电总出力的场景分位点 $p_w = \sum_{v_w = 0}^{N_w} p_{wio}$

b. 将系统负荷波动 Δp_{lead} 进行场景化建模,并利 用全概率公式得到等效风电出力 p_e 的场景概率序 列[$p_e(i)$, $P_r(i)$]($i=1,2,\cdots,S$)。

c. 当 p_e 以某一概率取值 $p_e(i)$ 时,系统所需的正 旋转备用容量将以相同概率取值 $\bar{p}_w - p_e(i)$,因此,若 其场景序列为[$r^u(i)$, $P_r(i)$],则场景分位点 $r^u(i)$ 为:

$$r^{u}(i) = \overline{p}_{w} - p_{e}(i)$$
 (26)

d.若此时系统能提供的最大正旋转备用为 *S*^u,则系统"切负荷"风险水平为:

$$\begin{vmatrix} 0 & S^{u} > r^{umax}(i) \\ 1 - \sum_{i=1}^{n_{max}} p_{r}(i) & r^{umin}(i) < S^{u} < r^{umax}(i) \\ 1 & S^{u} < r^{umin}(i) \end{vmatrix}$$
(27)

其中,r^{umax}(*i*)和 r^{umin}(*i*)分别为正旋转备用需求的最大和最小场景分位点;*n*_{max}为满足条件 S^u<r^u(*i*)的最大场景个数。

4.2 基于 IQPSO 算法的模型求解

4.2.1 QPSO 算法基本原理

QPSO 算法是在 PSO 算法粒子收敛行为的研究 成果基础上,从量子力学的角度出发,对经典 PSO 算法 进行简化后提出的一种新型 PSO 算法^[18-20]。QPSO 算法不仅能有效地应用于优化问题的求解,并且粒 子状态只需通过位置向量描述,更加易于实现。

当粒子在搜索空间中移动时,存在着一个以局部 吸引点为中心的 delta 势能吸引着粒子,这正是粒子能 够保持聚集性的原因^[18-19]。定义该局部吸引点为:

 $p_{i,j}(r) = u p_{\text{best},j}(r) + (1-u) g_{\text{best},j}(r)$ (28) 其中, $p_{i,j}(r)$ 为第 r 代第 i 个体第 j 维的局部吸引点; $p_{\text{best},j}$ 为个体最优值; $g_{\text{best},j}$ 为全局最优值;u 为[0,1] 之间的随机数。

粒子的位置更新方程为[20]:

其中, β 为控制参数;rand(0,1)表示一个[0,1]之间 的随机数; $m_{b,j}(r)$ 为第r代第j维的平均最优位置, 即所有粒子自身最优位置的中心,如式(30)所示。

$$m_{\rm b,j}(r) = \sum_{i=1}^{n_{\rm s}} p_{\rm bi,j}(r) / n_{\rm s}$$
(30)

其中,n_s为粒子群体大小。

4.2.2 IQPSO 算法

(1)动态参数调整。

QPSO 算法中,控制参数少,易于实现,但对该参数的控制和选择将直接影响到算法的收敛性。因此,本文采用动态控制策略调整 β,使其值按余弦规 律变化。这样可使得 β 既能在迭代初期较长时间保 持较大值以保证算法的搜索效率,又能在迭代后期 保持较小值以提高算法的搜索精度,即.

$$\beta = \beta_{\min} + \frac{1}{2} \left(\beta_{\max} - \beta_{\min} \right) \left[1 + \frac{\cos(r-1)\pi}{r_{\max}} \right] \quad (31)$$

其中,r为当前迭代次数;r_{max}为允许迭代的最大次数;β_{max}和β_{min}分别为控制参数的初始值和最终值。

(2)精英学习模式。

为提高算法的全局寻优能力,本文建立了粒子 早熟判断机制并在算法中引入精英学习模式。首 先,为每个粒子设置一个停滞计数器,若粒子在迭代 中停止更新,则计数器加1。当粒子停止更新的次数 小于设定的阈值时,按 QPSO 算法寻优,否则认定其 早熟并进入精英学习模式。在本文中,选取全局最 优解的任意一维 p⁴(根据机组出力费用灵敏度大小 选取)作为扰动项,并在其附近搜索。精英学习模式 通过 Beta 分布表示如下:

 $p^{d} = p^{d} \min(\Delta)$ Betarnd(α, λ) (32) 其中, min(Δ)为系统中所有常规机组的最小爬坡速 率;Betarnd(α, λ)为均值和方差分别为 $\mu = \alpha/(\alpha + \lambda)$ 、 $\sigma = \sqrt{\alpha\lambda(1 + \alpha + \lambda)/(\alpha + \lambda)^2}$ 的随机 Beta 分布,本 文设 λ 为 1,类似于时变的神经网络策略, α 也随着 迭代次数线性变化, 即:

将场景运算与 IQPSO 算法相结合,对含风电场 的电力系统动态经济调度模型进行求解,算法流程 图 4 所示。

5 算例结果与分析

本文对图 5 所示含 2 个邻近风电场的 IEEE 30



图 4 算法流程图 Fig.4 Flowchart of algorithm



图 5 IEEE 30 节点系统拓扑结构 Fig.5 Topology of IEEE 30-bus system

节点系统进行仿真计算,验证所提方法的可行性和 有效性。假设风电场装机容量均为 60 MW,风机的 切入、额定和切出风速分别为 4 m/s、14 m/s 和 30 m/s, σ_v =0.5。电能短缺和电能盈余等不确定成本 系数分别为 k_1 =30 \$/(MW·h), k_2 =15 \$/(MW·h)^[16]。 各节点负荷信息见文献[21],研究周期为 3 h(每时 段为 1 h)。常规机组参数见表 2,各时段的风速预测 值如表 3 所示,风险阈值为 0.05。 α_{max} 、 α_{min} 分别取 1.0 和 0.2, β_{max} =1.0、 β_{min} =0.5^[20]。为对比分析风电场的接 入以及风速相关性对系统优化调度的重要影响,设 计了如下 3 种运行方式,优化结果如表 4 所示。

表 2 常规机组部分参数 Table 2 Parameters of conventional units

机	出力	出力	爬坡速率/	燃料	科成本系数	
组	上限/ MW	ト限/ MW	$(MW \cdot min^{-1})$	$a_i / (\$ \cdot MW^{-2})$	$b_i/(\$\cdot MW^{-1})$	$c_i / \$$
G_1	200	50	2.00	0.0375	20.0	372.5
G_2	80	20	0.80	0.1750	17.5	352.3
G_5	50	15	0.50	0.6250	10.0	316.5
G_8	35	10	0.35	0.0834	32.5	329.2
G_{11}	30	10	0.30	0.2500	30.0	276.4
G ₁₃	40	12	0.40	0.2500	30.0	232.2

表 3 风速和负荷预测结果 Table 3 Forecasted wind speeds and loads

时段	W_1 风速/(m·s ⁻¹)	W_2 风速/(m·s ⁻¹)	预测功率/MW
1	9.5	8.7	40.98
2	10.5	9.9	48.73
3	11.8	11.3	68.61

表 4	不同运行方式下的优化结果对比	
-----	----------------	--

Table 4 Comparison of optimization results among

	\$		
运行方案	确定性成本	不确定性成本	总成本
方式 1	2.9058×10^{4}	5.630×10^{2}	2.9621×10^{4}
方式 2	2.5523×10^{4}	1.014×10^{3}	2.6537×10^{4}
方式 3	2.4315×10^{4}	2.097×10^{3}	2.6412×10^{4}

方式1:不考虑风电功率并网。

方式 2:考虑考虑风速 t-Copula 分布,但风电计 划出力不参与优化,即以风电功率预测值作为计划 出力值。

方式 3:考虑考虑风速 *t*-Copula 分布且风电计 划出力参与优化。

由表4可知:相比风电场并网前,方式2、3的系统不确定性成本均有不同程度的上升,然而系统的发电总成本却分别节省了10.4%和10.8%,这表明,风电场的"替代"效应,虽然牺牲了一定的系统可靠性,但能获取更大的经济利益;对比方式2和方式3可知,通过优化风电计划出力,降低了没有充分利用风电资源而造成的资源浪费,因此系统的总成本能够降低0.471%,为此带来相当可观经济效益。

表 5 给出了考虑风速 *t*-Copula 分布时的常规机 组和风电场各时段的最优计划出力值,即方式 3 的动 态经济调度方案,该最优解下各时段的风险指标如 表 6 所示。由表 5 可知,各时段的风电最优计划出 力均明显高于其预测值,因此,系统的"切负荷"风险 也明显高于"弃风"风险。同时,由于风电场并网位 置为节点 10、20,与其相连接的线路有较大的功率传 送能力,因而线路过载风险为 0。若此时风电并网位

	表 5	经济	调度方案	
Table 5	Ecor	nomic	dispatch	scheme

时段	常规机组出力/MW						风电出力/
	G_1	G_2	G_5	G_8	G11	G13	MW
1	112.62	35.72	26.97	30.00	20.52	22.66	66.51
2	95.58	31.11	25.23	27.24	16.50	20.40	80.95
3	86.38	27.15	23.18	17.76	14.55	16.74	95.24

表 6 系统优化结果

Table 6 Result of system optimization

	风险指标/%			确定性	不确定性	肖 武 木 7	
时段	切负 荷	弃风	线路 过载	成本/\$	成本/\$	芯成平7 \$	
1	1.9	0	0	8.3074×10^{3}	5.928×10^{2}	8.9002×10^{3}	
2	2.6	0	0	8.2385×10^{3}	6.116×10^2	8.8501×10^{3}	
3	2.5	0	0	8.0163×10^{3}	6.449×10^{2}	8.6612×10^{3}	

置改为节点 22、27,由于与其相邻的线路 25-27 承 担风电功率的外送且传送容量较小,因而成为系统 的最薄弱环节,此时线路过载风险达到 4.9%,成为 制约系统经济运行的主要因素,而系统的调度总成 本也上升了 2.65%,达到 \$2.7088×10⁴。

在前文的基础上,忽略风电场彼此之间的相关 关系,即分别将2个风电场视为统一的整体以及假 设两者相互独立,研究风电场相关性对调度结果的 影响,结果如表7所示。由表7可知,随着风速间 的相关性降低,调度成本呈下降趋势。其中与考虑 风速的 t-Copula 分布的情形相比,风速相互独立时 的调度成本下降 \$5.08×10²。这是由于随着风速趋 于独立时,系统中的风电总功率的波动范围将随之 变小。这不仅使得系统潮流的波动范围及其对系统 的扰动随之变小,而且系统约束条件满足的概率相 对提高,风险指标下降,风电计划出力相对提高。因 此系统确定性成本和不确定性成本都有所下降。由 此可以预见,若风电场间的风速分布为负相关时,则 各并网风电场出力趋于互补,电网运行成本将大幅 下降。然而一般而言,邻近风电场的风速均为正相 关,若忽略其相关关系,不仅会造成调度决策上的误 差,而且以该调度方案运行势必会造成系统越限,危 害系统运行安全。

表 7 不同相关性下的调度结果 Table 7 Dispatch results for different correlations

			ψ
相关关系	确定性成本	不确定性成本	总成本
统一整体	2.4636×10^{4}	1.872×10^{3}	2.6508×10^{4}
Copula 分布	2.4562×10^{4}	1.849×10^{3}	2.6412×10^{4}
相互独立	2.4115×10^{4}	1.789×10^{3}	2.5904×10^{4}

针对第1时段优化结果,以本文所提方法的计 算值和其他方法计算结果进行比较,从而验证场景 运算处理机会约束的有效性以及 IQPSO 算法的优 越性,结果如表8所示。由此表明本文所提 IQPSO 算法具有更强的全局寻优和局部求精能力。同时, 由于算例中含多个随机变量,采用蒙特卡洛模拟时, 为保证求解精度,须进行大量的随机抽样,因此运行 速度较慢。在本算例中,采用场景运算对风险指标 直接求解,可以全面考虑各随机变量的可能取值,准 确直观地反映出系统运行中的风险水平,且大幅提

表 8 不同方法结果对比 Table 8 Comparison of optimization

results among different methods

	时间7.	目标函数	风险指标/%		
714	时间∕s	值/\$	线路过载	切负荷	弃风
IQPSO 蒙特卡洛 模拟(5000次)	1 2 3 5 . 2	9.485×10^{3}	0	1.64	0
IQPSO 场景运算	97.4	9.493×10^{3}	0	1.7	0
QPSO 场景运算	95.1	9.517×10^{3}	0	1.7	0

高了模型求解速度。

此外,本文在不考虑常规机组成本的情况下,研 究风电不确定成本与计划出力的关系,如图 6 所示。 随着风电计划出力的增加,系统的不确定性成本呈 现先降低后增高的趋势,各曲线对应的最低点即为 各时段不确定性成本的最优值,对应的计划出力即 为该时段最优风电计划出力。由图可知,各时段最 优风电计划出力和不确定性成本均低于方式 3 的优 化结果。可见,在所给定的电能短缺和盈余成本 系数下,风电的"替代"效应所降低的火电机组燃料 成本显然要比风电不确定性带来的成本更高。因 此,在此条件下制定调度计划时,更希望让风电场 多发电而不是让其的不确定性成本达到最低。



图 6 风险成本与风电计划出力关系曲线

Fig.6 Curve of risk cost vs. scheduled wind power output

在方式4的基础上,考虑风电系统的风险阈值 对调度结果的影响,如图7所示。由图7可知,总成 本与风险阈值成负相关,特别地,当时 α=β=0,该模 型变为确定性优化模型,系统调度成本为\$2.6660× 10^4 ,远高于 $\alpha = \beta = 0.1$ 时的 \$2.6378 × 10⁴。这是由于 随着风险阈值的增大,系统可靠性要求降低,一方面 允许更大的风电计划出力,另一方面允许某些概率 很低但不满足约束条件的情况出现,降低了系统备 用需求,提高了机组运行效率,因此运行成本有较大 程度的下降。这也说明牺牲一定系统可靠性,能在 一定程度上获得更大的经济利益。当其风险阈值超 过 0.063 时,由于系统受到其他约束条件的限制,总 成本基本趋于恒定,在此风险水平下时,牺牲系统可 靠性对运行总成本的贡献被大幅削弱。因此可以 认为该风险阈值即为系统最佳风险水平。可见,要 保证系统绝对可靠地运行,且不允许任何浪费,电网 投运成本非常高。因此,在实际电力系统中,只需 将风险指标约束在可控的风险阈值范围之内。规划 人员可根据实际情况,兼顾电网对经济性和可靠性 的要求综合评估最佳风险阈值。







6 结论

本文在利用 Copula 函数分析风电场群的风速 时空分布特性的基础上构造了风电功率的场景空 间。通过定义风险指标,并在目标函数中加入风电 概率成本项,建立了不确定环境下含风电场群的电 力系统经济调度模型,有效地解决了调度决策中经 济性与安全性之间的博弈问题。该模型采用基于场 景运算的 IQPSO 算法进行求解,不仅提高了求解速 度,且直观地反映系统运行的风险程度。研究表明, 风速的时空分布特性、网络结构以及系统风险阈值 等因素对调度结果都有重要的影响。

参考文献:

- 周玮,彭煜,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):13-17.
 ZHOU Wei,PENG Yu,SUN Hui,et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009,29(25):13-17.
- [2] 陈海焱,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.
- [3] MIRANDA V, HANG P S. Economic dispatch model with fuzzy wind constraints and attitudes of dispatchers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4):2143-2145
- [4] LIU Yujiao, JIANG Chuanwen, XUE Guiting, et al. Risk reserve constrained economic dispatch of wind power penetrated power system based on UPSMC and SAGA algorithms [J]. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 2013, 5(3):1067-1074.
- [5] 刘德伟,郭剑波,黄越辉,等.基于风电功率概率预测和运行风险 约束的含风电场电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报, 2013,33(16):9-14.

LIU Dewei,GUO Jianbo,HUANG Yuehui,et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system based on wind power probabilistic forecasting and operation risk constraints[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(16):9-14.

- [6] 周玮,孙辉,顾宏. 计及风险备用约束的含风电场电力系统动态 经济调度[J]. 中国电机工程学报,2012,32(1):47-55.
 ZHOU Wei,SUN Hui,GU Hong. Dynamic economic dispatch of wind integrated power systems based on risk reserve constraints
 [J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(1):47-55.
- [7] 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.
- [8] HETZER J, YU D C, BHATTARAI K. An economic dispatch model incorporating wind power[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(2):603-611.
- [9] LI X H, JIANG C W. Short-term operation model and risk management for wind power penetrated system in electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2):

932-939.

[10] 邓歲,李欣然,徐振华,等.考虑风速相关性的概率潮流计算及 影响分析[J]. 电网技术,2012,36(4):45-50.

DENG Wei,LI Xinran,XU Zhenhua,et al. Calculation of probabilistic load flow considering wind speed correlation [J]. Power System Technology,2012,36(4):45-50.

[11] 潘雄,周明,孔晓民,等.风速相关性对最优潮流的影响[J].电 力系统自动化,2013,37(6):37-41.

PAN Xiong,ZHOU Ming,KONG Xiaomin,et al. The influence on optimal power flow caused by wind speed correlation [J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(6):37-41.

- [12] 曲正伟,王京波,王云静,等.考虑运行风险约束的风电场群准 入容量分析[J]. 电网技术,2013,38(7):1861-1866.
 QU Zhengwei,WANG Jingbo,WANG Yunjing, et al. Analysis on acceptable capacity of wind farm group considering operation risk constraints[J]. Power System Technology,2013,38(7):1861-1866.
- [13] 黎静华,文劲宇,程时杰,等.考虑风电场群出力 Copula 相关关系的场景生成方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(16):30-36.
 LI Jinghua,WEN Jinyu,CHENG Shijie,et al. A scene generation method considering Copula Correlation relationship of multiwind farms power[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(16): 30-36.
- [14] 韦艳华,张世英. Copula 理论及其金融分析上的应用[M]. 北 京:中国环境科学出版社,2008:10-23.
- [15] SHI Libao, WANG Chen, YAO Liangzhong, et al. Optimal power flow solution incorporating wind power[J]. IEEE Systems Journal, 2012,6(2):233-241.
- [16] 董晓天,严正,冯冬涵,等. 计及风电出力惩罚成本的电力系统 经济调度[J]. 电网技术,2012,36(8):76-80.
 DONG Xiaotian,YAN Zheng,FENG Donghan,et al. Power system economic dispatch considering penalty cost of wind farm output[J]. Power System Technology,2012,36(8):76-80.
- [17] 黎静华,韦华,莫东. 含风电场最优潮流的 Wait-and-See 模型与 最优渐近场景分析[J]. 中国电机工程学报,2012,32(22):15-23.

LI Jinghua, WEI Hua, MO Dong. Asymptotically optimal scenario analysis and Wait-and-See model for optimal power flow with wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(22):15-23.

- [18] SUN J,FENG B,XU W B. Particle swarm optimization with particles having quantum behavior[C]//Proceedings of the 2004 IEEE Congress on Evolution Computation. Piscataway,NJ,USA: IEEE,2004:325-331.
- [19] 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.
- [20] 康燕,孙俊,须文波. 具有量子行为的粒子群优化算法的参数选择[J]. 计算机工程与应用,2007,43(23):40-42.
 KANG Yan,SUN Jun,XU Wenbo. Parameter selection of quantumbehaved particle swarm optimization[J]. Computer Engineering and Applications,2007,43(23):40-42.
- [21] 雷亚洲,王伟胜,印永华. 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):32-34.

LEI Yazhou, WANG Weisheng, YIN Yonghua. Wind power penetration limit calculation based on chance constrained programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(5):32-34.

作者简介:



曲正伟(1979—), 男,吉林长春人, 副教 授,博士,研究方向为新能源电力系统经济调 度与电能质量(**E-mail**:ysu_qzw@163.com);

王京波(1988—),男,湖北荆门人,硕士, 主要研究方向为电力系统经济运行(E-mail: ysu_wjs@163.com);

曲正伟

系统中的应用(E-mail:ysu_wyj@163.com)。

Short-term optimal dispatch considering uncertainty cost for power system with wind farms

QU Zhengwei¹, WANG Jingbo², ZHANG Kun¹, WANG Yunjing¹, ZHENG Lei¹

(1. Key Lab of Power Electronics for Energy Conservation and Motor Drive of Hebei Province, Yanshan University,

Qinhuangdao 066004, China; 2. State Grid Hubei Electric Power Company Maitenance Branch, Wuhan 430000, China)

Abstract: A short-term optimal dispatch considering the uncertainty cost and operational risk constraint is proposed for the power system with wind farms. Since the joint probability distribution function of multidimensional wind speed is not easy to construct, the Copula function is adopted to describe its temporal and spatial distribution and generate its scenic space. A risk index is defined for power system and a dynamic economic dispatch model of power system with wind farms is built, which considers the system uncertainty cost and operational risk constraint to coordinate the system economy with its safety. An assessment method based on scene computation is proposed for the risk index and the improved quantum particle swarm optimization method is combined to solve the model, which improves the solving speed, directly reflects the system risk degree and calculates the optimal system confidence level. IEEE 30-bus system with two adjacent wind farms is taken as an example to verify the rationality and effectiveness of the proposed model and algorithm.

Key words: optimal dispatch; wind farms; uncertainty cost; scene computation; quantum particle swarm optimization algorithm

144