

DOI: 10.7667/PSPC171505

## 基于条件风险价值的备用成本分摊方法

邵立政<sup>1</sup>, 刘荣辉<sup>2</sup>, 汪红波<sup>1</sup>, 刘翊枫<sup>1</sup>, 叶伦<sup>3</sup>, 姚建刚<sup>2</sup>

(1. 国网湖北省电力公司, 湖北 武汉 430077; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082;  
3. 湖南湖大华龙电气与信息技术有限公司, 湖南 长沙 410000)

**摘要:** 电力系统风险因素是引起备用的主要原因, 实现备用费用在各风险责任方之间公平合理地分摊是推进电力市场改革的重要一步。将备用容量和备用电量区分开来, 通过类比条件风险价值的方法, 建立了基于条件风险备用的容量费用分摊模型。该模型考虑了风险因素概率分布偏度对备用的影响; 基于谁引发谁承担原则, 建立了电量费用分析模型。利用以上模型可以科学地实现正负备用费用的分摊。最后, 采用修改 IEEE30 节点进行仿真分析, 验证了该分摊模型的有效性。

**关键词:** 备用成本; 风电并网; 费用分摊; 风险因素; 条件风险备用

### A method for cost allocation of reserve based on conditional value at risk

SHAO Lizheng<sup>1</sup>, LIU Ronghui<sup>2</sup>, WANG Hongbo<sup>1</sup>, LIU Yifeng<sup>1</sup>, YE Lun<sup>3</sup>, YAO Jiangang<sup>2</sup>

(1. State Grid Hubei Electric Power Company, Wuhan 430077, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China; 3. Hunan HDHL Electrical and Information Technology Co. Ltd., Changsha 410000, China)

**Abstract:** The risk factor is the main reason for the reserve of the power system, and it is an important step to promote the reform of the electricity market by fair and reasonable sharing on reserve costs among the risk parties. Distinguishing reserve capacity from spare power, a capacity cost allocation model based on conditional reserve at risk (CRaR) is established by analogizing the conditional value at risk (CVaR). The model takes into account the effect caused by the skewness of the probability distribution on risk factor and establishes a power cost analysis model based on the principle of “who cause, who share”. The integrated use of these models can scientifically achieve the share of the positive and negative reserve costs respectively. Finally, the simulation analysis of modified IEEE30 nodes is carried out to verify the effectiveness of the model.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277059).

**Key words:** reserve cost; wind power integration; share of cost; risk factor; reserve of conditional risk

## 0 引言

在传统电力工业体制下, 政府强制发电厂提供备用, 并通过考核与补偿的方式对提供方进行评价, 随着电力市场化改革的不断深入, 如何使用市场机制解决备用问题成为了现阶段备用研究的热点。现有对备用的研究多集中在备用获取、备用分配和备用的定价机制等方面<sup>[1-4]</sup>, 而对备用购买费用分摊方法的研究相对较少。常用的分摊方法包括: 按上网电量比例分摊、按致引比例分摊和电力市场模式分

摊, 最终备用费用被分摊到用户或发电厂<sup>[5-6]</sup>。随着电力市场的推进, 找到一种合理、有效的备用费用分摊方式, 显得尤为重要。

近年来, 风电的大规模接入给电力系统调度运行造成了巨大的挑战。由于风电出力的不确定性及预测困难性, 风电场成为了引起备用的重要风险因素之一。因此, 风电场理应成为备用费用的责任方之一。按照我国目前的方法, 当风电场预测误差超过一定范围时, 将会接受相应的考核<sup>[7]</sup>。但由于风电预测误差近似为正态分布, 其预测误差大多数在期望值附近, 属于低损失-高风险事件, 其偏差大多会落在非考核区间内, 对预测误差进行考核的方法

无法真实地反映风电预测误差导致的备用成本增量。在辅助服务市场化改革的大背景下,如何有效地衡量包括风电场在内的各责任方所导致的备用成本,成为现在研究的一大重点。文献[8]根据风险贡献理论确定各风险因素对备用的影响,再结合不同风险因素间相关性,提出了基于边际贡献和独立贡献的分摊方法。文献[9]提出了一种按照旋转备用对各市场参与方的价值的比例进行费用分摊的方法。文献[10]提出了备用容量费用的分段分摊方法。文献[11]运用联盟博弈的方法完成了备用费用在风电场之间的分摊。以上研究多集中在正备用容量费用的分摊上,对正、负备用未加以区别;由于正备用和负备用的责任方不完全相同,为保证分摊的公平性,应分别考虑备用各方面的费用分摊问题。

电力系统备用容量的确定方法多种多样<sup>[12-14]</sup>,但引起备用的风险因素却是不变的,负荷与风电预测误差、发电机与输电设备故障停运都会引起备用,各责任方应分摊的备用容量费用的比例可以通过度量各备用责任方造成的电力系统风险的大小来确定。由于发电机和输电设备停运的概率分布并非集中在均值附近,它具有极高的右偏度,在风险度量时容易丢失其风险分布信息;因此,选取一种合适风险度量方法至关重要。近年来,金融领域的风险计量方法风险价值(VaR)和条件风险价值(CVaR)方法应用于电力系统风险评估和行为决策中<sup>[15-16]</sup>。CVaR的方法具有能够反映尾部风险的优点,可以防范小概率极端风险<sup>[17]</sup>;采用条件风险价值的风险度量方法可以有效防止发电机停运事件容易被忽略的问题。文献[18-19]通过类比 VaR 与 CVaR 提出了风险备用(RaR)和条件风险备用(CRaR)的概念,并建立了条件风险备用最优化的普适模型,进一步将风险方法推广到备用决策中,条件风险备用的值可以有效反映系统运行的安全情况。

本文从各责任方的不确定风险因素出发,将条件风险备用概念引入备用费用的分摊。考虑正备用风险责任方与负备用风险责任方的不同,并分析了风险因素导致备用容量费用和备用电量费用上的区别,建立了备用费用在各类责任方之间公平分摊的模型。这种方法能将备用各方面的费用区别开来,更大程度地实现风险的有效度量和费用的公平分摊,从而激励各责任方降低自身风险度。

## 1 引起备用的不确定性因素

电力系统备用对提高电力系统可靠性和应对各种不确定因素带来的功率不平衡起着至关重要的作用。在实际情况中,负荷需求和风电预测的不确定

性、发电机组的随机停运以及输电设备的随机失效,都将导致系统的功率不平衡而给系统带来运行风险<sup>[20-21]</sup>,备用的费用也应分摊到这些风险致引方。由于电力系统运营结构的差别,负荷方应承担的费用在费用收取上存在区别;美国的区域电力市场中,负荷方应承担的费用可以直接分摊到做负荷预测的负荷供应商<sup>[22]</sup>。以英国为代表的国家,其系统安全、电能质量主要由国家电网公司负责并对用户进行疏导,国家电网公司负责负荷预测与调度,统一购买辅助服务,并分摊到用户。

### 1) 风电出力的不确定性

风能本身具有强烈的不确定性,这使得风电功率预测的准确性难以得到保障。随着电力系统接入风电功率比例的逐渐加大,风电功率的不确定性将对系统的功率平衡造成较大的影响;对应地,系统备用容量也将增大。

现有文献研究对风电预测功率的概率分布存在不同的意见<sup>[23-25]</sup>。本文采用正态分布来近似估计风电出力,风电出力概率密度表示为

$$f(P_w) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_w} e^{-\frac{(P_w - P_{wf})^2}{2\sigma_w^2}} \quad (1)$$

其中:  $P_w$  为系统实际风电;  $P_{wf}$  为风电出力预测值;  $\sigma_w$  为风电出力预测误差标准差。

### 2) 负荷需求的不确定性

在进行负荷预测时,负荷需求的随机波动使得负荷预测存在一定的偏差。负荷的预测误差模型通常采用正态分布来描述。实际负荷的概率密度可表示为

$$f(P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_L} e^{-\frac{(P_L - P_{Lf})^2}{2\sigma_L^2}} \quad (2)$$

其中:  $P_L$  为系统实际负荷大小;  $P_{Lf}$  为负荷预测值;  $\sigma_L$  为系统负荷预测误差标准差。

### 3) 常规发电机组的随机停运

常规发电机组在实际运行中,会存在由于设备故障而引起的机组停运的风险,这将导致电力系统功率的不平衡。为了减少功率不平衡带来的损失,系统需要预留一定的备用来补偿这部分不平衡功率。

设发电机的强迫停运概率为  $p$ 。当系统中存在多台发电机组时,可以运用卷积法确定系统常规发电机组总的停运容量概率密度。

$$P_n(X) = (1 - p_n)P_{n-1}(X) + p_n P_{n-1}(X - C_n) \quad (3)$$

式中:  $P_n(X)$  为投入  $n$  台机组时的机组停运容量概率密度;  $p_n$  为第  $n$  台机组的强迫停运率;  $C_n$  为机组  $n$  的容量。

#### 4) 输电设备故障失效

输电设备故障和线路极限容量的限制, 将造成部分机组功率传输受阻, 而破坏系统的功率平衡。这部分不确定性风险引起的费用应由输电服务方承担。但输电设备失效的概率很低, 而且部分设备失效时, 可以将功率转移到其他设备, 不一定会破坏系统功率平衡。在本文的研究中, 忽略输电设备风险因素。

以上这些不确定性因素, 实际上改变了系统的等效负荷偏差。定义系统的等效负荷偏差等于系统预测等效负荷与实际等效负荷之差, 可表示为

$$\Delta P = \Delta P_L - \Delta P_W - \Delta P_G \quad (4)$$

式中:  $\Delta P$  为系统等效负荷偏差;  $\Delta P_W$  为风电预测误差;  $\Delta P_G$  为发电误差;  $\Delta P_L$  为负荷预测误差, 所有预测误差均为预测值减实际值。

其中  $\Delta P_W > 0$ ,  $\Delta P_G > 0$  与  $\Delta P_L < 0$  为系统的正备用风险;  $\Delta P_W < 0$ ,  $\Delta P_G < 0$  与  $\Delta P_L > 0$  为系统的负备用风险。通常, 对于常规发电机组不存在  $\Delta P_G < 0$ , 故常规发电机组不参与负备用的分摊, 负备用费用的分摊责任由风电场和负荷方承担。

## 2 不确定因素引起的条件风险备用模型

### 2.1 风险价值与条件风险价值

在金融领域 VaR 被广泛应用于风险计量, 表示在正常的市场条件和给定的置信水平下, 金融资产可能存在的最大损失。CVaR 表示投资损失超过 VaR 的条件均值<sup>[15]</sup>。

设  $X$  为目标组合的可行集,  $f(x, y)$  为损失函数, 其中  $x \in X \subseteq R^n$  为决策变量,  $y \in R^m$  为随机变量, 设变量  $y$  的概率密度函数为  $\rho(y)$ , 对于确定的  $x$ , 由  $y$  引起的损失  $f(x, y)$  不超过给定限值  $\alpha$  的概率分布函数为

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x, y) \leq \alpha} \rho(y) dy \quad (5)$$

在给定置信度  $\beta$  的情况下, VaR 和 CVaR 可由下公式计算得到

$$\text{VaR}_\beta(x) = \min \{ \alpha \in R : \psi(x, \alpha) \geq \beta \} \quad (6)$$

$$\text{CVaR}_\beta(x) = E[f(x, y) | f(x, y) \geq \text{VaR}_\beta] =$$

$$\frac{1}{1-\beta} \int_{f(x, y) \geq \text{VaR}_\beta} f(x, y) \rho(y) dy \quad (7)$$

其中 CVaR 可用一个新的函数  $F_\beta(x, \alpha)$  来进行计算。

$$F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{y \in R^m} [f(x, y) - \alpha]^+ \rho(y) dy \quad (8)$$

$$\text{式中: } [f(x, y) - \alpha]^+ = \max \{ 0, f(x, y) - \alpha \}.$$

通常, 概率密度  $\rho(y)$  的解析表达式难以得到, 在实际应用中往往通过 Monte Carlo 法模拟进行估计。记  $y^1, y^2, \dots, y^M$  为  $y$  的  $M$  个样本, 则  $F_\beta(x, \alpha)$  的估计值为

$$F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{M(1-\beta)} \sum_{k=1}^M [f(x, y) - \alpha]^+ \quad (9)$$

### 2.2 系统条件风险备用模型

电力系统中可用备用容量等于发电机总可用容量减去总负荷需求。通过类比风险价值与条件风险价值, 定义风险备用概念为给定置信水平下系统最小可用备用容量, 对应的条件风险备用的概念为系统实际可用备用容量低于最小可用备用容量的条件均值, 二者可以体现系统的充裕性<sup>[17]</sup>。通过对系统充裕性大小的衡量, 可以确定各风险因素对系统备用容量的影响程度, 从而确定各责任方应分摊备用费用的比例。

由于风电和负荷预测误差呈正态分布, 其预测误差在均值两侧均匀分布, 偏度为 0。而发电机随机停运事件概率分布具有极高的右偏特性, 它属于高损失-低风险事件; 相较于属于低损失-高风险的风电和负荷预测误差事件, 运用整体均值的方法来度量风险大小, 实际上使这种极端事件被淹没在了大量的零概率事件中<sup>[26]</sup>。条件风险备用在衡量尾部风险上具有优良的特性, 基于条件风险备用建立备用容量费用的分摊模型能较好地考虑这方面的影响。

系统可用备用容量为  $f(x, y)$ ,  $f(x, y)$  由含有不确定因素的随机变量  $y$  和决策变量  $x$  确定。在本文所讨论的系统中, 随机变量  $y$  包括可能强迫停运的常规发电机组可用容量  $P_{G,i}$ 、风电不确定性出力  $P_W$  和存在预测误差的负荷  $P_L$ ; 决策变量  $x = (x_{G1}, x_{G2}, \dots, x_{Gn})$ ,  $x_{G_i}$  表示购买常规发电机组  $i$  占该机组总可用容量的比例。则有:

$$f(x, y) = \begin{cases} \sum_{i=1}^N (x_{G,i} P_{G,i} + R_{u,i}) + P_W - P_L \\ P_L - \sum_{i=1}^N (x_{G,i} P_{G,i} - R_{d,i}) - P_W \end{cases} \quad (10)$$

约束条件为

$$\begin{cases} 0 \leq x_{G,i} \leq 1 \\ 0 \leq P_W \leq P_W^{\max} \end{cases} \quad (11)$$

式中: 式(10)的上式表示正备用可用容量, 考虑导致正备用的因素, 即  $\Delta P_W > 0, \Delta P_G > 0, \Delta P_L < 0$ ; 下式表示负备用可用容量, 考虑导致负备用的因素, 即

$\Delta P_W < 0, \Delta P_G < 0, \Delta P_L > 0$ ;  $x_{G,i}P_{G,i} + R_{u,i}$  和  $x_{G,i}P_{G,i} - R_{d,i}$  分别表示该机组最大可用容量和最小可用容量;  $P_W^{\max}$  为风电出力最大值。在实际负备用计算时不考虑常规发电机组的不确定性因素。

由于各种不确定因素的存在, 系统正备用可用容量或负备用可用容量不低于临界值  $\alpha$  的概率为

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x,y) \geq \alpha} \rho(y) dy \quad (12)$$

式中,  $\rho(y)$  为不确定因素的概率密度。

设置信水平为  $\beta$ , 则  $RaR_\beta(x)$  为满足对置信水平  $\beta$  情况下  $\alpha$  取值集合中的最大值

$$RaR_\beta(x) = \max \{ \alpha \in R : \psi(x, \alpha) \geq \beta \} \quad (13)$$

则系统正备用可用容量或负备用可用容量的 CVaR 值为

$$CRaR_\beta(x) = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(x,y) \leq RaR_\beta(x)} f(x,y) \rho(y) dy \quad (14)$$

由于随机变量  $y$  的概率密度很难得到, 这里采用 Monte Carlo 法模拟样本数据来代替原来的积分, 可以得到

$$CRaR_\beta(x) = \alpha + \frac{1}{M(1-\beta)} \sum_{k=1}^M [f(x, y^k) - \alpha] \quad (15)$$

式中:  $M$  为样本总个数;  $[f(x, y^k) - \alpha]^- = \min \{ f(x, y^k) - \alpha, 0 \}$ 。

### 3 备用容量费用的分摊

系统的 CRaR 描述了系统在确定置信水平下的可用备用水平, 是系统充裕性的一种体现。系统任一风险因素的加入都会影响系统可用备用容量, 从而影响条件风险备用值。当风险因素增大时, 系统的充裕性将会降低, CRaR 值将会减小; 反之, CRaR 值将会增大。根据公式(10), 可将各风险因素对系统可用备用容量的影响表示为

$$f(x, y) = \begin{cases} R_u - \sum_{i=1}^N \Delta P_{G,i} - \Delta P_W + \Delta P_L \\ R_d + \Delta P_W - \Delta P_L \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $R_u$  为系统总上备用可用容量,  $R_d$  为系统总下备用可用容量; 式(16)中上式考虑正备用风险因素, 下式考虑负备用风险因素; 当不考虑某一方风险因素时, 则有  $\Delta P_m = 0, (m = G, W, L)$ 。

将式(16)代入式(15)可得风险因素对应的条件风险备用值。根据各责任方对 CRaR 的影响程度, 便可以确定各责任方应承担的比例。各备用容量责任方对 CRaR 的影响用以下方式确定:

$$\begin{cases} v_G = |CRaR - CRaR_{nGr}| \\ v_W = |CRaR - CRaR_{nWr}| \\ v_L = |CRaR - CRaR_{nLr}| \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $v_G$ 、 $v_W$  与  $v_L$  分别表示常规发电方、风电方和负荷对 CRaR 的影响的大小, CRaR 表示综合考虑所有责任方风险因素时系统的条件风险备用;  $CRaR_{nGr}$ 、 $CRaR_{nWr}$  和  $CRaR_{nLr}$  分别表示仅不考虑常规发电方风险因素、仅不考虑风电方风险因素、仅不考虑负荷方风险因素时的条件风险备用值。

由此, 根据各责任方对条件风险备用影响的大小, 可确定各责任方应分摊的费用比例为

$$\begin{cases} r_G = \frac{v_G}{v_G + v_W + v_L} \times 100\% \\ r_W = \frac{v_W}{v_G + v_W + v_L} \times 100\% \\ r_L = \frac{v_L}{v_G + v_W + v_L} \times 100\% \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $r_G$ 、 $r_W$  和  $r_L$  分别表示常规发电方、风电方、负荷方应分摊的备用容量费用的比例。

由于系统不会单独为常规发电机组预留负备用容量, 故在负备用容量费用分摊时不考虑常规发电方的风险因素。所以, CRaR 仅包括风电方和负荷方的风险因素, 确定分摊比例时也不存在  $v_G$ , 风电方和负荷方各自应分摊的比例为

$$\begin{cases} r_W = \frac{v_W}{v_W + v_L} \times 100\% \\ r_L = \frac{v_L}{v_W + v_L} \times 100\% \end{cases} \quad (19)$$

### 4 备用电量费用的分析

备用的费用实际包含了容量费用与电量费用两部分费用, 其中备用容量是系统为了防止系统不确定风险而提前预留的容量, 它可以反映风险的大小程度, 但无法反应风险实际发生的概率。与备用容量不同, 备用电量是由于电力系统实际运行中产生了功率不平衡而实际调用的备用电量, 其中包含了风险实际发生的概率信息。由于风险概率分布的不同, 风电和负荷预测误差导致的备用容量较小, 但其导致调用这部分备用的概率较大; 而发电机组停运概率具有极高的右偏特性, 其导致的备用容量可能较大, 但对这部分容量实际调用的概率极低。各责任方应按照“谁引发, 谁承担”原则, 承担实际产生的备用电量费用。对于电力市场比较完善的国家和地区, 这部分费用的承担份额可以直接在实时市场

中得以体现<sup>[22]</sup>。为了体现本文分摊方法的公平性, 本文对各责任方导致这部分费用的期望值进行分析。

若实际产生了正备用容量费用, 则当实际出现  $\Delta P_w \leq 0$  或  $\Delta P_G \leq 0$  或  $\Delta P_L \geq 0$  时, 记对应的  $\Delta P_i = 0, (i = G, W, L)$ , 若实际产生了负备用容量费用, 则当实际出现  $\Delta P_G \geq 0$  或  $\Delta P_w \geq 0$  或  $\Delta P_L \leq 0$  时, 记对应的  $\Delta P_i = 0, (i = G, W, L)$ , 故各责任方应承担的比例为

$$r_i = \frac{|\Delta P_i|}{|\Delta P_G| + |\Delta P_w| + |\Delta P_L|}, i = (G, W, L) \quad (20)$$

## 5 算例

本文采用修改的 IEEE30 节点的数据进行分析, 其中机组 5 被风电机组代替, 风电预测出力为 100 MW, 风电预测误差标准差百分比为 18%, 剩余 5 台常规机组数据如表 1 所示; 系统负荷预测值为 500 MW, 负荷预测误差标准差百分比为 5%; 风电出力最大为 200 MW, 最小为 0 MW。

表 1 常规发电机组基本数据

Table 1 Basic data of conventional generator set

| 节点号 | 当前出力/<br>MW | 出力上限/<br>MW | 出力下限/<br>MW | 强迫停<br>运率 |
|-----|-------------|-------------|-------------|-----------|
| 1   | 150         | 240         | 60          | 0.01      |
| 2   | 80          | 120         | 40          | 0.01      |
| 8   | 60          | 100         | 30          | 0.02      |
| 11  | 60          | 100         | 30          | 0.02      |
| 13  | 50          | 80          | 20          | 0.03      |

### 5.1 不同置信水平下容量费用分摊

将置信水平设置在 0.9 至 0.99 之间, 分别计算各责任方正备用和负备用的容量费用分摊比例, 结果如图 1 和图 2 所示。

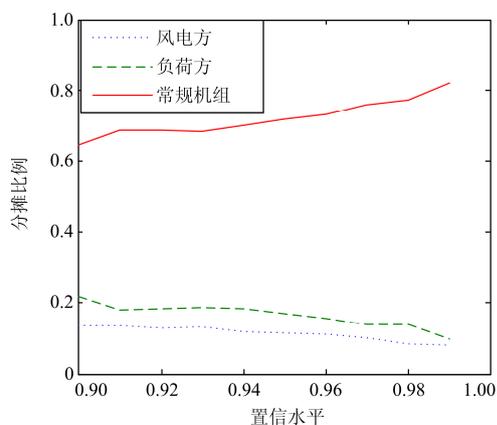


图 1 正备用容量费用分摊比例变化曲线

Fig. 1 Curve of the cost proportion of positive reserve capacity

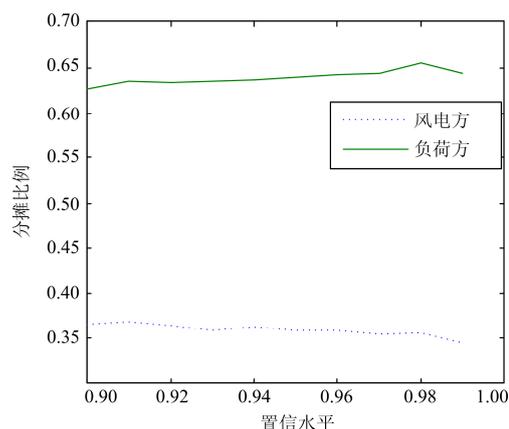


图 2 负备用容量费用分摊比例变化曲线

Fig. 2 Curve of the proportion of negative reserve capacity's expenses

根据图 1 可以看出, 各责任方正备用容量费用的分摊比例与置信水平存在密切的关系。风电方和负荷方分摊的备用容量费用的比例较常规机组分摊的比例较小; 而且随着置信水平的增大, 风电方和负荷方分摊的比例进一步减小, 而常规机组分摊的比例逐渐增大; 这说明, 置信水平越高, 常规机组应承担的责任越大。这与各责任方出力概率分布有关, 由于负荷方与风电方出力呈正态分布, 其实际出力集中在预测值附近, 置信水平的提高使其对备用影响水平变化较小; 而对于常规机组, 其停运概率较小, 但一旦停运, 其对备用的影响将呈阶梯式陡然上升, 当置信水平到达一定程度时, 其对备用的影响程度将加速增大, 其对备用的影响也将越来越大于风电和负荷预测误差对备用的影响。

根据图 2 可知, 在负备用容量费用的分摊上, 由于分摊责任由风电方和负荷方承担, 两者预测误差的分布函数类似, 置信水平的改变对费用分摊比例的影响也较小。

### 5.2 风电、负荷预测精度对分摊结果的影响

保持负荷方预测误差和常规机组停运概率不变, 置信水平取为 95%, 研究风电预测误差标准差百分比在 9%~30% 范围内改变时对风电方分摊比例的影响, 不同风电预测误差下风电方正备用容量费用分摊比例拟合曲线如图 3 所示。同样地, 不同负荷预测误差下负荷方正备用容量费用分摊比例拟合曲线如图 4 所示。可以看出, 各自的分摊比例随预测误差的增大而增大, 提高其预测精度将有利于减少其费用分摊比例, 这将能激励风电方和负荷方改进自身设备、提高预测准确性。

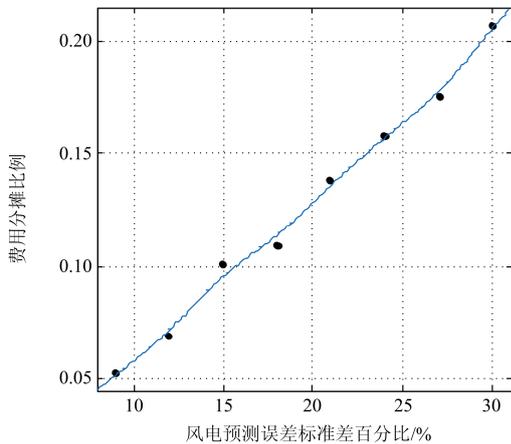


图 3 不同风电预测误差下风电方分摊比例

Fig. 3 Cost proportion of wind power parties with different wind power forecasting errors

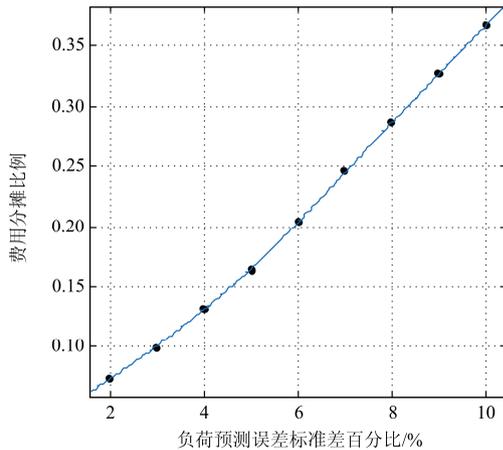


图 4 不同负荷预测误差下负荷方分摊比例

Fig. 4 Cost proportion of loads with different load forecasting errors

### 5.3 电量费用分析

对于电量费用，本文采用蒙特卡洛方法模拟了 10 000 组数据，每组数据包含了常规机组、风电方和负荷方的实际功率偏差，通过功率偏差情况可以求得该组数据对应的各责任方电量费用承担比例。求得 10 000 种情况下各责任方电量费用承担比例期望，最后进行归一化处理，可以近似求出各责任方备用容量费用承担的比例。最后求得的正备用容量费用承担比例期望为：常规发电厂 9.54%、风电方 44.22%、负荷方 46.24%；负备用容量费用承担比例期望为：风电方 48.06%、负荷方 51.94%。

可以看出，负备用费用由风电场和负荷方承担，二者承担的容量费用和电量费用的比例都较为稳定；对于正备用费用来讲，风险因素在不同置信水平下对备用的影响程度是不同的，当置信水平改变

时不同责任方风险因素影响程度的改变也是不同的。常规机组承担的容量费用的比例较大，而且随着置信水平的提高，这个比例变得更大。而对于备用容量费用，风电方和负荷方承担的比例较高，而常规机组承担的比例较低。这也说明了，虽然由于常规机组不确定性导致的系统需预留的备用容量较大，但常规机组实际调用这部分备用容量的概率较低；而系统为风电方和负荷方预留的备用容量较小，但随时可能调用。结合实际容量电价和电量电价，综合考虑备用容量费用分摊比例和备用容量费用承担份额，可以体现出本文所提分摊方法的合理性。

## 6 结论

电力系统中的不确定因素将使系统增加大量的备用，本文探讨了风电预测误差、负荷预测误差和发电机随机停运三种主要风险因素，基于条件风险备用模型，根据各责任方对条件风险备用的影响程度建立了备用容量费用的分摊模型；同时，考虑了备用容量费用与备用容量费用致引机理的差别，建立了各责任方实际导致电量费用期望比例的模型。通过 Monte Carlo 法模拟样本数据对模型进行了仿真计算。

计算结果表明，本文所提出的模型能有效激励责任方减少自身风险，为保证电力系统的高可靠性，常规机组将导致更大的备用容量，但其对备用容量实际调用的概率将会比风电和负荷方小很多，结果合理反映了各风险因素对备用的真实影响，能有效保证备用费用分摊的公平性。但如何完成各责任方内部的费用分摊，仍有待进一步研究。

### 参考文献

- [1] 何成明, 杨金刚, 王洪涛, 等. 应对风电功率爬坡事件备用需求分析和预防控制[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(7): 51-57.  
HE Chengming, YANG Jingang, WANG Hongtao, et al. Reserve demand analysis and preventive control strategy to deal with wind power ramp[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(7): 51-57.
- [2] 孙吉波, 刘凡, 黄国栋, 等. 考虑风险评估的电力系统备用容量规划与评价方法[J]. 广东电力, 2018, 31(1): 57-61.  
SUN Jibo, LIU Fan, HUANG Guodong, et al. Planning and evaluation methods for power system backup capacity considering risk assessment[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(1): 57-61.
- [3] 郭永明, 李仲昌, 尤小虎, 等. 计及备用容量优化配置

- 的风火联合随机经济调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(24): 31-36.
- GUO Yongming, LI Zhongchang, YOU Xiaohu, et al. Stochastic economic dispatch model for joint delivery of wind power and thermal power generation system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(24): 31-36.
- [4] 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.
- [5] 何洋, 胡军峰, 闫志涛, 等. 大规模风电并网辅助服务成本补偿机制研究[J]. 电网技术, 2013, 37(12): 3552-3557.
- HE Yang, HU Junfeng, YAN Zhitao, et al. Compensation mechanism for ancillary service cost of grid-integration of large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2013, 37(12): 3552-3557.
- [6] 王建学, 王锡凡, 邱伟, 等. 市场环境分区备用的费用分摊研究[J]. 西安交通大学学报, 2007, 41(2): 209-213.
- WANG Jianxue, WANG Xifan, QIU Wei, et al. Allocation methods for reserve cost in regional power market[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2007, 41(2): 209-213.
- [7] 国家能源局. 风电场功率预测预报管理暂行办法[Z]. 2011.
- [8] LIU Y Y, JIANG C W, SHEN J S. Cost allocation of spinning reserve based on risk contribution[J]. IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering, 2015, 10(6): 664-673.
- [9] 齐先军, 丁明. 电力市场环境旋转备用费用分摊的新方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(6): 69-74.
- QI Xianjun, DING Ming. A novel method for cost allocation of spinning reserve in electricity market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(6): 69-74.
- [10] 赵云丽, 吕泉, 朱全胜, 等. 风电并网后系统旋转备用费用分摊方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(2): 154-160.
- ZHAO Yunli, LÜ Quan, ZHU Quansheng, et al. Spinning reserve cost apportionment for power system with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 154-160.
- [11] 刘斌, 陈来军, 汪雨辰, 等. 应对风电出力不确定性的备用成本分摊: 联盟博弈方法[J]. 控制理论与应用, 2016, 33(4): 437-444.
- LIU Bin, CHEN Laijun, WANG Yuchen, et al. Allocating reserve cost for hedging against wind generation uncertainty: a coalitional-game-theoretic approach[J]. Control Theory & Applications, 2016, 33(4): 437-444.
- [12] 吴集光, 刘俊勇, 牛怀平, 等. 电力市场环境最优备用容量的确定[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(15): 10-13, 22.
- WU Jiguang, LIU Junyong, NIU Huaiping, et al. Determination of optimal reserve capacity in electricity market environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(15): 10-13, 22.
- [13] 殷桂梁, 张雪, 操丹丹, 等. 考虑风电和光伏发电影响的电力系统最优旋转备用容量确定[J]. 电网技术, 2015, 39(12): 3497-3504.
- YIN Guiliang, ZHANG Xue, CAO Dandan, et al. Determination of optimal spinning reserve capacity of power system considering wind and photovoltaic power affects[J]. Power System Technology, 2015, 39(12): 3497-3504.
- [14] 王蓓蓓, 唐楠, 方鑫, 等. 大规模风电接入系统多时间尺度备用容量滚动修订模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 77-89.
- WANG Beibei, TANG Nan, FANG Xin, et al. A multi time scales reserve rolling revision model of power system with large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(6): 77-89.
- [15] 刘新宇, 温步瀛, 江岳文. 基于条件风险价值的含风电电力系统旋转备用效益研究[J]. 电工技术学报, 2017, 32(9): 170-178.
- LIU Xinyu, WEN Buying, JIANG Yuewen. Study on the benefit from spinning reserve in wind power integrated power system based on conditional value at risk[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(9): 170-178.
- [16] 易国伟, 童小娇, 周鹏, 等. CVaR和EVaR安全运行风险管理下的电力系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 49-56.
- YI Guowei, TONG Xiaojiao, ZHOU Peng, et al. Power system economic dispatch under CVaR and EVaR security operation risk management[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 49-56.
- [17] 张少敏, 栗军, 王保义. 一种改进的多目标粒子群算法在购电风险评估中的应用研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(8): 116-120.
- ZHANG Shaomin, LI Jun, WANG Baoyi. Application of an improved multi-objective particle swarm algorithm in

- power purchase risk assessment[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(8): 116-120.
- [18] 周辉, 娄素华. 发电系统一致性运行可靠性指标及其优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(13): 72-79.  
ZHOU Hui, LOU Suhua. Coherent reliability index for generation system operation and its optimization model[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(13): 72-79.
- [19] 薛志英, 周明, 李庚银. 基于条件风险价值的电力系统短期充裕性决策[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 96-104.  
XUE Zhiying, ZHOU Ming, LI Gengyin. Short-term adequacy decision of power systems based on CVaR[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 96-104.
- [20] 张然然, 刘鑫屏. 火电机组超短期负荷预测[J]. 热力发电, 2018, 47(7): 52-57.  
ZHANG Ranran, LIU Xinping. Ultra-short-term load forecasting for thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(7): 52-57.
- [21] 任洪波, 吴琼, 邱留良, 等. 分布式能源系统可靠性评价[J]. 热力发电, 2016, 45(4): 65-69.  
REN Hongbo, WU Qiong, QIU Liuliang, et al. Reliability assessment of distributed energy system[J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(4): 65-69.
- [22] ELLISON J F, TEFATSION L S, LOOSE V W, et al. Project report: a survey of operating reserve markets in U.S. ISO/RTO-managed electric energy regions: SAND2012-1000[R]. Sandia Report, 2012.
- [23] DANIEL V, JOSÉ LUIS P, ANDRÉS F. Probabilistic load flow including wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1659-1667.
- [24] LI Zhi, YE Lin, ZHAO Yongning, et al. Short-term wind power prediction based on extreme learning machine with error correction[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 9-16. DOI: 10.1186/s41601-016-0016-y.
- [25] DOHERTY R, O'MALLEY M. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 587-595.
- [26] 曲翀, 王秀丽, 曾平良, 等. 基于条件成本收益分析的长期备用规划与决策[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5642-5650.  
QU Chong, WANG Xiuli, ZENG Pingliang, et al. Long-term reserve requirements planning and decision-making based on a conditional cost/benefit analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5642-5650.

---

收稿日期: 2017-10-11; 修回日期: 2018-02-13

作者简介:

邵立政(1977—), 男, 高级工程师, 长期从事电力系统调度工作; E-mail:shaolz@126.com

刘荣辉(1993—), 男, 硕士研究生, 主要从事电力市场、发电辅助服务的研究工作;

汪红波(1974—), 女, 高级工程师, 长期从事电力系统调度工作。

(编辑 葛艳娜)