

计及风险因素的事故备用容量购买决策模型研究

常向伟¹, 张有兵², 曹一家³, 张颖¹

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310027; 2. 浙江工业大学, 浙江 杭州 310014;
3. 湖南大学电气工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 针对电力系统中事故发生概率不同, 通过购买需求侧低电价和高赔偿事故备用容量, 并与发电侧备用容量优化组合, 在取得经济性的同时, 也带来了一定的风险性。基于经济学中的效用和风险理论, 同时考虑备用容量和电量价格波动以及事故发生带给供电公司的风险性, 建立了考虑经济性和风险性的最优事故备用容量购买模型。并利用蒙特卡洛方法对一个研究时段内的最优备用容量分配进行了仿真求解。结果表明, 所建模型能为电力公司购买事故备用容量提供一定的风险决策依据。
关键词: 发电侧备用容量; 可中断负荷; 最优投资组合; 风险理论

Study on purchase decision model of reserve capacity for accident considering risk factors

CHANG Xiang-wei¹, ZHANG You-bing², CAO Yi-jia³, ZHANG Ying¹

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;
2. Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310014, China; 3. School of Electrical Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: It is an economical method for electrical distribution company, considering different accident probabilities in power system, to optimally combine reserve capacity of generation side with that of low price and high compensation of demand side. However, such way also threatens the profit of electrical distribution company for its ignorance of the risks that would be brought by random accidents. Thereby, for overall consideration, a purchasing model of optimal reserve capacity that is based on utility and risks theory in economics is proposed in this paper. In this model, the price volatility of the reserve capacity and electricity, together with accidents probabilities that would risk the profit of electrical distribution company is considered; then, Monte Carlo method is used for simulation solve of optimal allocation of the reserve capacity for a period of time. The calculated simulation results show that the proposed model and method can provide an evidence for electrical distribution company to estimate risks produced in purchasing reserve capacity.

Key words: reserve capacity of generation side; interruptible load; optimal portfolio; risk theory

中图分类号: TM73 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)23-0082-05

0 引言

电力市场环境下, 市场可靠性服务于经济性。通常, 通过购买发电侧备用容量 (Reserve Capacity of Generation Side, RCGS) 并同时激励用户参与备用市场等方法, 可以使电力公司在满足系统可靠性的前提下实现备用容量购买的经济性^[1]。充分利用各类备用手段的经济互补性, 并从风险管理的角度对其加以协调, 可以有效提高备用容量配置和稳定控制的经济性, 以及抑制 RCGS 在备用容量市场上

的市场力^[2-4]。为了兼顾经济性与可靠性的目标, 文献[5]根据需求侧低电价可中断负荷 (Interruptible Load with Low Price, ILL) 与高赔偿可中断负荷 (Interruptible Load with High Compensation, ILH) 补偿方式的不同, 进一步提出针对不同事故发生概率, 事故备用容量通过购买发电侧和上述两种需求侧备用容量来获取的构想。

RCGS、ILL 和 ILH 经济特性各有不同, 因而对这三者的合理协调利用是研究的重点, 近年来研究者在这方面也取得了一些进展^[6-7]。例如, 文献[6]中利用 ILL 和 ILH 不同的经济特性, 建立了这两种 IL 的协调模型和优化算法。在此基础上, 文献[7]

基金项目: 国家电网公司重大科技创新专项

将实施分时电价作为预防措施, 将调用发电侧备用容量、中断需求侧低电价与高赔偿可中断容量作为事故后控制, 进一步完善了文献[6]提出的两种 IL 协调模型和优化算法。以往研究主要集中在利用各种备用容量的经济互补性, 以不同的组合来实现购买事故备用的经济性为目标, 但是鲜有考虑购买备用容量的风险性。比如, 一般针对发生概率比较小的事故, 电力公司用于购买 ILH 备用容量的期望支付费用会比较低; 而一旦事故发生, 赔偿费用会很高, 这将会给电力公司带来较大的风险。因此, 在满足一定风险性的条件下实现事故备用容量购买的经济性, 成了一个需要解决的问题。

本文在以往研究的基础上, 综合分析了 RCGS、ILL 和 ILH 市场的购买风险性, 采用投资风险理论中的 Markowitz 理论^[8-9], 建立了考虑事故备用容量经济性与风险性的购买模型, 即期望购买备用容量的支出与风险之和最小来考虑最优备用容量分配方案, 其中同时考虑了备用容量价格、电量价格分布以及事故发生概率给其带来的风险影响。最后通过蒙特卡洛方法对算例进行求解, 证明了所提模型的有效性。

1 备用容量购买风险分析

电力系统中备用容量可以通过购买发电侧备用容量 (RCGS)、低电价可中断负荷 (ILL) 和高补偿可中断负荷 (ILH) 获得。电力公司购买 RCGS 后, 无论事故发生与否, 都必须支付容量费用, 一旦事故发生又需支付电能费用, 因此备用市场容量价格和电能价格的波动给其带来了一定的购买风险。假如只考虑购买 RCGS 的期望支出费用, 则当事故发生概率小时, 其期望支出的电能费用较低; 而一旦事故发生, 其实际支付费用与期望支付费用会相差很大, 这势必会给电力公司带来较大风险。ILL 方式是电力公司在停电前通过打折方式对合约用户进行确定性补偿, 但若在合约规定的范围内对合约用户实施中断, 则不需支付赔偿费用, 因而其不确定性只与购买量有关, 购买量确定, 其风险性也确定。ILH 方式为事故后补偿超过用户实际停电赔偿损失的赔偿金, 其赔偿风险与事故发生概率有关, 同购买 RCGS 电量成本一样, 只考虑 ILH 的期望购买费用也会给电力公司带来较大的购买风险。

2 考虑风险的备用容量购买模型建立

2.1 基本假设

本文选定研究范围为一个时段 t_z , 针对发生概

率为 q_m 的事故 m 进行备用容量购买分析。其中电能市场价格 $\lambda_E(t)$ 、发电侧备用市场容量价格 $\lambda_R(t)$ 都用随机变量表示, 并且假设它们的波动服从正态分布, μ_E 、 μ_R 分别代表 $\lambda_E(t)$ 、 $\lambda_R(t)$ 的数学期望, σ_E^2 、 σ_R^2 分别代表电能价格和容量价格的方差。ILL、ILH 采用文献[6]中的模型, 并假设其中只有一个 ILL、ILH 提供商。各个市场的价格、分配量以及针对事故 m 的购买概率如表 1 所示, 其中 Q_R 、 Q_l 、 Q_h 分别对应为 RCGS、ILL、ILH 市场中的购买量。

表 1 各市场的价格、分配量以及购买概率

Tab.1 Price, allocation amount and probability of purchase

市场	价格/USD	分配量/MW	购买概率
RCGS	$\lambda_E(t) \subset N(\mu_E, \sigma_E^2)$	Q_R	q_m
RCGS	$\lambda_R(t) \subset N(\mu_R, \sigma_R^2)$	Q_R	1
ILL	$P_0 l(Q_l)$	Q_l	1
ILH	$P_0 h(Q_h)$	Q_h	q_m

2.2 期望购买费用模型

本文主要考虑事故备用容量如何在不同备用市场中进行分配问题, 因此将 ILL 和 ILH 市场分别用一个整体表达式代替, 只考虑其整体购买情况, 而不考虑其内部购买情况。供电公司在时段 t_z 内, 针对事故 m 的购买备用容量及电能的期望代价为:

$$E(C) = \mu_R Q_R t_z + q_m \mu_E Q_R t_m + P_0 l(Q_l) Q_l t_z + q_m P_0 h(Q_h) Q_h t_m \quad (1)$$

式 (1) 中: 第一项和第二项分别为购买 RCGS 的期望容量费用和电能费用; 第三项和第四项分别为购买需求侧的 ILL 和 ILH 的期望费用; t_m 为事故持续时间; P_0 为正常售电价格; $l(Q_l)$ 为 ILL 市场上所申报的电价平均减少率, 采用过原点的正斜率直线 νQ_l 表示; $h(Q_h)$ 为 ILH 市场上所申报的高赔偿倍数, 采用过原点的正斜率直线 βQ_h 表示。

2.3 考虑风险约束的购买模型

根据 Markowitz 投资风险理论, 把购买备用容量费用方差 σ^2 看作是总的风险, 并乘上风险系数 ω , 作为电力公司对风险的重视程度, 与期望购买费用之和作为购买模型, 这样在兼顾购买事故备用成本和风险的情况下, 电力公司会在追求购买成本最小化的同时, 控制其购买事故备用容量的风险性。

考虑购买风险的最优备用购买模型为:

$$\min_{Q_R, Q_l, Q_h} E(C) + \omega \sigma^2 \quad (2)$$

$$\text{s.t. } Q_R + Q_l + Q_h \geq Q_m \quad (3)$$

$$Q_l^{\min} \leq Q_l \leq Q_l^{\max} \quad (4)$$

$$Q_h^{\min} \leq Q_h \leq Q_h^{\max} \quad (5)$$

式(3)表示购买备用容量应满足事故 m 下的备用需求, 其中 Q_m 为事故缺额容量; 式(4)、(5)表示各种控制手段的容量限制。

由于备用电能价格和容量价格是相互影响的, 期望购买费用式(1)中右侧第一项和第二项不是相互独立的, 所以计算方差时需考虑其相关性影响。第三项方差为 0。第四项与前面三项相互独立, 其方差可以单独计算。

单独求取第二项方差时, 须同时考虑两个方面因素, 首先要考虑事故发生概率影响, 其为两点分布, 不用支付电能费用的概率为 $1 - q_m$, 支付电能费用为 $t_m \lambda_E Q_R$ 的概率为 q_m 。

考虑事故概率对其影响后, 其方差为

$$\sigma_1^2 = E(t_m^2 \lambda_E^2 Q_R^2) q_m - [E(q_m t_m \lambda_E Q_R)]^2 \quad (6)$$

其次还应考虑电能价格波动对其方差的影响。

电能价格 λ_E^2 的期望为

$$E(\lambda_E^2) = \mu_E^2 + \sigma_E^2 \quad (7)$$

考虑电能价格波动后, 将式(7)代入式(6)中, 可得

$$\sigma_1^2 = t_m^2 (\mu_E^2 + \sigma_E^2) q_m Q_R^2 - q_m^2 t_m^2 \mu_E^2 Q_R^2 = t_m^2 \mu_E^2 q_m (1 - q_m) Q_R^2 + t_m^2 \sigma_E^2 q_m Q_R^2 \quad (8)$$

考虑第一项和第二项的相关性后, 前两项方差为

$$\sigma_2^2 = \sigma_R^2 Q_R^2 t_z^2 + t_m^2 \mu_E^2 q_m (1 - q_m) Q_R^2 + t_m^2 \sigma_E^2 q_m Q_R^2 + 2 t_z t_m \sigma_R \sigma_E q_m \rho_{ER} \quad (9)$$

式(9)中, ρ_{ER} 为备用容量价格和电能价格的相关系数。

第四项方差为

$$\sigma_3^2 = t_m^2 P_0^2 [h(Q_h)]^2 Q_h^2 q_m (1 - q_m) \quad (10)$$

综上所述购买备用容量总的方差为

$$\sigma^2 = \sigma_2^2 + \sigma_3^2 = \sigma_R^2 Q_R^2 t_z^2 + t_m^2 \mu_E^2 q_m (1 - q_m) Q_R^2 + t_m^2 \sigma_E^2 q_m Q_R^2 + 2 t_z t_m \sigma_R \sigma_E q_m \rho_{ER} + t_m^2 P_0^2 [h(Q_h)]^2 Q_h^2 q_m (1 - q_m) \quad (11)$$

3 求解过程

在一个研究时段 t_z 内, 发电侧备用电能电价

$\lambda_E(t)$ 、容量价格 $\lambda_R(t)$ 是不断变化的, 式(2)是一个随机优化问题, 针对此类问题, 蒙特卡洛法提供了一个好的解决方法。

3.1 蒙特卡洛法

蒙特卡洛 (Monte Carlo simulation) 方法, 或称计算机随机模拟方法, 是一种通过对随机变量的统计试验、随机模拟以求解各类技术问题近似解的数学方法, 其特点是用数学方法在计算机上模拟实际概率过程, 然后加以统计处理, 解决具有不确定性的复杂问题。解决经济上的随机概率问题, 蒙特卡洛法被公认为是一种经济而有效的方法, 在投资项目风险分析中很有实用价值。

3.2 计算步骤

首先给定初始的 $(\mu_{E0}, \sigma_{E0}^2)$ 、 $(\mu_{R0}, \sigma_{R0}^2)$ 值, 然后根据 $\lambda_E(t)$ 、 $\lambda_R(t)$ 的分布规律随机给出 n 个样本, 得到对应 μ_E 和 μ_R 。 σ_E 、 σ_R 分别为 $\lambda_E(t)$ 、 $\lambda_R(t)$ 的标准方差, 仿真时取各自价格的 10%, 最后建立了一个考虑所有样本的最优目标函数

$$\min_{Q_R, Q_l, Q_h} \sum_1^n (E(C) + \omega \sigma^2) \quad (12)$$

对此目标函数求解, 可以得到一个所有样本目标函数之和最小的分配方案, 其为考虑风险因素的最优事故备用容量购买方案。

4 算例分析

4.1 计算条件

设正常销售电价为 $P_0 = 80$ USD/MWh, 研究时段 t_z 为 8 h, $\rho_{ER} = 0.3$, $\mu_{E0} = 50$, $\sigma_{E0} = 5$, $\mu_R = 20$, $\sigma_R = 2$, $t_m = 3$ h, ILL 中参数 ν 为 0.005, ILH 中参数 β 为 1, 事故 m 的发生概率为 0.05, 功率缺额 120 MW, 持续时间 t_m 为 3 h, 样本个数 n 为 1 000。

4.2 风险系数对备用容量最优分配的影响

风险系数的大小直接反映了电力公司对风险的重视程度, 其重视程度对备用容量的最优分配会有不同的影响。表 2 为不同风险系数时, 各备用市场的最优事故备用容量期望值, 期望购买费用及其方差。

从表 2 中可以看出, 随着风险系数的增大, 电力公司购买 RCGS 容量在减少, 由于 ILL 容量确定以后不存在风险性, 不受风险系数影响, 所以购买的 ILL 容量在不断增加。而 ILH 容量受到事故发生概率的影响, 随着风险系数增加购买风险增大, 其

购买量在减少。总的备用容量和电能购买费用随风险系数增大, 期望值有所增加, 但增加不太明显, 而对应的方差明显减小, 说明购电费用的适度增加可以明显降低购买风险, 本文提供的模型可以得到一个购买期望费用比较稳定且风险小的备用容量购买方案。

表 2 备用容量最优购买量与风险度的关系

Tab.2 Relationship between risk coefficient and optimal allocation

ω	Q_r /MW	Q_i /MW	Q_h /MW	C /USD	δ^2 /USD ²
0	86.839 68	26.179 2	6.981 19	17 327.67	16 594 377
0.001	64.096 34	52.994 84	2.908 818	19 827.73	5 695 999
0.002	49.680 68	67.748 52	2.570 798	23 090.71	3 423 820
0.003	40.553 46	77.077 67	2.368 871	25 873.04	2 287 878
0.004	34.249 92	83.526 33	2.223 749	28 123.08	1 637 364
0.005	29.656 59	88.233 15	2.110 263	29 934.59	1 231 729

4.3 事故发生概率对备用容量分配影响

以下分析的是风险系数为 0.001 时, 不同事故概率对备用容量最优分配影响。表 3、4 分别表示了有无风险考虑情况下事故概率对最优事故备用购买容量的影响。

表 3 风险条件下事故概率对最优容量分配影响

Tab.3 The influence of faults probability on allocation under risk condition

q_m	Q_r /MW	Q_i /MW	Q_h /MW
0.02	74.427 75	41.853 91	3.718 344
0.04	67.205 2	49.712 87	3.081 924
0.06	61.290 02	55.933 85	2.776 128
0.08	56.444 63	60.975 5	2.579 872
0.1	52.425 07	65.138 51	2.436 415

表 4 无风险条件下事故概率对最优容量分配影响

Tab.4 The influence of faults probability on allocation without considering risk

q_m	Q_r /MW	Q_i /MW	Q_h /MW
0.02	77.540 23	25.475 86	16.993 91
0.04	85.407	25.944 7	8.648 24
0.06	87.716 66	26.413 64	5.869 698
0.08	88.637 05	26.882 53	4.480 421
0.1	89.001 73	27.351 24	3.646 856

对比表 3、4 可知, 在两种情况下, 随着事故发生概率增大, ILL 购买容量均相应增大, ILH 容量均减少, 而 RCGS 容量在不考虑风险情况时增大, 在考虑风险时减少。ILL 分配量增大是因为其购买

成本不受事故发生概率和风险系数影响, 容量确定时购买成本是确定的; 而随着事故发生概率增大, ILL 的期望购买成本也在增大, 而且考虑风险后, 其购买风险性更大, 在相同事故概率情况下, 其最优分配量更少。在不考虑风险时, RCGS 分配量增大是因为随着事故发生概率增大, 虽然其购买电能费用的期望有所增加, 但是其增加的期望费用相对于 ILL 购买容量费用小, 所以其分配容量有所增加。但是考虑风险性时, 除了其期望费用的增加外, 实时容量市场和电能市场的价格波动给其带来的风险性更大, 使其最优分配容量随事故概率增大而减小。

5 结论

本文在分析了发电侧备用容量市场, 以及需求侧低电价和高赔偿可中断负荷风险性和经济性的基础上, 基于 Markowitz 投资风险理论, 建立了同时考虑经济性以及风险性的事故备用容量的最优购买模型。其中同时考虑了备用市场电能价格、容量价格波动以及事故发生概率对电力公司购买备用容量的影响。并对一个研究时段内的事事故备用容量采用蒙特卡洛方法进行计算和验证。结果表明, 采用本文所建模型, 适当增加购买费用, 可以在很大程度上降低购买事故备用容量带来的风险。因此, 本文所建立的模型可以有效地同时兼顾到购买事故备用容量的经济性和风险性, 为电力公司提供在可以接受风险水平下的最优事故备用容量购买方案。

参考文献

- [1] 谭伦农, 张保会. 市场环境下的事故备用容量[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22 (11): 55-59.
TAN Lun-nong, ZHANG Bao-hui. Reserve capacity for accident in power market environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22 (11): 55-59.
- [2] 罗运虎, 王勤, 邢丽冬, 等. 系统备用容量优化问题综述[J]. 电网技术, 2007, 31 (23): 41-46.
LUO Yun-hu, WANG Qin, XING Li-dong, et al. Survey on reserve capacity optimization of power system[J]. Power System Technology, 2007, 31 (23): 41-46.
- [3] 吴集光, 刘俊勇, 牛怀平, 等. 电力市场环境下最优备用容量的确定[J]. 电力系统自动化, 2005, 29 (15): 10-13.
WU Ji-guang, LIU Jun-yong, NIU Huai-ping, et al. Determination of optimal reserve capacity in electricity market environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29 (15): 10-13.
- [4] 葛炬, 张粒子. 可中断负荷参与的备用市场的帕累托优化模型[J]. 电力系统自动化, 2006, 30 (9): 34-37.

- GE Ju, ZHANG Li-zi. Pareto optimality model of reserve market including interruptible load as participants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30 (9): 34-37.
- [5] 薛禹胜, 罗运虎, 李碧君, 等. 关于可中断负荷参与系统备用的评述[J]. 电力系统自动化, 2007, 31 (10): 1-6.
XUE Yu-sheng, LUO Yun-hu, LI Bi-jun, et al. A review of interruptible load participating in system reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31 (10): 1-6.
- [6] 罗运虎, 薛禹胜, Gerard LED WICH, 等. 低电价与高赔偿 2 种可中断负荷的协调[J]. 电力系统自动化, 2007, 31 (11): 17-21.
LUO Yun-hu, XUE Yu-sheng, Gerard LED WICH, et al. Coordination of low price interruptible load and high compensation interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31 (11): 17-21.
- [7] 罗运虎, 薛禹胜, Dong Z, 等. 发电容量充裕性的混合优化[J]. 电力系统自动化, 2007, 31 (12): 30-35.
LUO Yun-hu, XUE Yu-sheng, Dong Z, et al. Hybrid optimization of generation capacity adequacy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31 (12): 30-35.
- [8] 郭金, 江伟, 谭忠富. 风险条件下供电公司最优购电问题研究[J]. 电网技术, 2004, 29 (11): 18-22.
- GUO Jin, JIANG Wei, TAN Zhong-fu. Research on optimized power purchasing of power suppliers under risk condition[J]. Power System Technology, 2004, 28 (11): 18-22.
- [9] 曾次玲, 张步涵, 谢陪元, 等. 基于风险管理在开放的能量市场和备用市场间优化分配发电容量[J]. 电网技术, 2004, 28 (13): 71-74.
ZENG Ci-ling, ZHANG Bu-han, XIE Pei-yuan, et al. Risk management based optimal allocation of generation capacity between open access energy market and reserve market[J]. Power System Technology, 2004, 28 (13): 71-74.

收稿日期: 2009-11-26; 修回日期: 2010-01-12

作者简介:

常向伟 (1981-), 男, 博士研究生, 从事电力市场方向研究; E-mail: solcol2003@126.com

张有兵 (1971-), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为分布式发电和可中断负荷, 电能质量分析与控制, 配电网自动化和通信技术;

曹一家 (1969-), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统优化与控制、信息技术在电力系统中的应用、分布式智能系统理论等。

(上接第 54 页 continued from page 54)

- [13] Wan Zhong-ping, Fan Heng, Wang Shu-fen, et al. A bilevel programming model for the reactive power optimization[C]. //Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005.
- [14] 刘明波, 杨勇. 计及静态电压稳定约束的无功优化规划[J]. 电力系统自动化, 2005, 29 (5): 21-25.
- [15] 刘明波, 程莹, 林声宏. 求解无功优化的内点线性和内点非线性规划方法比较[J]. 电力系统自动化, 2002, 26 (1): 22-26.
- [16] WANG Xian, LI Yu-zeng, ZHANG Shao-hua. Oligopolistic equilibrium analysis for electricity markets: a nonlinear complementarity approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 19(3): 1348-1354.
- [17] Geraldo Leite Torres, Victor Hugo Quintana. Optimal power flow by a nonlinear complementarity method[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(3): 1028-1033.

收稿日期: 2010-03-12; 修回日期: 2010-05-18

作者简介:

曲绍杰 (1982-), 男, 硕士, 主要研究方向为电力系统无功优化和电压稳定性分析; E-mail: qushaojie123@163.com

王绍然 (1974-), 男, 高级工程师, 主要从事电网调度运行及管理工作;

刘明波 (1964-), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统优化、运行与控制。E-mail: epmbliu@scut.edu.cn