

电力市场中旋转备用的效益和成本分析

张国全, 王秀丽, 王锡凡

(西安交通大学电力系, 西安 710049)

摘要: 电力市场环境辅助服务的作用和成本分析是一个亟待解决的问题, 旋转备用的研究是其中重要的组成部分。文中提出了旋转备用成本分析和效益评估的定义和计算方法。基于电能成本分析, 提出了系统最佳开机台数的确定原则, 旋转备用的优化分配调度模型, 以及根据旋转备用边际机会成本确定旋转备用电价的思想。最后通过数字算例说明了算法的实用性与合理性。

关键词: 电力市场; 旋转备用; 边际成本; 优化调度

中图分类号: TM 73; F 123.9

0 引言

随着电力市场理论研究和实践的深入发展, 电力系统辅助服务的评价问题已引起越来越广泛的关注^[1,2]。辅助服务包括有功备用、无功补偿、AGC 等维持电力系统安全稳定运行的诸多措施。国内外电力市场的理论研究和实践经验表明, 在一个成熟的电力市场中, 需要一个机构负责安排机组调度, 制定辅助服务电价, 并且实现辅助服务交易。在 Pool 模型^[3]、美国加州电力市场^[4]、英格兰电力市场^[5]中, 分别由中心市场管理员、独立系统操作员 ISO、国家电网公司 NGC 执行这一功能。在这些市场中, 无论是电量电价还是辅助服务电价, 多以竞价的方式确定, 但对如何评价辅助服务的效益和成本还没有明确的结论。

本文提出了旋转备用的作用及成本计算模型, 其中旋转备用的作用以增加旋转备用前后系统可靠性的提高来衡量, 成本分析以电能边际成本理论为基础。围绕着使系统旋转备用效益最大这一目标, 提出了系统最佳开机台数的确定以及旋转备用容量在机组中的最优分配方法, 最后可以给出在以上运行模式下的旋转备用电价。值得指出的是这一价格属于电价预测范畴, 并不等同于市场意义下的电价。服务对象是未来电力市场中类似于 ISO 的机构, 便于他们掌握旋转备用的合理价格范围。本文所提出的模型也可用于一般电力系统的优化调度。

1 机组及旋转备用的优化调度

旋转备用边际成本可以定义为: 在系统优化运

行的基础上, 当增加单位旋转备用容量供应时系统增加的成本。机组及旋转备用优化调度包括 2 个方面: ①如何确定使系统运行效益最好的开机台数, 这里效益包含对系统支付旋转备用费用及减少停电损失费用的综合考虑; ②在开机台数已确定的基础上如何将系统旋转备用容量在机组之间分配。

由于水电机组出力一般由水库调度决定, 所以本文暂不考虑水电机组旋转备用的优化调度, 而是用“确定性”方法来确定水电机组旋转备用容量, 即假定在所研究的时段, 水电机组的开机方式已经确定, 且每台水电机组的旋转备用容量为其额定容量的固定百分数。因此, 以下所讨论的优化调度主要是确定火电机组的开机台数和旋转备用容量, 但这种方法不难推广到考虑水电机组参与优化的情况。

在调度模型中, 各机组的带负荷顺序在调度之前排定。由于水电机组的运行成本低廉, 所以将其排在最前面, 然后是火电机组按照运行成本从小到大依次排列。应该说, 当水电机组的给定电量不影响其出力大小时, 其在系统中的位置对电力不足概率 (LOLP)、电量不足期望值 (EENS) 等系统可靠性指标没有影响。

下面分别就开机台数的确定和旋转备用容量的分配予以讨论。讨论以某一给定的时段为基础, 时段的长短可根据具体情况确定, 如 1 h, 1 d 等。

1.1 最佳开机台数的确定

最佳开机台数的确定就是在满足系统运行约束的条件下确定使系统旋转备用容量效益 B 达到最大的运行机组台数 N_R , 其数学优化的模型为:

目标函数:

$$\max B(N_R) = \alpha \Delta E_{\text{ENS}} - \gamma R_S \quad (1)$$

约束条件:

$$\sum_{i=1}^{N_R} C_i - X \geq 0 \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{N_R} R_i \geq \sum_{i=1}^{N_R} C_i - X \quad (3)$$

式中 α 为系统停电损失费用; ΔE_{ENS} 为有无旋转备用时系统 EENS 变化量; γ 为旋转备用电价; C_i 为第 i 台机组额定容量; X 为该时段系统最大负荷; R_i 为第 i 台机组的可用旋转备用容量。

火电机组为 10 min 内经过“爬坡”过程增加的出力,即机组爬坡率的 10 倍。水电机组为其额定容量的百分数, R_s 为系统旋转备用容量,

$$R_s = \sum_{i=1}^{N_R} C_i - X \quad (4)$$

以上优化模型中,决策变量为参与运行机组台数 N_R 。目标函数是当系统增加旋转备用容量后,系统停电损失费用的下降值与其旋转备用成本的增加值之差最大。约束条件是要求系统具有一定的旋转备用容量,且旋转备用容量不超过所有运行机组的可用旋转备用容量的总和。

对于所有满足约束条件式(2)、式(3)的 N_R ,根据式(1)计算效益 B ,然后比较各可行解,选择最大的 B 所对应的 N_R ,就是该优化问题的解。

设 N_H 为系统水电机组的台数, N 为系统机组总台数,其计算流程见图 1。

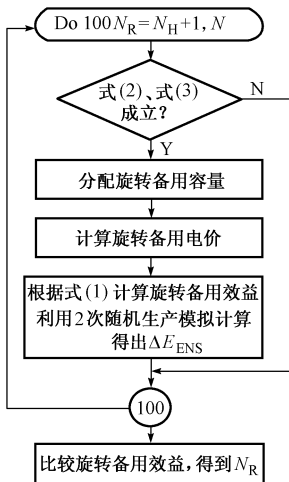


图 1 旋转备用容量优化算法框图
Fig. 1 Algorithm of spinning reserve capacity optimization

最佳开机台数的确定过程可归纳如下:首先给定旋转备用容量的一个初值,通过旋转备用优化调度把这部分旋转备用容量分配到运行机组中去,再计算旋转备用电价,得到旋转备用效益;令旋转备用容量增加,重复上述计算过程,直到所有机组考虑完

毕,从而求出旋转备用效益最大的开机台数。

显然,最佳开机台数的确定与旋转备用容量的分配及旋转备用定价原则是相互关联的,是一个有机的整体。

1.2 旋转备用的优化分配调度

旋转备用优化调度的目标是使在研究周期内火电运行机组的燃料费用最小,决策变量是各火电机组有功出力 P_i ,也可以是各火电机组的旋转备用容量 R_i ,因为

$$R_i = C_i - P_i \quad (5)$$

本问题的数学模型可表述为:

目标函数:

$$\min F = \sum_{i=N_H+1}^{N_R} \beta_i E_{Gi} \quad (6)$$

约束条件:

$$\sum_{i=1}^{N_H} (1 - k_i) C_i + \sum_{i=N_H+1}^{N_R} P_i = X \quad (7)$$

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \quad (8)$$

$$C_i - P_i \leq R_{i\max} \quad (9)$$

其中 E_{Gi} 为第 i 台机组在该时段的发电量; β_i 为机组 i 的单位电能生产成本费用; $P_{i\min}, P_{i\max}$ 分别为机组 i 的最小、最大技术出力; $R_{i\max}$ 为机组 i 的最大可用旋转备用容量; k_i 为第 i 台水电机组的旋转备用容量占额定容量的比例。

约束条件中,式(7)要求运行机组的有功出力总和与负荷容量平衡;式(8)要求机组有功出力在机组允许技术出力范围内;式(9)要求各台火电运行机组提供的旋转备用容量不超过其可用旋转备用容量。

要使目标函数达到最小,就必须让燃料费用微增率小的机组出力尽可能大。求解该优化问题的思路为:首先令

$$P_i = \max \{C_i - R_{i\max}, P_{i\min}\} \quad (10)$$

它满足式(8)、式(9),但这时机组出力总和小于负荷,式(7)不成立。然后比较各台机组在出力 P_i 下的燃料费用微增率 $\lambda_i(P)$,选取最小的那一台机组 j ,即:

$$\lambda_j(P) = \min_{i=N_H+1}^{N_R} \lambda_i(P) \quad (11)$$

式中 $\lambda_i(P)$ 为机组出力从 P_i 增加单位出力 ΔP 时的燃料费用微增率的平均值; λ 可以是连续函数,也可以是台阶型函数。

令机组 j 的有功出力增加 1 个容量单位 ΔP ,即 $P_j = P_j + \Delta P$ 。若机组 j 出力达到最大技术出力 $P_{j\max}$,该机组就不再参与比较燃料费用微增率。重复此过程到式(7)成立,即 N_H 台水电机组与 $N_R - N_H$ 台火电机组出力总和等于最大负荷 X 为止。

当根据以上过程确定各机组的有功出力后,各机组的旋转备用容量也就随之确定了(见式(5)),这样也可以得到系统总的旋转备用容量 R_S 。

2 旋转备用成本分析

某机组 i 提供旋转备用的成本可以用“机会成本”来衡量,也就是机组 i 因为提供旋转备用而使得发电量减少,从而使其收益减少,减少的这部分收益就是机组 i 提供旋转备用的机会成本。

机组的发电收益与该机组在系统中带负荷的运行位置有关,即与其他机组的运行状态有关。随机生产模拟方法是电力系统中电能成本分析^[6]及可靠性计算的有力工具。该方法考虑了机组随机故障停运的影响,可以求出每台机组的发电量和生产成本。因此,可以根据随机生产模拟^[7]计算出的机组预期发电量来计算机组提供旋转备用的机会成本。

设在给定时段第 i 台机组有功出力为 P_i ,可利用随机生产模拟求出其发电量 $E_{Gi}(i = 1, 2, \dots, N_R)$,该机组的收益 G_i 应该等于电费收入减去燃料费用支出,即

$$G_i = \rho E_{Gi} - \beta_i E_{Gi} \quad (12)$$

式中 ρ 为该时段的电量电价。

如果该机组不提供旋转备用,那么原来作为旋转备用的容量将有机会投入运行,这时机组的出力为其额定容量 C_i 。在随机生产模拟过程中已经求出 G_i 的基础上,可以通过反卷积和卷积运算方便地求出机组 i 的出力为 C_i 时的收益 G_i' ,

$$G_i' = \rho E_{Gi}' - \beta_i' E_{Gi}' \quad (13)$$

式(13)中各变量的定义与式(12)相同,但均是出力为 C_i 的值。

机组 i 提供旋转备用的机会成本为:

$$S_i = G_i' - G_i \quad (14)$$

全系统提供旋转备用的成本为各机组旋转备用成本的总和,即:

$$S = \sum_{i=1}^{N_R} S_i \quad (15)$$

根据边际成本理论,系统提供旋转备用的边际成本定义为:

$$\gamma = \frac{\partial S}{\partial R} \quad (16)$$

式中 R 为系统总旋转备用容量。

将式(15)代入上式,得到:

$$\gamma = \frac{\partial \sum_{i=1}^{N_R} S_i}{\partial R} \quad (17)$$

将式(17)进一步变为:

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^{N_R} (G_{i,R+\Delta R} - G_{i,R})}{\Delta R} \quad (18)$$

式中 $G_{i,R}$ 为系统旋转备用容量为 R 时机组 i 提供旋转备用的机会成本; $G_{i,R+\Delta R}$ 为系统旋转备用容量增加 ΔR 后机组 i 提供旋转备用的机会成本; ΔR 为系统旋转备用容量的微增量。

式(18)给出了求出各个时段旋转备用边际成本的计算公式, γ 亦可以看做是此运行模式下旋转备用容量的价格。时段的长度可以为 1 h,或者更短。但如果电力系统还不具备实现实时或分时电价的客观条件,则可以采用取平均值的方法获得电价更新周期更大的旋转备用电价体系。例如当更新周期为 1 d 时,全天平均旋转备用电价取为 24 h 旋转备用边际成本的平均值,即:

$$\bar{\gamma} = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} \gamma(t) \quad (19)$$

3 旋转备用效益评估

旋转备用的效益就是式(1)给出的优化旋转备用容量的目标函数,包含使用旋转备用后社会效益的增加和支出的增加两部分。系统购买一定的旋转备用容量的社会效益体现在:如果不购买这部分容量作为旋转备用,会导致系统可靠性下降,EENS 增加,从而使得用户停电成本增加。购买旋转备用前后用户停电成本的变化量就是购买旋转备用的社会效益 B_S ,

$$B_S = \alpha \Delta E_{ENS} = \alpha (E_{ENS,1} - E_{ENS,0}) \quad (20)$$

式中 $E_{ENS,1}$ 和 $E_{ENS,0}$ 分别为购买旋转备用前后系统的 EENS,可以通过随机生产模拟求得。

需要指出的是,购买旋转备用带来的社会效益是很难精确评估的。式(20)仅是旋转备用社会效益的一个近似评估值。

购买旋转备用的费用为:

$$Q = \gamma R_S \quad (21)$$

将社会效益 B_S 与支出 Q 进行比较,如果 $B_S > Q$,而且相差一个较大的置信区间,就有理由认为,按照该旋转备用电价购买旋转备用是合理的。

4 算例分析

根据以上原则和算法对 IEEE-RTS 系统^[8]在第 46 周某典型日的旋转备用电价进行了计算。取 $\alpha = 4.22$ 美元/(kW·h)。图 2 为该典型日负荷曲线,图 3 为根据文献[6]的方法进行电能成本分析后得到的分时电价曲线,图 4 为根据前述模型进行旋转备用成本分析后得到的旋转备用边际成本变化曲

线,图5为相应的旋转备用效益和费用曲线。

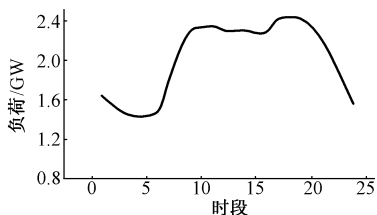


图2 第46周某日负荷曲线
Fig.2 Daily load chronological curve

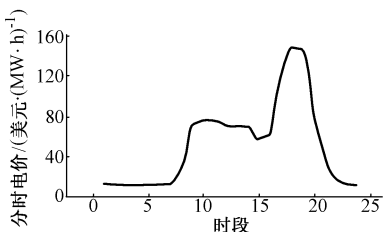


图3 第46周某日分时电价变化曲线
Fig.3 Hourly electricity price curve

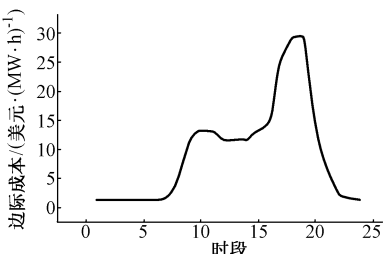


图4 第46周某日旋转备用边际成本变化曲线
Fig.4 Spinning reserve marginal cost curve

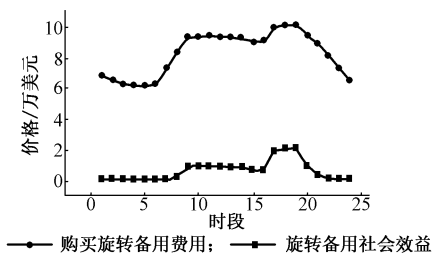


图5 第46周某日旋转备用效益费用曲线
Fig.5 Spinning reserve benefit and expense curve

由图4可以看出,旋转备用边际成本在该日的早高峰和晚高峰时段都有明显升高,这也说明了对旋转备用进行分时定价的必要性。引起旋转备用边际成本变化的主要因素是电能电价的变化。电价变化越大,峰谷旋转备用边际成本差也就越大。

从图5可以看出,在各个时段购买旋转备用带来的社会效益都大于购买旋转备用的费用,而且存在着比较大的置信区间。全天旋转备用平均电价为9.23美元/(MW·h)。

为了进一步验证本文方法的实用性与合理性,对某大区系统联网运行和各省独立运行的旋转备用价格进行了计算,对备用共享经济效益进行了分析。

该大区系统由4个省电力系统组成,其中A省系统以火电为主,其火电机组装机容量占大区系统火电装机容量的51.3%,而水电机组装机容量只占大区系统水电装机容量的15.2%。

该大区和A省电力系统的年最大负荷分别为13 GW和4 GW。在某典型日,A省系统独立运行时旋转容量备用平均电价为129.69元/(MW·h)。当该系统与大区其他省系统联网运行时,旋转备用平均电价降为72.92元/(MW·h)。可见系统联网运行有利于子系统间备用共享,使得旋转备用电价水平大幅下降,由此带来的经济效益也是非常可观的。

5 结语

本文围绕对旋转备用效益和成本的评估,给出了旋转备用的优化调度和定价方法,并从系统经济性的角度说明了这一定价方法的合理性。实际算例说明了本文提出的模型和算法的实用性及合理性。

本文在进行成本分析时,未考虑机组启停费用,认为机组运行费用主要由其燃料费用组成,这在进行旋转备用的效益评估和边际成本分析时是可以的,但在今后制定具体的电价时应予以详细考虑。

参考文献

- 1 谢开,于尔铿,刘广一,等(Xie Kai, Yu Erkeng, Liu Guangyi, et al). 电力市场中的输电服务(二)——辅助服务及其定价(Transmission Services in Electricity Market (II)——Ancillary Services Supplying and Pricing). 电网技术(Power System Technology),1997,21(4):58~63
- 2 Siddiqi S N, Baughman M L. Reliability Differentiated Pricing of Spinning Reserve. IEEE Trans on PWRs, 1995, 10(3)
- 3 Aganagic M, Abul-Rahman K H, Waight J G. Spot Pricing of Capacities for Generation and Transmission of Reserve in an Extended Poolco Model. IEEE Trans on PWRs, 1998, 13(3)
- 4 Vojdani A F, Imparato C F, Saini N K, et al. Transmission Access Issues. IEEE Trans on PWRs, 1996, 11(1)
- 5 罗绍基(Luo Shaoji). 美国 Summit 抽水蓄能电站效益评价及经营的调查分析(Management Investigation and Benefit Evaluation for Pump Storage in U. S. A.). 中国电力(Electric Power),1997,30(7):55~58
- 6 王锡凡(Wang Xifan). 关于电价制定方法的初步探讨(Preliminary Study of Electricity Pricing). 中国电力(Electric Power),1999,32(6):1~3

- 7 王锡凡(Wang Xifan). 电力系统规划基础(Principle of Electric Power System Planning). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press), 1994
- 8 IEEE Report. The IEEE Reliability Test System-1996. IEEE Trans on PWRS, 1999, 14(3)

张国全,男,硕士,研究方向为电力市场。

王秀丽,女,副教授,研究方向为电力系统分析与规划。

王锡凡,男,教授,博士生导师,研究方向为电力系统分析、规划和电力市场。

STUDY ON BENEFITS AND COSTS OF SPINNING RESERVE CAPACITY IN POWER MARKET

Zhang Guoquan, Wang Xiuli, Wang Xifan (Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: In power market, the benefits and costs analysis of ancillary service is a very urgent problem to be solved, while the study of spinning reserve is an important constituent of it. A definition and computation method for benefit assessment and costs analysis of spinning reserves is presented. Based on electric energy cost analysis, the principle to determine the optimal number of operating units, the model of optimal distribution and dispatch of spinning reserve and concept of spinning reserve pricing according to its marginal opportunity cost are proposed. Numerical examples are given to demonstrate the usefulness and rationality of the suggested method.

This project is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 59937150).

Keywords: power market; spinning reserve; marginal cost; optimizing dispatch