

市场环境下的分时电价 对系统最优负荷备用容量的影响

常向伟¹, 张有兵², 曹一家³, 张颖⁴

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027; 2. 浙江工业大学 信息工程学院, 浙江省 杭州市 310023; 3. 湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南省 长沙市 410082; 4. 上海市电力公司, 上海市 青浦区 201700)

Influence of Time-of-Use Strategy on Optimal Load Reserve Capacity in Market Environment

CHANG Xiangwei¹, ZHANG Youbing², CAO Yijia³, ZHANG Ying⁴

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China;
2. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, Zhejiang Province, China;
3. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, Hunan Province, China;
4. Shanghai Municipal Electric Power Company, Qingpu District, Shanghai 201700, China)

ABSTRACT: The introduction of time-of-use (TOU) strategy will change the load quantity value per hour. In addition, it also influences on unserved energy cost and compensation cost of interruptible load. Consequently, the system reliability and reserve purchasing situation will be changed. In allusion to the influence of TOU strategy on unserved energy cost and compensation cost of interruptible load, taking the minimal social cost for purchasing reserve capacity in each time interval, a dynamic reserve purchasing model, in which the influence of TOU price is taken into account, is established by probability method, and the reserve purchasing situations in various time intervals are researched by calculation example. Research results show that the social cost in valley load period increases to some extent than the implementation of TOU strategy, and that in peak load period decreases. Meanwhile, due to the influence of TOU price, the purchase quantity of interruptible load drops to the lowest in the valley load period and rises to the highest in peak load period, thus the established model can well reflect the influence of TOU price on reserve purchasing situation.

KEY WORDS: time-of-use (TOU) price; probability density; interruptible load; reserve capacity of generation side

摘要: 电力市场采用分时电价后, 每个时段的负荷量将发生变化, 同时会对负荷缺电成本以及可中断负荷赔偿费用产生影响, 进而影响系统可靠性以及备用购买情况。针对分时电价对负荷缺电成本以及可中断负荷赔偿费用的影响, 以每个

时段的购买备用容量社会成本最小为目标, 采用概率方法建立了计及分时电价影响的系统动态负荷备用购买模型, 并通过算例对不同时段的最优负荷备用购买情况进行了研究。结果表明, 社会成本在低谷时段较分时电价实施前有所增加, 而高峰时段则有所减少。同时可中断负荷受分时电价影响, 其购买量在低谷时段降为最低, 高峰时段则为最多, 所建模型可以较好地反映分时电价对负荷备用容量购买情况的影响。

关键词: 分时电价; 概率密度; 可中断负荷; 发电侧备用容量

0 引言

电力系统中, 负荷波动以及发电机故障等不确定因素会对系统的稳定运行造成影响^[1], 保留一定的备用容量是系统安全运行的重要保障。但在传统电力系统中, 只是根据系统负荷总量或者发电容量, 得到一个保守的备用容量估计值, 很少将经济性纳入考虑范畴。进入市场环境后, 如何最优购买备用容量, 即购买多少备用容量可以取得最大的经济效益, 成为了研究的重点^[2-4]。文献[2]中提出了市场环境下, 购买备用容量的基本原则, 即在综合考虑保留备用成本和切负荷赔偿费用的基础上, 从经济最优来确定备用容量购买量; 文献[3-4]针对这一原则进行了深入研究。其中文献[3]中指出电力系统中每个时段所需的备用容量是不一样的, 应根据成本效益方法对其进行分析, 并建立了最优备用购买模型, 而且对备用价格按照统一价格和根据报价

基金项目: 浙江省自然科学基金重点项目(Z1110893)。

Project Supported by Zhejiang Provincial Natural Science Foundation of China (Z1110893).

付费这2种方式进行了比较;文献[4]中基于用户需求弹性曲线和消费者剩余理论,对市场环境下电力备用价值与备用需求曲线进行了研究,并提出了最优备用水平的优化模型。

随着市场观点的深化,需求侧管理(demand side management, DSM)已逐步应用到了我国的电力市场中^[5-8],分时电价、可中断负荷作为其重要内容,实施并取得了一定效果,尤其是可中断负荷的这一概念的出现,使得电力市场环境下,备用容量的购买不再局限于发电侧,负荷侧作为备用资源已经得到越来越多的关注^[9]。文献[10]根据经济学中的无差异理论,利用可中断负荷替代一部分备用容量,并运用存储理论概念建立了最优备用容量的数学模型;文献[11]利用低电价与高赔偿可中断负荷的经济互补性,基于风险的观点提出了这2种可中断负荷的协调模型和优化算法;文献[12]中首先将分时电价作为事故预防措施,然后把发电侧备用容量、低电价和高赔偿可中断负荷作为事故后控制,提出了事故备用的协调模型。

此外,针对可中断负荷参与备用市场后供电可靠性成本内容的变化,一些学者也对此进行了相关研究。其中,文献[13]给出了可中断负荷参与可靠性电价的定价流程,并根据我国国情给出了可靠性价格的定价模型;文献[14]提出了基于风险的用户可靠性需求决策模型,此模型可以使用户在参与用电市场的确定性收益与备用市场的风险性收益之和最大。

以上模型中,均没有考虑分时电价对用户用电收益的影响,而用电收益的变化会直接影响着可中断负荷的赔偿成本。电价变化后,每个时段的负荷量也将会发生相应变化。可中断负荷的赔偿成本以及负荷量的变化将会影响到系统的备用容量购买情况。为此本文采用概率的方法建立分时电价下,考虑可中断负荷参与备用市场的分时最优负荷备用购买模型,并通过算例分析分时电价对系统各时段最优负荷备用购买的影响,以验证本模型的有效性。

1 分时电价对各时段负荷量以及中断成本的影响

1.1 分时电价对各时段负荷量影响

未实施分时电价时的单时段电能需求弹性公式为

$$e = \frac{\partial q}{\partial \rho} = \frac{\rho_0}{q_0} \cdot \frac{\Delta q}{\Delta \rho} \quad (1)$$

式中: q_0 为本时段的电能需求量; ρ_0 为需求量 q_0 时的电价; $\Delta \rho$ 为电价变化量; Δq 为电价变化 $\Delta \rho$ 后的负荷变化量。

实施分时电价后,需求弹性不仅与本时段电价有关,而且受其他时刻电价影响,出现了2种形式的需求弹性,即单一时段和多时段需求弹性,如式(2)(3)所示。

$$e_{ii} = \frac{\Delta q_i}{\Delta \rho_i} \cdot \frac{\rho_i^{(0)}}{q_i^{(0)}} < 0 \quad (2)$$

$$e_{ij} = \frac{\Delta q_i}{\Delta \rho_j} \cdot \frac{\rho_j^{(0)}}{q_i^{(0)}} > 0 \quad (3)$$

式中: i 、 j 分别代表不同的时间段。式(2)是 i 时段负荷量对 i 时段电价的响应,即自弹性;而式(3)是 i 时段的负荷量对 j 时段的电价变化的响应,即交叉弹性。

受自弹性以及交叉弹性影响, i 时段负荷量变为

$$q_i = q_i^{(0)} + \sum_{j=1}^{24} \frac{e_{ij} q_i^{(0)} \Delta \rho_j}{\rho_j^{(0)}} \quad (4)$$

1.2 分时电价对负荷缺电成本以及可中断负荷补偿费用的影响

目前,国内外对负荷缺电成本一般采用由于缺电而减少的国民生产总值(gross domestic product, GDP)计算平均缺电成本法^[15]、按电价倍数计算法^[16]、以及按缺电功率、缺电量、缺电持续时间及缺电频率计算法^[17]。其中电价倍数方法是根据对各类用户缺电损失的调查和分析,用平均电价的倍数来估算缺电成本,如英国对工业、商业、居民负荷的缺电成本按照平均电价的15、70、60倍计算,对综合负荷的缺电成本按照平均电价的50倍计算。

本文为了便于分析电价对缺电成本的影响,采用按电价倍数计算的方法。采取分时电价后,用户的缺电成本随电价变化而发生改变。高峰时,用户电价高于平段电价,用户缺电成本需要在平段电价基础上减去多支出电价的费用;而低谷时,用户电价低于平段电价,用户缺电成本应该在平段电价基础上加上电价减少而少出的电费。本文采用50倍电价作为综合缺电成本,则 i 时段的综合单位缺电成本,具体表现在公式上为

$$I_{\text{EAR}i} = \rho_0 \times 50 + \rho_0 - \rho_i \quad (5)$$

式中: $I_{\text{EAR}i}$ 为 i 时段的平均单位负荷缺电成本; ρ_0 为基准电价; ρ_i 为实时电价。

同样的，对于可中断负荷来说，文献[18]中指出，用户中断补偿成本与用电收益紧密相关，用户收益随电价变化，因此补偿费用也应随电价变化。本文在此使用文献[11]中的低电价可中断负荷作为负荷侧备用，对其补偿方式采用动态补偿法，即中断补偿费用随电价变化。在*i*时段，用户申报的电价平均减少率为 γq_{li} ，是可中断容量的非下降函数，结合分时电价，给出了分时段可中断负荷补偿费用计算公式，即

$$C_1(q_{li}) = \rho_0 \gamma q_{li}^2 + (\rho_0 - \rho_i) q_{li} \quad (6)$$

式中： γ 为电价平均减少率的斜率； q_{li} 为购买可中断负荷量。前一项为电价 ρ_0 下的申报赔偿费用，后一项为由于电价变化引起赔偿费用的变化量。

2 负荷预测误差密度函数组成分析

由于负荷预测的不准确性，需要保留一定的备用容量。当负荷波动超过预留的备用容量后，将对系统供电可靠性产生影响。据统计资料表明，每个时段负荷在预测值 q_0 附近波动为正态分布，而且其标准差 σ 的百分值与系统容量的平方根成反比。例如，容量为2000 MW的系统， σ 约为3%；容量20000 MW的系统， σ 约为1%^[19]。负荷超过 q_0 后，其概率密度函数可以分为3个部分，如图1所示，图中1、2、3所代表的区域分别为可中断负荷调用的概率密度、发电侧备用调用的概率密度以及负荷量超过备用容量后，系统将损失负荷的概率密度。

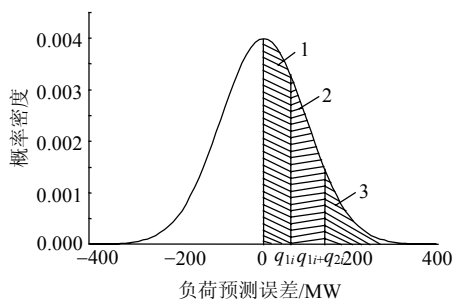


图1 负荷预测误差密度函数

Fig. 1 The error density function of load forecast

先调用可中断负荷是因为发电侧备用容量的电量购买费用与其调用概率有关，而低电价可中断负荷购买费用只与购买量有关，与调用概率无关^[10]，但其先调用或后调用将影响发电侧备用容量的电量调用概率。由正态分布性质可知，离平均值越远，其概率密度越小，因此如果优先调用可中断负荷则可以减少发电侧备用容量的调用概率，进而节省电量费用。

3 分时电价影响下系统最优负荷备用容量购买模型

系统最优负荷备用容量购买是根据图1中1、2、3的成本以及所占分布概率来确定最优备用购买模型，即社会成本最小化的备用容量购买模型

$$\min s_i = L(R_i) + C(R_i) \quad (7)$$

式中： R_i 为*i*时段的备用容量购买量； $L(R_i)$ 为备用容量为 R_i 时，系统损失负荷总成本； $C(R_i)$ 为购买备用容量的总成本，其中包括2个部分，即购买可中断负荷费用 $C_1(q_{li})$ 以及购买发电侧备用费用 $C_2(q_{2i})$ ，其中 $C_1(q_{li})$ 已由式(6)给出，发电侧备用容量购买成本 $C_2(q_{2i})$ ，由容量费用和电量费用2部分组成。电量费用与调用概率有关，从图1中可以看出， q_{li} 与 $q_{li} + q_{2i}$ 之间图形面积为其调用概率。因此发电侧备用购买成本为

$$C_2(q_{2i}) = \alpha_i \times q_{2i} + \beta_i \times q_{2i} \times \int_{q_{li}}^{q_{li}+q_{2i}} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{q^2}{2\sigma^2}} dq \quad (8)$$

式中 α_i 、 β_i 分别为*i*时段的备用容量价格和电量价格。

负荷损失成本为

$$L(R_i) = I_{\text{EAR}i} \times E_{\text{ENS}}(R_i) \quad (9)$$

式中： $I_{\text{EAR}i}$ 由式(5)给出， $E_{\text{ENS}}(R_i)$ 为购买备用容量 R_i 后，由于负荷波动而引起的电量不足期望值。当*i*时段购买可中断负荷量 q_{li} 和发电侧备用容量 q_{2i} 后，系统的供电可靠性为

$$p_i = 1 - \int_{q_{li}+q_{2i}}^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{q^2}{2\sigma^2}} dq \quad (10)$$

$$E_{\text{ENS}}(R_i) = (1 - p_i) \times q_i \quad (11)$$

式中 q_i 为实施分时电价后*i*时段的负荷量，由式(4)给出。

同时考虑式(5)(9)(11)，可得

$$L(R_i) = (\rho_0 \times 50 + \rho_0 - \rho_i) \times (1 - p_i) \times q_i \quad (12)$$

综合以上所述，第*i*时段的最优负荷备用容量购买模型为

$$\begin{aligned} \min s_i = & (\rho_0 \times 50 + \rho_0 - \rho_i) \times (1 - p_i) \times q_i + \\ & (\rho_0 \gamma q_{li} + \rho_0 - \rho_i) q_{li} + \alpha_i \times q_{2i} + \beta_i \times q_{2i} \times \\ & \int_{q_{li}}^{q_{li}+q_{2i}} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{q^2}{2\sigma^2}} dq \end{aligned} \quad (13)$$

4 算例分析

4.1 基本数据

本文采用文献[20]的典型日负荷数据进行计算、仿真。典型日负荷数据，如表1中所示。其中，

表 1 典型日负荷数据

Tab. 1 The typical day load data

时段	1	2	3	4	5	6	7	8
负荷/MW	5 110	5 325	5 200	4 910	5 435	5 660	5 960	6 435
时段	9	10	11	12	13	14	15	16
负荷/MW	7 175	7 340	7 525	6 700	6 825	6 925	6 880	6 860
时段	17	18	19	20	21	22	23	24
负荷/MW	7 290	7 350	7 780	7 750	7 290	6 810	5 815	5 535

峰时段为 9、10、11、17、18、19、20、21，谷时段为 1、2、3、4、5、6、23、24，平时段为 7、8、12、13、14、15、16、22。假设未实行峰谷电价前系统电价为 0.4 元/kW·h。实施后高峰时段电价为 0.5 元/kW·h，低谷时段为 0.3 元/kW·h，平时段电价不变。可中断负荷的损失系数 γ 为 0.005。

各时段的自弹性与互弹性采用文献[21]中的数据，如表 2 所示。表 3 为不同时段备用容量价格与电量价格。

表 2 自弹性与互弹性

Tab. 2 Self and cross elasticities

时段	峰段	平段	谷段
峰段	-0.426 2	0.278 1	0.157 4
平段	0.278 1	-0.394 4	0.223 5
谷段	0.157 4	0.223 5	-0.432 6

表 3 备用容量价格与电量价格

Tab. 3 Price of capacity and electricity

时段	备用容量价格/元(MW) ⁻¹	电量价格/元(MW·h) ⁻¹
峰段	150	350
平段	100	300
谷段	80	250

实施分时电价后，主要从 2 方面影响备用购买情况：1) 每个时段负荷量变化引起备用购买情况变化；2) 综合负荷缺电成本以及可中断负荷补偿费用改变而引起备用购买情况变化。为此，本文分 3 种情况分别进行说明：1) 情况 1 为不考虑分时电价的优化结果；2) 情况 2 为考虑分时电价对各时段负荷量的影响，但不考虑对综合负荷缺电成本以及可中断负荷补偿费用的影响；3) 情况 3 在情况 2 的基础上，同时考虑了对综合负荷缺电成本以及可中断负荷补偿费用的影响。

求取最优备用过程中，情况 1、2、3 都是通过式(13)求取的，但是情况 1、2 对其有一定程度的简化。情况 1 中 $\rho_i = \rho_0$ ， $q_i = q_i^{(0)}$ ，而且没有考虑 1.2 节分析内容；情况 2 中考虑了 1.1 节内容，但是没有考虑 1.2 节内容；情况 3 同时考虑 1.1、1.2 节内容，通过优化算法得出结果。

4.2 分时电价对社会成本以及备用购买量的影响

本文从社会总成本、可中断负荷以及发电侧备

用购买量来说明分时电价实施前后对备用容量购买的影响如图 2 所示。

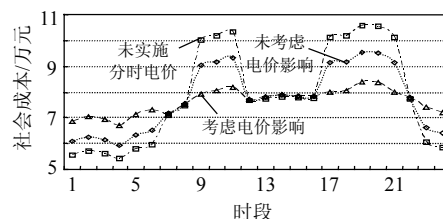


图 2 分时电价对社会成本的影响

Fig. 2 Impaction of TOU on social cost

从图 2 中可以看出未实施分时电价前，系统的社会成本在低谷时段是最少的，而在高峰时段是最多的。实施分时电价后，峰谷社会成本差距开始减小，考虑电价对综合缺电成本以及可中断负荷赔偿费用影响后，其社会总成本在低谷时段为最高，而在高峰时段最低。这是由于实施分时电价后，使得低谷时段负荷量增加，而高峰时段负荷量减少，购买同样备用容量低谷时段损失负荷概率增大，为了降低损失的负荷量，低谷进而需要购买更多备用容量，购买费用增加，高峰时需要的较少，因而费用减少。同时考虑分时电价对负荷缺电成本影响后，低谷时段综合负荷缺电成本以及可中断负荷补偿费用都有所增加，高峰时段减少，因此社会总成本在低谷时段较不考虑电价影响时要更高，高峰时段则更低。

图 3、4 分别表示不同时段可中断负荷、发电侧备用的购买量。从图 3 可以看出，可中断负荷在低谷时段购买量由低到高是情况 3、1、2，高峰时段为 2、1、3。发电侧备用购买量低谷由低到高是情况 1、2、3，高峰为 3、2、1。情况 1 与情况 2 相比，其变化是由于分时电价实施对系统负荷量影响所引起的，低谷时段负荷增加，负荷缺电概率增加，需要购买更多备用容量，因此可中断负荷和发电侧备用容量增加。高峰时段负荷量减少，缺电概率减少，可中断负荷和发电侧备用容量减少。

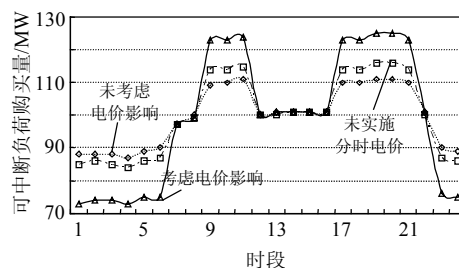


图 3 分时电价对可中断负荷购买量的影响

Fig. 3 Impaction of TOU on purchasing quantity of interruptible load

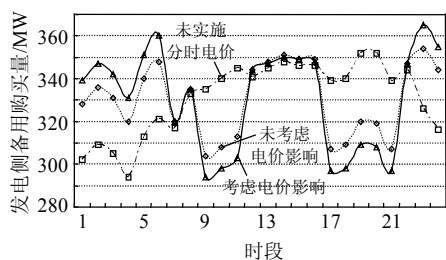


图4 分时电价对发电侧备用购买量的影响

Fig. 4 Impaction of TOU on purchasing reserve capacity of generation side quantity

可中断负荷购买量在情况3中低谷时段最少是因为可中断负荷缺电成本对电价变化比较敏感,考虑电价对成本影响后,电价的降低会显著增加其购买成本,因此低谷时段购买量降到最低,而发电侧备用容量在低谷时段情况3中最高。高峰时段,可中断负荷购买量达到最高,是由于电价增加,显著减少了其补偿费用所引起的。

5 结论

电力市场环境下,需求侧管理存在多种实施方式,各种方式相互作用会对系统最优备用产生影响。是否考虑分时电价的影响,会对最优负荷备用购买模型结果产生较大影响。在今后电力市场备用容量购买研究过程中,需要对需求侧管理实施的多种方式进行综合考虑,才能取得更加符合实际情况的研究结果。

参考文献

- [1] 孟祥星, 韩学山. 不确定性因素引起备用的探讨[J]. 电网技术, 2005, 29(1): 30-34.
Meng Xiangxing, Han Xueshan. Discussion on reserve caused by uncertain factors[J]. Power System Technology, 2005, 29(1): 30-34(in Chinese).
- [2] 谭伦农, 张保会. 市场环境下的负荷备用容量[J]. 电力自动化设备, 2003, 23(6): 10-12.
Tan Lunnong, Zhang Baohui. Reserve capacity for load variation in power market environment[J]. Electric Power Automation Equipment, 2003, 23(6): 10-12(in Chinese).
- [3] Wang Jianxue, Wang Xifan, Wu Yang. Operating reserve model in the power market[J]. IEEE Transactions on power systems, 2005, 20(1): 223-229.
- [4] 何永秀, 王怡, 黄文杰, 等. 电力需求价格弹性与系统最优备用的关系[J]. 电力需求侧管理, 2003, 5(5): 20-23.
He Yongxiu, Wang Yi, Huang Wenjie, et al. Electricity price elasticity and optimal system reserve[J]. Power Demand Side Management, 2003, 5(5): 20-23(in Chinese).
- [5] 胡江溢, 王鹤, 周昭茂. 电力需求侧管理的国际经验及对我国的启示[J]. 电网技术, 2007, 31(18): 10-14.
Hu Jiangyi, Wang He, Zhou Zhaomao. International experience of power demand side management and enlightenment to China [J]. Power System Technology, 2007, 31(18): 10-14(in Chinese).
- [6] 宋宏坤, 唐国庆, 卢毅, 等. 江苏省夏季空调负荷分析及需求侧管理措施的削峰效果测算[J]. 电网技术, 2006, 30(17): 88-92.
Song Hongkun, Tang Guoqing, Lu Yi, et al. Analysis on summer air-conditioning loads composition in Jiangsu province and estimation of peak load shifting effect by DSM measures[J]. Power System Technology, 2006, 30(17): 88-92(in Chinese).
- [7] 王建学, 王锡凡, 王秀丽. 电力市场中中断负荷合同模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(9): 11-16.
Wang Jianxue, Wang Xifan, Wang Xiuli. Study on model of interruptible load contract in power market[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(9): 11-16(in Chinese).
- [8] 李敬如, 胡兆光, 纪洪, 等. 北京地区用电需求侧管理及分析[J]. 电网技术, 1999, 23(2): 19-22.
Li Jingru, Hu Zhaoguang, Ji Hong, et al. Research and application of demand side management in Beijing region[J]. Power System Technology, 1999, 23(2): 19-22(in Chinese).
- [9] 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 Yusheng, Luo Yunhu, Li Bijun, et al. A review of interruptible load participating in system reserve[J]. Automation of Electric Power Systems 2007, 31(10): 1-6(in Chinese).
- [10] 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 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(in Chinese).
- [11] 罗运虎, 薛禹胜, Gerard L W, 等. 低价与高赔偿2种可中断负荷的协调[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(11): 17-21.
Luo Yunhu, Xue Yusheng, Gerard L W, et al. Coordination of low price interruptible load and high compensation interruptible load. Automation of Electric Power Systems[J]. 2007, 31(10): 17-21(in Chinese).
- [12] 罗运虎, 薛禹胜, 董朝阳, 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 Yunhu, Xue Yusheng, Dong Zhaoyang, et al. Hybrid optimization of generation capacity adequacy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(12): 30-35(in Chinese).
- [13] 李莉, 谭忠富, 王建军, 等. 可中断负荷参与备用市场下的可靠性风险电价计算模型[J]. 电网技术, 2009, 33(4): 81-87.
Li Li, Tan Zhongfu, Wang Jianjun, et al. A reliability risk pricing model based on the participation of interruptible loads in reserve market[J]. Power System Technology, 2009, 33(4): 81-87(in Chinese).
- [14] 罗运虎, 邢丽冬, 王勤, 等. 可靠性需求市场中用户的风险决策[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(22): 113-117.
Luo Yunhu, Xing Lidong, Wang Qin, et al. Risk decision-making for customer in reliability demand market[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(22): 113-117(in Chinese).
- [15] 曹世光, 杨以涵, 于尔铿. 缺电成本及其估算方法[J]. 电网技术, 1996, 20(11): 72-74.
Cao Shiguang, Yang Yihan, Yu Erkeng. Power outage cost and its estimation[J]. Power System Technology, 1996, 20(11): 72-74(in Chinese).

- Chinese).
- [16] 程浩忠, 张焰. 电力网络规划的方法与应用[M]. 上海: 上海科学技术出版社, 2002: 199-200.
- [17] 张焰. 电网规划中的可靠性成本-效益分析研究[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(15): 33-36.
Zhang Yan. Research on cost-benefit analysis of electric power network reliability planning[J]. Automation of Electric Power System, 1999, 23(15): 33-36(in Chinese).
- [18] 吴集光, 刘俊勇, 段登伟, 等. 电力市场下实用可中断负荷补偿机制研究[J]. 四川大学学报, 2005, 37(1): 90-95.
Wu Jiguang, Liu Junyong, Duan Dengwei, et al. A practical compensation mechanism for the interruptible loads in the power market environment[J]. Journal of Sichuan University, 2005, 37(1): 90-95(in Chinese).
- [19] Wang Liyong, Zhang Baohui, Ren Jinfeng, et al. Determination of optimal failure reserve based on economic equivalent in power market[C]//2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific. Dalian, China: IEEE/PES T&D Asia and Pacific 2005, 2005: 1-5.
- [20] 吴秋伟, 汪蕾, 程浩忠. 削峰填谷最优时基于 DSM 分时电价的确定与分析[J]. 继电器, 2004, 32(3): 10-13.
Wu Qiuwei, Wang Lei, Cheng Haozhong. Determination and analysis of TOU power price based on DSM when load shifting optimized [J]. Relay, 2004, 32(3): 10-13(in Chinese).
- [21] 谭忠富, 谢品杰, 王锦斌, 等. 提高电能使用效率的可中断电价与峰谷分时电价的联合优化设计[J]. 电工技术学报, 2009, 24(5): 161-168.
Tan Zhongfu, Xie pinjie, Wang Mianbin, et al. The optimal design of integrating price with peak-valley time-of-use power price based on improving electricity efficiency[J]. Transactions of China Electro-technical Society, 2009, 24(5): 161-168(in Chinese).



常向伟

收稿日期: 2011-02-14。

作者简介:

常向伟(1981), 男, 博士研究生, 研究方向为电力市场, 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;

张颖(1985), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场。

(责任编辑 褚晓杰)