

低电价与高赔偿 2 种可中断负荷的协调

罗运虎^{1,2}, 薛禹胜^{2,1}, Gerard LEDWICH³, Zhaoyang DONG⁴, 刘华伟⁵, 胡伟⁵

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏省南京市 210096; 2. 国网南京自动化研究院/南京南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003)

(3. Queensland University of Technology, Australia; 4. University of Queensland, Australia)

(5. 江苏省电力公司, 江苏省南京市 210024)

摘要: 可以按对用户的补偿方式, 将可中断负荷(IL——interruptible load)分为停电前低电价补偿和停电后高赔偿 2 类。迄今为止, 对低电价 IL 与高赔偿 IL 的研究一直是孤立的。为有效遏制用户侧的市场力, 提高备用容量配置和稳定控制的经济性, 应充分利用这 2 种方式的不同经济特性及其互补性。为此, 从风险管理观点提出这 2 种 IL 的协调模型和优化算法, 使对低电价 IL 的确定性补偿与对高赔偿 IL 的风险补偿之和最小, 其中暂不涉及与发电侧备用市场的协调。仿真验证该模型的合理性和算法的有效性。

关键词: 低电价可中断负荷; 高赔偿可中断负荷; 风险管理; 协调优化; 电力市场

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

市场环境下的容量事故具有高度的不确定性^[1]和严重的后果^[2], 故系统备用容量的合理配置问题受到广泛关注。为了提高发电充裕度, 既可购买发电侧备用容量, 也可购买对需求侧可中断负荷(IL——interruptible load)实施中断的权利(以下简称可中断权)^[3]。作为紧急备用容量资源, 特别是应对小概率高风险的容量事故, IL 参与备用服务市场的意义非常重大^[4]。

为了激励 IL 参与系统备用的积极性, 普遍采用的补偿方式有停电前折价(简称低电价)^[5-7]和停电后高赔偿(简称高赔偿)^[8-10]。低电价可中断负荷(ILL——interruptible load with low price)是在事故前通过电价打折来换取负荷的可中断权, 高赔偿可中断负荷(ILH——interruptible load with high compensation)则是在事故发生且中断措施实施后才进行赔偿。对这 2 种补偿方式的研究被长期割裂。

ILH 方式在平时并不需要为 IL 的可中断权付费, 故应对小概率高风险的容量事件比较经济, 但对于概率较大的容量事件则赔偿风险也较高。ILL 方

式的经济特性则恰恰与之相反。显然, 为了应对多种可能的容量事件, 2 种经济特性之间的互补性就非常可贵。与电力系统稳定性的预防控制与紧急控制之间的互补性^[11]类似, 在容量事故前付出较小电费损失的 ILL 方式和仅在事故后付出较大赔偿风险的 ILH 方式之间可以通过风险管理进行协调, 从而比单纯采用 ILL 方式或单纯采用 ILH 方式要经济得多。

本文通过安全性的货币化, 在优化的目标函数中统一了安全性和经济性, 建立用户侧备用服务市场的协调模型并求解。有关 IL 备用服务市场与发电侧备用容量市场之间的协调将另文介绍。

1 2 种补偿方式的经济特性及互补性

ILL 方式从交易开始执行时起就以电价的折扣换取 IL 的可中断权, 而少收的电费则与其后是否真正发生事故无关, 故属于日常的确定性成本, 而折扣的大小与合约规定的供电可靠性有关。虽然 ILL 方式不再需要为合约规定范围内的停电向用户赔偿, 但即使没有发生停电, 电费损失也不会减少。

ILH 方式则以正常电价交易, 仅在中断措施实施后才对 ILH 按合约进行高额赔偿, 故属于与事故概率有关的风险性成本。

ILL 与 ILH 可以分别按市场规则参与备用服务市场竞价, 交易的对象是对实时负荷的可中断权。这 2 种 IL 都是在事故后才被中断, 因而从控制性质角度, 对其实施中断应属于紧急或校正控制。表 1 从经济与物理 2 个层面比较这 2 种市场引导方式。

收稿日期: 2007-02-05; 修回日期: 2007-04-03。

国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2004CB217905); 国家自然科学基金重大项目(50595413); 国家电网公司科技项目(SGKJ[2007]98); Australian Research Council Project(DP0559461)。

表 1 2 种 IL 补偿方式的比较
Table 1 Comparison of the two kinds of interruptible loads

补偿方式	经济层面					物理层面	
	交易对象	交易周期	交割方式	经济特性	单位代价	控制执行	控制性质
ILL	对实时负荷	较短	停电前折价	确定性	小	事故后	紧急
ILH	的可中断权	较长	停电后赔偿	风险性	大		或校正

备用管理中心与用户组成用户侧备用服务市场,前者负责 IL 市场的交易撮合,后者按中断成本的等微增率准则参与市场竞价。IL 市场通过购买对用户的可中断权,不但可以抑制发电侧市场的市场力,降低购买备用容量的整体成本,并且可以大大降低电力系统在小概率严重容量事故下的大停电风险。

2 电网公司在 ILL 市场少收的电费

设正常售电价为 p_0 ; 用户 i 在 ILL 市场所申报的电价平均减少率 $d_i(Q_i)$ 是成交的可中断容量 Q_i (满足 $Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}$) 的非下降函数 (见图 1), 例如具有正截距和正斜率的直线 $u_i + v_i Q_i$, 其中的参数 u_i 和 v_i 反映了用户 i 在 ILL 市场上的竞标策略, 极限情况下为常数。电网公司向用户 i 少收的电费 $C_i(Q_i) = p_0 d_i(Q_i) Q_i$ 是 Q_i 的单调上升函数。当 d_i 为常数时, $C_i(Q_i)$ 是斜率为 $p_0 d_i$ 的线段。

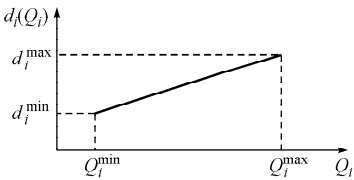


图 1 用户 i 在 ILL 市场申报的电价减少率曲线
Fig. 1 Bidding curve for price decreasing rate of ILL customer i

为了在 ILL 市场上购买指定的 Q_l , 电网公司以向各 ILL 用户少收的电费之和最小为优化的目标, 撮合交易, 其数学模型为:

$$\min \sum_i p_0 d_i(Q_i) Q_i \tag{1}$$

$$\text{s. t. } \sum_i Q_i = Q_l \tag{2}$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad \forall i \tag{3}$$

首先, 不考虑不等式约束式 (3), 运用拉格朗日乘子法求解式 (1) 及式 (2) 得:

$$\lambda = \frac{Q_l + \sum_i \frac{u_i}{2v_i}}{\sum_i \frac{1}{2p_0 v_i}} \tag{4}$$

$$Q_i = \frac{\lambda - p_0 u_i}{2p_0 v_i} \quad \forall i \tag{5}$$

式中: λ 为拉格朗日乘子。

然后, 考虑该不等式约束: 若 $Q_i \leq Q_i^{\min}$, 则置 $Q_i = Q_i^{\min}$; 若 $Q_i \geq Q_i^{\max}$, 则置 $Q_i = Q_i^{\max}$ 。再运用式 (4) 及式 (5), 重新计算 λ 和其他 ILL 所分配到的可中断容量, 直到约束式 (3) 完全满足为止。在时段 t_z 内, 电网公司为在 ILL 市场购买容量为 Q_l 的负荷可中断权而少收的电费, 就是 ILL 参与备用服务的成本或电费损失:

$$C_l(Q_l) = \sum_i p_0 d_i(Q_i) Q_i t_z \tag{6}$$

3 电网公司在 ILH 市场中的赔偿风险

3.1 ILH 的停电代价

用户 j 在 ILH 市场所申报的高赔偿倍数 (即单位负荷的停电代价与 p_0 的比值) $h_j(Q_j)$ 是成交的可中断容量 Q_j (满足 $Q_j^{\min} \leq Q_j \leq Q_j^{\max}$) 的非下降函数 (见图 2), 例如具有正截距和正斜率的直线 $\alpha_j + \beta_j Q_j$, 其中的参数 α_j 和 β_j 反映了用户 j 在 ILH 市场上的竞标策略, 极限情况下为常数。一旦实施停电, 电网公司支付给用户 j 的赔偿费用 $C_j(Q_j) = p_0 h_j(Q_j) Q_j$ 是 Q_j 的单调上升函数。当 h_j 为常数时, $C_j(Q_j)$ 是斜率为 $p_0 h_j$ 的线段。

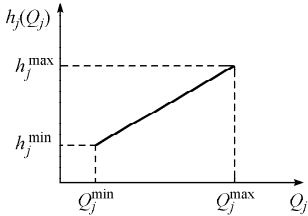


图 2 用户 j 在 ILH 市场申报的高赔偿倍数曲线
Fig. 2 Bidding curve for high compensation multiple of ILH customer j

假设针对事故 m 需要中断的 ILH 容量为 $Q_{h,m}$ (满足 $Q_{h,m}^{\min} \leq Q_{h,m} \leq Q_{h,m}^{\max}$), ILH 市场以电网公司向各 ILH 支付的赔偿费用之和最小为优化的目标, 撮合交易, 其数学模型为:

$$\min \sum_j p_0 h_j(Q_j) Q_j \tag{7}$$

$$\text{s. t. } \sum_j Q_j = Q_{h,m} \tag{8}$$

$$Q_j^{\min} \leq Q_j \leq Q_j^{\max} \quad \forall j \tag{9}$$

求解各 ILH 所分配到的可中断容量的方法可

参照式(4)~式(5)。一旦对容量为 $Q_{h,m}$ 的 ILH 实施停电,必须支付的赔偿费用为:

$$L_{d,m} = \sum_j p_0 h_j(Q_j) Q_j \quad (10)$$

3.2 停电赔偿风险

停电赔偿风险是指 ILH 参与备用服务的风险成本。针对事故集 M ,赔偿风险可表示为:

$$C_h = \sum_{m \in M} q_m L_{d,m} t_m \quad (11)$$

式中: q_m 为事故 m 的发生概率; t_m 为事故 m 的事故持续时间。

4 协调模型

4.1 模型的建立

IL 市场利用 ILL 与 ILH 这 2 种经济补偿方式的互补性,根据 ILL 市场撮合曲线与 ILH 市场撮合曲线,在 2 个 IL 市场之间优化分配成交量(Q_l , $Q_{h,m}$)。其协调模型以电网公司为 IL 付出的补偿总代价 C 值最小为目标,而 C 值中包含在 ILL 市场上的电费损失 $C_l(Q_l)$ 和在 ILH 市场上为各种停电事故承担赔偿的总风险 C_h 。约束中包括各事故下要求切除的 IL 总量的等式约束(由对事故 m 的分析确定对应的 IL 总量 Q_m)以及各 IL 市场中的可中断容量的不等式约束,其数学模型如下:

$$\min C = C_l(Q_l) + C_h(Q_{h,1}, \dots, Q_{h,m}, \dots, Q_{h,M}) \quad (12)$$

$$\text{s. t. } Q_{h,m} = Q_m - Q_l \quad (13)$$

$$Q_l^{\min} \leq Q_l \leq Q_l^{\max} \quad (14)$$

$$Q_h^{\min} \leq Q_{h,m} \leq Q_h^{\max} \quad (15)$$

4.2 模型的特点

针对不同的交割方式,该协调模型将购买 ILL 容量所付出的电费损失作为确定性成本,将购买 ILH 容量所付出的赔偿风险作为风险性成本。引入风险管理观点与协调优化理念,以电费损失与赔偿风险之和最小为目标函数,而不是单纯以电费损失或赔偿风险最小为目标函数。

4.3 协调问题的求解

图 3 表示当 Q_l 增加时, C_l 单调上升;同时, Q_l 的增加使需要的 $Q_{h,m}$ 减少,故 C_h 单调下降。总代价曲线 C 呈二阶导数为正的曲线,具有最小值 $C_{\min}$,其对应的 Q_l 值即为最优 ILL 交易量 $Q_{l,0}$ 。图中的 B (或 C) 点对应于所需要的 IL 全部依赖 ILH 市场 (或 ILL 市场)。

为此,需要先分别在 ILL 与 ILH 市场中得到 C_l 和 C_h 曲线,再求取 $C_{\min}$,并得到最优分配值 $C_{l,0}$ 和 $C_{h,0}$,然后分别在 ILL 与 ILH 市场中出清。

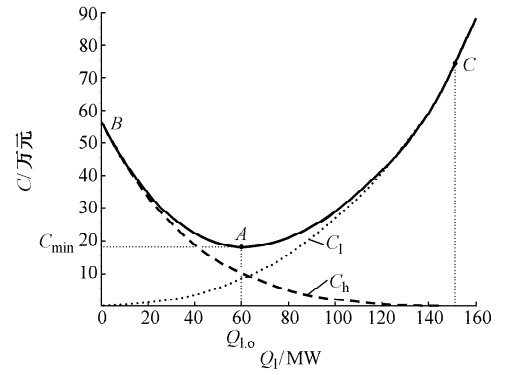


图 3 ILL 与 ILH 的协调优化

Fig. 3 Coordinative optimization between ILL and ILH

为了减少计算量,可不必求取完整的 C_l 和 C_h 曲线,而采用数值灵敏度技术,搜索 $dC(Q_l)/dQ_l$ 为零值的点($Q_{l,0}$, $C_{\min}$)。迭代中, Q_l 的初值可取为事故集对应的各 $Q_{h,m}$ 中最大者的某个百分比,求取数值灵敏度所用的步长和收敛门限值可按对精度的要求而定。

5 仿真分析

5.1 计算条件

设正常销售电价 p_0 为 400 元/(MW·h),研究时段 t_z 为 24 h。表 2、表 3 给出了各用户在 ILL 市场所申报的电价平均减少率 v_i 和在 ILH 市场所申报的高赔偿倍数 β_j ;表 4 为事故集信息。

表 2 ILL 市场参数
Table 2 Parameters of ILL market

用户 i	可中断容量 下限/MW	可中断容量 上限/MW	竞标策略 v_i
1	0	20	0.005
2	0	40	0.010
3	0	40	0.012
4	0	60	0.015

表 3 ILH 市场参数
Table 3 Parameters of ILH market

用户 j	可中断容量 下限/MW	可中断容量 上限/MW	竞标策略 β_j
5	0	15	1
6	0	40	2
7	0	45	3
8	0	60	4

表 4 事故场景集合
Table 4 Fault scenarios

事故 m	发生概率	要求切除的总 负荷容量/MW	持续时间/h
1	0.050	50	3
2	0.015	100	5
3	0.005	150	7

5.2 方案的经济性比较

比较 3 种购买 IL 容量的方案:①方案 1:仅购买 ILL 容量;②方案 2:仅购买 ILH 容量;③方案 3:优化分配 ILL 与 ILH 的购买容量。表 5 给出了针对单个事故各方案下的代价。可以看出:对概率大的事故 1,购买 ILL 比 ILH 经济;对概率小的事故 3,则情况相反。显然,对于整个事故集,则协调方式要经济得多。

表 5 单个事故下各方案的代价

Table 5 Cost of various schemes for the individual fault

事故 m	方案 1 (ILL) 代价/万元	方案 2 (ILH) 代价/万元	方案 3 (协调) 代价/万元
1	5.37	8.13	3.06
2	26.49	20.68	9.39
3	71.71	27.30	15.02

5.3 各因素对协调结果的影响

5.3.1 竞标策略的影响

图 4 给出各用户竞标策略与 ILH 市场交易量的关系。增加 v_i (或 β_i) 将使 ILL 的电费损失 (或 ILH 的赔偿风险) 的微增率增加,根据等微增率准则,ILH 市场交易量将分别随之增加 (或减少)。对于各用户竞标策略与 ILL 市场交易量的关系,可依此类推。

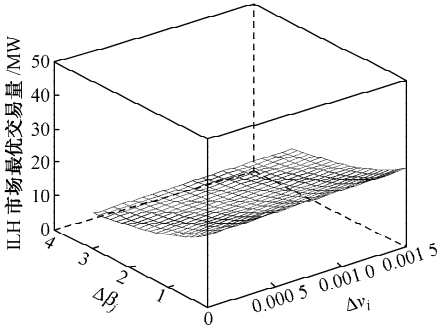


图 4 ILH 市场交易量随竞标策略的变化曲线
Fig. 4 Variation curve of ILH market allocation with bidding strategy

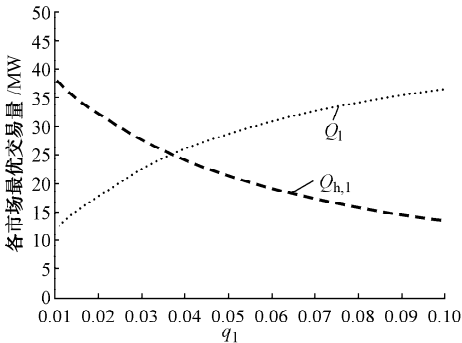
5.3.2 事故概率的影响

改变事故 1 的概率 q_1 ,图 5 给出它对最优市场交易量分配及总代价的影响。随着 q_1 的增加,最优 ILL 容量 Q_1 增加,即事故概率高的情况下,ILH 补偿方式的经济性下降。赔偿风险不但与赔偿概率有关,还与赔偿强度 (即 ILH 容量) 有关。其综合影响使 $C_h(q_1)$ 先增加,后减少。总的补偿代价 C 单调增加。

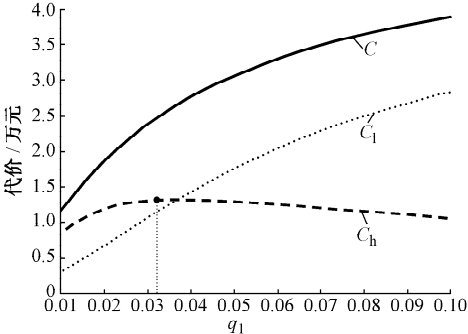
5.4 最优 ILL 容量决策

图 6 给出单独考虑某个事故时的补偿总代价与 ILL 容量的关系。3 个事故对应的最优配置量分别

是 28.72 MW,47.23 MW,48.96 MW;总代价分别是 3.06 万元,9.39 万元,15.02 万元。显然,赔偿风险越高时,ILL 最优容量也越大。



(a) 对最优交易量分配的影响



(b) 对总代价的影响

图 5 事故概率的影响
Fig. 5 Influence of fault probability

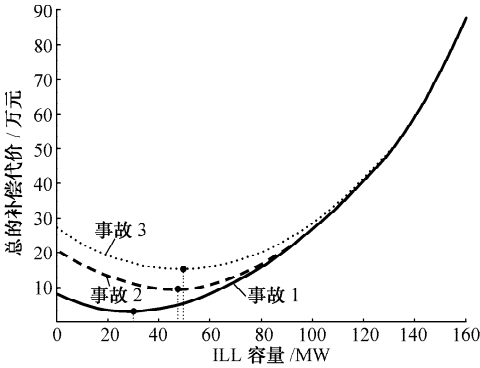


图 6 单事故下的最优 ILL 容量配置
Fig. 6 Optimal ILL capacity for the individual fault

在制定 ILL 容量配置方案时,必须考虑事故集中的所有事故。图 3 给出的就是此算例的多个事故联合优化结果,最优 ILL 容量为 60 MW,补偿总代价为 18.05 万元,其中的电费损失和赔偿风险分别为 8.06 万元和 9.99 万元。

6 结语

本文利用 ILL 与 ILH 不同的经济特性及其互补性,根据风险管理和协调优化理论,提高了用户侧备用市场的经济性,为进一步协调用户侧备用市场

与发电侧备用市场做准备。这个风险最小化问题以 ILL 的确定性电费损失与 ILH 的赔偿风险之和为目标函数,不但协调了 2 类 IL 市场,以及市场环境下的安全性与经济性,而且也提供了其市场需求与激励信息。仿真结果表明了其有效性。

参 考 文 献

- [1] 孟祥星,韩学山. 不确定性因素引起备用的探讨. 电网技术, 2005,29(1):30-34.
MENG Xiangxing, HAN Xueshan. Discussion on reserve caused by uncertain facts. Power System Technology, 2005, 29 (1): 30-34.
- [2] 薛禹胜. 电力市场稳定性与电力系统稳定性的相互影响. 电力系统自动化,2002,26(21):1-6.
XUE Yusheng. Interactions between power market stability and power system stability. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(21): 1-6.
- [3] 赖业宁,薛禹胜,汪德星,等. 备用容量服务市场的风险决策. 电力系统自动化,2006,30(16):1-5.
LAI Yening, XUE Yusheng, WANG Dexing, et al. Risk decision-making for reserve capacity market. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(16): 1-5.
- [4] 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. 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 system reserve. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(10): 1-6.
- [5] CHEN C S, LUE J T. Interruptible load control for Taiwan Power Company. IEEE Trans on Power Systems, 1990, 5(2): 460-465.
- [6] MAJUMDAR S, CHATTOPADHYAY D, PARIKH J. Interruptible load management using optimal power flow analysis. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(2): 715-719.
- [7] BHATTACHARYA K, BOLLEN H J, DAALDER J E. Real

time optimal interruptible tariff mechanism incorporating utility-customer interactions. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 700-706.

- [8] WANG Jianxue, WANG Xifan, DING Xiaoying. The forward contract model of interruptible load in power market// Proceedings of 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, Aug 15-18, 2005, Dalian, China. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2005: 1-5.
- [9] 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. 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. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29 (15): 10-13.
- [10] 赖业宁,薛禹胜,高翔,等. 发电容量充裕度的风险模型与分析. 电力系统自动化,2006,30(17):1-6.
LAI Yening, XUE Yusheng, GAO Xiang, et al. Risk model and analysis of generation capacity adequacy. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(17): 1-6.
- [11] 薛禹胜. 暂态稳定预防控制和紧急控制的协调. 电力系统自动化,2002,26(4):1-4,9.
XUE Yusheng. Coordinations of preventive control and emergency control for transient stability. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(4): 1-4, 9.

罗运虎(1975—),男,博士研究生,研究方向为电力需求侧管理. E-mail: jn_lyh2006@126.com

薛禹胜(1941—),男,中国工程院院士,博士生导师,总工程师,主要从事电力系统自动化方面的研究工作. E-mail: yxue@nari-china.com

Gerard LEDWICH, Professor in Power Engineering, Queensland University of Technology, his research interests include control systems, power electronics, grid monitoring and control. E-mail: g.ledwich@qut.edu.au

Coordination of Low Price Interruptible Load and High Compensation Interruptible Load

LUO Yunhu^{1,2}, XUE Yusheng^{2,1}, Gerard LEDWICH³, Zhaoyang DONG⁴, LIU Huawei⁵, HU Wei⁵

(1. Southeast University, Nanjing 210096, China; 2. Nanjing Automation Research Institute, Nanjing 210003, China)

(3. Queensland University of Technology, Australia; 4. University of Queensland, Australia)

(5. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: There are two kinds of compensation fashions for interruptible loads (IL), namely low price compensation which is independent of power cut occurrence and high compensation which is performed only after actual power cut. The interruptible loads with low price (ILL) and the interruptible loads with high compensation (ILH) have been studied separately till now. Based on the viewpoint of risk management, this paper analyzes their different economic properties, points out that their coordination is beneficial to restrain market power and reduces the cost of reserve capacity and system stability. Taking the sum of the deterministic reduction of revenue resulting from ILL and the risk of compensating ILH as the objective function, the coordination models and optimization algorithms are proposed. Simulation results are presented to validate the method.

This work is jointly supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905), National Natural Science Foundation of China (No. 50595413), State Grid Corporation of China (No. SGKJ[2007]98) and Australian Research Council Project (No. DP0559461).

Key words: interruptible load with low price; interruptible load with high compensation; risk management; coordinative optimization; electricity market