

基于风险管理的发电商多时段投标组合策略

王丽杰,张步涵,陶芬

(华中科技大学电气与电子工程学院,湖北 武汉 430074)

摘要: 电力市场环境下,发电商要在多个市场中制定交易计划,既要衡量风险和收益以获得最大化利润与最小化风险的折中方案,又要兼顾发电机组自身发电成本、多时段机组爬坡速率限制等因素。因此,如何在多时段协调分配各市场的竞价电量——即机组多时段耦合投标组合策略是一个值得研究的问题。该文基于双边合同市场和日前市场(包括日前能量市场和旋转备用市场)的交易结构,引入经济学中的效用和风险管理的概念,建立了发电商多时段组合市场投标策略模型,同时详细列出了算例中用该模型计算出的投标组合及分析结果,说明本文的模型与方法能够为发电商进行日前市场多时段的投标组合提供参考方案。

关键词: 电力市场; 投标组合; 爬坡约束; 风险管理; 效用

中图分类号: TM73; F123.9 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2006)11-0061-05

0 引言

传统的电力体制模式下,发电计划是通过电网统一调度实现的,电力市场体制建立后,电力交易可以通过双边合同市场、日前竞标的电能市场和旋转备用市场来进行^[1],发电商作为电力交易中自主经营、自负盈亏的实体,需要制定多种市场中的交易策略和发电计划,以使自身效用最大。

目前关于发电商在日前能量市场竞价策略的研究已有很多^[2-6],竞价中应考虑风险管理的理念也得到了广泛的认同,文[7]针对电力市场中各种交易途径及其风险,从风险确认、风险控制和风险评估几方面综合讨论了发电商交易过程中的风险管理框架。文[8]研究探讨了不确定市场条件下发电企业在现货市场中的风险决策方法。文[9]从报价组合的角度出发,以降低风险、保证成本回收为目标,对发电公司的投标组合策略进行了初步探讨。文[10]针对能量市场和备用市场竞标建立了发电商投资组合效用模型。以上这些都是针对单时段竞价中某个或几个市场中竞标电量优化策略的研究探讨。在电力系统实际运行中,火力发电机组的出力水平并不能随意变动,必须考虑机组爬坡速率等物理约束,即机组多时段的运行状态是相互耦合、相互影响的。因此,对于发电商而言,只有在投标决策中考虑机组多时段的技术约束条件,才能保证决策结果是可行实用的。另外,考虑到发电容量和机组爬坡等技术约束的限制,双边合同市场、日前电能市场以及旋转备用市场之间有着密切的内在联系,从实际操作角度来看,需要结合这三个市场信息,从日前

多时段来研究投标组合策略,以使发电商在交易中获得最大效用。鉴于此,本文建立了考虑机组爬坡约束的发电商日前市场多时段投标组合策略模型,给出了相应的求解方法,最后用算例进行了说明。

1 组合市场投标的数学模型

1.1 假设条件

所研究的市场基本条件如下:

发电商为价格接受型,即发电商的报价策略不影响市场出清价格;市场为部分电量竞价模式,只有机组的现货交易计划需要根据现货市场的竞价结果来最终确定,而其合同交易采用物理性的中长期合同方式,每日按计划(或调度指令)执行;竞价交易量和旋转备用交易量采用统一出清价结算;各时段的合同交易量按同一价格结算;发电商在某时段的实际出力为合同市场配额和日前能量市场竞价的结清出力之和;以小时为时间单位,出力和电量数值相等,下文均以出力表示。

1.2 最优化模型

根据现代投资学理论,一个投资组合的优劣不仅取决于它的预期收入,还取决于预期收入的风险,一个最优投资方案是预期收入高且风险小的方案。微观经济学中的效用函数就是表示投资或投资组合的收益与风险折中的比例函数^[11],常用的形式为均值——方差模型:

$$U = E(F) - w^2(F) \quad (1)$$

式中: $E(F)$ 和 $^2(F)$ 分别为投资收益 F 的数学期望和方差(风险), w 为风险因子,表征企业对风险的容忍度,这里假定投资者都不是冒险者,即 $0 < w < 1$ 。

效用函数的意义为:投资回报 $E(F)$ 越高,该投资给予投资者的效用也越高;投资风险 $\sigma^2(F)$ 越大,则该投资给予投资者的效用越小。同时用 w 值来考虑投资者个人的风险偏好,其值越大,则越增大该函数的风险效应,从而放大投资风险对效用的负作用。

同样可以把发电企业的发电交易计划问题看成是一种投资组合问题:考虑合同交易量后,在有限的竞价上网空间上如何在日前能量市场和备用市场间分配电量,以追求利润最大而风险最小。根据实际问题的物理意义,考虑到火电机组启停费用很高,频繁启停会影响机组性能、以及机组合同电量的存在等因素,本文研究单机组连续开机时段的投标组合策略,目标函数为单机组多时段的效用最大化,为了单位统一,以利润的标准方差值来衡量风险:

$$\max J = \sum_{t=1}^T U_t = \sum_{t=1}^T [E(F_t) - w \sigma^2(F_t)] \quad (2)$$

式中: T 为一天内交易时段数(如 24 h); F_t 为 t 时段投标机组获得利润; U_t 为 t 时段机组的投标组合效用函数,其值由交易利润期望值 $E(F_t)$ 以及相应的风险 $\sigma^2(F_t)$ 两部分组成。

1) t 时段投标机组获得利润 F_t 的数学期望:

$$E(F_t) = c_t q_{ct} + \hat{c}_{et} q_{et} + \hat{c}_{rt} q_{rt} - C(q_t) \quad (3)$$

其中: c_t 、 \hat{c}_{et} 、 \hat{c}_{rt} 分别为 t 时段机组的合同电量价格、合同电量、日前能量市场价格期望值、日前能量市场投标电量、旋转备用市场价格期望值、旋转备用市场投标电量; $q_t = q_{ct} + q_{et}$ 为 t 时段机组出力; $C(q_t)$ 为 t 时段机组的发电成本。

2) 投标组合风险:

$$\sigma^2(F_t) = \sqrt{E(F_t - E(F_t))^2} = \sqrt{c_{et}^2 q_{et}^2 + c_{rt}^2 q_{rt}^2 + 2 c_{et} c_{rt} q_{et} q_{rt}} \quad (4)$$

式中: c_{et} 、 c_{rt} 分别为 t 时段日前能量市场价格和旋转备用市场价格的标准方差; ρ 为 t 时段能量市场价格和旋转备用市场价格之间的相关系数,它是衡量两市场电价之间相互制约、相互联系的紧密程度的量。

将式(3)、式(4)代入式(2),得

$$\max J = \sum_{t=1}^T \{ c_t q_{ct} + \hat{c}_{et} q_{et} + \hat{c}_{rt} q_{rt} - C(q_t) - w \sqrt{c_{et}^2 q_{et}^2 + c_{rt}^2 q_{rt}^2 + 2 c_{et} c_{rt} q_{et} q_{rt}} \} \quad (5)$$

1.3 约束条件

1) 日合同电量约束

$$\sum_{t=1}^T q_{ct} = Q_c \quad (6)$$

Q_c 为分解到各日的日合同电量值。

为了保证合同电量的完成,应将日合同电量分解至各时段,形成各时段的合同交易量(一般为发电商同电网公司签订合同时协商确定如何制定执行计划,或者电网公司于日前下达调度指令计划),通常按照负荷需求比例来拆分,公式为:

$$q_{ct} = \frac{L_t}{\sum_{t=1}^T L_t} \times Q_c \quad (7)$$

式中: L_t 为 t 时段市场的负荷需求。

2) 发电机组最大最小出力约束

$$q_{\min} \leq q_t \leq q_{\max} \quad (8)$$

q_{\max} 、 q_{\min} 分别为机组最大、最小技术出力。

3) 发电机组容量约束

$$q_{ct} + q_{et} + q_{rt} \leq q_{\max} \quad (9)$$

这里假定机组容量除了分配给合同市场和日前能量市场外,剩余的能量空间均用于旋转备用市场投标,即取

$$q_{ct} + q_{et} + q_{rt} = q_{\max} \quad (10)$$

4) 发电机组出力爬坡速率约束

$$q_{t-1} - q_t \leq q_{\max} - q_{t-1} + q_t \quad (11)$$

q 为机组的发电量在连续两时段的最大允许变化量, $q > 0$ 。

2 影响投标组合决策的因素

2.1 风险因子对投标组合决策的影响

由式(5)可知,当 w 取较小值时,效用值主要由期望利润值决定,风险值的影响较小,发电商投标倾向于价格水平相对较高的市场;随着 w 值的增大,风险决策在投标组合决策中的影响力加大,发电商更倾向于向价格波动较小的市场投标。可见, w 的取值对投标决策有很大影响,选择适当的风险因子是做出正确决策的重要因素。

2.2 机组爬坡约束对投标组合决策的影响

如果不存在机组爬坡约束条件,由式(5)所描述的多时段投标组合决策问题在不同时段之间没有耦合,可以单独求取每个时段的最优投标组合来获得所有时段的最优组合方案。但是,机组爬坡约束使不同时段之间的投标决策问题发生了联系,机组每个时段的出力除了要在出力约束之内,还必须顾及其前一个时段的出力水平,以保证变化量在爬坡能力之内。同时,为了使机组全天效用最大化,最优的连续多时段投标组合方案并不是简单的各单时段最优方案的叠加,发电商在决策每个时段的投标组合时,不能只考虑投标对当前时段收益的影响,还

要考虑对其他时段出力水平和收益的影响。例如:当前时段能量市场价格相对较低而备用市场价格相对较高,若只考虑当前时段收益,将竞价容量更多地用于备用市场投标,使得机组出力水平较低,当遇到下个时段能量市场价格升高而备用市场价格降低时,发电商本宜将更多的竞价容量用于能量市场投标,但由于爬坡能力的限制而不能达到期望的出力水平,从而可能失去获得更多高额利润的机会。因此,为了使多时段利润最大化,发电商在当前时段即使亏损也应该保持机组出力在一个较高水平,以使在下一时段能量市场中获得更多的利润补偿。

考虑机组爬坡约束后,发电商在进行投标决策时必须从全天或者更长的时间跨度上对每个时段的投标组合进行优化,以追求总效用最大化。

3 问题求解

首先按式(7)进行合同电量分解(或者直接接收电网合同电量执行计划指令),得到合同电量执行计划后,再将机组各时段剩余的能量空间(也即竞价空间)进行投标组合的优化分配。机组的组合投标效用模型(5)~(11)为一个多阶段决策的全局优化问题,可以采用动态规划法进行求解:决策分为 T 个阶段,每个阶段在能量市场的投标量为状态变量,并将其值在各个时段的竞价空间范围内离散化,从 t 阶段到 $t+1$ 阶段的路径转移为决策变量,应用动态规划法求解的递推方程为:

$$f(q_{e,t+1}(j)) = \max_{Y^j(q_{e,t}(i)) \geq 0} \{f(q_{e,t}(i)) + F(q_{e,t+1}(j))\} \quad (12)$$

式中: $q_{e,t}(j)$ 为状态变量,表示 t 时段内第 j 个状态变量; $Y^j(q_{e,t}(i)) \geq 0$ 为决策变量,表示从 t 时段的第 i 个状态转移到下一时段的第 j 个状态的状态转移决策,它应满足机组的出力约束和爬坡速率约束,若不满足,则其值为0; $f(q_{e,t}(i))$ 表示从初始时段的初始状态到 t 时段的第 i 状态间各种转移路径中累计获得最大的效用值; $F(q_{e,t+1}(j))$ 表示从 t 时段的第 i 状态到 $t+1$ 时段的第 j 状态的路径(效用值)。

计算到最后时段后,得到全天的最大效用值,再逆推得到各时段的最优能量市场投标电量,进而得到投标方案。

具体计算步骤如下:

1)在考虑所有影响因素的前提下,对市场负荷需求、能量市场价格和备用市场价格的期望值、方差进行预测,分析统计两市场价格间的相关系数。

2)根据投标者的风险偏好选择合适的风险因子 w 。

3)根据预测的全天各时段负荷比例分解日合同电量(或者接收电网合同电量执行计划指令)得到各时段合同电量 $q_{c,t}$ 。

4)利用以上信息和计算参数,用动态规划法进行机组自组合优化求解,得到全天最优投标组合方案。

4 算例分析

假设日前能量市场和旋转备用市场电价均服从正态分布,参考加州电力市场1999年8月的历史数据,给定预测的交易日24个整点的负荷需求、能量市场和旋转备用市场的价格期望值、方差,以及两市场价格间的相关系数如图1所示。

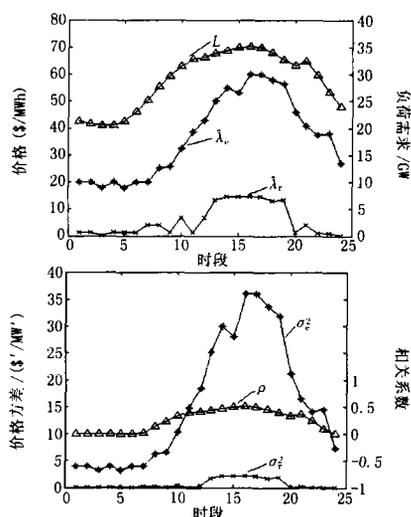


图1 预测的交易日市场负荷需求(MW)、价格(\$/MW)、方差(\$²/MW²)及相关系数

Fig 1 Forecast of load demand, price and its deviation, correlation coefficient within the transaction day

投标机组发电成本曲线 $C(q)$ 采用出力 q 的二次函数:

$$C(q) = aq^2 + bq + c \quad (13)$$

式中: a 、 b 、 c 为成本系数,分别为 $a = 0.00031$ \$/MW², $b = 17.26$ \$/MWh, $c = 970$ \$。

容量约束为 $150 \text{ MW} \leq q \leq 455 \text{ MW}$ 。

爬坡速率约束为 $q = 120 \text{ MW}$ 。

机组的初始出力状态为 $q_0 = 200 \text{ MW}$ 。(\$²/MW²)

日合同电量为 7000 MW ,结算电价为 25 \$/MWh。按式(7)分解得到该日的各时段的合同电量如表1。

表 1 交易日合同电量执行计划

Tab 1 Project of contract with in the transaction day

												MW
t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
q_{er}	216	210	207	207	216	234	254	280	300	318	332	335
t	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
q_{er}	342	348	353	356	354	344	331	321	327	302	270	243

由图 1 可知,能量市场价格方差总是远远高于旋转备用市场价格方差,即能量市场价格波动较剧烈,旋转备用市场价格波动相对较小。分别取不同的 w 值计算将得到不同的投标方案。限于篇幅,下面仅列出 $w = 0, 0.5, 1$ 计算得到的全天前 8 个时段的投标组合方案如表 2、3、4 所示(计算中取步长为 1 MW 将竞价空间离散化)。

表 2 投标组合方案 ($w = 0$)Tab 2 Plan of bidding combination ($w = 0$)

t	1	2	3	4	5	6	7	8
q_{er}/MWh	104	230	248	248	119	221	81	175
q_{tr}/MWh	135	15	0	0	120	0	120	0

表 3 投标组合方案 ($w = 0.5$)Tab 3 Plan of bidding combination ($w = 0.5$)

t	1	2	3	4	5	6	7	8
q_{er}/MWh	104	126	9	129	0	102	44	138
q_{tr}/MWh	135	119	239	119	239	119	157	37

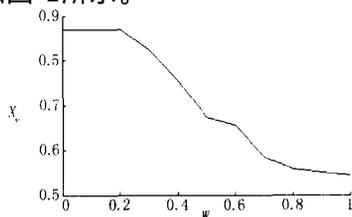
表 4 投标组合方案 ($w = 1$)Tab 4 Plan of bidding combination ($w = 1$)

t	1	2	3	4	5	6	7	8
q_{er}/MWh	14	13	0	15	0	13	0	94
q_{tr}/MWh	225	232	248	233	239	208	201	81

可见,随着 w 值增大,全天整体在能量市场投标量减小,在旋转备用市场投标量增大,这与前面所述的随着发电商对风险厌恶程度加剧,将更倾向于向波动较小的旋转备用市场投标的理论一致。定义

$$X_e = \frac{\sum_{t=1}^T q_{er}}{\sum_{t=1}^T (q_{\max} - q_{er})} \times 100\% \text{ 为机组全天在能量市}$$

场投标电量占总竞价空间的比例份额,绘制 X_e 与 w 的关系如图 2 所示。

图 2 投标比例与风险因子 w 的关系Fig 2 Proportion of bidding combination VS risk coefficient w

为了分析多时段爬坡约束对投标决策的影响,分别以三种策略求得投标组合出力方案:

方案一 不计爬坡约束,单独求取每个时段的最优投标组合策略。

方案二 计及前一时段出力水平,考虑爬坡能力,顺序求解各单时段最优投标组合策略。

方案三 按照本文模型与方法求解最优投标组合策略。

以 $w = 0.5$ 为例,结果列于表 5。限于篇幅,表中亦只列出前 8 个时段各方案的出力值。

表 5 不同投标策略的方案比较

Tab 5 Plans of different bidding strategies

t	1	2	3	4	5	6	7	8	总效用
方案一	455	455	208	455	216	455	254	455	83 005
方案二	320	440	320	440	320	440	320	440	82 606
方案三	320	336	216	336	216	336	298	418	82 722

由表中结果可见,虽然方案一所得的效用最大,但由于机组爬坡约束的限制,按照此方案来安排发电机组出力显然是不可行的。方案二的结果虽然技术上可行,但得到的投标方案的总效用小于方案三的总效用,因此,按照从全天时间跨度优化投标策略得到的方案三才是最优的。

5 结论

本文以降低风险、最大化利润为目标,对发电商在一天内连续多时段的最优组合报价策略进行研究,通过引入投资理论的风险效用来衡量发电商的期望收益和投标风险,确定发电商在不同市场中多时段的投标发电容量,并得出以下结论:

1) 准确地预测各竞标市场价格信息和分析研究市场间相关性水平是做出正确的组合决策的前提条件。

2) 发电商对风险的厌恶程度会影响发电商的投标电量的分配策略,风险因子取值越高,则越倾向于在价格波动较小的市场增加投标比例。因此,选择适当的风险因子有助于发电商做出正确的决策。

3) 对单机组来说,只考虑某一个竞价时段效用最大化只是一个静态的过程,将全天各时段的最优效用组合起来并不意味着全天效用最大。影响全天

报价组合的因素,除了电价预测的准确程度、市场间的相关性水平分析、风险因子的适当选择外,还包括机组的技术约束,即涉及机组在组合市场多时段间耦合的投标分配问题。

4)合同电量的分解方案将间接影响发电商在日前市场中的分配策略。一方面,受机组技术出力约束的影响,各竞价时段合同电量值影响竞价空间的大小;另一方面,受机组多时段爬坡速率等因素约束,各竞价时段合同电量值显然会间接左右日前市场中能量竞价电量的取值范围;此外,各竞价时段合同电量所占份额还会影响机组的收入与发电成本,从而影响投标组合方案。本文以目前比较通用的按负荷需求比例来分解合同电量,但并不影响本文所提的分配策略方法的有效性,将其它合同电量处理方法应用于本文模型同样可行。

参考文献:

- [1] 于尔铿,韩放. 电力市场 [M]. 北京:中国电力出版社, 1998
YU Er-keng, HAN Fang Electricity Market [M]. Beijing: China Electric Power Press, 1998
- [2] WEN Fu-shuan, David A K Optimal Bidding Strategies and Modeling of Imperfect Information Among Competitive Generators[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16 (1): 15-22
- [3] 宋依群,焦连伟,倪以信,等. 应用动态学习改进对竞争对手微增响应预测的发电公司投标策略 [J]. 中国电机工程学报, 2003, 23 (12): 23 -27.
SONG Yi-qun, JIAO Lian-wei, NI Yi-xin, et al An Improvement of Generation Firms' Bidding Strategies Based on Conjectural Variation Regulation via Dynamic Learning [J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23 (12): 23-27.
- [4] 高鑫,王秀丽,雷兵,等. 独立发电商的策略报价研究 [J]. 中国电机工程学报, 2004, 24 (7): 42-46
GAO Xin, WANG Xiu-li, LEI Bing, et al Research on Bidding Strategy for an Independent Power Plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24 (7): 42-46
- [5] 马新顺,文福拴,刘建新. 构造发电公司最优报价策略的机会约束规划方法 [J]. 电网技术, 2005, 29 (10): 35-39.
MA Xin-shun, WEN Fu-shuan, LIU Jian-xin A Chance Constrained Programming Based Approach for Generation Companies with Risk Management [J]. Power System Technology, 2005, 29 (10): 35-39.
- [6] 江健健,康重庆,夏清. 电力市场模拟中的报价中标概率函数与发电商个体学习模型 [J]. 电网技术, 2005, 29 (13): 26-31.
JIANG Jian-jian, KANG Chong-qing, XIA Qing Bid Acceptance Probability and Learning Model of GenCo Agent in Electricity Market Simulation [J]. Power System Technology, 2005, 29 (13): 26-31.
- [7] 刘敏,吴复立. 电力市场环境下发电公司风险管理框架 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28 (13): 1-6
LIU Min, WU Fu-li A Framework for Generation Risk Management in Electricity Markets [J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28 (13): 1-6
- [8] 康重庆,白利超,夏清,等. 电力市场中发电商的风险决策 [J]. 中国电机工程学报, 2004, 24 (8): 2-6
KANG Chong-qing, BA I Li-chao, XIA Qing, et al Risk Decision-making of Generators in Electricity Market [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24 (8): 2-6
- [9] 任震,黄福全,黄雯莹,等. 电力市场中的发电厂投标组合策略 [J]. 电力系统自动化, 2002, 26 (2): 14-17.
REN Zhen, HUANG Fu-quan, HUANG Wen-ying, et al Bidding Strategy for Power Plant in Multi-electricity Markets [J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26 (2): 14-17.
- [10] 曾次玲,张步涵,谢培元,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): 70-74.
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): 70-74.
- [11] Shap W E 投资组合理论与资产市场 [M]. 北京:机械工业出版社, 2001.
Shap W E Multi-investment Theory and Assets Market [M]. Beijing: China Machine Press, 2001.

收稿日期: 2005-11-07; 修回日期: 2005-12-25

作者简介:

王丽杰 (1978-),女,硕士研究生,从事电力市场方面的研究; E-mail: ijie99@163.com

张步涵 (1950-),男,教授,硕士生导师,从事电力系统运行分析与控制、电力市场方面的研究;

陶芬 (1982-),女,硕士研究生,从事电力市场方面的研究。

(下转第 85 页 continued on page 85)

参考文献:

- [1] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护技术问答 (第二版) [M]. 北京:中国电力出版社, 2004.
State Electric Power Dispatching Communication Center Electric Power System Relaying Technology Dialogue (Second Edition) [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004.
- [2] 李火元. 电力系统继电保护与自动装置 [M]. 北京:中国电力出版社, 2001.
LI Huo-yuan Electric System Relaying and Automatics [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2001.
- [3] 王梅义. 高压电网继电保护运行技术 [M]. 北京:水利电力出版社, 1984.
WANG Mei-yi High Voltage Network Relaying Plant Engineering [M]. Beijing: Hydraulic and Electric Power Press, 1984.
- [4] 程利军, 杨奇逊. 基于采样值算法的数字母线保护的研究 [J]. 继电器, 2000, 28(6): 6-8, 20.
CHENG Li-jun, YANG Qi-xun The Research of the Sampling Arithmetic for Numeric Busbar Protection [J]. Relay, 2000, 28(6): 6-8, 20.

收稿日期: 2005-11-28; 修回日期: 2006-01-18

作者简介:

库永恒 (1980-), 男, 助理工程师, 主要从事继电保护工作; Email: kuyongheng@163.com

刘丙申 (1956-), 男, 工程师, 主要从事继电保护工作;

杨丽徙 (1956-), 女, 教授, 博士, 主要从事电力系统运行与规划方面的研究。

Reformation of HV busbar charging protector

KU Yong-heng^{1,2}, LU Bing-shen¹, YANG Li-xi², LI Bing², LI Shao-dong², WANG Lai-jun², HAO Yan-xiang², ZHANG Si-qing³
(1. Zhengzhou University, Zhengzhou 450002, China; 2. Xuchang Electric Power Company, Xuchang 461000, China; 3. Jiaozuo Electric Power Company, Jiaozuo 454002, China)

Abstract: Aiming at the design deficiency of the electromagnetic busbar charging protection that only considering bus and line charging, the paper makes an analysis from the aspects of fundamental principle, secondary loop, flexibility of operation, security, and reliability. The improvement of electromagnetic system busbar charging protector is put forward. The validity of upgrading option has been demonstrated by practical tests.

Key words: charging protection; basic theory; manual switch in; operation loop

(上接第 65 页 continued from page 65)

Risk management based multi-scale temporal bidding combination strategy for power generators

WANG Li-jie, ZHANG Bu-han, TAO Fen

(College of Electronic and Electrical Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: In a power market, generators need to commit their own transaction project to maximize the total revenue and minimize the associated risks considering cost of electricity and ramping constraints. So it is worthwhile studying how to allocate the generation capacity to the multi-electricity markets in multi-scale time. The paper presents a multi-scale temporal bidding combination model by introducing the economic concept of utility and risk management. The computation and analysis results of a numerical example are detailed, which shows that adopting the competitive model is helpful for power generators to optimal bidding combination project within the transaction day.

Key words: power market; bidding combination; ramping constraint; risk management; utility