

基于系统可靠性评估的机组检修规划模型

冯长有, 王锡凡, 别朝红, 王文博

(西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安)

摘要: 为确定市场环境下发电容量充裕度较低系统的机组检修计划, 在分析其对系统运行成本影响的基础上, 提出了基于系统可靠性评估的规划模型. 该模型以规划期内系统总运行成本最小为目标, 考虑各时段系统失负荷概率约束、运行约束及检修约束后, 确定各机组检修时段, 其中系统可靠性指标由蒙特卡洛模拟法评估. 与其他模型相比, 该模型考虑了双边合同及日前市场、机组及线路故障对检修计划的影响, 并将系统可靠性水平转化为经济指标加以衡量. 算例分析表明, 该模型优先规划对系统可靠性影响大的机组, 可确保系统各时段失负荷概率在指定范围内及整个检修计划的经济性.

关键词: 机组检修规划; 可靠性; 系统运行成本; 售电损失; 发电成本

中图分类号: TM73 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-987X(2009)08-0080-05

Unit Maintenance Scheduling Model Based on System Reliability

FENG Changyou, WANG Xifan, BIE Zhaohong, WANG Wenbo

(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: According to the impacts of unit maintenance on the system operation costs, a novel unit maintenance scheduling (UMS) model is proposed in a competitive environment. Based on the system reliability assessment, the minimized total system costs over the entire horizon is taken as the objective, and the constraints of the system loss of load probability (LOLP), power flow and maintenance outage are considered completely. Compared with the existing models, the proposed scheme takes the influence of bilateral contracts and energy market as well as random failures of generating units and transmission lines into consideration. Additionally, the system reliability index is converted into the economic index as a part of the objective, and evaluated by Monte Carlo approach. The simulation results illustrate that the present model ensures the system LOLP to be kept under the pre-set tolerance value with a steady outage planning cost.

Keywords: unit maintenance scheduling; reliability; system operating cost; energy-selling loss; production cost

机组检修计划对于电力系统可靠运行有着直接的影响, 在传统模式下, 由调度机构基于系统运行状况统一确定^[1]. 随着电力工业市场化的发展, 传统方法不再适用, 应根据市场水平及系统情况采取合理模型, 在容量充裕度较高且市场机制成熟的系统中, 采取市场手段规划机组停运^[2-3]. 对于容量充裕度较低的系统, 如当前我国电力系统, 仍由独立调度机构

(ISO)统一确定, 与传统方法相比, 在确保系统可靠运行的同时应考虑检修计划的经济性和公平性, 本文主要对该问题进行研究.

文献[4]以系统检修费用及生产费用最小为目标, 确定水、火、电混合系统中机组检修时段, 以各时段的电量不足期望为约束来确保系统可靠运行. 文献[5]给出了基于系统可靠性和运行成本的检修规

划方法以取得两者均衡,该模型以系统运行成本和生产成本最小为目标确保检修经济性,以各时段的备用容量约束确保系统运行的安全性.文献[6]通过最小化各时段系统备用水平的平方和规划机组检修,并考虑各时段最低备用约束,来确保系统可靠运行,但由于未考虑市场因素对检修计划的影响,不能确保检修计划的经济性.文献[7]以系统检修成本、生产成本、从相邻区域购电成本等最小为目标规划机组停运,并通过潮流约束来确保系统运行安全及检修可行.

上述分析表明,当前模型均通过考虑各时段系统备用或电量不足期望来确保系统可靠运行,保证检修计划的可行性,并未涉及市场交易模式的影响,本文给出了一种考虑该因素影响的规划模型.

在市场环境下,用户通过双边合同或在日前市场中购电.当部分机组检修时,系统电量不足期望水平必然增大,一方面若不能执行所签供电合同需对用户进行经济赔偿,另一方面也会降低在日前市场中的售电效益,同时为确保可靠供电,ISO 必然提高高成本机组的出力,增大了发电成本.基于此,本文详细分析了机组检修对系统运行成本的影响,并将系统的电量不足期望转化为售电损失,以此为基础,规划期内系统运行成本最小规划机组停运,确保了检修计划的经济性,同时考虑了系统失负荷概率及运行约束,确保了其可靠运行.

1 机组检修停运对系统运行成本影响

机组检修降低了系统充裕度,ISO 为确保系统可靠运行需要调整机组出力甚至切除部分负荷,本节详细分析了机组检修对系统运行成本的影响.

1.1 售电损失

考虑包括合同和日前市场的复杂模式,机组检修停运后,一旦不能满足合同需求而切除负荷,则需要对合同用户进行赔偿,同时日前市场中售电量减少也降低了其效益.时段 t 售电损失为

$$F_{\text{Loss}}(t) = \sum_{i=1}^{N_D} (C_{\text{ost}}^{\text{PC}}(i,t)E_{\text{ENS}}^{\text{B}}(i,t) + \rho(i,t)E_{\text{ENS}}^{\text{SM}}(i,t)) \quad (1)$$

其中

$$E_{\text{ENS}}^{\text{SM}}(i,t) = \begin{cases} E_{\text{ENS}}(i,t) & E^{\text{SM}}(i,t) \geq E_{\text{ENS}}(i,t) \\ E^{\text{SM}}(i,t) & E^{\text{SM}}(i,t) < E_{\text{ENS}}(i,t) \end{cases} \quad (2)$$

$$E_{\text{ENS}}^{\text{B}}(i,t) =$$

$$\begin{cases} 0 & E^{\text{SM}}(i,t) \geq E_{\text{ENS}}(i,t) \\ E_{\text{ENS}}(i,t) - E_{\text{ENS}}^{\text{SM}}(i,t) & E^{\text{SM}}(i,t) < E_{\text{ENS}}(i,t) \end{cases} \quad (3)$$

$$E^{\text{SM}}(i,t) = d^{\text{SM}}(i,t)H_w \quad (4)$$

$$E_{\text{ENS}}(i,t) \leq (d^{\text{SM}}(i,t) + d^{\text{B}}(i,t))H_w \quad (5)$$

式中: t 表示时段; i 表示节点; N_D 为系统负荷节点数; H_w 为一周内小时数($H_w=168$ h); $C_{\text{ost}}^{\text{PC}}(i,t)$ 表示系统不能满足合同需求时对其赔偿水平; $d^{\text{SM}}(i,t)$ 、 $d^{\text{B}}(i,t)$ 分别为日前市场及合同负荷; $E^{\text{SM}}(i,t)$ 为日前市场需求电量; $E_{\text{ENS}}(i,t)$ 为系统电量不足期望; $E_{\text{ENS}}^{\text{SM}}(i,t)$ 、 $E_{\text{ENS}}^{\text{B}}(i,t)$ 分别为日前市场及合同的电量不足期望值; $\rho(i,t)$ 为市场中一周平均电价水平.

式(1)为 t 时段系统总售电损失,包括未能按合同要求供电所导致的经济赔偿和日前市场的售电损失.式(2)、式(3)表明系统应首先满足合同需求,然后再在日前市场中供电,也就是说,若需切除负荷应首先切除日前市场负荷.式(4)为 t 时段 i 节点日前市场中的电量需求.式(5)为节点 i 可能的最大切除电量.本文采用基于直流潮流和蒙特卡洛模拟方法,确定各时段切负荷概率及各节点的 $E_{\text{ENS}}(i,t)$ [8].

当不能满足负荷需求时,ISO 可购买备用容量、从邻近电网购电或执行可中断负荷合同,此时所支付费用相当于式(1)中的售电损失.同时,由于线路容量、电源分布及负荷影响,不同节点可靠性水平不同,其经济赔偿率和电价也应不同,为简单起见,本文算例采取统一值,可方便地将其进行扩展.

1.2 发电成本

时段 t 系统机组总发电成本期望水平为

$$F_{\text{GC}}(t) = \sum_{j=1}^{N_G} C_j^{\text{P}} P(j,t)H_w \quad (6)$$

式中: N_G 为系统中机组数目; C_j^{P} 为机组 j 生产成本; $P(j,t)$ 为其出力水平,由潮流计算及经济调度方法得出,对于检修机组而言其出力为 0.

1.3 检修费用

时段 t 系统中机组的总检修费用为

$$F_{\text{M}}(t) = \sum_{j=1}^{N_{\text{MG}}} C_j^{\text{M}} P_j^{\text{max}} x(j,t)H_w \quad (7)$$

式中: N_{MG} 为待检修机组数目; C_j^{M} 为机组 j 检修成本; P_j^{max} 为额定容量; $x(j,t)$ 为在时段 t 的检修状态,若检修为 1,否则为 0,该值与检修与否及容量有关.

2 机组检修规划模型

2.1 目标函数

当系统容量充裕度不高时,一旦机组检修,ISO

为确保系统可靠运行,需切掉日前市场甚至部分合同负荷,或需提高高成本机组出力。前者导致了售电损失,后者则增加了发电成本,同时也产生检修费用。ISO 采取如下模型平衡各项成本

$$\min F = \sum_{t=1}^{N_T} F_{\text{Loss}}(t) + F_{\text{GC}}(t) + F_{\text{M}}(t) \quad (8)$$

式中: N_T 为规划期内的时段数,单位为周。式(8)包括售电损失、发电费用及检修费用 3 部分。

2.2 约束条件

在求解上述目标函数时,应考虑以下约束。

(1) 可靠性水平约束。每一时段切负荷概率 $L_{\text{OLP}}(t)$ 应小于给定水平,即

$$L_{\text{OLP}}(t) \leq L_{\text{OLP}}^{\max} \quad t \in [1, \dots, N_T] \quad (9)$$

其中 $L_{\text{OLP}}^{\max}$ 由 ISO 根据系统运行情况确定,对于容量充裕度较高系统该值较小,相反该值偏大。该约束限制了大容量机组的检修时段,使其只能在某些时段内检修。

(2) 系统运行约束。主要包括功率供需平衡、线路功率限制、机组出力约束等,本文采用直流潮流考虑系统运行约束并体现在系统可靠性评估中,即

$$\sum_m S(i, m) f(m, t) + \sum_{j \in N_{\text{ode}}(i)} P(j, t) + r(i, t) = d(i, t) \quad \forall i \in [1, \dots, N_D] \quad (10)$$

$$(1 - x(j, t)) P_j^{\min} \leq P(j, t) \leq (1 - x(j, t)) P_j^{\max} \quad \forall j \in [1, \dots, N_G] \quad (11)$$

$$-f_m^{\max} \leq f(m, t) \leq f_m^{\max} \quad \forall m \in [1, \dots, N_L] \quad (12)$$

$$r(i, t) \leq d(i, t) \quad \forall i \in [1, \dots, N_D] \quad (13)$$

$$E_{\text{ENS}}(i, t) = r(i, t) H_W \quad \forall i \in [1, \dots, N_D] \quad (14)$$

$$d(i, t) = d^{\text{SM}}(i, t) + d^{\text{B}}(i, t) \quad (15)$$

式中: N_L 为线路数; $S(i, m)$ 为关联矩阵中节点 i 和线路 m 的关系,取 0、-1、+1; $N_{\text{ode}}(i)$ 为连接到节点 i 的机组集合; $d(i, t)$ 为时段 t 节点 i 负荷; $f_m^{\max}$ 为线路 m 最大传送容量; $f(m, t)$ 为 t 时段线路 m 传送功率; $P_j^{\min}$ 为机组 j 最小出力; $r(i, t)$ 为时段 t 、节点 i 切负荷水平。

式(10)为功率平衡约束,式(11)、式(12)分别为机组出力和线路传送功率约束,式(13)表示切负荷水平不应大于该节点负荷,式(14)给出了电量不足期望与切负荷功率之间的关系,式(15)为各节点负荷水平,包括日前市场负荷及合同负荷需求。

(3) 检修持续时间约束。机组 j 应当在规定时间内 D_j 内完成检修,即

$$\sum_{t=1}^{N_T} x(j, t) = D_j \quad \forall j \quad (16)$$

(4) 检修时段连续性约束。机组 j 开始检修后,应在连续 D_j 个时段内检修,不能间断,即

$$x(j, t) - x(j, t-1) \leq x(j, t+D_j-1) \quad \forall j, \forall t \quad (17)$$

(5) 检修资源约束。由于检修设备或人力资源的限制,在某一时间段不允许许多台机组同时检修,即

$$\sum_j R_j x(j, t) \leq N_{\text{Con}} \quad \forall t \quad (18)$$

式中: R_j 为机组 j 检修所需资源; N_{Con} 为总检修资源。

更详细约束可参见文献[2]。

2.3 机组检修规划顺序

本文模型是一个典型的包含 0、1 变量和连续变量的混合优化问题,由于其不可微、不连续,且包含系统可靠性评估过程,利用传统方法难以求解,可采用遗传算法寻优。不过由于系统可靠性基于蒙特卡洛法评估,计算时间较长,因此本文引入机组检修规划顺序概念确定各机组检修计划。

当各机组停运所导致系统运行成本最小时,则总目标必然最小,因此可按一定顺序即将原问题分 N_{MG} 步依次求解。通常按照机组容量排序,即大容量机组优先规划,但这并不能准确地反映机组对整个系统可靠性的影响。本文基于如下机组可靠性影响系数 β_j 确定规划顺序,其表达式为

$$\beta_j = \frac{\sum_{t=1}^{N_T} L_{\text{OLP}}(j, t) / N_T}{\sum_{j=1}^{N_{\text{MG}}} \sum_{t=1}^{N_T} L_{\text{OLP}}(j, t) / N_T} \quad j \in [1, \dots, N_{\text{MG}}] \quad (19)$$

式中: $L_{\text{OLP}}(j, t)$ 表示机组 j 停运时, t 时段系统失负荷概率; β_j 表示机组 j 对系统可靠性影响水平,与网架结构、电源及负荷分布等有关,该值越大表示本机组对系统可靠性影响越大,说明其在系统中地位更重要,应首先对其进行规划。

应指出的是,本次序是指机组检修的规划顺序,并非最终检修的先后次序,从而确保对系统可靠性影响大的机组优先选择检修时段,因此在求解某机组检修时段时,应考虑已安排机组停运计划的影响。

2.4 算法流程

基于上述模型,根据图 1 规划各机组检修,其中引入了检修窗口及可行检修窗口概念。

(1) 检修窗口:对于机组 j 当其检修所需时间为

D_j 时,由于检修时段及检修连续性的限制,则在整个规划期 N_T 内,共有 $N_T - D_j + 1$ 个检修窗口。

(2)可行的检修窗口:指满足各约束条件,特别是式(9)所述的可靠性约束,由各时段可靠性水平及运行约束确定,ISO 通过比较机组在各可行窗口内检修时系统的运行成本确定相应检修时段。

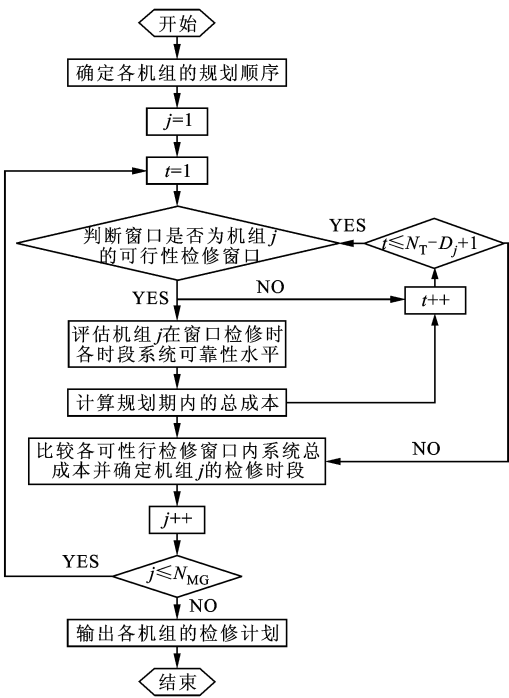


图 1 基于可靠性评估的机组检修规划模型流程

3 算例分析

采用 IEEE RTS 测试系统^[9]来说明本模型的有效性。系统网架结构及各节点负荷分布如图 2 所示,机组信息如表 1 所示,对该算例有如下说明:

- (1)共考虑在一年(52 周)内 10 台机的检修计划安排,不考虑检修资源约束;
- (2)系统负荷、电价如图 3 所示,每节点合同负荷比例均为 30%,赔偿水平为 2 元/(kW·h);
- (3)正常运行时系统最大失负荷概率为 0.098,故假定各时段系统可以接受的最大失负荷概率为 0.1。

由表 1 可以看出,虽然 31# 机组容量大于 30# 机组,但其对系统可靠性的影响程度低于后者,故 ISO 应先确定 30# 机组检修计划,这与网架结构、电源及负荷分布有关。具体来说,如图 2 所示,30# 机组承担着节点 19、20 的负荷,两节点仅通过 1 回线路与其他电源点联系(母线 16),该局部地区网架

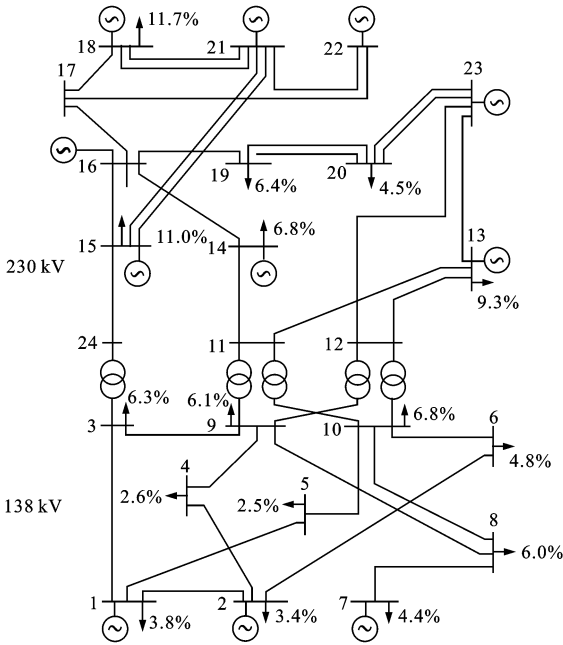


图 2 IEEE RTS 系统网架结构及负荷分布

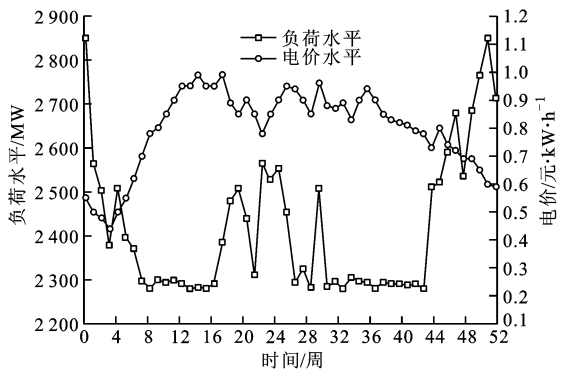


图 3 规划期内系统负荷、电价情况

相对薄弱,由于线路传送容量限制,所以一旦 30# 机组故障,ISO 为维持系统可靠运行必将以较大概率切掉节点 19、20 负荷。31# 机组附近节点 16、21、22 均为包含发电机,且不带负荷,该机组所在节点 18 经 3 回线路与其他电源点相连,因此故障后将有充足功率满足节点 18 的负荷需求,对系统可靠性影响不会太大。

基于各机组规划顺序,根据本模型依次确定各机组的停运时段,如表 1 所示。本文方法与等备用方法相比,两者存在较大差别,主要因为等备用方法仅从系统备用角度出发规划检修,未考虑网架约束及停电损失、发电成本等因素影响,虽然保证了各时段备用率水平大致相当,但可能造成某时段系统可靠性水平偏低,导致较高的运行成本,不能确保检修计划的经济性。

表 1 各机组基本信息及检修计划								
机组 编号	机组 容量/ MW	所 属 节 点	检修所 需时间 /周	可靠性 影响 系数	规 划 顺 序	检修区间/周		
						本文 方法	等备 用法	
1	12	15	2	0.047 152	10	3~4	21~22	
6	20	1	2	0.048 915	9	3~4	21~22	
8	20	2	2	0.049 626	8	7~8	6~7	
17	76	1	3	0.063 076	7	2~4	27~29	
20	100	7	3	0.070 497	6	9~11	27~29	
23	155	15	4	0.091 213	5	6~9	31~34	
25	155	23	4	0.100 489	4	9~12	8~11	
27	197	13	4	0.117 185	3	31~34	35~38	
30	350	23	5	0.213 963	1	13~17	39~43	
31	400	18	6	0.197 885	2	35~40	12~17	

下面,以 30# 机组为例说明检修时段的确定方法。30# 机检修所需时间为 5 周,故整个规划期内共有 48 个检修窗口,图 4 给出了各检修窗口的最大失负荷概率及在各可行窗口检修时系统运行成本。图 4 表明,本机组在高负荷时段检修时将导致系统最大失负荷概率越限,相应窗口被视为不可行窗口,如第 19~23 窗口,其在规划期内共有 35 个可行检修窗口,通过比较相应运行成本即可确定最优检修时段。在高负荷时段检修时运行成本较大,如第 2、24 窗口(所对应时段为 2~6 周、24~28 周),此时系统电量不足期望的较高,导致因不满足合同需求而造成的赔偿费用及日前市场的售电损失较大,从经济性角度来看,该机组不会被安排在这些时段检修。

对于负荷较低的可行检修窗口系统运行成本亦较低,如第 8~14 窗口,此时系统可用容量较多,该机组检修不会导致较大失负荷量,且 ISO 也有较大余地安排低成本机组多出力运行,从而降低总发电成本。结合上述分析及图 4 中各可行窗口内的系统运行成本可知,30# 机组应在第 13 窗口(第 13~17 周)检修。

应指出的是,不可行窗口内的系统运行成本未必高于可行窗口内的成本。如 30# 机组在第 2 检修窗口内的运行成本高于第 19、42 不可行窗口的成本,主要由于系统总成本中除了与电量不足期望水平相关外,也受市场电价及发电成本的影响。

与此类似依次安排其他机组检修。系统可接受的最大失负荷概率对各机组检修时段有较大影响,可通过灵敏度方法验证,ISO 应根据系统情况确定合适水平,由于篇幅限制对此不再论述。

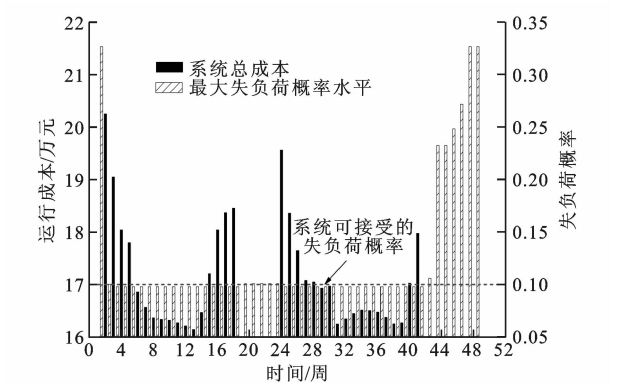


图 4 30# 机组在不同窗口检修时系统运行情况

4 结 论

本文讨论了市场环境下容量充裕度较低系统的机组检修问题,此时仍由 ISO 统一确定,主要包括:

(1)考虑包括双边合同和日前市场的复杂市场模式,分析了机组检修对系统运行成本的影响,包括基于电量不足期望的售电损失、生产成本及检修费用;

(2)以规划期内系统总运行成本最小为目标,考虑各时段系统失负荷概率、系统潮流及机组检修等约束后,确定各机组检修时段,其中系统可靠性水平通过基于直流潮流的蒙特卡洛方法进行评估;

(3)针对该模型特点,引入机组检修规划顺序概念,根据所给模型依次确定各机组停运时间,该顺序根据机组对系统的可靠性影响系数确定。

基于 IEEE RTS 的算例仿真结果说明,本文模型可确保检修计划的经济性及系统运行的可靠性,兼顾了发电企业和整个电力系统的效益。

参考文献:

[1] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京:水利电力出版社,1990.

[2] CONEJO A J, GARCIA B R, SALAZAR M D. Generation maintenance scheduling in restructured power system [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20 (2): 984-992.

[3] 冯长有,王锡凡,王建学,等. 市场环境下发电商的机组检修新策略[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 106-113.

FENG Changyou, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. A novel unit maintenance strategy of GENCO in power market [J]. Proceedings of CSEE, 2008, 28(13): 106-113.

[4] 冯永青,吴文传,张伯明,等. 基于可信性理论的水火电

机组检修计划[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(13): 14-19.

FENG Yongqing, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. Hydro-thermal generator maintenance scheduling based on credibility theory [J]. Proceedings of CSEE, 2006, 26(13): 14-19.

[5] LEOU R C. A new method for unit maintenance scheduling considering reliability and operation expense [J]. Electrical Power & Energy Systems, 2006, 28(7): 471-481.

[6] DAHAL K P, CHAKPITAK N. Generator maintenance scheduling in power systems using metaheuristic-based hybrid approaches [J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(7): 771-779.

[7] MARWALI M K C, SHAHIDEHPOUR S M. Long-term transmission and generation maintenance scheduling with network, fuel and emission constraints [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 1160-1165.

[8] 别朝红. 电力系统灾难性事故和可靠性评估的研究[D]. 西安:西安交通大学电气工程学院, 1998.

[9] Reliability Test System Task Force. The IEEE reliability test system-1996[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 1010-1020.

(编辑 杜秀杰)