

提高中压配电网供电可靠性的措施及其成本效益分析研究

邱生¹, 张焰¹, 孙建生¹, 王景亮¹, 王之佩², 滕乐天², 骆敏²
(1. 上海交通大学电气工程系, 上海 200240; 2. 上海市电力公司, 上海 200025)

摘要: 对配电网可靠性评估的故障遍历方法和利用故障遍历事件集搜寻薄弱环节的方法进行了简要说明, 而得到电网薄弱环节后就可制定相应的改进措施。为了对改进的措施进行评估, 提出了因提高电网可靠性而发生的成本以及产生的效益的概念公式, 在综合分析两者的基础上, 引入了成本效益比的概念来制定评价电网改造方案可行性和最优性的判据。最后对我国江西省某地区的县级实际中压配电网从四个方面提出了改进措施, 同时利用上述判据对改进措施进行评估并得到最终的改进方案。

关键词: 配电网; 可靠性; 成本效益分析

中图分类号: TM732 文献标识码: A 文章编号: 1003-4897(2005)13-0034-05

0 引言

配电网是电力系统的重要组成部分, 其安全性将直接影响着国民经济发展和人民生活水平。据不完全统计, 我国用户停电故障中的 80% 是由于配电网故障引起的。因此如何提高配电网供电可靠性水平就具有非常重要的实际意义。

目前, 国内配电网供电可靠性水平与国外相比还有较大的差距, 而要缩小这种差距往往需要进行电网改造和设备投资。在市场条件下, 供电公司需要综合考虑电网建设投资费用和电网供电可靠性两个方面。要提高供电可靠性, 则可能需增加对电网的投资, 使电网的经济性下降, 但若不采取措施提高可靠性, 则包括停电损失在内的电网总成本可能反而会上升。因此, 如何使电网供电可靠性与电网经济性之间协调达到最大满意程度, 则需要通过可靠性成本效益分析来完成。首先, 需要合理地定量分析评价电网的供电可靠性并找出其薄弱环节, 然后通过成本效益分析确定合理的措施来提高电网供电可靠性。

1 整体思路

这里的研究内容包括两部分: 1) 首先是配电网的可靠性评估部分, 这里利用故障遍历^[1,2]的方法找出故障事件集合。2) 然后对得到的故障事件集合进行停电损失排序分析影响电网的薄弱环节, 然后通过成本效益分析评估相应的改进措施。

可靠性评估的故障遍历方法是对配电网中的每台设备, 根据设备属性设定不同的故障类型, 例如线路的故障类型设定为短路、计划检修; 开关的故障类

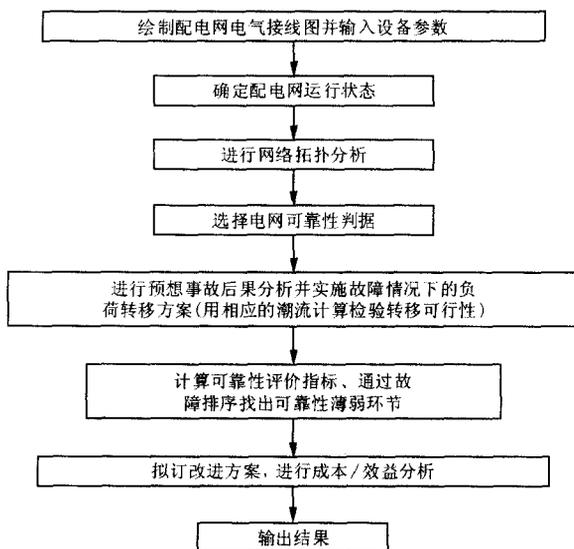


图 1 程序流程图

Fig 1 Program flow chart

型设定为短路、误动断开和计划检修; 变压器的故障类型设定为短路、计划检修等, 然后通过对不同设备和相应的故障类型进行故障枚举, 利用深度搜索方法^[3] (Depth_First Search) 找出故障影响范围, 因为故障影响的部分停电用户可以通过对开关的操作先行恢复送电, 不需等到故障修复, 所以在综合考虑每种故障情况下停电用户是否可以倒闸操作进行转移和转移后潮流重新分布是否导致设备过载等影响因素, 进行该故障导致的故障范围停电类型的划分, 最后根据得到的预想故障事件集合进行电网供电可靠性指标计算。电网可靠性指标包括系统平均停电频率指标 SAIFI, 系统平均停电持续时间指标 SAIDI, 用户平均停电持续时间指标 CAIDI, 平均供电可靠率指

标 ASA I 系统总的电量不足指标 ENS; 平均电量不足指标 AENS, 上述可靠性指标的定义参见文献 [4]。

将单台设备各种故障事件造成的停电损失累加就是该台设备故障引起的电网总损失。通过对各台设备造成的总损失排序就可以分析出哪些设备对电网供电可靠性影响最大, 相应地找出影响电网可靠性的薄弱环节。根据薄弱环节拟定相应的改进方案, 最后通过成本效益分析评价方案的可行性和最优性。

程序的总体流程图如图 1。

2 可靠性评估计算流程

可靠性计算模块包括三部分: 深度搜索寻找故障范围模块; 负荷转移路径分析模块; 潮流计算模块。相应的计算流程如下:

读入原始数据;

对于每台设备, 枚举相应的故障事件;

从故障设备的两端进行深度搜索, 得到由故障引起的停电区域, 并区分可操作恢复供电区域和不可操作恢复供电区域;

对可操作恢复供电区域通过负荷转移路径分析模块求取转移路径;

启用潮流计算模块进行负荷模拟转移后的潮流计算, 系统不过载则负荷转移成功进入, 否则返回求取新的负荷转移路径;

若对可操作恢复供电区域找不到可行的恢复路径, 将该故障的可操作恢复供电区域置空;

检查故障事件是否枚举完毕, 否, 则进入继续枚举;

计算各负荷点和整个配电网的可靠性指标。

3 成本效益分析计算

在电力市场机制下, 供电公司的供电总成本应该由两部分组成: 1) 用于提高电网可靠性而需增加的设备投资成本及运行管理成本 $f(R)$; 2) 由于电网故障或检修造成供电中断而使供电公司因少售电而无法获得的电费、用户停电损失赔偿费以及故障设备的维修费等 $g(R)$ 。图 2 中的 $C(R)$ 即为年度供电总成本, 横坐标 R 表示配电网的可靠性水平。

取年度供电总成本函数为:

$$C(R) = f(R) + g(R) \quad (1)$$

式 (1) 两侧对 R 求导:

$$C'(R) = \frac{df}{dR} + \frac{dg}{dR} \quad (2)$$

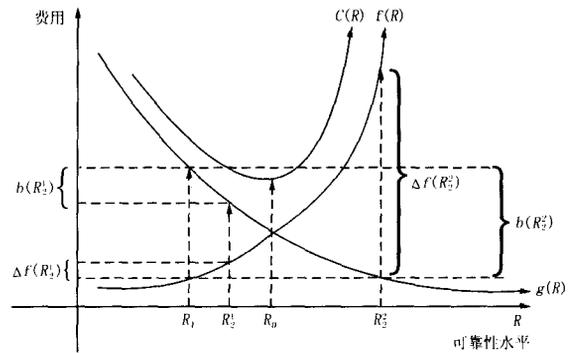


图 2 电网可靠性的成本效益图

Fig 2 Cost/benefit diagram of system reliability

从图 2 中可以看出, R_0 为最优的可靠性水平, 此时 $C'(R_0) = 0$, 式 (2) 改为:

$$\left. \frac{df}{dR} \right|_{R=R_0} + \left. \frac{dg}{dR} \right|_{R=R_0} = 0 \quad (3)$$

上式意义为当电网投资 $f(R)$ 对可靠性的单位增量与停电损失 $g(R)$ 对可靠性的单位增量互为相反数时, 可靠性水平达到最佳, 此时的投资决策为最佳决策。

但是在实际情况下由于电网改造方案的有限性, 很难出现达到最优可靠性水平的投资方案。这里引入电网改造后产生效益的概念 $b(R)$ 和改造成本的概念 $f(R)$:

$$\begin{cases} b(R) = g(R_{\text{初始}}) - g(R_{\text{改造}}) \\ f(R) = f(R_{\text{改造}}) - f(R_{\text{初始}}) \end{cases} \quad (4)$$

假定电网目前的可靠性水平为 R_1 , 两种改造方案实现后电网可靠性水平分别为 R_2^1 、 R_2^2 。对这两种方案的比较如下:

方案 1: 改造成本为 $f(R_2^1) = f(R_2^1) - f(R_1)$

改造后产生的效益为

$$b(R_2^1) = g(R_1) - g(R_2^1) \quad (5)$$

因为 $b(R_2^1) > f(R_2^1)$, 效益大于改造成本, 所以该方案可行。

方案 2: 改造成本为 $f(R_2^2) = f(R_2^2) - f(R_1)$

改造后产生的效益为

$$b(R_2^2) = g(R_1) - g(R_2^2) \quad (6)$$

因为 $b(R_2^2) < f(R_2^2)$, 改造成本大于效益, 所以该方案不可行。

为了从两个及以上的可行方案中选取一个最优方案, 这里引入一个成本效益比^[5,6]的概念:

$$\frac{\text{Cost}}{\text{Benefit}} = \frac{f(R)}{b(R)} \quad (7)$$

在可行的几种方案中取成本/效益比最小的方案即为最优方案。综上可得电网规划方案的可行判据为

$$\frac{Cost}{Benefit} \leq 1 \quad (8)$$

最优方案的判据为 $\min \left(\frac{Cost}{Benefit} \right)$ (9)

4 应用实例

以我国江西省某地区 35 kV/10 kV 配电网为例

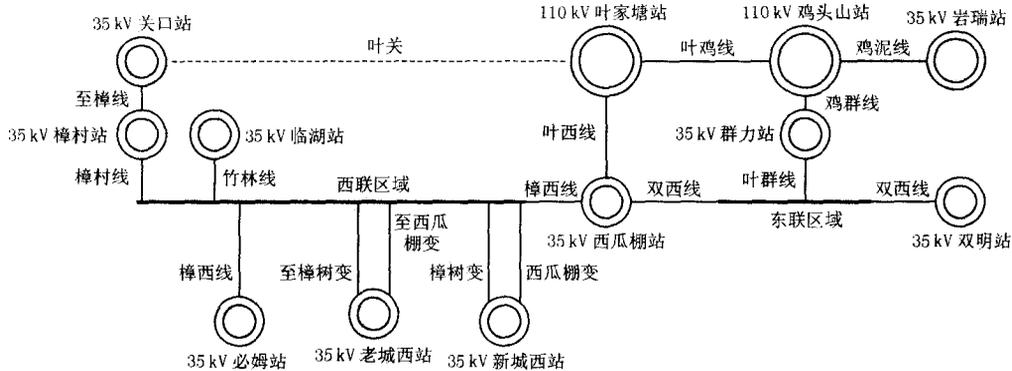


图 3 江西省某地区配电网示意图

Fig 3 Actual distribution network of a certain area in Jiangxi province

采取措施前,目前状态的配电网供电可靠性指标计算值如表 1 的左列所示。对于供电可靠性的改善可以从以下几方面考虑:

1) 方案一 —— 进行电网改造

通过对设备故障造成的电网负荷损失进行排序发现,樟西线故障时所造成的损失负荷最大,达到了 6.532 689 MWh/年,是电网的最薄弱环节。

从图 3 中可以明显看出,电网的西部区域出现

进行分析计算。该配电网有 10 个 35 kV/10 kV 变电站,其中 5 个变电站只拥有 1 台变压器;有 1226 台 10 kV/0.4 kV 用户配电变压器,11 个 10 kV 直供用户;65 条 10 kV 配网线路(没有实现手拉手互联);2003 年 10 kV 最大负荷为 15.8 MW。分析计算中所需要的电气设备可靠性参数均为该电网近 3 年的实际统计数据。该配电网的接线图如图 3 所示(不包括规划的虚线)。由于篇幅有限,原始数据略。

了一条樟西线 T 接六个变电站的不合理结构。当樟西线故障时,西部区域全停,影响范围过大。因此,对于该电网规划从 110 kV 叶家塘站向 35 kV 关口站引出一条新的联络线 - 叶关线。表 1 给出了新叶关线投入运行前后的情况(该叶关线为从 110 kV 叶家塘站 35 kV 母线侧引出的和 35 kV 关口站间的 35 kV 联络线,断开点设在 35 kV 关口站的叶关线进线开关处)。

表 1 增设线路前后可靠性指标比较

Tab 1 Comparison of the reliability indexes before and after adding the new line

整个电网可靠性指标	增设叶关线前	增设叶关线后
系统平均停电频率指标 SAIFI	15.121 429 次/户·年	14.967 460 次/户·年
系统平均停电持续时间指标 SAIDI	17.576 848 小时/户·年	16.034 680 小时/户·年
用户平均停电持续时间指标 CAIDI	1.162 38 小时/停电户·年	1.071 302 7 小时/停电户·年
系统平均供电可靠率指标 ASAI	99.799 351 %	99.816 956 %
系统总的电量不足指标 ENS	217.450 323 MWh/年	196.326 335 MWh/年
用户平均电量不足指标 AENS	0.172 580 MWh/年·户	0.155 815 MWh/年·户
系统停电损失	119.597 621 万元/年	107.979 46 万元/年
系统增设叶关线费用		2.750 000 万元/年
增设叶关线带来的效益		11.618 162 万元/年

从表 1 可以看出,对于电网的薄弱环节新架设联络线路,可以极大地提高系统的事故情况下的负荷转移能力,因此此联络线架设与否对于电网的可靠性影响极大。

2) 方案二 —— 投入变电站自动化装置

投入变电站自切装置后对电网可靠性的改进主要体现在:当变电站的进线或运行变压器发生故障时,可以瞬时将负荷切换至对应的热备用进线或热

备用变压器,从而可以不对外部停电。表2给出了该电网变电站采用自动化设备前后的可靠性参数比较。

从表2可以看出,电网投入配网自动化设备后,可以大大提高电网的供电可靠性。

对于方案1、2,从成本效益比角度选取最优的方案。由表1、2可以计算出:

方案1的成本效益比为

$$2\ 75/11\ 618\ 162 = 0\ 236\ 7,$$

方案2的成本效益比为

$$20/25\ 877\ 658\ 5 = 0\ 772\ 86.$$

因此,方案1要比方案2更好。

3) 方案三——加强设备管理及运行维护

通过加强设备管理和运行维护可以提高设备的可靠性,最终提高电网的可靠性水平。表3给出了设备故障率减半前后的电网可靠性指标对比情况。

可以看出,提高设备可靠性后,对于该地区35 kV配电网供电可靠性改善的效果是显著的。系统停电损失由119.59762万元/年降低到82.252659万元/年,降低了31.23%。而且除设备维护费外,无需其他花费额外的投资。

4) 方案四——电网采取可靠性最高的运行方

式

由于该电网为发散性结构,主干网的最优运行方式就是对主干电网开断点的最优寻找。对于配电网而言,35 kV/10 kV变电站为直接到用户的终端变电站,所以计算中可以将终端变电站等效成恒定负荷,然后通过考察简化后的主干网,得出可靠性最高的运行方式,即为主干网的最优运行方式。

考察由35 kV线路形成的预想故障集合,统计每种运行方式下35 kV线路每种故障造成的电量损失并进行排序,损失量最小的运行方式就是电网的最佳运行方式。由计算结果可知,电网断开点设在:

35 kV关口站的叶关线进线开关处,35 kV电量损失52.147750 MWh/年; 35 kV樟村站至樟线进线的开关处,35 kV电量损失为39.955768 MWh/年; 35 kV老城西站至樟树变进线开关处,35 kV电量损失为34.700016 MWh/年; 35 kV新城西站樟树变进线开关处,35 kV电量损失为44.997358 MWh/年。因此可以判断,电网最优运行方式为断开点设置在35 kV老城西站至樟树变进线开关处。

表4为断开点分别设在上述与处时的电网可靠性实际计算结果。

表2 投入变电站自动化装置前后的可靠性指标比较

Tab 2 Comparison of the reliability indexes before and after devoting the automation device

整个电网可靠性指标	现在的状态	变电站投入自动装置
系统平均停电频率指标 SAIFI	15.121429次/户·年	14.049206次/户·年
系统平均停电持续时间指标 SAIDI	17.576848小时/户·年	15.220452小时/户·年
用户平均停电持续时间指标 CAIDI	1.16238小时/停电户·年	1.083367小时/停电户·年
系统平均供电可靠率指标 ASAI	99.799351%	99.826251%
系统总的电量不足指标 ENS	217.450323 MWh/年	170.400018 MWh/年
用户平均电量不足指标 AENS	0.172580 MWh/年·户	0.135238 MWh/年·户
系统停电损失	119.59762万元/年	93.7199615万元/年
系统投入自动化装置的费用		20.000000万元/年
投入自动化装置带来的效益		25.8776585万元/年

表3 设备故障率和故障时间减半前后的可靠性指标比较

Tab 3 Comparison of the reliability indexes before and after halved the ratio and time of the fault

整个电网可靠性指标	现在的状态	故障率及故障时间减半
系统平均停电频率指标 SAIFI	15.121429次/户·年	10.377778次/户·年
系统平均停电持续时间指标 SAIDI	17.576848小时/户·年	11.645597小时/户·年
用户平均停电持续时间指标 CAIDI	1.16238小时/停电户·年	1.122166小时/停电户·年
系统平均供电可靠率指标 ASAI	99.799351%	99.867059%
系统总的电量不足指标 ENS	217.450323 MWh/年	149.550374 MWh/年
用户平均电量不足指标 AENS	0.172580 MWh/年·户	0.118691 MWh/年·户
系统停电损失	119.59762万元/年	82.252659万元/年

表 4 电网运行方式对于可靠性的影响

Tab 4 Effect of network running mode on reliability

规划后电网的可靠性指标	断开点设在	断开点设在
系统平均停电频率指标 SAIFI	14.967 460次/户·年	12.800 000次/户·年
系统平均停电持续时间指标 SAIDI	16.034 680小时/户·年	14.877 443小时/户·年
用户平均停电持续时间指标 CAIDI	1.162 38小时/停电户·年	1.162 3小时/停电户·年
系统平均供电可靠率指标 ASAI	99.816 956%	99.830 166%
系统总的电量不足指标 ENS	196.326 335 MWh/年	178.878 691 MWh/年
用户平均电量不足指标 AENS	0.155 815 MWh/年·户	0.141 967 MWh/年·户
系统停电损失	107.979 46万元/年	98.383 310万元/年

5 结语

在电力市场不断完善的情形下,配电网供电可靠性将越来越引起人们的重视。而提高配电网供电可靠性的措施是多种多样的,为了判断改进措施的可行性和优劣性,本文利用一个成本效益比的判据来进行可行性和最优性评估。同时采用一个实际的县级中压配电网,从四个角度对该电网进行了改进方案的列举,计算结果表明对于较落后的配电网首先要大力加强设备管理和维护,降低设备的故障率和故障时间来提高电网供电可靠性;然后再考虑电网改造,而改造首先要从电网的薄弱环节出发合理架设联络线,然后再考虑投入改造费用较高的变电站自动化装置,最后对于改造后的电网可以采取合理的运行方式使电网的可靠性达到最优。

参考文献:

- [1] 谢开贵,周平,周家启. 基于故障扩散地复杂中压配电系统可靠性评估算法[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(4): 45-48
XIE Kai-gui, ZHOU Ping, ZHOU Jia-qi Reliability Evaluation Algorithm for Complex Medium Voltage Radial Distribution Network Based on Fault Spreading Method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(4): 45-48
- [2] 李卫星,李志民,刘迎春. 复杂辐射状配电系统的可靠性评估[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(3): 69-73
LI Wei-xing, LI Zhi-min, LIU Ying-chun Evaluation of Complex Radial Distribution System Reliability[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(3): 69-73
- [3] 严蔚敏,吴伟民. 数据结构[M]. 北京:清华大学出版社, 1997.
YAN Wei-min, WU Wei-min Data Structure[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 1997.
- [4] 郭永基. 电力系统可靠性原理和应用[M]. 北京:清华大学出版社, 1986
GUO Yong-ji Principle and Application of Power System [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 1986
- [5] Horton W F, Goldberg S, Hartwell R A. A Cost/benefit Analysis in Feeder Reliability Studies[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1989, 4(1): 446-451.
- [6] Tinnium K.N, Rastgoufard P, Duvoisin P.F. Cost-benefit Analysis of Electric Power System Reliability[A]. Proceedings of the 26th Southeastern Symposium. 1994. 468-472
- [7] 万国成,任震,黄金凤. 配电网可靠性成本与效益综合[J]. 电力自动化设备, 2003, 23(9): 18-22
WAN Guo-cheng, REN Zhen, HUANG Jin-feng Integrating Reliability Cost and Reliability Benefit of Distribution System[J]. Electric Power Automation Equipment, 2003, 23(9): 18-22
- [8] Billinton R, CHEN Hua, ZHOU Jia-qi Individual Generating Station Reliability Assessment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(4): 1238-1244.
- [9] 范文涛,薛禹胜,慕志恒. 面向对象技术及其在电力系统中的应用[J]. 电力系统自动化, 1998, 22(12): 72-76
FAN Wen-tao, XUE Yu-sheng, MU Zhi-heng Object-oriented Technology and Its Applications in Power System [J]. Automation of Electric Power Systems, 1998, 22(12): 72-76

收稿日期: 2004-10-08; 修回日期: 2004-11-21

作者简介:

邱生(1976-),男,硕士研究生,目前主要从事配电网供电可靠性研究; Email: buxiao@sjtu.edu.cn

张焰(1958-),女,教授,博士生导师,主要从事电力系统规划、电力系统可靠性等方面的教学和科研工作。

(下转第 49 页 continued on page 49)

tion Modes Coexisted [J]. Power System Technology, 2004, 28(1): 42-47.

[11] 乔振宇,陈学允,张粒子,等. 功率分解潮流计算方法 [J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(1): 77-79.

QIAO Zhen-yu, CHEN Xue-yun, ZHANG Li-zi, et al. A New Concept of the Separation of Electrical Power Flow [J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(1): 77-79.

收稿日期: 2004-10-22; 修回日期: 2004-12-15

作者简介:

李秀琴(1975-),女,硕士研究生,目前从事电力市场方面的研究工作; E-mail: lixiuqin2002@163.com

宋家骅(1939-),男,教授,博士生导师,长期从事电力系统稳定分析与控制领域的教学与科研工作;

闫巍(1976-),女,助工,从事变电运行工作。

A allocation method of transmission fixed costs in electricity market

LI Xiu-qin¹, SONG Jia-hua¹, YAN Wei², LU Chang-lin¹

(1. Northeast Institute of Electric Power Engineering, Jilin 132012, China; 2. Xinganmeng Qianqi Power Company, Xinganmeng 137400, China)

Abstract: A new method of transmission fixed cost allocation is presented in an electricity market coexisting with different transaction modes such as pool transaction mode, bilateral transaction mode and multilateral transaction mode. The method is on the basis of the current separation. Each transaction is described by corresponding current, and the transmission fixed cost that should be borne by each transaction is calculated with the method in proportion to component module of complex current. Then, the previously determined cost of Pool transaction mode (or multilateral transaction mode) is further allocated to all of the generators and loads that take part in the transaction. A half of fixed cost of each transmission element is allocated to generators, and the other half is allocated to loads. Analysis of 5-bus system show that the proposed method is correct and reasonable.

Key words: electricity market; different transaction modes coexisted; transmission fixed cost allocation; separation of current

(上接第 29页 continued from page 29)

Abstract: A linear model of power system, which is composed of generators, AC-DC line, TCSC and three controllers (PSS, DCM and damping controller of TCSC) is established to compute and analyse two examples that are one-machine system and four-machine system. The assignment of damping added into system by one controller when the other two have been in the system is researched, and the conclusion is reached. Most of the damping added into system by one controller is assigned to its own modes, the rest is assigned to the other modes. Different controller could transfer the damping from different non-electromechanical modes into electromechanical modes, different installation of PSS and different signal of damping controller of TCSC have no influence to the assignment of damping added into system by DCM and damping controller of TCSC. However, the different installation of PSS could affect the assignment of damping added into by PSS itself.

Key words: assignment of damping; PSS; TCSC; DCM

(上接第 38页 continued from page 38)

Measurement of improving the reliability of medium voltage power distribution system and its cost/benefit analysis

QU Sheng¹, ZHANG Yan¹, SUN Jian-sheng¹, WANG Jing-liang¹, WANG Zhi-pei², TENG Le-tian², LUO Min²

(1. Electrical Engineering Department, Shanghai Jiaotong University, Shanghai 200240, China;

2. Shanghai Electric Power Company, Shanghai 200025, China)

Abstract: This paper explains the fault traversal algorithm of distribution system and how to find the fragile area using the fault affairs, then sets down corresponding measurements to improve the reliability of the system. In order to evaluate the measurements, it presents the cost and the benefit caused by adopting the measurements. Based on the above analysis, the cost/benefit ratio for the criterion of feasibility and optimization is put forward. In the end, this method takes up four measurements to a certain area of Jiangxi Province, the criterion above evaluates the measurements and gives the improved project.

Key words: distribution system; reliability; cost/benefit analysis