

文章编号:1000-582X(2012)03-074-07

配电变电站典型接线的可靠性非同调元件辨识

纪 静, 谢开贵, 曹 侃, 胡 博

(重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044)

摘 要: 由于配电变电站接线形式、断路器等设备可靠性参数及负荷水平等因素, 电力系统中可能存在可靠性非同调元件。辨识出可靠性非同调元件并使其退出运行可有效改善系统可靠性。给出了配电变电站可靠性非同调的定义, 以及可靠性非同调概率、频率及非同调电量等指标用以描述系统的可靠性非同调程度, 基于变电站电气主接线可靠性评估原理给出配电变电站非同调元件辨识方法。理论分析和算例表明: 配电变电站高压侧母联断路器在单台变压器容量满足负荷需求时可能成为可靠性非同调元件, 且断路器等设备可靠性参数对系统可靠性非同调特性具有一定影响。

关键词: 可靠性; 非同调; 变电站主接线; 非同调元件辨识; 非同调指标

中图分类号: TM715; TM732

文献标志码: A

Recognizing the reliability non-coherence components of distribution substation typical configuration

Ji Jing, Xie Kai-gui, Cao Kan, Hu Bo

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, P. R. China)

Abstract: Reliability non-coherence components (RNC) may exist in a power system due to the effects of distribution substation connection modes, components reliability performance, load level, and other factors. Recognizing RNCs and removing them from a power system can improve system reliability. The reliability non-coherence phenomenon is analyzed and the reliability non-coherence probability, frequency and energy indices, which can describe the degree of the system reliability non-coherence feature, are proposed. Based on the reliability evaluation theory of substation configuration, recognizing technique of RNCs of distribution substation is proposed. The theoretical analysis and example show that the breaker connects high voltage buses may be the RNC when the rated capacity of one transformer can meet the load requirement, and the reliability parameters of breakers have some effects on the reliability non-coherence features of the typical substation configuration.

Key words: reliability; non-coherence; substation configuration; non-coherence component recognizing; non-coherence indices

收稿日期: 2011-11-15

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(50777067、51077135); 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室自主研究项目(2007DA10512709103); 重庆市杰出青年基金项目(CSTC2010BA3006); 重庆大学研究生科技创新基金资助项目(CDJXS11150001)

作者简介: 纪静(1981-), 女, 重庆大学博士研究生, 主要从事电力系统规划与可靠性的研究。

谢开贵(联系人), 男, 重庆大学教授, 博士生导师, (Tel)023-65112729, (E-mail)kaiguixie@yahoo.com.cn.

变电站是发电机组与输电网之间或输电网与配电网之间的连接部分。电气主接线是变电站的主体结构,是电力系统接线的主要部分,对电力系统运行的可靠性有着重要影响。变电站主接线形式多样,如单母线、单母线分段、双母线、双母线带旁路母线及环形母线等^[1]。

变电站电气主接线可靠性评估是电力系统可靠性研究领域的一个重要部分。1970年,Endrenyi^[2]首次提出断路器的三状态模型,文献[3]建立了几种不同的配电变电站主接线可靠性评估模型并进行可靠性分析。在综合应用电力系统可靠性理论、图论和面向对象的计算机技术的基础上,文献[4]基于 $n+2$ 状态 Markov 模型开发了电站主接线可靠性评估系统。文献[5]利用电站主接线可靠性综合分析系统对 3/2 接线和 4/3 接线的可靠性和经济性进行了比较分析。文献[6-7]在对发输电组合系统可靠性的研究中考虑了变电站主接线故障的影响,运用三状态模型,结合解析法和蒙特卡罗法对电站进行可靠性评估。文献[8-9]对输电网和变电站组合系统进行风险评估,并应用于变电站规划。

传统的变电站主接线评估方法主要有:表格法、状态空间法、故障模式后果分析法(FMEA)^[10]、频率-持续时间法(FD)^[11]、最小路法^[12]、区间法^[13]、故障扩散法^[14]、GO法^[15]等。

电力系统可靠性非同调现象是指:增装一个元件后,系统可靠性不会得到改善甚至可能变得更差;相反地,停运一个元件后,系统可靠性不会恶化甚至可能变得更好。该元件即是非同调元件,其存在增加了设备投资却降低了系统可靠性。换句话说,辨识出系统的非同调元件,使其退出运行,即可在节省设备投资的同时改善系统的可靠性水平。可见,非同调元件辨识对系统的规划和运行具有重要意义。

目前,极少有文献涉及电力系统可靠性非同调现象。文献[16]通过研究证实发电系统中不可能存在非同调现象。因为停运一台机组,系统的发电容量和备用容量降低,发电系统的可靠性水平必然下降。文献[1]通过一个简单的例子说明了输电系统中非同调的基本概念。文献[17]提出加拿大某电力公司一个输电线和变电站组合联结网络的实例。该实例通过计算表明:一个双回线并行结构通过分支点 T 接入变电站和一个单回线结构通过断路器分段接入变电站,两种方案需要相同的变电站设备,但单回线结构却比双回线结构具有更高的可靠性。

笔者通过对配电变电站一典型的单母线分段接线方式进行可靠性评估,分析其中可能存在的可靠性非同调现象,辨识非同调元件,为变电站电气主接

线最优方案和最佳运行方式的选择提供理论依据。

1 配电变电站典型接线的可靠性评估模型和算法

1.1 网络模型

变电站主要元件有变压器、线路、母线、断路器及隔离开关等,元件失效分为非主动失效和主动失效两种模式,不考虑计划检修状态时,元件可采用图 1 所示的三状态模型。

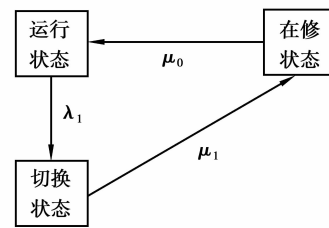


图 1 元件的三状态模型

用马尔可夫方程可得到断路器处于运行、在修和切换状态的概率 P_1 、 P_2 、 P_3 分别为

$$P_1 = \frac{\mu_0 \mu_1}{\mu_0 \mu_1 + \mu_1 \lambda_1 + \mu_0 \lambda_1}, \quad (1)$$

$$P_2 = \frac{\mu_1 \lambda_1}{\mu_0 \mu_1 + \mu_1 \lambda_1 + \mu_0 \lambda_1}, \quad (2)$$

$$P_3 = \frac{\mu_0 \lambda_1}{\mu_0 \mu_1 + \mu_1 \lambda_1 + \mu_0 \lambda_1}, \quad (3)$$

式中 λ_1 、 μ_0 和 μ_1 分别是指主动(短路)失效率、修复率和切换率。

1.2 可靠性评估算法

变电站电气主接线可靠性评估状态选择方法有解析法和模拟法两种。不管用哪种方法,关键是要识别该状态下电源点和负荷点之间的连通性,以确定系统是否失负荷。

笔者用解析法评估变电站电气主接线的可靠性,算法步骤如下:

- 1) 元件采用三状态模型,并确定:因主动或被动失效退出运行的元件、因切换操作隔离的元件等;
- 2) 求解元件各状态的概率、频率;
- 3) 用解析法,即状态枚举法选择系统状态;
- 4) 识别该状态下电源点和负荷点之间的连通性,确定系统是否处于失负荷状态及失负荷量;
- 5) 形成系统可靠性指标。

2 变电站电气主接线可靠性非同调元件辨识机理

变电站电气主接线的可靠性充裕度指标与发输

电组合系统一样,包括:失负荷概率 LOLP、失负荷频率 FLOL、失负荷时间期望 LOLE、期望缺电量 EENS 等^[18],这些指标从不同方面反映了系统的不可靠状态。对变电站电气主接线进行非同调分析时,可能会出现有些指标同调,有些非同调,笔者选择 EENS 作为非同调判定的依据,因该指标可综合反映失负荷概率和失负荷量等信息。

可靠性非同调是指增装一个元件,系统可靠性没有得到改善甚至可能恶化,主要是因为增装的元件自身也会发生故障。换句话说,元件的可靠性效益有两方面:可靠性正效益和可靠性负效益。

1) 元件的可靠性正效益:增装元件后,由于系统网络结构、电气参数等发生变化,可能会减少系统故障时的停电范围或停电时间,故系统可靠性得到改善,假设期望缺电量 EENS 改善了 $\Delta EENS_1$ 。

2) 元件的可靠性负效益:实际上,元件并非完全可靠,其自身会随机发生故障降低系统可靠性,假定其故障导致的系统 EENS 为 $\Delta EENS_2$ 。

3) 元件的可靠性总效益:增装元件引起系统总的期望缺供电量的变化为:

$$\Delta EENS = \Delta EENS_1 - \Delta EENS_2. \quad (4)$$

若 $\Delta EENS$ 大于零,说明增装元件改善了系统可靠性,该元件是可靠性同调元件;否则,增装元件反而使系统可靠性发生恶化,该元件即可靠性非同调元件。同样地,也可以其他可靠性指标如 LOLP、FLOL 等为依据辨识非同调元件。

3 配电变电站典型接线的可靠性分析

3.1 单负荷水平的可靠性评估

笔者针对图 2 所示变电站一典型接线方式,分析它的可靠性非同调特性。其他接线模式可类似进行分析。

图 2 中,黑框表示联络开关,正常运行时其处于断开状态。母线 1 和 2 之间的联络断路器 B_5 ,正常运行时处于闭合状态。两个负荷点负荷水平相同, $P_{L1} = P_{L2}$,两台变压器型号相同,设单台变压器额定容量为 C_T 。

由于母线、变压器和线路对系统可靠供电具有很大影响,这些设备不可能是非同调元件,即退出运行能使系统出现非同调特性的就只有断路器设备。变压器两侧断路器以及进出线上的断路器承担着重要的切断故障元件、设备检修等任务,不可轻易退出运行,因此笔者重点分析变压器高压侧母联断路器 B_5 的可靠性非同调特性。

若断路器 B_5 发生短路故障,断路器 B_{1b} 、 B_{2b} 、 B_3

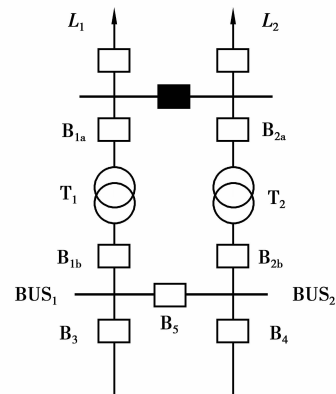


图 2 变电站电气主接线典型接线方式

和 B_4 均跳闸,2 个负荷点负荷全失,直至故障隔离后恢复供电,而断路器 B_5 退出即处于断开状态时,则不存在该故障事件,相当于 2 个电源分列运行。此时,若变压器 T_1 或其两侧断路器发生短路故障,在故障隔离之前,负荷点 L_1 失负荷,故障元件被隔离进入在修状态时,可闭合低压侧常开的联络开关,负荷点 L_1 和 L_2 均通过变压器 T_2 支路供电,若 $P_{L1} + P_{L2} \leq C_T$,则系统正常运行,否则,系统处于失负荷状态。系统的失负荷量为:

$$C_L = \max(0, P_{L1} + P_{L2} - C_T). \quad (5)$$

由解析法便可求得断路器 B_5 闭合和断开时系统的可靠性指标,若断路器 B_5 是可靠性非同调元件,则必须满足:

$$EENS_{out} \leq EENS_{in}, \quad (6)$$

式中: $EENS_{in}$ 和 $EENS_{out}$ 分别指断路器 B_5 闭合和断开时系统的期望缺供电量。

3.2 多负荷水平的可靠性评估

考虑到负荷随时间变化时,可由年负荷曲线将负荷分级并得到各级负荷水平的概率,求出每一级负荷水平的系统可靠性指标,总的年度指标可通过每级指标加权该级负荷水平的发生概率求和得到^[1]。

4 非同调指标

为了更好地描述系统的可靠性非同调特性和非同调元件对系统的影响,笔者提出某元件为非同调元件时,系统的非同调概率、非同调频率、非同调时间和非同调电量等新指标。

1) 非同调概率。在一时间周期内,系统出现非同调现象的概率。

$$P_{nonc} = \sum_{i=1}^M P_i \sum_{j \in S} P_j, \quad (7)$$

式中: M 为负荷水平集合; P_i 为 i 级负荷水平的发

生概率;S为系统出现非同调现象的事件集合; P_j 为第j个事件的发生概率。

2)非同调频率。在一时间周期内,系统出现非同调现象的次数。

系统每一个出现非同调现象事件状态的发生频率为

$$f_j = P_j \sum_{k \in T} \lambda_k, \quad (8)$$

式中: f_j 为事件状态j发生的频率; λ_k 为状态j中元件k离开该状态的转移率;T为元件总数。

系统的非同调频率为

$$F_{\text{nonc}} = \sum_{i=1}^M P_i \sum_{j \in S} f_j. \quad (9)$$

3)非同调时间。一年内系统表现为非同调特性的小时数。

$$H_{\text{nonc}} = 8760 P_{\text{nonc}}. \quad (10)$$

4)非同调电量。一年内系统出现非同调现象时,期望缺供电量的减少量。该值越大,说明非同调元件退出运行,对系统可靠性的改善效果越好。

$$E_{\text{nonc}} = \sum_{i=1}^M P_i \Delta EENS_i, \quad (11)$$

式中: $\Delta EENS_i$ 为第i级负荷水平,系统非同调情况下,元件退出前后系统EENS的变化量。

5 算例分析

本节对图2所示典型接线方式的变电站电气主接线进行可靠性非同调辨识分析。变电站高低压侧电压等级分别为110 kV和10 kV,变压器额定容量(有功) C_T 为40 MW,110 kV线路容量为50 MW。元件的可靠性参数列于表1中,切换时间都为1 h。

表1 元件可靠性参数

元件	故障率/(次·年 ⁻¹)	修复时间/(h·次 ⁻¹)
断路器	0.03	80
变压器	0.05	24
母线	0.003	25

5.1 负荷水平对可靠性的影响分析

为了描述负荷水平对系统可靠性的影响,表2给出了单个负荷点负荷分别为15,18,21,24 MW时,高压侧母联断路器 B_5 闭合与断开情况下系统的可靠性指标。

图3和图4分别给出了单个负荷点负荷水平低于和高于单台断路器容量 C_T 的一半时,系统EENS指标随负荷水平的变化曲线。

表2 不同负荷水平下系统可靠性指标

负荷水平/MW	断路器 B_5 闭合		断路器 B_5 断开	
	LOLP	EENS/(MWh·年 ⁻¹)	LOLP	EENS/(MWh·年 ⁻¹)
15	0.000 036	5.178	0.000 033	4.282
18	0.000 036	6.214	0.000 033	5.138
21	0.001 420	31.495	0.001 964	39.828
24	0.001 420	105.267	0.001 964	142.184

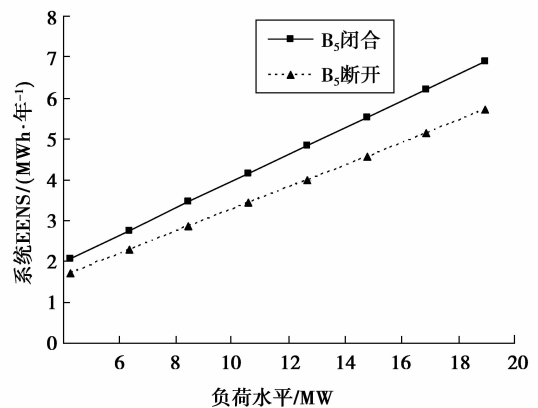


图3 断路器 B_5 断开前后系统EENS随负荷的变化曲线1

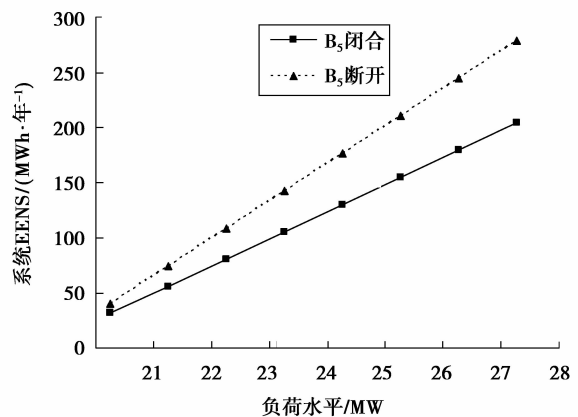


图4 断路器 B_5 断开前后系统EENS随负荷的变化曲线2

由表2和图3、图4可知,负荷水平越高,系统可靠性越差。当 $P_{L1} + P_{L2} \leq C_T$ 时,断路器 B_5 断开可改善系统可靠性,且在该范围内,负荷越大,EENS指标的减少量越大,断路器 B_5 为可靠性非同调元件。当 $P_{L1} + P_{L2} > C_T$ 时,断路器 B_5 断开将增大系统EENS,恶化系统可靠性,且负荷越大,EENS增加量越大。

5.2 可靠性非同调指标

笔者采用IEEE-RTS年负荷曲线^[19],将其分成15个级别,表3给出了各级负荷的发生概率。

表 3 负荷水平分级及其概率

负荷水平 分级/%	30	35	40	45	50
概率	0.002 9	0.024 5	0.068 3	0.102 0	0.123 1
负荷水平 分级/%	55	60	65	70	75
概率	0.101 9	0.104 9	0.124 6	0.100 1	0.082 0
负荷水平 分级/%	80	85	90	95	100
概率	0.081 7	0.055 4	0.022 2	0.005 7	0.000 7

表 4 不同峰荷时系统可靠性指标和非同调指标

峰荷 /MW	EENS/(MWh·年 ⁻¹)		P_{nonc}	$F_{\text{nonc}}/(\text{次} \cdot \text{年}^{-1})$	$H_{\text{nonc}}/(\text{h} \cdot \text{年}^{-1})$	$E_{\text{nonc}}/(\text{MWh} \cdot \text{年}^{-1})$
	B_5 闭合	B_5 断开				
15	3.181	2.630	0.000 273	0.030 0	2.40	0.551
18	3.817	3.156	0.000 273	0.030 0	2.40	0.661
21	4.472	3.708	0.000 273	0.030 0	2.39	0.770
24	6.951	6.805	0.000 250	0.027 5	2.19	0.776
27	16.581	19.882	0.000 206	0.022 6	1.80	0.669

5.3 元件可靠性参数对系统可靠性非同调的影响分析

为了分析元件可靠性参数对系统可靠性非同调特性的影响,假定系统负荷 $P_{L1} = P_{L2} = 18 \text{ MW}$,此时在元件初始可靠性参数条件下,系统具有非同调特性。

5.3.1 断路器可靠性参数对系统可靠性非同调的影响分析

假定断路器修复时间不变,故障率在 $0.02 \sim 0.045 \text{ 次/年}$ 范围内变化时,系统 EENS 指标如图 5 所示。

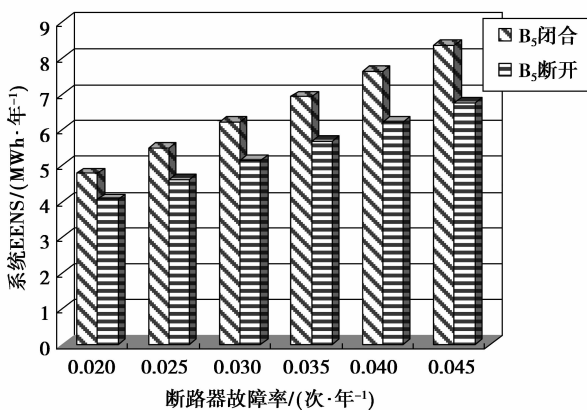


图 5 系统 EENS 与断路器故障率的关系

表 4 给出了当单个负荷点的峰荷分别为 15, 18, 21, 24, 27 MW 时系统的可靠性指标和非同调指标。由表 4 知,系统峰荷越大,非同调概率、频率和时间指标越小,而非同调电量则随着峰荷的增大先增加后减小。主要是由于当 $P_{L1} + P_{L2} \leq C_T$ 时,随着负荷水平的提高,断路器 B_5 断开后系统 EENS 减少量呈递增趋势(图 3);当 $P_{L1} + P_{L2} > C_T$ 时,断路器 B_5 断开后系统 EENS 增加量呈递增趋势(图 4)。

系统 EENS 随着断路器故障率的增大而增加,且故障率越大,断路器 B_5 断开使系统可靠性的改善效果越明显,即系统的非同调特性越显著。说明断路器故障率对系统可靠性非同调特性具有重要影响。

图 6 给出了系统 EENS 指标和断路器修复时间之间的关系。由图 6 可知,断路器修复时间变化时,系统 EENS 几乎保持不变,断路器 B_5 断开前后, EENS 的改善量也维持不变,即断路器修复时间的变化不会改变系统的可靠性非同调特性。

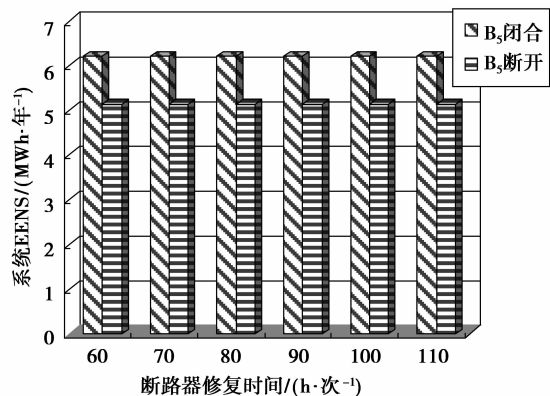


图 6 系统 EENS 与断路器修复时间的关系

5.3.2 变压器可靠性参数对系统可靠性非同调的影响分析

图7和图8分别给出了系统EENS指标与变压器故障率和修复时间之间的关系。

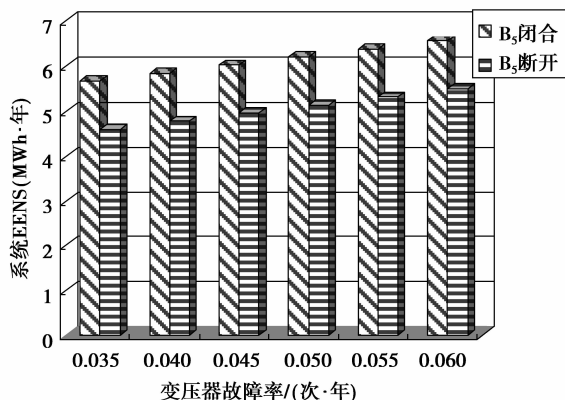


图7 系统EENS与变压器故障率的关系

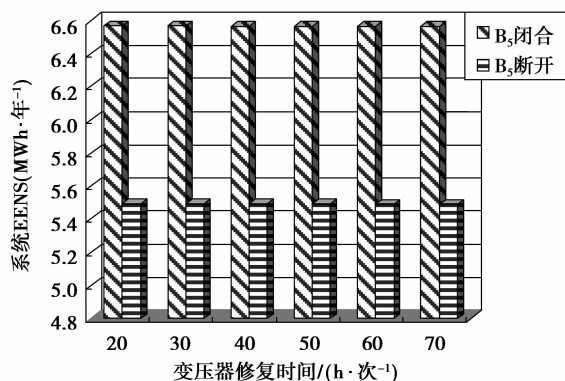


图8 系统EENS与变压器修复时间的关系

由图7知,随着变压器故障率的增加,系统EENS略有增加,但断路器B₅断开前后系统EENS的变化量基本保持不变。由图8知,随着变压器修复时间的增加,系统EENS略微减小,但断路器B₅断开前后系统EENS的变化量也几乎保持不变。换句话说,变压器可靠性参数虽然对系统可靠性有一定影响,但不会改变系统的可靠性非同调特性。

同样地,笔者还分析了母线可靠性参数对系统可靠性和非同调特性的影响,发现母线可靠性参数变化,同样仅影响系统可靠性,不会改变系统的可靠性非同调特性。

6 结语

可靠性非同调元件的存在不利于系统可靠经济运行,笔者给出了变电站可靠性非同调的定义、辨识机理及描述系统可靠性非同调特性的指标,对配电

变电站典型接线方式进行了可靠性评估和非同调辨识分析。

分析表明:高压侧母联断路器在单台变压器容量可以满足负荷需求时,成为可靠性非同调元件,其退出运行有利于改善变电站可靠性水平;反之,系统为同调系统,母联断路器若退出运行将降低系统可靠性。负荷水平是影响系统可靠性非同调特性的最大因素,系统峰荷越大,可靠性非同调概率、频率及时间指标越小。非同调电量指标则随着峰荷的增大先增加后减小。

断路器故障率对系统可靠性非同调特性具有重要影响,而变压器、母线等设备的可靠性参数发生变化仅影响系统可靠性水平,不会改变非同调特性。

笔者以系统EENS指标为非同调判断依据,因其综合反映了系统的失负荷概率和失负荷量,能相对较全面地描述系统可靠性水平。同样地,也可用反映系统可靠运行不同角度的指标如LOLP、FLOL等为判断依据辨识系统的非同调特性和非同调元件。

参考文献:

- [1] LI W. Risk assessment of power systems: models, methods and applications [M]. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 2005.
- [2] ENDRENYI J. Three-state models in power system reliability evaluations [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1971, 90(4): 1909-1916.
- [3] TSAO T F, CHANG H C. Composite reliability evaluation model for different types of distribution systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 924-930.
- [4] 谢开贵,董百强,赵霞,等.大型(变)电站电气主接线可靠性综合分析系统[J].电力系统自动化,2006,30(15):89-92.
XIE KAI-GUI, DONG BAI-QIANG, ZHAO XIA, et al. Design and application of reliability evaluation software for power stations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(15): 89-92.
- [5] 董百强,谢开贵,周家启.电站3/2接线和4/3接线的可靠性比较分析[J].重庆大学学报:自然科学版,2006,29(10):10-15.
DONG BAI-QIANG, XIE KAI-GUI, ZHOU JIA-QI. Comparison and analysis of reliability between 3/2 connection and 4/3 connection of station[J]. Journal of Chongqing University: Natural Science Edition, 2006,

- 29(10): 10-15.
- [6] SIDIROPOULOS M. Determination of substation models for composite system reliability evaluation [C] // Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 24-28, 2007, Tampa, FL, USA, Piscataway: IEEE Press, 2007: 1-7.
- [7] NIGHOT R, BILLINTON R. Reliability evaluation of the IEEE-RTS incorporating station related outages [C] // Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 06-10, 2004, Denver, Colorado USA. [S.l.]: IEEE Press, 2004, 1:118-123.
- [8] 陈云峰, 张焰. 计及变电站主接线影响的输电网可靠性评估系统[J]. 现代电力, 2007, 24(3): 44-47.
CHEN YUN-FENG, ZHAN YAN. Assessment system for transmission network reliability considering substation bus arrangement [J]. Modern Electric Power, 2007, 24(3): 44-47.
- [9] LI W, LU J. Risk evaluation of combinative transmission network and substation configurations and its application in substation planning [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 1144-1150.
- [10] 鲁宗相. 电厂事故的可靠性预测与防范[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [11] GUAN A, RECHBERGER G, RENNER H, et al. Enumeration based reliability assessment algorithm considering nodal uncertainties [C] // Proceedings of the 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 25-29, 2010, Minneapolis, MN, USA. New York: IEEE Press, 2010: 1-8.
- [12] VEGA M, SARMIENTO H. Algorithm to evaluate substation reliability with cut and path sets [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2008, 44(6): 1851-1858.
- [13] 张鹏, 郭永基. 电气主接线可靠性评估的区间方法[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(19): 48-52.
ZHANG PENG, GUO YONG-JI. Interval method for power station and substation reliability evaluation [J]. Automation of Electric Power systems, 2004, 28(19): 48-52.
- [14] 邹符波. 基于故障扩散 220kV 变电站主接线评估方法研究[J]. 沿海企业与科技, 2009(12): 146-148.
ZOU FU-BO. Research on reliability evaluation methods of 220kV substation arrangement based on fault pervasion [J]. Coastal Enterprises and Science & Technology, 2009(12): 146-148.
- [15] 李哲, 鲁宗相, 刘井泉. 基于 GO 法的核电厂电气主接线系统可靠性分析[J]. 核动力工程, 2010, 31(3): 69-74.
LI ZHE, LU ZONG-XIANG, LIU JING-QUAN. Reliability analysis of nuclear power plant bus systems arrangement based on GO methodology [J]. Nuclear Power Engineering, 2010, 31(3): 69-74.
- [16] BILLINTON R, LI W. Reliability assessment of electric power systems using monte carlo methods [M]. New York: Plenum Press, 1994.
- [17] LI W, ZHOU J, XIE K, et al. Non-coherence in transmission line arrangements [C] // Proceedings of the 2006 International Conference on Power System Technology, October 22-26, 2006, Chongqing, China. New York: IEEE Press, 2006: 2272-2277.
- [18] 周家启, 蒋锦峰, 孙渝江, 等. DL/T861-2004 电力可靠性基本名词术语[S]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [19] IEEE Committee. IEEE reliability test system [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, 1979, 98(6): 2047-2054.

(编辑 王维朗)