

# 一种考虑变电站内部的电力系统可靠性分析

陈 晨,刘俊勇,刘友波,蒋长江,苟 竞,刘若凡

(四川大学 电气信息学院,四川 成都 610065)

**摘要:** 将变电站视为等值节点的传统可靠性分析方法忽略了变电站内部结构对系统的影响。将系统划分成设备层、变电站层、主网层,利用蒙特卡洛方法进行分层抽样;通过马尔科夫状态空间方程和隐性故障模型计算站内设备和保护功能组状态概率,并对其进行抽样;采用基于邻接矩阵的最小割集算法求得变电站预想事故集,并与抽样结果进行对比,生成变电站停运线路集,将其合并到电网抽样结果中,计算系统可靠性指标。通过修改的 RTS 测试系统对终端变供电网络进行仿真校验。结果表明,所提方法实现了继电保护失效影响下变电站内部结构和设备停运对系统可靠性影响的定量分析。

**关键词:** 电力系统; 可靠性; 变电站; 继电保护; 保护失效; 分层抽样; 蒙特卡洛方法; 马尔科夫模型

**中图分类号:** TM 711

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.02.017

## 1 变电站内部对系统可靠性的影响

可靠性分析是电力系统运行与规划的主要依据<sup>[1-4]</sup>。变电站作为电能汇集分配的节点,其内部失效对系统可靠性存在显著影响。而现有分析方法大都将变电站层级与电网层级进行拆分考虑。例如,有文献根据连通性将变电站简化为等值母线模型,采用解析法<sup>[5-7]</sup>或蒙特卡洛法<sup>[8]</sup>进行可靠性计算。该处理方法在一定程度上简化了计算,提高了运算速度,却忽略了变电站内部结构对故障的“贡献”。因此,对于制定提高可靠性的运行或规划措施而言,缺乏实际指导意义。

现以二分之三接线(如图 1 所示)的线-线串为例进行说明。

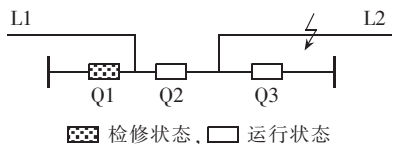


图 1 断路器检修造成故障扩大

Fig.1 Expanded fault caused by breaker maintenance

假设 2 个案例:第 1 个案例为故障前所有断路器处于运行状态,随后线路 L2 故障,跳开断路器 Q2、Q3,造成线路 L2 停运;第 2 个案例为故障前 Q1 处于检修状态,其余断路器处于运行状态,随后 L2 故障,跳开 Q2、Q3 后造成 L1、L2 停运,故障范围扩大。显然,案例中 Q1 检修并不影响变电站连通性,因为它不改变电网拓扑结构,但在特殊情况(如 L2 故障)下,便会引发扩大化事故。

可见,变电站内部设备因为某种原因(检修、接地、绝缘接地、绝缘失效等)处于停运状态时,如变电站依然等效为运行母线节点,但其运行方式遭到削弱,

在特殊情况下还会造成故障扩大化。因此,该情况下的单元(节点)级的子系统结构不能忽略,即需要综合考虑站内主接线结构和内部设备停运对电力系统可靠性的影响。文献[9]便将变电站内部元件的连接关系转化为可靠性逻辑的串、并联关系,形成线路以及两端变电站的等效元件模型,用以代替电网接线图中的线路。该等效模型过于简化,难以准确描述包括断路器、母线、变压器在内的站内设备。文献[10]采用发电厂主接线可靠性方法评估枢纽变接线结构,将其等效为电网中具有一定停运概率的节点,再用蒙特卡洛方法进行输电网可靠性分析。由于未考虑枢纽变的电能传送方向,其进出线停运原则不符合实际生产情况。

值得注意的是,继电保护失效作为系统大停电的重要原因<sup>[11]</sup>,其误动和拒动也可能成为导致故障扩大的因素,而上述研究并未考虑。文献[12]通过修正被保护元件的故障率来反映继电保护失效影响的模型过于简化,难以满足研究需要。随着连锁故障研究的深入,继电保护隐性故障模型<sup>[13]</sup>成为研究热点。但其仅从输电网络层面对线路保护进行了研究,对母线保护、主变保护等大停电事故来源没有考虑,仍难以深入到变电站结构层面。文献[14]基于保护通过断路器作用的事实,在马尔科夫模型基础上将保护误动率加到断路器扩大型故障状态故障率 $\lambda_i$ 中,从变电站结构层面考虑了保护动作范围与严重程度。但考虑到断路器扩大型故障从动作后果上等同于保护双重误动,该模型尚不能描述占保护误动大多数的单个误动。

综上所述,本文对变电站内部设备(断路器、母线、变压器)建立马尔科夫模型,计算各状态概率;根据保护动作后果对变电站进行功能组分解,在马尔科夫模型和隐性故障模型的基础上计算其失效概率;采用基于邻接矩阵的最小割集算法形成导致

收稿日期:2014-02-13;修回日期:2014-12-14

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51261130472)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51261130472)

变电站进出线停运的预想故障集,通过变电站进出线来反映保护失效影响下变电站内部设备停运对整个电网可靠性的影响;形成包括设备层、变电站层和主网层的蒙特卡洛分层抽样方法。最后,通过改进 RTS 测试系统验证算法的正确性和有效性。

## 2 基于马尔科夫模型的设备可靠性建模

### 2.1 站内设备模型

#### 2.1.1 断路器模型

断路器部件较多,结构形式复杂,导致其有多种失效状态。根据断路器不同状态对变电站正常运行的危害程度,将计划检修状态(M)单独列出,将非扩大型故障(临时检修、误动、故障修复)合并为修复状态(R),将扩大型故障(拒动、接地和绝缘失效)合并为扩大型故障状态(S)。断路器四状态马尔科夫模型<sup>[15]</sup>如图 2 所示,图中 N 为正常运行状态; $\lambda_R$  为故障率; $\mu_R$  为故障修复率; $\lambda_M$  为计划检修率; $\mu_M$  为计划检修修复率; $\lambda_S$  为扩大型故障率; $\mu_S$  为扩大型故障修复率。

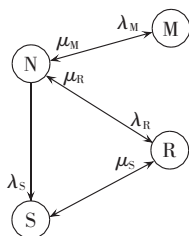


图 2 断路器马尔科夫模型

Fig.2 Markov model of breaker

#### 2.1.2 变压器和母线模型

相较于断路器,变压器和母线属于静态元件,发生故障后需要相邻断路器动作切除故障,其失效为扩大型故障状态,采用如图 3 所示马尔科夫三状态模型<sup>[15]</sup>对其进行描述。

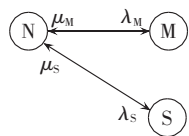


图 3 变压器和母线马尔科夫模型

Fig.3 Markov model of transformer and bus

#### 2.1.3 状态概率计算

以断路器为例,设正常状态、计检状态、修复状态及扩大型故障状态的概率分别为  $P_N$ 、 $P_M$ 、 $P_R$ 、 $P_S$ ,则:

$$P_N + P_M + P_R + P_S = 1 \quad (1)$$

稳态情况下,由马尔科夫状态逼近原理列出方程组如下:

$$\begin{cases} -(\lambda_M + \lambda_R + \lambda_S)P_N + \mu_R P_R + \mu_M P_M = 0 \\ \lambda_S P_N - \mu_S P_S = 0 \\ \lambda_R P_N + \mu_S P_S - \mu_R P_R = 0 \\ \lambda_M P_N - \mu_M P_M = 0 \end{cases} \quad (2)$$

联立方程(1)与方程组(2),可以计算  $P_N$ 、 $P_M$ 、 $P_R$ 、 $P_S$ 。变压器和母线各状态概率计算原理与上相同,不再赘述。

### 2.2 继电保护模型

#### 2.2.1 功能组分解法

考虑到研究目标已深入到变电站内部结构层面,研究保护失效影响下站内设备停运对系统可靠性的影响,传统的保护模型无法满足研究需要。采用功能组 FG(Functional Group)分解方法对保护设备建模。按照保护装置的保护范围,电网可以分解成关于功能组的拓扑结构。一个功能组保护数量不等的变电站内部设备,如母线、线路、变压器等,以断路器构成功能组的接口元件。以图 4 为例,某个具有四角-双母结构的变电站被划分为 16 个功能组。

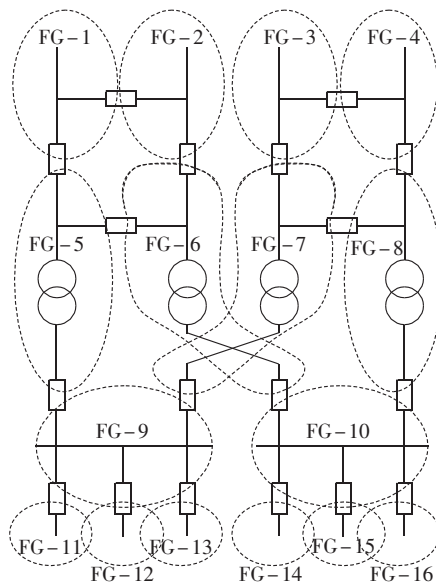


图 4 变电站的功能组分解

Fig.4 Functional group decomposition of substation

#### 2.2.2 保护状态概率计算

采用文献[16]中的保护马尔科夫模型。假设继电保护装置的维修率和故障率为常数,其维修度和可靠度均服从指数分布;继电保护单元不会同时发生故障;不考虑断路器故障。状态 1 表示一次设备和 2 套主保护正常工作;一次设备故障时,状态 1 转移到状态 2;2 套主保护中的 1 套发生拒动,状态 2 转移到状态 3,经过维修,状态 3 可以返回到状态 2;状态 4 表示 2 套主保护均拒动;状态 5 表示一次设备正常而 1 套主保护发生误动;状态 6 表示 2 套主保护均误动。保护各状态概率计算原理与 2.1.3 节中状态空间方程相同,不再赘述。继电保护马尔科夫模型如图 5 所示,图中 U 指运行状态;D 指停运状态;F 指误动状态;T 指待用状态; $\lambda_L$ 、 $\mu_L$  分别为被保护线路的停运率和维修率; $\lambda_j$ 、 $\lambda_w$  分别为保护的拒动率和误动率; $\mu_j$ 、 $\mu_w$  为相应的维修率。

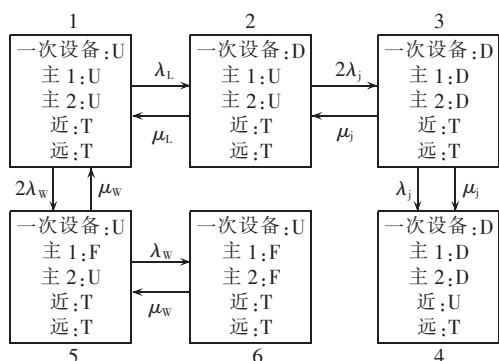


图 5 继电保护马尔科夫模型

Fig.5 Markov model of relay protection

### 2.2.3 失效概率计算

保护系统失效故障分为一类失效和二类失效<sup>[17]</sup>。由于其自身硬件故障引发的失效被称为一类失效,包括一类拒动和一类误动;电网处于非正常运行状态时保护功能模块不正确动作导致的失效被称为二类失效,包括二类拒动和二类误动。其中,一类误动为显性故障,一、二类拒动和二类误动为隐性故障。

当线路发生故障被保护切除后,其相邻线路发生隐性故障的风险大幅提高,此时相邻线路被称为暴露线路<sup>[18]</sup>。借鉴此概念,将变电站中与故障功能组相邻的功能组定义为暴露功能组,认为其处在发生保护二类误动的风险中。

对于 2.2.2 节中的继电保护状态空间模型,其状态 4 的稳态概率  $P_4$  对应保护拒动率  $P_j$ ,状态 5 和状态 6 稳态概率  $P_5$ 、 $P_6$  对应保护误动率  $P_w$ :

$$P_j = P_4 \quad (3)$$

$$P_w = P_5 + P_6 \quad (4)$$

对于保护误动率,采用下列公式计算其一类误动率和二类误动率:

$$\lambda_{w1} = C_{w1} / (nT) \quad (5)$$

$$P_{w1} = 1 - e^{-\lambda_{w1}t} \quad (6)$$

$$P_{w2} = P_w - P_{w1} \quad (7)$$

其中,  $P_{w1}$  为一类误动率;  $P_{w2}$  为二类误动率;  $\lambda_{w1}$  为导致一类误动的故障率;  $C_{w1}$  为统计期间发生一类误动次数;  $n$  为保护系统个数;  $T$  为进行统计的时间周期。

## 3 蒙特卡洛抽样方法

### 3.1 最小割集法

考虑到变电站内设备与进出线之间是串、并联关系,以连通性为判断标准,通过基于邻接终点矩阵的最小割集法<sup>[15]</sup>形成导致变电站进出线停运的预想故障集。算法主要思想是对变电站电气主接线进行分析,求得最小路集和节点元件关联矩阵,形成元件最小路集矩阵。通过对最小路集矩阵列向量进行逻辑运算,得到网络最小割集。对特定进、出线的最小路集构成的子矩阵进行分析,得到与之对应的各阶最小割集,即预想故障集。通过预想故障集和变电站

内部设备抽样对比,判断停运的进出线。

### 3.2 蒙特卡洛分层抽样方法

由于解析法计算工作量随系统元件数呈指数增长,不适用于较大规模系统。采用蒙特卡洛抽样法对电力系统进行仿真。为有效衡量保护失效下变电站内部停运对电力系统的影响,对变电站进行独立抽样,形成包括设备层、变电站层和主网层的电力系统分层蒙特卡洛抽样方法,具体步骤如下。

a. 输入系统信息,设定抽样次数。

b. 生成随机数与站内设备状态概率进行比较,判断其是否停运;检修状态和非扩大故障状态停运本元件,扩大故障状态停运本元件及所有相邻断路器。

c. 生成随机数与步骤 b 中停运设备所在保护功能组拒动率进行比较,判断保护是否拒动;如果是,停运其相邻功能组并跳至步骤 f。

d. 生成随机数与所有保护功能组一类误动率进行比较,判断其是否停运。

e. 将步骤 b 和 d 的停运结果合并,选取与停运元件相邻的暴露功能组,生成随机数与其二类误动率进行比较,判断其是否停运。

f. 形成站内故障集,与最小割集法生成的预想故障集进行对比,输出停运进出线集合。

g. 对变电站以外的主网元件(输电线路、变压器、发电机)进行抽样,与步骤 f 结果合并,形成主网抽样结果。

h. 分析系统状态,执行最优潮流,根据负荷削减量更新可靠性指标;若未达到抽样次数,返回步骤 b。

i. 仿真结束,输出计算结果。

流程图如图 6 所示。

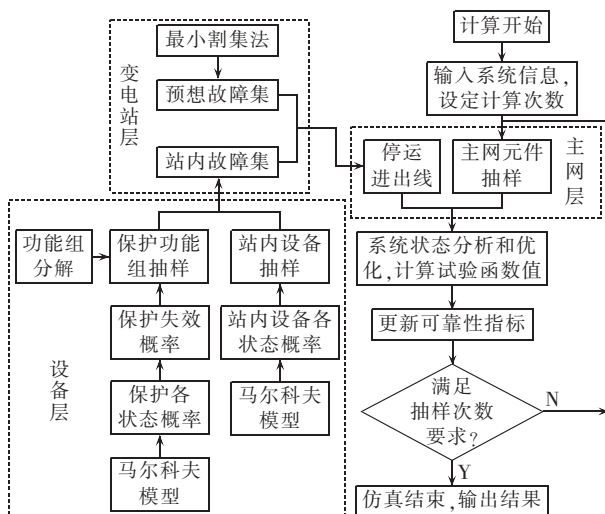


图 6 蒙特卡洛分层抽样方法

Fig.6 Monte Carlo multi-layer sampling method

### 3.3 抽样修正

#### 3.3.1 检修状态修正

为使抽样行为符合实际生产情况,对设备层抽样

进行如下修正:运行人员通过倒闸操作将设备转为检修状态,不会引起保护动作,因此抽样中设备的 M 状态不产生保护误动、拒动;调度人员进行根据生产计划安排运行方式,尽量避免线路停运,因此如果抽样中只有 M 状态设备而无 R 状态和 S 状态设备,本次抽样不停运任何线路。

### 3.3.2 进出线停运率修正

输电线路停运原因可能来自站内(断路器故障、母线故障等),也有可能来自站外(雷击、倒塔、人为损坏等)。本文采用蒙特卡洛分层抽样仿真,变电站进出线作为变电站和主网的联接部分,在变电站层和主网层需抽样 2 次。对主网层抽样中变电站进出线停运率修正(见示意图 7),具体如下:

$$P_{line}=\omega P_L \tag{8}$$

其中, $P_{line}$  为输电线路故障和对侧变电站故障因素对应的线路强迫停运率; $P_L$  为统计数据的线路强迫停运率; $\omega$  为站外因素导致进出线停运的权重。

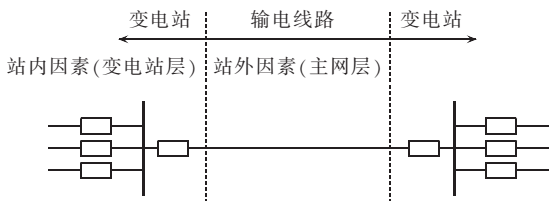


图 7 进出线停运率修正

Fig.7 Correction of outage rate for outlet and inlet lines

## 4 算例分析

### 4.1 计算条件与相关说明

为突出变电站内部停运对电力系统可靠性的影响,采用终端变电站供电的局部电网进行仿真。终端变<sup>[2-3]</sup>处于电压等级电力网末端,经降压后直接向用户供电。终端变可满足负荷中心区日益增大的供电密度需求,缓解主要输电线路的供电压力。从可靠性原理而言,终端变对于电网进行单电源供电,其电能流向为高压线路到低压线路。相较于环网结构供电方式,终端变供电方式对电力系统有更大影响,其内部设备失效会引发更严重的后果。

修改 RTS 测试系统,如图 8 所示。

截取其中部分节点,如虚线部分所示,形成由母线 9、10、11、12 构成的 220 kV 终端变电站对 138 kV 环网进行供电的改进 RTS 测试系统。终端变设备数据参照文献[18];继电保护设备数据参照文献[19]; $\omega$  取 0.8。参照文献[14]建立四角-二分之三接线和四角-双母接线的终端变结构,并根据常见的超高压变电站主接线形式建立二分之三-双母接线的终端变结构。针对上述 3 种结构,分别不考虑保护失效影响(将保护失效概率置零)和考虑保护失效影响,执

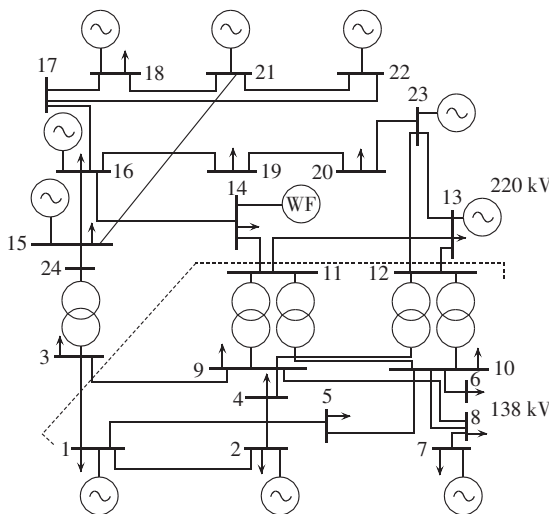


图 8 改进 IEEE-RTS79 测试系统

Fig.8 Modified IEEE-RTS79 test system

行蒙特卡洛分层抽样仿真,并与不考虑站内结构的传统蒙特卡洛方法进行比较。对每种方案采用蒙特卡洛仿真抽样 50000 次。采用电力不足概率  $P_{LOLP}$ 、年停电功率期望值  $P_{EENS}$ 、年停电电量期望值  $P_{EENS}$  等指标衡量仿真结果。

为衡量收敛精度,以二分之三-双母结构终端供电的电力系统(考虑保护失效)为例,计算  $P_{EENS}$  指标的方差系数  $\beta_{EENS}$ ,结果如图 9 所示。随着抽样次数的增加,可靠性指标的估计值趋于稳定,计算精度逐渐提高,方差系数逐渐减小,最终趋于 0.0310。50000 次抽样精度可以满足研究需要。

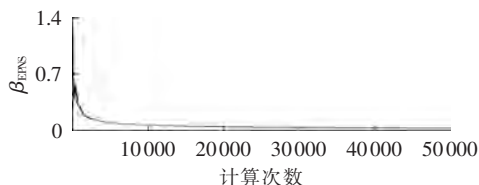


图 9 蒙特卡洛计算收敛性

Fig.9 Convergency of Monte Carlo method

### 4.2 主接线结构影响

为便于比较不同主接线结构的变电站对系统可靠性的影响,暂不考虑保护失效影响,对表 1 所示方案 A、B、D、F 进行比较。由仿真结果可知,考虑变电站内部停运的分层抽样仿真相较于传统蒙特卡洛仿真多考虑了由于站内设备停运对变电站运行方式的削弱,细致考虑了电力系统可靠性风险,导致  $P_{LOLP}$  和  $P_{EENS}$  等指标有不同幅度的上升。

方案 D 比方案 B 更容易发生停电失负荷,表明二分之三母线供电可靠性比双母线更高。分析仿真结果发现方案 B 中最小割集数小于方案 D,这也导致方案 B 中站内故障导致的进出线停运次数相对更少;并且由于二分之三接线具有冗余结构,二分之三母线在非全接线方式时依然能对负荷供电,其在

表 1 考虑变电站内部的电网可靠性分析  
Table 1 Power system reliability analysis considering substation interior

| 仿真方案                 | $P_{LOLP}$ | $P_{EENS}/MW$ | $P_{EENS}/(MW \cdot h)$ | 停电次数  | 站内故障导致进线停运次数 | 站内故障导致出线停运次数 | 一类误动次数 | 二类误动次数 | 拒动次数 |
|----------------------|------------|---------------|-------------------------|-------|--------------|--------------|--------|--------|------|
| A.不考虑站内结构和保护失效       | 0.049 8    | 1.642 8       | 14 391                  | 2 489 | 0            | 0            | 0      | 0      | 0    |
| B.四角-二分之三结构(不考虑保护失效) | 0.054 6    | 1.803 4       | 15 797                  | 2 731 | 41           | 53           | 0      | 0      | 0    |
| C.四角-二分之三结构(考虑保护失效)  | 0.057 5    | 2.196 5       | 19 241                  | 2 875 | 165          | 176          | 475    | 2      | 14   |
| D.四角-双母结构(不考虑保护失效)   | 0.056 3    | 1.883 7       | 16 501                  | 2 813 | 65           | 526          | 0      | 0      | 0    |
| E.四角-双母结构(考虑保护失效)    | 0.059 5    | 2.315 1       | 20 280                  | 2 975 | 166          | 1 144        | 479    | 3      | 15   |
| F.二分之三-双母结构(不考虑保护失效) | 0.052 5    | 1.684 1       | 14 753                  | 2 624 | 16           | 530          | 0      | 0      | 0    |
| G.二分之三-双母结构(考虑保护失效)  | 0.057 0    | 2.138 2       | 18 729                  | 2 852 | 155          | 912          | 576    | 6      | 17   |

双重 S 型故障(S&S)时依然可以送出部分容量负荷,而双母线在 S&S 型和 R 型 S 型并发故障(R&S)型故障时会造成全厂停电,大范围影响供电。

对于方案 F,由于其低压侧为双母结构,与方案 D 相同,故其中由于站内因素导致的出线停运为 530 次;但其高压侧为二分之三结构,在断路器检修时依然能对低压侧供电,故其由于站内因素造成的进线停运次数(16 次)小于方案 B(41 次)和方案 D(65 次),导致其  $P_{EENS}$  在 3 种结构中最低,具有最高供电可靠性。这也反映了变电站进线作为电源,对电力系统影响远大于出线。

二分之三-双母和四角-二分之三结构主接线拥有更多断路器,在提高供电可靠性的同时也显著增加了建设成本与倒闸操作复杂度,在电网规划设计时,应综合考虑可靠性与经济因素,选择适合于地区实际情况的变电站结构。

4.3 继电保护失效影响

在方案 B、D、F 基础上,综合考虑保护一类误动、二类误动与拒动影响,执行完整的蒙特卡洛分层抽样,得到方案 C、E、G。相较原方案,新方案的  $P_{EENS}$  指标分别有 21.8%、22.9%、26.9% 的提升。分析仿真结果发现,方案 C、E 产生的保护失效次数相近,而方案 G 的保护失效次数有所上升,这与二分之三-双母结构具有最多的保护功能组数目和站内设备数目的事实相一致。这也导致了方案 G 相较方案 F 的  $P_{EENS}$  指标有了较大升高(26.9%),体现了功能组失效对电力系统可靠性指标的影响。3 种方案中,一类误动次数占大多数,成为电网可靠性风险的主要来源;二类误动和拒动次数虽少,但会导致故障范围扩大,在极端条件下造成连锁故障等严重后果,应引起人们充分的重视。

4.4 站内设备停运率影响

在方案 G 基础上对变电站内部设备各状态概率进行调整,对断路器、主变和母线的故障率分别乘以

0、0.5、1、1.5、2 进行仿真,其物理意义分别表示站内设备处于零风险、低风险、中等风险、较高风险、高风险状态。计算结果如图 10 所示。

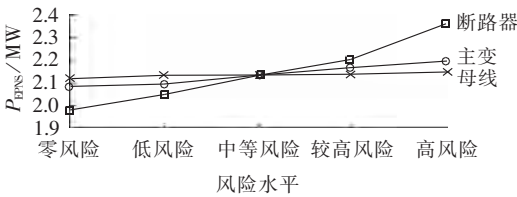


图 10 站内设备对电网可靠性的影响  
Fig.10 Impact of substation equipment on system reliability

由图 10 可发现,设备风险升高导致系统停电风险升高;相较于变压器和母线,断路器故障率的变化对于系统可靠性指标的影响更明显。母线作为变电站中汇集、分配电能的节点,连接众多断路器,一旦出现故障将导致所有与其相连线路停运,造成严重后果;但由于其 M 状态与 S 状态概率远小于断路器和主变概率,从系统整体可靠性角度来看,其影响有限。变压器属于复杂设备,需要检修与维护时间较长,其停运率与断路器相当;但一个变电站中变压器数目通常只有 2~4 个,远小于断路器数目,其故障率变化对系统可靠性风险有一定影响。断路器作为可操作元件,无论从停运率还是元件数来看都高于母线和变压器,其故障率变化对系统可靠性有着较大影响。在实际生产运行中,应优先采取措施(采用新技术、安排合理有效的检修计划)降低断路器停运风险。

5 结论

本文提出了一种基于马尔科夫模型和功能组分解的分层蒙特卡洛方法,对终端变供电的电力系统进行可靠性分析。该方法综合考虑了变电站结构、继电保护失效和内部设备停运的可靠性风险,并对将变电站等效为母线节点造成的误差进行了修正。研

究结果表明,计及变电站内部和保护影响后,电力系统可靠性风险有所上升,这是由考虑保护失效影响下变电站内部停运的因素导致。由于冗余开关和更少的最小割集,四角-二分之三结构和双母-二分之三结构变电站虽然建设成本较高,但会带来更高的供电可靠性。在保护失效引发的可靠性风险中,一类误动占据绝大部分,但二类误动和拒动会导致故障扩大,不能对其放松警惕。变电站内部设备中,断路器对电网风险有着更高的影响,应优先从其入手,提升系统可靠性。

## 参考文献:

- [1] 郭永基. 电力系统可靠性分析[M]. 北京:清华大学出版社,2003:1-5.
- [2] 杨汾艳,兑潇玮,唐景星,等. 考虑站网协调的 500 kV 终端变电站可靠性评估[J]. 电网技术,2013,37(3):847-854.  
YANG Fenyang, DUI Xiaowei, TANG Jingxing, et al. 500 kV terminal substations reliability assessment considering coordination between power grid and substation[J]. Power System Technology, 2013, 37(3):847-854.
- [3] 杨汾艳,兑潇玮,唐景星,等. 计入电网损失及社会影响的 500 kV 终端站综合风险评估[J]. 电力系统自动化,2013,37(22):111-117.  
YANG Fenyang, DUI Xiaowei, TANG Jingxing, et al. Comprehensive risk evaluation of 500 kV terminal substation considering energy loss of grid and social influence[J]. Power System Technology, 2013, 37(22):111-117.
- [4] 束洪春,胡泽江,张静芳,等.  $\pm 800$  kV 换流站主接线可靠性评估[J]. 电力系统自动化,2008,32(19):35-39.  
SHU Hongchun, HU Zejiang, ZHANG Jingfang, et al. Reliability evaluation for main electrical scheme of a  $\pm 800$  kV converter station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(19):35-39.
- [5] 姜文,严正,杨建林. 基于解析法的风电场可靠性模型[J]. 电力自动化设备,2010,30(10):79-83.  
JIANG Wen, YAN Zheng, YANG Jianlin. Wind farm reliability model based on analytical method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(10):79-83.
- [6] 胡金磊,张尧,陈延秋,等. 基于解析法的概率暂态稳定扰动后初值计算[J]. 电力自动化设备,2008,28(11):17-21.  
HU Jinlei, ZHANG Yao, CHEN Yanqiu, et al. Calculation of post-disturbance initial value for probabilistic transient stability analysis based OH multi-operating conditions[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(11):17-21.
- [7] 张湘艳,曾克娥,陈金富,等. 电源规划中的可靠性分析[J]. 电力自动化设备,2003,23(1):4-6.  
ZHANG Xiangyan, ZENG Kee, CHEN Jinfu, et al. Reliability analysis in generation system planning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2003, 23(1):4-6.
- [8] 吴义纯,丁明. 基于蒙特卡罗仿真的风力发电系统可靠性评价[J]. 电力自动化设备,2004,24(12):70-73.  
WU Yichun, DING Ming. Reliability assessment of wind power generation system based on Monte-Carlo simulation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(12):70-73.
- [9] 任震,谌军,黄雯莹,等. 大型电力系统可靠性评估的模型及算法[J]. 电力系统自动化,1999,23(5):25-34.  
REN Zhen, CHEN Jun, HUANG Wenying, et al. Model and algorithm of reliability evaluation for large power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(5):25-34.
- [10] 陈云峰,张焰. 计及变电站主接线影响的输电网供电可靠性分析[J]. 继电器,2007,35(2):60-63.  
CHEN Yunfeng, ZHANG Yan. Transmission network reliability evaluation considering the impact of substation bus arrangement[J]. Relay, 2007, 35(2):60-63.
- [11] 屈靖,郭剑波. “九五”期间我国电网事故统计分析[J]. 电网技术,2004,28(21):60-68.  
QU Jing, GUO Jianbo. Statistics and analysis of faults in main domestic power systems from 1996 to 2000[J]. Power System Technology, 2004, 28(21):60-68.
- [12] 洪梅,丁明. 保护系统的概率模型及其对组合系统可靠性的影响[J]. 电网技术,1997,21(8):44-48.  
HONG Mei, DING Ming. The probabilistic modeling of protection system and its effect on composite system reliability[J]. Power System Technology, 1997, 21(8):44-48.
- [13] 熊小伏,蔡伟贤,周家启,等. 继电保护隐藏故障造成输电线路连锁跳闸的概率模型[J]. 电力系统自动化,2008,32(14):6-10.  
XIONG Xiaofu, CAI Weixian, ZHOU Jiaqi, et al. Probability model for transmission lines' cascading trips caused by hidden failures in relay protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(14):6-10.
- [14] 别朝红,王锡凡. 复杂电力系统一类连锁反应事故可靠性评估模型和算法[J]. 电力系统自动化,2001,25(10):30-34.  
BIE Zhaohong, WANG Xifan. Studies on models and algorithms of reliability evaluation for cascading faults of complicated power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(10):30-34.
- [15] 鲁宗相,郭永基. 水电站电气主接线可靠性评估[J]. 电力系统自动化,2001,25(18):16-19.  
LU Zongxiang, GUO Yongji. Reliability evaluation of hydro electric power station bus systems arrangement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(18):16-19.
- [16] 吴旭,张建华,吴林伟,等. 输电系统连锁故障的运行风险评估算法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(34):74-82.  
WU Xu, ZHANG Jianhua, WU Linwei, et al. Method of operational risk assessment on transmission system cascading failure[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(34):74-82.
- [17] 沈智健,熊小伏,周家启,等. 继电保护系统失效概率算法[J]. 电力系统自动化,2009,33(23):5-8.  
SHEN Zhijian, XIONG Xiaofu, ZHOU Jiaqi, et al. An algorithm for relay protection system failure probability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(23):5-8.
- [18] YU X, SINGH C. A practical approach for integrated power system vulnerability analysis with protection failures[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(4):1811-1820.
- [19] 霍利民. 基于贝叶斯网络的电力系统可靠性评估[D]. 保定:华北电力大学,2005.  
HUO Liming. Reliability assessment of power systems based on bayesian networks[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2005.
- [20] DAMCHI Y, SADEH J. Considering failure probability for back-up relay in determination of the optimum routine test interval in protective system using Markov model[C]//Proc 2009 IEEE

Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada: [s.n.], 2009: 1-5.

[21] AMIR H E, MAHMUD F F. New considerations in modern protection system quantitative reliability assessment[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2010, 25(4): 2213-2222.

作者简介:

陈 晨(1988—),男,安徽蚌埠人,硕士研究生,研究方向



陈 晨

为电力系统分析(E-mail: hotel0079@gmail.com);

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统分析及电力市场。

Power system reliability analysis considering substation interior

CHEN Chen, LIU Junyong, LIU Youbo, JIANG Changjiang, GOU Jing, LIU Ruofan  
(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

**Abstract:** Traditional reliability analysis method takes substation as an equivalent node, ignoring the impact of substation interior on system. An improved reliability analysis method is proposed, which divides the power grid into three layers, i.e. equipment, substation and system, applies Monte Carlo method to sample each layer, adopts the Markov state space equations and the hidden failure model to calculate and sample the state probabilities of substation equipment and protection functional groups, takes the minimum cut set algorithm based on the adjacency matrix to calculate the expected accident set of substation, compares the accident set with the results of substation sampling to form the substation outage line set, and integrates the line set into the results of grid sampling to calculate the system reliability index. Simulative verification is carried out with the modified RTS test system for a terminal substation, and results show that, the proposed method quantitatively analyzes the impact of substation interior structure and equipment outage on system reliability under relay protection failure.

**Key words:** electric power systems; reliability; electric substations; relay protection; protection failure; multi-layer sampling; Monte Carlo methods; Markov model

(上接第 102 页 continued from page 102)

Customer-oriented distribution network operational risk  
assessment considering urgency

LIU Jian<sup>1</sup>, HAN Lei<sup>2</sup>, ZHANG Zhihua<sup>1</sup>

(1. Shannxi Electric Power Research Institute, Xi'an 710054, China;

2. School of Electrical and Control Engineering, Xi'an University of Science & Technology, Xi'an 710054, China)

**Abstract:** A customer-oriented method for assessing the operational risk of distribution network and its urgency is proposed, which takes customers as the assessment objects and analyzes the loss of customer by simulating the load transfer in operating distribution network with anticipated fault. Different risk indexes considering load uncertainty are defined, such as customer expected outage probability, customer expected outage duration and customer expected electricity loss, which are combined with the risk index of system expected outage customer number to indicate the influence of anticipated fault on whole system. A risk index of overload is defined to reflect the influence of overload. Based on the comparison between the preventive control execution time and the risk coming time, the urgency level of risk indicates the opportunity to effectively execute the preventive control. The proposed method is illustrated with IEEE 3-feeder distribution network as an example, verifying it feasible and effective.

**Key words:** electric power distribution; distribution automation; risk assessment; urgency; customer-oriented; risk index; uncertainty analysis; preventive control