

融合多种在线状态信息的 设备故障概率分析与应用

易 俊 程 林 于 群
贺 庆 刘 满 君 何 剑 著



科学出版社

融合多种在线状态信息的 设备故障概率分析与应用

易 俊 程 林 于 群 著
贺 庆 刘满君 何 剑



科学出版社

北京

内 容 简 介

本书建立融合设备自身健康状况、系统运行状态、外部环境和历史数据的设备故障概率模型,在此模型基础上提出大停电事故风险评估及薄弱环节识别的方法,建立电网的薄弱环节及危险诱发因素集合,准确评估停电事故的风险。本书的研究具有重要的科研价值,将为主动识别电网薄弱环节和电网优化控制提供信息,为调度人员提供直观的决策支持,全面提升电力系统分析、预警及安全防御水平,在大停电仿真中采用更符合实际的停运概率模型提高大停电风险评估的准确性,提升停电事故发展趋势分析的可信性,为大电网安全稳定运行提供理论储备和技术保障。

本书适合电力系统运行与控制、规划和科学研究的人员以及高等院校电气工程等相关专业的研究生阅读和参考。

图书在版编目(CIP)数据

融合多种在线状态信息的设备故障概率分析与应用/易俊等著. —北京:科学出版社,2017.2

ISBN 978-7-03-051717-3

I. ①融… II. ①易… III. ①电力设备-故障诊断-研究 IV. ①TM407

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 018940 号

责任编辑:耿建业 武 洲 / 责任校对:郭瑞芝

责任印制:张 倩 / 封面设计:铭轩堂

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

文林印务有限公司印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2017 年 2 月第 一 版 开本:720×1000 1/16

2017 年 2 月第一次印刷 印张:13

字数:265 000

定价:88.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

序

近些年来,频繁的停电事故造成了巨大的社会及经济损失。继 2003 年 8 月美国东部 8 个州以及加拿大的安大略省发生的大规模停电事故之后,2012 年 7 月 30 日和 31 日,印度北部电网接连发生了两次大停电事故,最大损失负荷约 48000 MW,最长停电时间长达 20 小时,影响人口超过 6 亿(约占印度总人口的 50%)。2013 年 8 月 28 日,巴西东北部 8 个州发生大面积停电,系统损失负荷 10900MW,累计 1600 万人受到停电影响。因此,保证电网安全、提高电网抵御故障的能力、降低大停电的风险已成为电力系统面临的迫切问题。

从多年来发生的停电事故过程来看,电力系统的状态恶化、风险增加是有一个发展过程的。及时发现电力系统运行风险并采取预防措施,是降低大停电事故发生的重要手段。随着电力系统分析和安全监控技术的不断完善,电力设备在线评估、电网安全薄弱环节识别以及运行风险评估技术越来越受到重视。

该书是 973 计划项目“提高大型互联电网运行可靠性的基础理论研究”第八子课题“大型互联电网在线运行可靠性的基础理论”后续深化研究。该书在融合多种在线因素设备故障概率模型、电网薄弱环节识别方法、评估停电事故故障传播路径和传播后果方面做出了一定的探索。愿该书的发行,能在电力系统抵御大停电风险的研究中起到承前启后的作用,并期待同行学者们进一步修正、改进和完善。

中国电力科学研究院 郭剑波

2016 年 10 月 28 日

前 言

改革开放以来,我国电力工业取得了巨大的进步,2015 年我国电网装机容量达到 149000 万 kW,发电量达到 56184 亿 kW·h。近 10 年来我国建成了 1000kV 特高压交流,±800kV 特高压直流工程,进入了“特高压、大电网”时代。随着越来越多的大容量远距离输电工程及新能源的接入,保证大电网安全稳定运行的理论和实际应用具有重要的意义和极大的难度。

已有的大停电事故研究成果表明,停电事故的发生发展受电网内部、外部因素共同影响,且具有一定的发展模式,其中系统状态恶化、风险增加是有一个发展过程的。从电力系统停电事故的应对上看,是有可能在停电事故之初调整电网运行状态避免事故扩大的。但要想在电力系统运行阶段,对停电事故进行有效的阻断,需要确知电网所处环境及系统状态实时信息找到系统的薄弱环节,结合停电事故风险评估模型,发现潜在的故障元件和停电事故发展路径,并采取紧急控制策略。

传统电力系统元件停运概率虽然能够同时考虑故障发生的概率和后果,但其考虑的时间尺度较长,是元件长期运行的平均数据,主要应用于电力系统规划。但在电网实际运行中需要关注的系统未来短期内的可靠性水平,元件停运概率是随着元件自身健康状况、外部环境和系统运行状态变化的。只有建立起这些因素对元件停运概率影响的桥梁,才能将得到的停运概率数据应用于面向运行的系统风险评估和调度控制。

本书建立了融合设备自身健康状况、系统运行状态、外部环境和历史数据的设备故障概率模型,研究了基于此模型的大停电事故风险评估及薄弱环节识别方法和及基于电力系统状态信息及设备在线运行状态信息的电网运行风险评估技术。

本书是 2004 年设立的国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目“提高大型互联电网运行可靠性的基础理论研究”第八子课题“大型互联电网在线运行可靠性的基础理论”后续研究,也是国家电网公司科技项目“融合在线状态信息的设备故障概率分析及电网薄弱环节识别方法研究”的研究成果。在研究过程中得到了中国电力科学研究院郭剑波院士的指导和帮助,他还对本书提出了修改意见。

作 者

2016 年 10 月 1 日

目 录

前言

第 1 章 绪论	1
1.1 研究背景	1
1.2 常规可靠性与运行可靠性	2
1.3 隐性故障及薄弱环节识别技术	8
1.4 电网运行风险评估技术	12
1.5 物联网与在线监测技术	13
1.6 本书章节设置及其说明	14
第 2 章 电力设备故障概率在线评估方法和模型研究	16
2.1 电力系统传统停运概率模型	17
2.1.1 不可修复元件的可靠性	18
2.1.2 可修复元件的可靠性	21
2.2 单一因素影响下的设备停运概率模型	28
2.2.1 设备自身健康状况对设备停运概率的影响	28
2.2.2 外部环境对设备停运概率的影响	48
2.2.3 系统运行条件对设备停运概率的影响	66
2.3 融合自身健康状况、外部环境和系统运行条件的设备停运概率数学模型	72
2.3.1 融合外部环境和系统运行条件的停运概率建模方法	72
2.3.2 融合自身健康状况、外部环境和系统运行条件的设备停运概率建模方法	78
2.4 小结	94
第 3 章 基于电力设备隐性故障概率评估的电网薄弱环节识别及预警技术	95
3.1 电力系统隐性故障动作机理研究	95
3.1.1 隐性故障动作机理	96
3.1.2 软硬件故障和整定值失配	97
3.2 隐性故障对电力设备故障概率的影响研究	102
3.2.1 输电线路三段距离保护隐性故障概率模型	102
3.2.2 阶段式电流保护隐性故障概率模型	103
3.2.3 考虑线路潮流越限的继电保护隐性故障概率模型	104

3.2.4	隐性故障造成输电线路连锁跳闸的概率模型	107
3.2.5	基于隐性故障模式的系统 N-K 分析	109
3.3	电网关键节点及薄弱环节识别方法	114
3.3.1	电网关键线路的判别方法	114
3.3.2	电网关键节点的判别方法	127
3.3.3	甘肃电网关键节点和薄弱环节实例分析	132
3.4	停电事故风险分级和预警技术	137
3.4.1	停电事故的风险评估及风险分级简介	138
3.4.2	基于极值理论的停电风险预警模型	141
3.4.3	基于电力设备隐性故障的电网风险评估及预警	153
3.5	小结	155
第4章	基于系统状态信息及设备在线信息的电网运行风险评估技术	156
4.1	电网运行风险指标	156
4.1.1	电网运行风险衡量指标	156
4.1.2	基于系统状态信息的电网运行风险评估指标	159
4.1.3	基于设备在线运行状态信息的电网运行风险评估指标	161
4.2	基于系统运行状态信息及设备运行状态的电网运行风险评估技术	164
4.2.1	基于系统运行状态信息的线路停运概率模型	164
4.2.2	停电事故发展路径概率	166
4.2.3	基于遗传演化算法的电网运行风险评估技术	171
4.2.4	基于模式搜索的运行风险评估技术	180
4.3	小结	193
第5章	结论	194
参考文献		196

第 1 章 绪 论

1.1 研究背景

近年来国内外的大停电事故时有发生,造成了巨大的经济和社会损失,而且随着各国电网互联规模的扩大,停电事故的风险还在逐渐增加。2012 年 7 月 30 日和 31 日,印度北部电网接连发生了两次大停电事故,最大损失负荷约 48000 MW,最长停电时间长达 20 小时,影响人口超过 6 亿(占印度总人口约 50%)。2013 年 8 月 28 日,巴西东北部 8 个州发生大面积停电,系统损失负荷 10900MW,累计 1600 万人受到停电影响。随着电力需求的快速增长,我国电网将成为世界上规模最大、最复杂的电网之一,保障电网的安全运行极具迫切性^[1]。

近年来电力工作者一直试图对电网发生停电事故的风险进行准确评估,从而有针对性的采取措施降低停电事故发生的概率和损失。已有的大停电事故研究成果表明,停电事故往往是从系统中某一个元件的故障开始,以连锁故障的形式传播并引起一系列的元件故障,最终导致电网大面积停电。电力系统的状态恶化、风险增加是有一个发展过程的。随着实时安全监控技术的不断完善,是有可能在电网遇到恶劣运行条件(停电事故之前)进行调整,在电网运行状态受到不利因素(停电事故之初)后采取措施的,这样就能够降低大停电事故发生的可能性。事故发展过程中电气设备的停运存在概率性因素,而且停运概率的大小对停电事故风险具有决定性的影响^[2,3]。受限于研究水平,目前停电事故风险研究中元件停运概率^[4]仅采用恒定的统计平均值。此统计平均值采集了以年为单位的事故发生次数,最终计算得到的停电风险损失值并不准确且很难真正得到应用。

在具有完善安全监控系统的基础上,达到电网实时可靠性评估的目的,其研究的关键点在于融合常规电力系统可靠性及各类系统运行过程中不确定性因素的影响,对系统实时运行过程中、特别是恶劣天气、故障状态和特殊运行方式下的可靠性进行评估,根据状态后果完善应对机制。如何建立可靠性各类因素条件相依的影响特性并将其综合考虑,是解决这一问题一直以来的瓶颈,也是电力工作者的重点研究方向。只有利用可信的运行可靠性数据进行连锁故障搜索及电网停电风险评估,获得的结果才有指导意义。因此本书把外部环境和系统状态的变化影响加入电力系统元件停运概率模型中,打通电力系统停电风险评估的瓶颈,建立设备运行状态与系统运行风险之间桥梁,在大停电仿真中采用更符合实际的停运概率模

型提高大停电风险评估及停电事故发展趋势分析的准确性。

1.2 常规可靠性与运行可靠性

在设备停运概率方面,传统的可靠性研究中电力系统元件停运概率采用了停运发生的长期统计平均值,并建立了一系列电力系统设备充裕度和安全性的指标,在电网的常规可靠性评估、规划中得到了广泛的应用。

设备的运行可靠性研究中通常将影响电力系统设备停运概率的因素分为四类。

(1) 设备本身,如服役时间、制作工艺水平、部件老化程度、设备发热状况、绝缘完好状况等。

(2) 外界环境,如气温、风速、气候(日照强度、雨雪、洪水等)。

(3) 当前系统运行状态,如电压、电流、频率、运行方式、系统故障情况。

(4) 保护装置隐性故障和调度人员对设备的操作。

国内外已开展外部环境、系统运行状态对电力系统设备停运概率的影响研究。已开展的研究包括气温、风速等对输变电设备停运概率的影响,这些研究揭示了设备故障率是随环境条件和时间变化的,在随环境条件变化的元件停运概率研究中,已经建立了温度相依的线路老化失效模型、温度相依的变压器老化失效模型、天气相依的输电元件偶然失效模型^[5]。在随运行条件变化的元件停运概率研究中,侧重于分析电气量(如线路潮流、系统频率、母线电压等)对元件停运概率的影响,已经建立的停运概率模型包括:基于传输功率的线路停运概率模型,基于频率、机端电压的发电机停运概率模型,基于频率、母线电压的负荷停运概率模型,电流相依的过负荷保护动作模型。

但以往的研究成果多聚焦于环境或系统运行等单一因素对停运概率的影响,概率模型相对简单,建立设备停运概率模型时未考虑设备自身状况、外部环境和系统运行状态三种因素的共同影响,各类概率模型也难以有机地融合起来,无法满足指导电网的运行和控制的需要。

在停电事故风险评估^[6]和电网薄弱环节识别的研究方面,虽然已经提出了一些面向调度的模型和方法,但仍然没有考虑元件停运概率的条件相依特性,同样无法反映出实时运行条件变化对系统运行风险的影响,基于停电事故风险的控制决策研究也存在同样的问题。在利用复杂性理论、模式搜索等方法进行的电力系统连锁故障模拟中,虽然认识到大停电的过程往往是某一个或者几个元件故障引发多重元件故障而导致的大面积停电,但对于停电事故的起因和事故扩散过程中元件间的影响仅采用了一个简单的假设(即恒定的故障概率),基于此方法开展的大停电机理研究中对于电网薄弱环节识别和电网停电风险识别的结果不够准确^[7]。

可靠性是元件或系统完成其预期功能的能力的度量,是元件或系统的固有特

性。电力系统可靠性是可靠性理论在电力系统中的应用。电力系统可靠性是电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户供应电力和电能量能力的度量^[8-10]。

自20世纪30年代, Lyman 和 Dean 等将概率统计理论应用于设备维修和备用容量确定等问题的研究以来, 电力系统可靠性评估在概念、模型、算法、软件和工程应用方面取得了一系列成果, 成功应用于电力系统规划设计和运行分析等领域。由于电力系统规模巨大、结构复杂, 通常将其划分为若干子系统分别研究各子系统的可靠性, 一般将电力系统可靠性研究分为三个层次。第一层(Hierarchical Level I, HL I)为发电系统可靠性评估, 又叫电源可靠性评估。第二层(Hierarchical Level II, HL II)为发输电系统可靠性评估, 又叫大电力系统可靠性评估或主网架可靠性评估, 第二层在第一层上增加了输电系统可靠性评估。第三层(Hierarchical Level III, HL III)是包括发输配电系统在内的电力系统可靠性评估, 在第二层的基础上增加发电厂变电所电气主接线和配电系统可靠性评估, 由于问题的复杂性, 目前只单独进行发电厂变电所电气主接线或配电系统可靠性评估。

发输电系统可靠性包括充裕度(adequacy)和安全性(security)两方面。充裕度是指发输电系统在系统内发、输、变电设备额定容量和电压波动容许限度内, 考虑元件的计划和非计划停运以及运行约束条件下连续地向用户提供电力和电能量的能力。充裕度又称为静态可靠性, 即在静态条件下, 系统满足用户对电力和电能需求的能力。安全性是指发输电系统经受住突然扰动并不间断地向用户提供电力和电量的能力, 突然扰动是指突然短路或失去系统元件。安全性又称为动态可靠性, 即在动态条件下, 系统经受住突然扰动, 并满足用户对电力和电能需求的能力。

在发输电系统充裕度评估方面^[11,12], 评估方法主要由四部分构成, 即元件可靠性建模、系统状态选择、系统状态分析和可靠性指标计算。

(1) 元件可靠性建模。

电力系统元件如小容量发电机组、架空线路、电缆、变压器、电容器和电抗器等通常采用两状态(运行、停运)可修复模型, 以强迫停运率(Forced Outage Rate, FOR)来表征元件的可靠性水平^[13,14]。大容量机组通常采用多状态模型(全额运行、降额运行、停运)。同杆并架双回或双回以上的输电线可能遭受雷击等同种原因而同时停运, 可采用多状态共模停运(common-mode failure)模型来表征。由于规划可靠性考虑的时间尺度较长, 评估中所使用的元件状态概率均是以上 Markov 过程模型的稳态概率。

为了在评估中考虑老化失效的影响, 通常使用正态分布和韦布尔(Weibull)分布来描述元件的老化过程。

天气状况是影响元件可靠性的重要因素, 通常采用两状态(正常天气、恶劣天

气)或者多状态模型来描述此类“故障聚集”(failure bunching)效应。

(2) 系统状态选择。

元件状态的组合形成系统状态。系统状态选择算法主要分为解析法和模拟法两大类,解析法又称为状态枚举法(State Enumeration Method, SEM),模拟法又称为蒙特卡罗模拟法(Monte Carlo Simulation, MCS)。

解析法的主要特点是可以采用较严格的数学模型和有效算法进行系统的可靠性计算,准确度较高。最常用的解析法为故障重数截止法,即枚举系统状态至某一指定的重叠故障数,如三重故障。如果系统非常可靠,如元件故障概率或者系统负荷水平较低,那么枚举法更加有效。但枚举法的计算量却随着故障重数的增加和系统规模的增大而急剧增加,因此穷举所有系统状态通常是不可能的。为了减少计算时间,提出了高效的故障筛选技术,如严重程度排序(contingency ranking)、状态空间截断(state space truncation)和快速排序法(Fast Sorting Technique, FST)等。尽管如此,枚举法选择的系统状态集合只是全状态空间的一部分。由于未选择的高重故障可能对可靠性指标具有不可忽略的贡献,所以计算出的可靠性指标始终小于待求的实际期望值,是实际值的下界。

蒙特卡罗模拟法有三种基本的抽样方法,即元件持续时间抽样法(state-duration sampling)、系统状态转移抽样法(system state transition sampling)和元件状态抽样法(state sampling)^[15-17]。前者是一种蒙特卡罗时序模拟法(sequential simulation),而后两者属于非时序蒙特卡罗模拟法(non-sequential simulation)。时序模拟法能够计及时序事件的影响,能够精确地模拟系统处于各状态的持续时间和状态间的转移频率。对于受季节、时间、天气等因素影响较大的水力发电、风力发电、太阳能发电等时变电源以及峰谷差异较大的时变负荷的电力系统可靠性评估,利用时序抽样法可建立更加符合实际的概率模型,计算结果的可信度高。然而与非时序模拟法相比,时序模拟法抽样效率低、收敛缓慢、内存占用严重。系统状态转移抽样法能够模拟元件故障状态的转移过程,但只适用于元件的状态持续时间均服从指数分布的情况。元件状态抽样法虽不能计算确切频率指标,但抽样程序简单,广泛用于大规模电力系统评估计算以及对计算速度要求较高的场合。与枚举法不同的是,模拟法计算出的指标是实际期望值的估计值而并非下界值。如果系统可靠性较低,如严重故障的概率相对较大,那么模拟法收敛速度较快,优势也更明显。在一定的精度要求下,模拟法的抽样次数与系统的规模和复杂度无关,因此特别适用于大型电力系统的快速评估计算。然而,模拟法的计算时间随着指标误差精度要求的提高而急剧增加,对于可靠性较高的系统尤其显著。为了加速模拟法的收敛,引入了方差减小技术,如控制变量法、分层抽样法、重点抽样法、对偶变量法、交叉熵法、自适应抽样法等。由于方差减小技术的效果依赖于某些先验信息,某一方差减小技术可能只对特定的系统或者运行方式有效,因此在可靠性

评估中并未得到广泛的应用。

此外一些研究开发了新型算法以降低计算负担,如状态空间削减、基于智能学习算法的状态划分、并行计算、基于种群的智能搜索、马尔可夫链蒙特卡罗法等。尽管算法方面取得了较多的成果,但仍需开发新的算法以适应规模日益增大的电力系统在可靠性优化和在线可靠性评估等方面的应用需求。

(3) 系统状态分析。

系统状态分析即评估故障后系统的静态安全性,也即分析系统发电/负荷功率是否平衡,是否满足线路潮流、母线电压等运行安全约束,以及满足以上条件的最小切负荷代价。分析方法一般为系统潮流计算和切负荷计算^[18,19]。

系统潮流分析一般采用直流潮流或交流潮流。直流潮流计算速度快,但无法考虑电压约束,使得可靠性评估结果偏乐观。交流潮流能够精确计算系统潮流分布,但在高重故障状态下可能会遇到收敛性问题。为了减少计算量,有的采用快速开断潮流计算代替常规的潮流计算。在充裕度评估中嵌入 BPA 潮流软件进行潮流计算,解决了潮流计算受系统规模限制和潮流计算模型适应能力较差的问题。

切负荷计算的计算量在充裕度评估中占很大比例。有的研究采用基于直流潮流的线性化优化方法进行切负荷计算,未能计及电压越限的校正。有的采用基于交流最优潮流的非线性优化方法,可以获得最优切负荷方案,但速度较慢。

以上的切负荷算法实际上是将故障后的电力系统划分为正常和失负荷两个状态。研究了电力系统健康性分析理论,在概率分析的基础上引入确定性的 $N-1$ 准则,将系统状态划分为健康(healthy)状态、临界(marginal)状态和风险(risk)状态,并计算系统处于这些状态的概率和频率指标。

(4) 可靠性指标计算。

可靠性指标可分为概率、频率和持续时间三类,对应所关注的物理量如线路潮流越限、节点电压越限、节点切负荷等可分别计算相应的指标。最常用的是切负荷指标,包括失负荷概率(loss of load probability, LOLP)、切负荷频率(expected frequency of load curtailments, EFLC)、切负荷持续时间(expected duration of load curtailments, EDLC)、负荷切除期望值(expected load curtailments, ELC)、电力不足期望值(expected demand not supplied, EDNS)、电量不足期望值(expected energy not supplied, EENS)等。

综上所述,常规可靠性评估理论主要应用于电力系统规划设计领域,能够反映系统长期运行的平均可靠性水平,为规划人员改进系统设计或扩建方案提供信息。但如果应用于实时运行评估,指导运行调度,还存在以下问题。

(1) 元件模型方面。常规可靠性评估反映系统长期运行的可靠性,元件可靠性参数采用长期统计平均值,没有考虑设备自身健康状况、外部环境、系统电气参数等运行条件对元件停运和系统可靠性的影响。

(2) 研究的时间尺度方面。常规可靠性评估研究的时间尺度是数年甚至数十年,元件和系统故障状态概率使用的是马尔可夫(Markov)过程的稳态概率,反映的是元件和系统长期运行的可靠性水平。而运行人员关注的是系统在未来数小时或数分钟内的短期可靠性,以便针对系统未来可能出现的运行风险制定应对措施。

(3) 计算速度方面。常规可靠性评估应用于离线规划分析,对计算速度要求不高。若要达到较高的精度,需要枚举或抽样大量系统状态,消耗大量计算时间。而运行人员需要在线获取可靠性指标和辅助决策,必须使用快速而精确的算法。

电力系统运行可靠性的定义是电力系统在实时运行方式和外界工作环境下,在短期能够持续满足系统运行约束和电力用户负荷需求的能力的度量。

运行可靠性评估的两个关键要素是“短期”和“运行条件”。运行可靠性考虑的时间尺度较短,通常为分钟或小时级,属于短期可靠性的研究范畴。但与常规短期可靠性评估不同的是,运行可靠性除了考虑时间相依的元件停运概率,还需考虑设备自身健康状况、外部环境、系统电气参数等运行条件对元件停运的影响。

短期可靠性评估中元件停运概率或状态概率都与考虑的时间尺度相关,通常采用 Markov 过程的瞬时概率或者泊松(Poisson)分布来表示。电力系统短期可靠性的研究较早可追溯到发电系统的运行备用概率风险评估,主要的方法有 PJM 法、频率及持续时间法、安全函数法等。PJM 法由美国 Pennsylvania-New Jersey-Maryland 互联系统于 1963 年提出,用于计算在故障的发电容量还不能被替换的时间(即前导时间)内,已投运的发电容量刚好满足或刚好不能满足期望负荷的概率。PJM 法用停运替代率(Outage Replacement Rate, ORR)这个与时间相关的机组停运概率来代替长期可靠性中使用的机组强迫停运率。PJM 法经过不断完善已能够考虑如下因素:负荷预测不确定性、机组降额状态出力、快速启动机组投运、热备用机组投运、机组的可延迟停运等。Singh 提出了短期可靠性评估的频率及持续时间法,可用于计算备用容量不足的概率及持续时间等指标。Patton 提出了安全函数法,该方法在概念上更为普遍,能够计及发电容量不足、失稳等各种系统故障形式。以上方法主要应用于发电系统的短期可靠性评估,然而忽略输电网约束的影响会造成可靠性指标的不准确,对输电容量不足的系统还可能导致完全相反的结论。由于涉及潮流计算、故障分析和校正控制等计算,发输电系统的短期可靠性评估比发电系统更加复杂和耗时。以上短期可靠性研究中,元件的可靠性参数如停运率或状态转移率都采用了长期统计数据平均值,忽略了运行条件对元件停运的影响,难以反映系统真实的运行可靠性水平。

电力系统运行可靠性的基本出发点是系统可靠性水平随运行条件的变化而变化;基础是元件的时变可靠性模型,即元件可靠性模型参数要反映系统运行条件的变化。有的研究认为应该考虑线路潮流、母线电压、系统频率等实时运行条件对元件停运概率的影响。以上研究成果主要集中在建立以运行条件为自变量的元件停

运概率或停运率函数,却没有考虑到研究的时间尺度对元件停运的影响,难以反映系统在短期内的运行可靠性水平。

与确定性静态安全评估相比,运行可靠性评估最大的特点在于应用概率理论综合考虑了故障发生的可能性以及严重性,使得评估结果更加科学合理。

与常规可靠性评估相比,运行可靠性评估具有如下主要不同点:①研究目的不同,常规可靠性评估为系统规划人员提供决策依据,以帮助他们决定如何加强电网建设;运行可靠性评估为运行人员提供决策依据,以帮助他们决定如何改变系统的运行方式;②研究的时间尺度不同,常规可靠性评估研究系统在长期运行条件下的可靠性水平,考虑的时间尺度为数年甚至数十年;运行可靠性研究系统在短期内的可靠性水平,时间尺度为数小时或数分钟;③应用场景不同,常规可靠性评估主要应用于离线评估,而运行可靠性评估主要应用于在线评估,因此后者更需要计算的快速性;④元件可靠性模型不同,常规可靠性评估中使用的元件停运率是长期统计的平均值,元件停运概率是平稳状态概率;运行可靠性评估中使用的元件模型考虑了运行条件的影响,元件停运率会随运行条件的变化而改变,且元件停运概率是瞬时状态概率。

与基于风险的静态安全评估相比,运行可靠性评估具有如下主要不同点:①故障的不确定模型不同,基于风险的静态安全评估中元件停运率采用长期统计平均值,不能反映运行条件变化对运行风险的影响;运行可靠性评估中元件停运率随运行条件的变化而变化,能够反映运行条件对系统可靠性的影响;②严重程度的表征方法不同,基于风险的静态安全评估的故障后果分析部分直接使用自定义的线性函数度量故障的严重程度;运行可靠性评估的后果分析模拟实际运行调度操作,采用负荷损失量度量故障后果的严重程度,物理意义明确,更加便于进行可靠性成本效益分析。

目前运行可靠性的研究尚处于起步阶段,已有的研究在元件模型、评估算法和指标体系等方面取得了一些成果,但仍存在一些关键问题需要深入研究。

(1) 元件可靠性模型考虑的运行条件不够全面。目前已建立的模型中,元件的停运概率或停运率主要由系统运行的电气参数(如线路潮流、母线电压、系统频率等)来确定,未考虑外部环境和设备自身健康状况的影响。电力系统绝大部分输电元件是暴露在室外的,天气状况、环境温度、风速、风向、日照等因素是导致输电元件停运的重要原因,此外元件的服役时间也是元件发生老化失效的重要因素,都应当加以考虑。

(2) 元件时间相依和运行条件相依的模型缺乏有机统一。已有的元件可靠性模型中处理“短期”和“运行条件”这两个要素的方法相对独立,即一方面建立以运行条件为自变量的停运概率或停运率函数,而另一方面又采用 Markov 模型计算元件时间相依的瞬时状态概率。但实际上,研究的时间尺度和运行条件是互相耦

合的,例如,元件的老化过程具有累积效应,过去(服役时间)和未来(预测时间)的运行条件变化都会对元件老化失效造成影响。因此需要研究条件相依的元件短期可靠性模型。

(3) 评估算法的速度和精度有待进一步提高。运行可靠性理论的实际应用中,不仅需要在线计算出运行可靠性指标,还需要据此计算辅助决策,所以对评估算法的快速性和精确性要求较高。解析法和模拟法这两类主要的可靠性评估算法在处理不同问题时各有所短,实时变化的电力系统会影响其计算效率,因此还需要进一步开发快速、精确的算法。

(4) 运行可靠性评估提供了描述系统运行可靠性水平的指标,但如何利用这些指标指导电网的运行和控制的研究尚属空白。

1.3 隐性故障及薄弱环节识别技术

继电保护的隐性故障是连锁过程会继续发展并迅速扩大的重要推动因素。继电保护隐性故障是保护装置的永久性缺陷,由系统其他跳闸事件触发装置的不正确动作^[20,21]。保护的隐性故障将取决于以下两个因素。

(1) 保护元件功能缺陷(PEFD)。该类缺陷可能是硬件故障、过期的整定或人为错误。

(2) 功能缺陷装置的逻辑设置。该逻辑设置情况将决定装置的功能缺陷是否可由其他事件引发隐性故障。

由于电力系统中保护装置多种多样,其隐性故障的缺陷原因也各不相同,存在潜在的多种可能,且需要由系统故障等其他事件引发,现在还没有有效地获得其相关信息的途径,要建立基于其机理的数学模型难度很大,而概率理论提供了一种方法来概括知识的不确定性,可以较好地给出隐性故障多种原因的数学描述。

研究表明,电力系统面临的主要停电风险与连锁故障的发生发展密切相关,因而连锁故障的相关研究已得到各国政府和学者的普遍重视,并成为电力领域的一个热点研究课题。在美国,由国防部和美国电科院联合资助完成的复杂交互网络/系统创新(Complex Interactive Networks/System Initiative)项目,提出了以全局广域向量测量和分析为基础的实时智能控制系统,即电力系统战略防御系统(Strategic Power Infrastructure Defense, SPID),以防范连锁故障导致的全局灾难性大停电事故。美国能源部和国家科学基金资助的 CERTS(Consortium for Electric Reliability Technology Solutions)项目,应用复杂系统相关理论并结合电力系统特点对电力传输系统的大范围停电和连锁故障进行了研究。

各国学者开展的连锁故障研究主要包括以下一些内容:基于电力系统计算模型的连锁故障过程模拟及其计算分析方法的研究;基于复杂网络理论的连锁故障

发生机理的建模研究;继电保护隐性故障对于连锁故障的影响及电网安全分析等。另外,要对连锁故障大停电进行有效的防控,还需要对连锁过程中的具体故障进行快速诊断,需要有能够适用于连锁故障复杂环境下的有效的故障信息处理及诊断方法。

在连锁故障的研究成果中已经发展出了很多种模型,对于连锁故障的研究方向主要有两种:①模拟连锁过程中的一些实际特点,借助采样或概率等手段研究连锁故障的全局规律性结论,在这一类研究中,对于给定的或随机采样的故障前系统状态,必须模拟所有可能发生的故障模式和后果,产生全局性、系统性的连锁故障评估结果;②借助连锁过程中的稳态潮流计算和暂态过程的稳定分析手段,研究特定扰动下的系统后续故障模式分析计算方法。通过第一种研究,可以得到系统连锁故障的全局性的评估信息,多适用于离线应用。而第二种研究可以用来帮助确定在特定扰动条件下的连锁故障发展情况,对于连锁故障的在线防控具有现实意义。

连锁故障模型已有的研究成果如下。

(1) OPA 模型。

OPA 模型是由美国橡树岭国家实验室(ORNL)、Wisconsin 大学电力系统工程研究中心(PSERC)和 Alaska 大学的研究人员共同提出的。该模型的核心是以研究负荷变化为基础,探讨输电系统系列大停电的全局动力学行为特征。模型涵盖了慢速和快速两个时间量程,并引入了具有自组织特性的沙堆模型对电力系统进行模拟。慢速时间量程描述几天到几年的时间段内,负荷增长和系统供电能力提高之间的动态平衡过程;快速时间量程描述几分钟到几小时的时间段内线路连锁过负荷和连锁故障的大停电过程^[22,23]。

该模型的基本思想是,负荷增长导致线路过载和断电,对过载和断电线路的改造导致系统容量增加,从而可以减少线路过载和断电的概率。各种规模的停电事故就是在这两种相反力量的动态平衡过程中发生的。该方法的目标是建立表达电力系统自组织临界(Self-Organized Criticality, SOC)过程的模型,从而指导输电网网架的增强以最大限度地避免连锁故障停电事故的发生。并应用某一树形结构的理想电网模型对电网在连锁故障中的动态演化过程进行了仿真模拟,发现各连锁故障时间间隔的概率密度函数(Probability Density Function, PDF)呈指数下降规律,而连锁故障规模(由连锁故障中过负荷线路总数或甩负荷总量来衡量)的PDF则呈代数下降规律。

但 OPA 模型的缺陷在于:电网的控制是通过模型中很少的几个参数实现的;模型参数与实际系统参数的对应关系不明晰;未能揭示模型所体现出的自组织特性与电网规划、运行和控制之间的关系原则等。

(2) Cascade 模型。

Cascade 连锁故障模型的基本思想是:假设有 n 条线路带有随机初始负荷,初始扰动 d 使得某一个或某一些元件发生故障,这些故障元件所带的负荷根据一定的负荷分配原则转移到其他所有无故障元件上,从而形成网络的连锁故障。

与 OPA 模型相比,Cascade 模型没有潮流计算和优化调度,但是抽象出了连锁故障的显著特征,即线路过载跳闸和负荷转移,造成进一步的过载跳闸,形成连锁过程。因此 Cascade 模型可对包含传输线和发电机连锁故障的大规模停电事故进行定性模拟和分析。但是 Cascade 模型也存在明显不足:模型假设传输线及其相互作用均相同;过负荷情况下负荷的再分配没有考虑网络结构;没有体现出发电侧变化和故障的情况等。

(3) Holme 和 Kim 的相隔中心性模型。

Holme 和 Kim 的模型关注的是网络演化所导致的过负荷。它的一个基本假设是任意两节点之间的信息或能量交换都通过最短路径进行,这个假设也被许多其他的基于复杂网络理论的连锁故障模型广泛采用。模型定义了相隔中心性(betweenness centrality)的概念并用它来确定网络中的节点和边的负荷及容量。

(4) Motter 与 Lai 模型。

与 Holme 和 Kim 的相隔中心性模型相同,Motter 和 Lai 的模型也采用了通过某节点的最短路径的总数目来定义节点负荷,Motter 和 Lai 的模型与 Holme 和 Kim 的相隔中心性模型计算故障连锁的方法也基本相同,但 Motter 和 Lai 的模型为各节点假设了不同的节点容量,同时当节点过负荷时,该节点会从网络中永久删除。此外,Motter 和 Lai 认为连锁故障发生的时间与网络生长时间相比并不处于同一个数量级上,因此在计算连锁故障时不考虑网络生长。

Motter 与 Lai 利用该模型对美国西部电网进行了连锁故障仿真,结果表明当网络中的节点随机遭到攻击或网络中度数最大的节点遭到攻击时,系统性能受到的影响并不大,但当网络中负荷最大的节点受到针对性攻击时,最大连通网络的规模可减少一半以上,即使对网络耐受性很强的情况也如此。

(5) Crucitti 和 Latora 的有效性能模型。

Crucitti 和 Latora 的有效性能模型将传输性能的概念引入了网络。具体计算时,初始故障引发的节点移除会改变节点之间的最有效路径,从而改变负荷分配,导致一些节点过负荷。与这些过负荷节点相连的所有的边的有效性能值将会下降,从而导致通过这个节点的所有最有效路径的有效性能值下降,如果这些原来的最有效路径的有效性能值下降到低于其他的路径,负荷就会选择其他有效性能值更高的路径传播,从而导致负荷的重新分配,进而造成故障的连锁。

有 N 个节点的网络 G 的有效性能可描述为

$$E(G) = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{i \neq j \in G} \frac{1}{t_{ij}}$$