

ABSTRACT

In the past decades, people have attached much more importance to the generation system evaluation and transmission system evaluation than the distribution system reliability evaluation in the power system reliability evaluation, because the failure of generation system or transmission system may cause serious influence to the power system. However, the distribution system is located at the end of the power system, and it is the point of the power system that links the bulk power sources to the consumer's facilities. The distribution system is an important part that supplies and distributes energy to consumers, operating in the special mode. Therefore, the reliability of the distribution system has a direct effect on the consumer. With the requirement of higher quality energy supply from consumer, the distribution system evaluation has been attached more importance to. Based on the character of the distribution system, having lots of components and having complex structure, the works in this paper are shown as bellow:

1. Uncertainty of the original parameters of components may be caused by the shortage of the statistical information or the statistic error. The algorithm of interval is used in this paper with which the original reliability parameters that are changing in a certain range are treated with interval number. Thereby the uncertainty of the parameters can be calculated in the whole process of the reliability evaluation. At the same time the interval reliability indices that are influenced by multi-parameter can be gotten through only once calculation.

2. Using the feeder partition method, the structure of the distribution system can be simplified and the speed of the distribution system reliability evaluation can be improved. Therefore, based on the interval theory, the uncertainty of the parameters is calculated in this paper, at the same time, the speed of the calculation is improved and the network structure is simplified.

3. An interval method of reliability evaluation in the distribution system is presented in this paper. When this method is used to evaluate the distribution system reliability, interval is used as the components' reliability parameters first. Secondly, the distribution system is partitioned. Lastly, failure is analyzed. During the failure analyzing, in the course of failure recovery, it is considered that the back feeder's load is increased because of the load transfer in the failure feeder. Because of the restriction of the transmission capacity and the voltage level, the load transfer in the

failure feeder may cause the flow of the back feeder violating the network restriction. In this time, some load of the failure feeder will not be transferred. Using the network topology and interval flow calculation, the location and the magnitude of the cut load are analyzed in this paper, and the influence of the load transfer restriction on the distribution system reliability is calculated.

4. A distribution-system-reliability evaluation program is developed that is used to calculate the individual load-point-reliability indices and the system indices. The effect of the uncertainty of the parameters and the load transfer restriction is discussed. The program is proved to be valid through evaluating the reliability of RBTS.

KEY WORDS: distribution system, uncertainty, interval method, feeder partition, load transfer restriction, interval flow

独创性声明

本人声明所呈交的学位论文是本人在导师指导下进行的研究工作和取得的研究成果，除了文中特别加以标注和致谢之处外，论文中不包含其他人已经发表或撰写过的研究成果，也不包含为获得 天津大学 或其他教育机构的学位或证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文中作了明确的说明并表示了谢意。

学位论文作者签名：崔坤台 签字日期：2006年 2月 28日

学位论文版权使用授权书

本学位论文作者完全了解 天津大学 有关保留、使用学位论文的规定。特授权 天津大学 可以将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，并采用影印、缩印或扫描等复制手段保存、汇编以供查阅和借阅。同意学校向国家有关部门或机构送交论文的复印件和磁盘。

(保密的学位论文在解密后适用本授权说明)

学位论文作者签名：崔坤台

导师签名：

签字日期：2006年 2月 28日

签字日期：2006年 2月 23日

第一章 绪论

1.1 电力系统可靠性研究概述

1.1.1 可靠性的基本概念

20世纪50年代,可靠性理论开始用于工业,当时该理论用于军事导弹系统的可靠性估计^[1]。战后,可靠性理论在电子、核子、空间技术以及其他技术领域里得到了越来越广泛的应用,并迅速发展成为一门独立的学科。

目前,能为大家所承认的关于可靠性的定义^[2]是:“元件、设备、系统等在规定的条件下和预定的时间内,完成其规定功能的能力。”通常将这一能力用概率指标来描述。

1.1.2 电力系统可靠性的概念

电力系统可靠性(power system reliability)是对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能力的度量^[3]。

电力系统可靠性包括充裕度和安全性两个方面。充裕度(adequacy)是指电力系统维持连续供给用户总的电力需求和总的电能的能力。充裕度又称静态可靠性,也就是在静态条件下,电力系统满足用户对电力和电能需求的能力。安全性(security)是指电力系统承受突然发生的扰动,例如突然短路或未预料的短路或失去系统元件现象的能力。安全性也称动态可靠性,即在动态条件下电力系统经受住突然扰动,并不间断的向用户提供电力和电能的能力。电力系统除了作为传输工具将电能输送到各终端点以外,还需维持适当的电压水平并在各回路的发热容许限度内承载负荷,而且还必须保持在系统的稳定极限之内。因此,安全度评估是一个重要的领域,但在可靠性指标的研究中,还没有引起足够的重视^[4]。

由于电力系统极其庞大复杂,即使使用大型计算机装置,也不足以完全现实和详密的把电力系统作为一个统一整体进行分析;另一方面,电力系统的各个子系统都有其不同的特点,其故障模式、可靠性指标以及分析方法也各有不同。电能产生于发电系统,通过输电系统输送到各配电点,再由配电系统提供给用户,因此在研究电力系统可靠性问题时,可以把系统分成发电系统、输电系统和配电系统三大部分,并且根据这几个部分各自的功能特点,分别对其进行可靠性评估。

将上级系统计算得出的负荷点指标作为下级系统可靠性的输入指标,即可提供两个系统之间的可靠性评估联系数据。

1.1.3 电力系统可靠性研究的发展

电力系统可靠性的蓬勃发展是由电力系统的根本任务——即尽可能经济而可靠的将电能提供给各种用户所决定的。用户对供电的要求,一是保证供电的连续性,二是保证电能的质量(频率和电压波动保持在规定的偏差之内)。随着电力系统不断向高电压、远距离和大容量方向发展,在提供经济性的同时,安全可靠性问题也突出出来。电力系统的结构越复杂、规模越大,发生事故的可能性越大。运行人员的误判断和误操作也越多。这样往往由于一处发生事故,就引起大面积长时间停电,如美国 1977 年大停电、法国 1978 年大停电和我国湖北 1972 年大停电等。这不但造成巨大的经济损失,而且危及社会秩序。这一系列重大电力事故的发生,引起了人们对可靠性研究和管理的重视。另一方面,其他工业部门对可靠性的研究和应用取得的成果,也推动了电力系统可靠性的发展。

使用概率方法评估电力系统可靠性的问题,早在 20 世纪 30 年代就已经有所认识,但是,由于缺乏必要的统计数据和有效的计算工具,以及缺乏行之有效的可靠性评估技术以及对概率判据和风险指标的意义和重要性理解错误等等,这种方法在很长一段时间内没有得到广泛应用。20 世纪 60 年代中期,基于概率理论的可靠性技术渗透到电力工业和电工设备制造业。1970 年, R.Billinton 发表第一部电力系统可靠性专著——《电力系统可靠性评估》^[9]。以后数十年间,经过众多科学家的不懈努力和探索,电力系统可靠性评估的理论和方法得到了不断的完善和发展,目前,已经渗透到电力系统的规划、设计、运行和管理等各个方面。

1.2 配电系统可靠性研究概述

1.2.1 配电系统可靠性研究的意义和任务

配电系统(distribution system)是将电能分配到各个用户的最终环节,包括不同电压等级的配电站、配电变压器、配电线路以及把不同用户连接起来的其它电气设施。配电系统可靠性(distribution system reliability)是指整个配电系统及设备按可接受标准及期望数量满足用户电力及电能需求能力的度量。配电系统可靠性主要评估充裕度,它通过可靠性指标来体现。

过去几十年中,在电力系统可靠性分析中,配电系统可靠性模拟和评估问题的受重视程度远低于发输电系统,这主要是由于发电系统及输电系统的故障有时

会引起严重的后果,例如电力系统中发电系统和输电系统的某些运行状态可能会引起整个系统的崩溃,造成巨大的损失。配电系统投资相对较小,而且停电的影响也是非常局部的。因此许多专家都着重于研究发电系统和输电系统的可靠性,对配电系统的评估做得不够。

然而,配电系统处于电力系统末端,直接与用户相连,是包括发电、输变电和配电在内的整个电力系统与用户联系,向用户供应电能和分配电能的重要环节,具有特殊的运行方式。由于电力生产具有发、供、用同时性的特点,一旦配电系统或设备发生故障或进行检修和试验,往往就会同时造成系统对用户供电的中断,直到配电系统及其设备的故障被排除或修复,恢复到原来的完好状态,才能继续对用户供电。据不完全统计,用户停电故障中80%以上是由配电系统的故障所引起的^[6]。因此整个电力系统对用户的供电能力和供电质量都必须通过配电系统来体现,配电系统的可靠性指标实际上是整个电力系统结构和运行特性的集中反映,尤其是在未来输、配电分开的电力市场环境下,配电系统成为独立的法人实体参与竞争,其可靠性的高低直接影响到用户的电价和售电量,即系统的效益。

因此,加强对配电系统可靠性的研究是未来电力市场化发展的需要,是保证供电质量、实现电力工业现代化的重要手段,对促进和改善电力工业的生产技术和管理,提高经济效益和社会效益,进行配电网的建设和改造有着重要作用。

配电系统可靠性评估的主要任务是:

1. 研究配电系统中元件和系统的可靠性计算模型,用统计的方法获得元件的可靠性指标,在此基础上计算系统可靠性指标。

2. 找出配电系统中可靠性最薄弱的环节,从而寻求提高系统可靠性的途径。
主要方法有:

- (1) 尽可能采用可靠性高的电力系统元件(如线路、断路器、开关等)。
- (2) 增加系统冗余度,在配电变压器或配电线路中留出一定的备用容量或备用线路。
- (3) 在保证系统能够完成预定功能的前提下,尽量降低系统的复杂性。实际上,不必要的复杂结构只会增加系统的故障概率。
- (4) 对系统进行计划检修,定期的用新元件来替换旧元件,使系统处在完成预定功能的良好状态。
- (5) 对故障元件进行故障修复,以恢复元件的功能。

3. 研究可靠性和经济性之间的最佳平衡。在决定系统某一阶段的可靠性水平时,考虑的也是可靠性增益与经济成本之间的平衡问题。

1.2.2 配电系统可靠性研究的特点

在分析配电系统可靠性指标时，必须充分考虑配电系统的一些特点：

1. 配电系统是由许多特有的元件组成，例如，架空裸线、架空电缆、地埋电缆、断路器、空气开关、熔断器、变压器、调压器等等，其中多数元件为可修复元件。为了能够准确的分析可靠性，除了必须具有这些元件的可靠性参数外，还须知道这些参数的分布函数。根据国外的一些统计数据可知，架空线路的修复时间可近似的看成指数分布，但是地埋电缆的修复时间更接近于正态分布。其他元件也有类似的情况。如果计及这些不同类型的分布，将使计算大大复杂化。为了简化计算，仍将所有元件的故障时间和修复时间看成呈指数分布。

2. 根据现有设计标准，配电系统多数为冗余系统，即单一元件的故障可采用手动或自动的切换方式使用户不至于长期断电。切换时间一般为 2min（自动切换）或 0.5h（手动切换）。在分析可靠性时一般不计入自动切换时间所产生的影响。但有时需考虑断路器拒动所产生的影响。

3. 配电系统的结构往往比较复杂，但一般采用环形网络建议开环运行。即在两端或多端供电系统中，正常运行时将联络开关开断以形成若干个简单的辐射形网络向用户供电。这样的运行方式将使可靠性分析简化。因此可以辐射型配电系统的可靠性分析作为基础。

1.2.3 配电系统可靠性评估方法

关于配电系统可靠性的定量评估，早在配电系统可靠性研究初期的 1964 年至 1965 年，加拿大等国就已取得了重大的进展。最初使用的预测评估方法是计算停运率和停运持续时间的近似方法，以后又不断的改进和发展，特别是 80 年代初期，取得了更快速的发展，在这一领域中所发表的论文数量也急剧增多^[7-14]。目前，用于定量评估配电系统可靠性的传统方法可分为解析法、模拟法、以及人工智能算法。

1.2.3.1 解析法（analytical method）

解析法^[15-39]是利用故障枚举进行状态的选择和估计，建立比较严格的数学物理模型来计算可靠性指标。解析法的主要优点是可以采用较严格的数学模型和一些有效的算法（包括近似法）对系统的可靠性进行比较周密的分析，模型精度较高。计算相对比较简单，计算速度较快。

在配电系统可靠性评估中，解析法是最常用的方法，可以进一步分为以下几类：

1. 网络等值法 (network equivalent) [15-17]。其基本思想是将复杂的网络拓扑结构转化为容易求解的简单网络结构,具体的实现是通过对分支子馈线向上和向下两步等效来完成。网络等值法成功的解决了复杂配电系统计算量方面的难题,但还是存在两方面的不足:①需要对子系统进行连续等值;②只能得到等效负荷和系统的可靠性指标。如果要得到各负荷点的可靠性指标,还必须从等效负荷出发,用 FMEA 法来求取,届时计算量仍将十分庞大。

2. 状态空间法 (markov process) [18, 19]。通过列举系统可能的状态空间,确定状态间的转移模式和转移概率,将状态进行故障后果分类,根据马尔科夫方程计算状态概率和频率,最后得到可靠性指标。状态空间法适用于处理多状态元件和不独立的故障,例如考虑保护系统的分级动作,但列举系统所有状态非常繁琐,在配电系统可靠性评估中还不多见。

3. 故障模式后果分析法 (failure mode and effect analysis, FMEA) [20-22]。该方法通过对系统中各元件状态的搜索,列出全部可能的系统状态,然后根据所规定的可靠性判据对系统的所有状态进行检验分析,找出系统的故障模式集合,然后在此状态集合的基础上,求得系统的可靠性指标, FMEA 法原理简单、清晰,模型准确,已广泛用于辐射形配电网的可靠性评估。但是,他的计算量随元件数目的增长成指数增长,所以当配电网的结构比较复杂,元件数目及操作方式增多时,系统故障模式急剧增加,计算将变得冗长繁琐,因此,用 FMEA 法直接对一个复杂的辐射形配电网进行评估是很困难的。

4. 最小路法 (minimal path method) [23]。其基本思想是:对每一负荷点求取其最小路,根据网络实际情况将非最小路上的元件故障对负荷点可靠性的影响,折算到相应的最小路节点上;从而对每个负荷点的可靠性指标,仅对其最小路上元件与节点进行计算即可。该方法不适于计算带子馈线的复杂系统,文献[24]提出了一种结合网络等值和最小路的可靠性评估方法,对于复杂配电系统中的分支馈线运用等值方法将其等值成主馈线上的等值元件,然后运用最小路法,计算负荷点的可靠性指标,进而计算系统的可靠性指标。

5. 最小割集法 (minimal cut method) [25, 26]。采用最小割集理论,根据最小路来求最小割集,进而计算负荷点的可靠性指标。

6. 故障树分析法 (fault tree analysis, FAT) [27]。通过对可能造成故障的因素进行分析,构成故障树,从而确定故障原因的各种可能组合及其发生的概率。故障树分析法提供了一种系统的方法来阐明元件与系统故障间的因果关系,能迅速发现最重要的故障和网络中的薄弱环节。

7. 故障扩散 (fault spreading method) [28-31]。故障扩散法是在故障后果分析法的基础上,通过判断故障的影响范围来进行可靠性评估的。它的总体思想是:

当元件发生故障时,前向搜索断路器和前后向搜索隔离开关,以此来确定断路器和隔离开关的影响范围,并形成各分块子系统。然后通过判断是否与电源或切换开关相连区分出节点类型,再分别计算各类节点中的负荷点的可靠性指标。故障扩散法的优点是能够一次性求得节点和系统的全部可靠性指标,而且便于分析系统的薄弱环节,以便采取相应的增强措施。它的缺点是仍然是计算量很大,如果能够采取一些措施提高其计算速度的话,这种方法是很容易被接受的。

8. 馈线分区法(feeder partition method)^[32]。根据故障扩散范围和恢复停电范围以开关装置为边界的特点,对配电系统进行馈线分区,得到以区域(region)和开关弧(arch)为网络元件的区域网络模型,再根据区域网络模型计算系统和负荷的可靠性指标。此方法将在本文第三章详细介绍。

上述传统的可靠性评估方法的计算和分析都是建立在元件可靠性原始参数的基础上,采用元件可靠性参数的期望值来计算负荷点或系统可靠性指标的期望值。在实际计算中,一般采用统计的方法获得元件可靠性参数。由于统计资料的不足或统计误差等原因可能造成原始参数的不确定性。因此,文献[33]提出了灵敏度分析法考察参数不确定性对可靠性指标的影响,该方法的不足之处在于每次计算只能分析局部参数变化对可靠性指标的影响,如果要考察多个参数则需进行多次计算。文献[34~39]提出了一种区间可靠性评估方法,将在一定范围内变化的可靠性参数用区间数进行处理,从而可以在整个可靠性计算过程中考虑参数的不确定性,并且只需要一次计算即可求解反映多个参数变化影响的区间可靠性指标。

1.2.3.2 模拟法(simulation method)

模拟法^[40~43]是在计算机上模拟元件寿命过程的实际现实,并通过对模拟过程进行若干时间的观察,估计所要求的可靠性指标。因此模拟法是把过程当作系统的真实试验来处理。

模拟法适用于以下计算:

1. 需要模拟非指数型分布的可靠性参数;
2. 需要某些输出指标的分布函数或统计数据;
3. 故障、修复、计划检修间存在着比较复杂的关系;
4. 对于大系统,解析法有时显得十分复杂,不能很容易的建立数学模型,有时即使建立了数学模型,也难于获得数值解。这时,模拟法则成为一种有效的工具。

模拟法十分灵活,且不受系统规模限制,它可以详细模拟事故前的备件、发电和输电停运及运行中的实际问题,但耗时多而且精度不高,这种方法主要用

于发、输电组合系统及变电站的可靠性评估中。

混合法^[44]是蒙特卡罗模拟法与解析法的有机结合。其基本思想是用模拟法随机模拟系统的状态转移过程，而用解析法确定系统在模拟到的各状态中的平均持续时间，并以此代替持续时间的抽样值。混合法可以提高模拟效率，减少模拟统计量的方差。

1.2.3.3 人工智能方法 (neural network approach)

近年来，人们尝试将人工智能的方法引入到可靠性分析领域。出现了所谓的人工神经网络评价可靠性的方法^[45,46]。它的核心是三层前向传递网络和反向传播学习法则。三层前向传递网络是输入层、隐藏层和输出层。反向传播学习法则是将多层前向传递网络的实际输出与期望输出之间的平方误差降至最低限度的负梯度算法。通过传递误差来调整输出层各节点与最低层之间的连接权重，再结合历史数据得出配电系统的可靠性指标。

神经网络方法的主要优点是可以得到很高的精度，它还可以处理由于过负荷或故障引起的系统结构改变和多个断路器同时跳开的问题。但这种方法对历史数据要求较高，能够处理的系统规模也有限。

1.3 本文的主要研究内容

1.3.1 本文的主要研究内容

本文主要做了以下几方面的工作：

1. 馈线分区

根据自动隔离装置和手动隔离装置在配电馈线中的位置，以馈线为单位将网络划分为自动隔离区和手动隔离区。根据故障扩散范围以自动隔离区为边界，故障隔离范围以手动隔离区为边界的特点，可以以区域为单位对馈线进行故障模式影响分析。

2. 区间可靠性分析

元件参数、负荷参数的不确定性对整个配电系统的可靠性有着较大的影响，本文采用区间理论，提出了一种区间可靠性评估方法。应用区间理论计算了由于元件和负荷参数的不确定性对配电系统可靠性的影响。

3. 负荷转移分析

在故障恢复过程中，如果非故障停电区的负荷切换到备用电源，将使得备用馈线上的负荷增加，由于系统中存在传输容量和电压水平的限制，可能会违反网

络约束使负荷转移受限。本文通过计算区间潮流，分析了负荷转移限制对配电系统可靠性的影响。

4. 配电系统区间可靠性指标计算

本文提出了一种考虑线路容量和电压约束的配电系统区间可靠性评估方法。应用区间理论计算了由于元件和负荷参数的不确定性对配电系统可靠性的影响。考虑到网络运行条件对负荷转移的限制，通过区间潮流计算确定故障恢复过程中的网络状态，结合馈线分区方法，简化了系统结构，提高了计算速度。通过对算例的研究，计算了多种情况下的系统可靠性指标。

1.3.2 本文结构

本文第一章简单介绍了配电系统可靠性评估的意义、任务和方法。第二章介绍了电力系统中可修复元件的状态划分和状态转移模型，以及配电系统可靠性评估的评估指标，阐述了故障模式后果分析的故障模式和故障影响。第三章介绍了区间理论、配电系统区间可靠性评估模型、馈线分区方法的分区原则以及基于馈线分区的配电系统区间可靠性模型。第四章介绍了潮流计算的区间算法和配电系统可靠性评估中的负荷转移分析，最后给出了考虑负荷转移限制的区间可靠性评估的一般步骤和流程框图。第五章介绍了配电系统可靠性区间评估的原始数据、结果数据和系统假设，通过两个算例计算了配电系统区间可靠性评估的区间指标和负荷转移分析过程中的区间潮流分布，讨论了负荷转移限制对配电系统可靠性分析的重要性。第六章是本文的结论以及后续工作的展望。

第二章 配电系统可靠性评估的基本原理

2.1 可修复元件的可靠性模型

元件根据使用的情况，一般划分为两大类：不可修复元件和可修复元件。不可修复元件是指元件投入使用后，一旦损坏，在技术上就无法修复，或者要修复也十分不经济；这类元件的特点是只要注意它从投入使用到首次故障为止的寿命过程。可修复元件是指元件投入使用后，如果损坏，仍能修复并恢复到原有的功能而得以再次投入使用；这类元件的特点是其寿命流程由交替着的工作和修复周期所组成。虽然在许多应用场合（如电子元件等）不可修复元件占优势，但对电力系统来说，绝大部分元件是可修复元件，因此，本文仅讨论可修复元件的可靠性模型。

2.1.1 可修复元件的状态划分

一个可修复元件的状态是指元件在特定时间里所处的特定状况。正确划分状态是分析可修复元件可靠性能指标的基础，也是收集统计元件可靠性能指标的基础。电力系统中元件的状态划分见图 2-1。

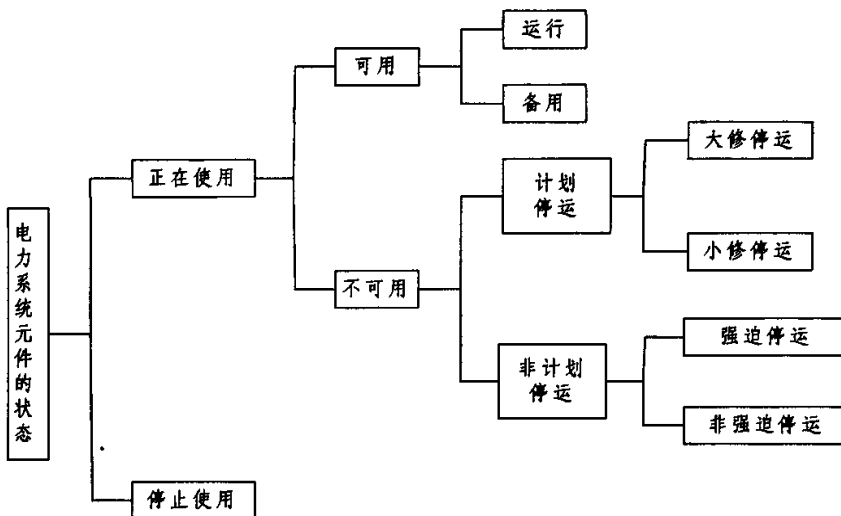


图 2-1 状态划分

这些状态 (State) 定义如下:

1. 正在使用 (Active): 指元件处于要进行统计、评价之列的状态。
2. 停止使用 (Deactive): 指由于与元件无关的原因, 元件处于不是正在使用的状态。例如由于管理上的原因, 元件在故障后未立即修理, 从停运开始直至开始修理这段时间即处于停止使用状态。
3. 可用 (Available): 指元件处于能运行的状态, 不论其是否实际运行。
4. 不可用 (Unavailable): 指元件因各种原因停运不能运行的状态, 而不论其由于什么原因造成的。
5. 运行 (Service): 指元件在电气上联接于电力系统的工作状态。
6. 备用 (Reserve): 指元件处于可用但不在运行的状态。
7. 计划停运 (Planned outage): 指元件事先有计划的从系统切除进行试验、维护或进行检修而处于不可用状态, 计划停运应是事先安排好进度, 并有既定期限。
8. 非计划停运 (Unplanned outage): 指元件处于不可用, 但又不是计划停运的状态。

2.1.2 可修复元件的主要可靠性指标

可修复元件的主要可靠性指标如下:

1. 可靠度 $R(t)$ (Reliability at time t)

可靠度是指元件在起始时刻正常的条件下, 在时间区间 $[0, t)$ 不发生故障的概率。

2. 不可靠度 $F(t)$ (Unreliability at time t)

不可靠度是指可修复元件, 在起始时刻完好的条件下, 在时间区间 $[0, t)$ 发生首次故障的概率, 因为元件在时刻 t 或处于首次故障或处于完好状态, 故

$$R(t) + F(t) = 1 \quad (2-1)$$

3. 可用率 $A(t)$ (Availability at time t)

可用率是指元件在起始时刻正常工作的条件下, 时刻 t 正常工作的概率。

可靠度与可用率的不同之处在于, 可靠度的定义中要求元件在时间区间 $[0, t)$ 连续的处于正常状态, 而可用率则无此要求。如果一个元件在时刻 t 前发生故障但又修复而在时刻 t 处于正常状态, 那么对可用率有贡献, 而对可靠度没有贡献。因此一般可用率 $A(t)$ 大于或等于可靠度 $R(t)$ 。

$$A(t) \geq R(t) \quad (2-2)$$

4. 不可用率 $Q(t)$ (Unavailability at time t), 或记为 $\bar{A}(t)$ 。

不可用率是指可修复元件在起始时刻处于正常状态的条件下, 时刻 t 处于故障状态的概率。因为元件在时刻 t 不是处于正常状态, 就是处于故障状态, 故有

$$A(t) + Q(t) = 1 \quad (2-3)$$

5. 故障率 $\lambda(t)$ (Failure rate)

故障率是元件从起始时刻直至时刻 t 完好条件下, 在时刻 t 以后单位时间里发生故障的概率。 $\lambda(t) dt$ 表示元件从起始时刻直至 t 时刻完好, 在 $(t, t+dt]$ 发生故障的概率。

6. 修复率 $\mu(t)$ (Repair rate)

修复率是元件在起始时刻直至时刻 t 故障的条件下, 在时刻 t 以后每单位时间里修复的概率。对可修复元件, 若修复率为常数, 则表示元件无论何时故障, 只要时间间隔相同, 那么元件被修复的机会相同。

7. 无故障工作时间 TTF (Time to failure)

从修复到首次故障时间称为无故障工作时间 TTF, TTF 是一个连续型的随机变量。

8. 平均无故障工作时间 MTBF (Mean time between failure)

MTBF 是无故障工作时间的数学期望值。

$$MTBF = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad (2-4)$$

9. 修复时间 TTR (Time to repair)

TTR 是元件从故障起到完成首次修复所需的时间, 它是一个连续型随机变量。

10. 平均修复时间 MTTR (Mean time to repair)

平均修复时间是修复时间的期望值。

$$MTTR = \int_0^{\infty} t \times g(t) dt \quad (2-5)$$

2.1.3 可修复元件的状态转移

从可修复元件的状态划分可以看出, 对于一个正在使用的元件来说, 主要有可用状态和不可用状态, 不可用状态中计划停运状态是事先安排的, 不可用状态中的强迫停运状态是随机的。因此, 除了计划停运以外, 一个可修复的电力元件处在可用状态或不可用状态是随机的。

可用状态, 有时又称工作状态, 即元件处于可以执行它的规定功能的状态。工作状态持续的时间称为连续工作时间。不可用状态有时又称为停运状态, 即元件由于故障, 处于不能执行它的规定功能的状态, 停运状态持续的时间称为连续

停运时间。这样，一个可修复元件的电力元件的寿命过程，可用图 2-2 表示，即整个寿命过程是处在不断交替的工作状态和停运状态，因此称为双态模型。图中，记 TTF 为连续工作时间，TTR 为连续停运时间。

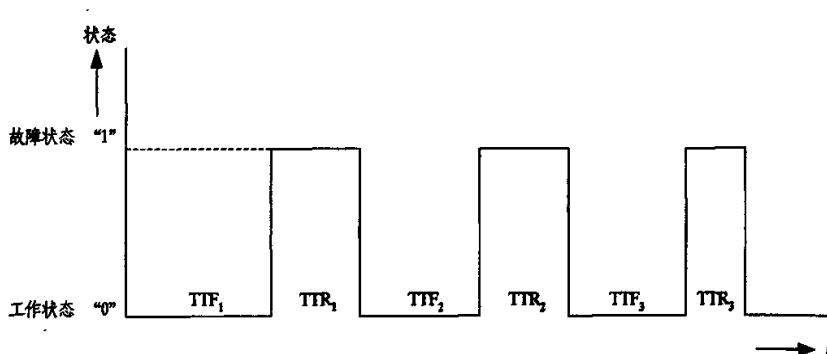


图 2-2 可修复元件的状态变化

对于寿命为指数分布^[2]时的可修复元件，其双态模型的状态转移图如图 2-3 所示：

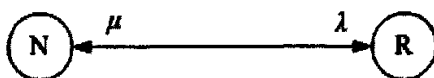


图 2-3 元件的双态模型

图中，N 表示元件正常工作状态，R 表示元件故障修复状态。

电力系统可修复元件的双态模型假定元件只处于正常运行或强迫停运两种状态。实际上，由于配电系统常采用辐射形网络进行供电，当配电线路进行计划检修时，即使事先对负荷进行转移，也有可能造成部分负荷点的停电，因此计划检修对负荷点及系统可靠性指标的影响不容忽视。假设计划检修的时间服从指数分布^[2,4]，考虑计划停运状态后，可修复元件的三状态模型如图 2-4 所示：

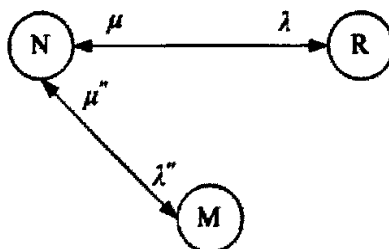


图 2-4 元件的三状态模型

图中, N 表示元件正常工作状态, R 表示元件故障修复状态, M 表示元件计划检修状态。 λ 和 μ 分别为元件的计划检修率和计划修复率。元件故障修复状态 R 与计划检修状态 M 间不存在状态转移。

2.2 配电系统可靠性评估指标体系

配电系统主要是指 10~110kV 的网络, 它的可靠性分析主要是计算负荷点的可靠性指标和为了提高这些指标所必需采取的措施。此外整个配电系统的可靠性分析也是一个重要的课题。配电系统可靠性的评价标准不可能只有一个。我们知道, 用户的供电质量往往是受到停运频率、停运持续时间以及其它因素的影响。因此至少可以从两个方面来分析配电系统的可靠性。

1. 对于用户来说, 任何用户都希望对它能充分保证供电, 不受到停电的影响。因此, 他们感兴趣的可靠性指标显然是服务质量。

2. 对于供电部门来说, 他们感兴趣的指标是对系统所有用户的平均服务质量或最差供电指标。

配电系统可靠性评估的指标主要包括: 负荷点可靠性指标、系统可靠性指标和可靠性经济指标。

2.2.1 负荷点可靠性指标

负荷点可靠性指标用于评估系统中每个负荷点的可靠程度, 主要有以下几种基本指标:

1. 平均停运率 λ (average failure rate)

负荷点平均停运率是一定时间内(通常为一年)负荷点停运率的期望值, 对于两状态模型, 停运率由元件故障率决定, 对于三状态模型, 还要考虑计划检修率的影响。

2. 平均年停运时间 U (average annual unavailability)

负荷点平均停运时间是一年内负荷点停运持续时间的期望值, 对于两状态模型, 停运时间由故障停运时间决定, 对于三状态模型, 还要考虑计划检修时间的影响。

3. 平均停运持续时间 γ (average outage time)

负荷点平均停运持续时间是负荷点平均每次停运所持续的时间。

$$\gamma = \frac{U}{\lambda} \quad (2-6)$$

式中： U —负荷点平均年停运时间；
 λ —负荷点平均停运率。

2.2.2 系统可靠性指标

系统可靠性指标用于评估整个系统的可靠程度，主要有以下几种系统可靠性指标：

1. 系统平均停电频率指标 SAIFI(system average interruption frequency index)

系统平均停电频率指标是指每个由系统供电的用户在每单位时间内(通常采用一年)的平均停电次数。

$$SAIFI = \frac{\text{用户停电总次数}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2-7)$$

式中： λ_i —负荷点 i 的平均停运率；
 N_i —负荷点 i 的用户数。

2. 系统平均停电持续时间指标 SAIDI (system average interruption duration index)

系统平均停电持续时间指标是指每个由系统供电的用户在一年中经受的平均停电持续时间。

$$SAIDI = \frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2-8)$$

式中： U_i —负荷点 i 的平均年停运时间；
 N_i —负荷点 i 的用户数。

3. 用户平均停电频率指标 CAIFI (customer average interruption frequency index)

用户平均停电频率指标是指系统中每个受停电影响的用户在一年中的平均停电次数。

$$CAIFI = \frac{\text{用户停电总次数}}{\text{受影响的用户总数}} \quad (2-9)$$

4. 用户平均停电持续时间指标 CAIDI(customer average interruption duration index)

用户平均停电持续时间指标是指系统中每个受停电影响的用户在一年中经受的平均停电持续时间。

$$CAIDI = \frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户停电总次数}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (2-10)$$

式中： λ_i —负荷点 i 的平均停运率；

U_i —负荷点 i 的平均年停运时间；

N_i —负荷点 i 的用户数。

5. 平均用电有效度指标 ASAI (average service availability index)

平均用电有效度指标是指一年中用户经受的不停电小时数与用户要求的总供电小时数之比。用户要求的小时数采用全年 12 个月平均运行的用户数乘以 8760。即：

$$ASAI = \frac{\text{用户用电小时数}}{\text{用户需电小时数}} = \frac{8760 \times \sum N_i - \sum U_i N_i}{8760 \times \sum N_i} = 1 - \frac{\sum U_i N_i}{8760 \times \sum N_i} \quad (2-11)$$

式中： U_i —负荷点 i 的平均年停运时间；

N_i —负荷点 i 的用户数。

6. 系统总电量不足指标 ENS (energy not supply)

系统总电量不足指标是指系统在一年中总的电量供给不足。

$$ENS = \text{系统总的电量不足} = \sum L_i U_i \quad (2-12)$$

式中： U_i —负荷点 i 的平均年停运时间；

L_i —连接在负荷点 i 上的平均负荷。

7. 系统平均电量不足指标 AENS (average energy not supply)

系统平均电量不足指标是指系统中每个用户在一年中平均供给电量不足。

$$AENS = \frac{\text{系统总的电量不足}}{\text{用户总数}} = \frac{\sum L_i U_i}{\sum N_i} \quad (2-13)$$

式中： L_i —负荷点 i 的平均停运负荷；

U_i —负荷点 i 的平均年停运时间；

N_i —负荷点 i 的用户数。

2.2.3 可靠性经济指标

现代电力系统的基本职能就是以适当的可靠性和尽可能低的成本来向用户供电。经济性和可靠性这两方面经常是互相矛盾的，这就给电力系统的管理者、设计者以及运行者带来了一系列的问题。因此，可靠性经济指标的计算也是非常必要的。可靠性经济指标主要包括：

1. 平均停电损失费用期望值 ECOST (expected interruption cost)

用户 i 停电损失费用 $E \text{ cost}_i$:

$$E \text{ cost}_i = \sum_{j=1}^k C_y L_i \lambda_y \quad (2-14)$$

式中: k —引起负荷点 i 故障的元件总数;

λ_y —由于元件 j 故障引起负荷点 i 故障的故障率;

L_y —由于元件 j 故障引起负荷点 i 停运的负荷;

$C_y = f(\gamma_y)$ —断电成本;

γ_y —由于元件 j 故障引起负荷点 i 故障的停运时间;

$f(\gamma_y)$ —用户损失函数 (sector customer damage function, SCDF) [47]。

系统停电损失费用 $E \text{ cost}$:

$$E \text{ cost} = \sum_{i=1}^n E \text{ cost}_i \quad (2-15)$$

式中: n —系统中的负荷点个数;

$E \text{ cost}_i$ —负荷点 i 的停电损失费用。

2. 平均电量不足期望值 EENS (expected energy not supply)

用户平均电量不足期望值 $EENS_i$:

$$EENS_i = \sum_{j=1}^k L_i \gamma_y \lambda_y \quad (2-16)$$

式中: k —引起负荷点 i 故障的元件总数;

λ_y —由于元件 j 故障引起负荷点 i 故障的故障率;

γ_y —由于元件 j 故障引起负荷点 i 故障的停运时间;

L_y —由于元件 j 故障引起负荷点 i 停运的负荷;

系统平均电量不足期望值 $EENS$:

$$EENS = \sum_{i=1}^n EENS_i \quad (2-17)$$

式中: n —系统中的负荷点个数;

$EENS_i$ —负荷点 i 的平均电量不足期望值。

3. 电量不足评估率 IEAR (interrupted energy assessment rate)。

用户电量不足评估率 $IEAR_i$:

$$IEAR_i = \frac{E \text{ cost}_i}{EENS_i} \quad (2-18)$$

式中: $E \text{ cost}_i$ —负荷点 i 的停电损失费用;

$EENS_i$ 一负荷点 i 的平均电量不足期望值。

系统电量不足评估率 $IEAR$ ：

$$IEAR = \frac{E \text{ cost}}{EENS} \quad (2-19)$$

式中： $E \text{ cost}$ 一系统停电损失费用；

$EENS$ 一系统平均电量不足期望值。

2.3 故障模式影响分析

2.3.1 故障模式

故障 (failure) 是指元件、设备、系统等不能或将不能完成规定功能的事件或状态, 有时也可以称之为失效。故障也可以简单地定义为研究对象丧失了规定的功能^[1]。

故障模式 (failure mode) 是故障的表现形式。在配电系统可靠性分析中, 故障模式是指配电网中不同元件或元件组合发生的故障。

电力系统可能发生的两类故障类型是：

1. 破坏性故障 (damaged failure)

破坏性故障又称永久性故障 (permanent failure), 它是指故障造成元件破坏, 必须进行修复。

2. 非破坏性故障 (non-damaged failure)

非破坏性故障对元件没有危险。例如雷击事件, 它将断开保护断路器或烧断保险丝, 但是对被短接的元件没有危险。然后, 通过自动或手动合上断路器或者更换保险丝就可以恢复运行。这类事件造成的停运时间很短, 与需要进行修复的元件故障对用户的影响有很大的不同。

非破坏性故障可以进一步分为靠自动操作而恢复供电的瞬时故障 (transient failure) 和靠手动操作或者更换保险丝而恢复供电的临时故障 (temporary failure)。瞬时故障的停运时间常常可以忽略不计, 而临时故障的停运时间比较长, 特别是恢复供电必须在郊区进行时, 停运时间可能会长达数小时。

本文介绍的可靠性评估指标中, 均只考虑破坏性故障的影响, 不考虑非破坏性故障引起的停运。

2.3.3 故障影响

故障影响 (failure effect) 是指元件的每一种故障模式对元件自身、其他元件

以及系统功能、状态的影响。在本文研究的配电系统可靠性分析中，所关心的故障影响是元件的故障模式对负荷点及系统可靠性指标的影响。

故障准则（failure criteria）是指判断系统在规定的条件下丧失规定功能的判据。在分析故障影响时，首先必须明确故障准则。判断负荷点失效事件的准则可以分为全部失去连续性事件和部分失去连续性事件两类：

1. 全部失去连续性事件（total loss of continuity, TLOC）

全部失去连续性事件又称结构性失效，是指元件故障造成负荷点和所有电源点之间的所有通路都断开，导致该负荷点全部失去供电，即当负荷点的所有供电通路都断开时，负荷点才失效。

2. 部分失去连续性事件（partial loss of continuity, PLOC）

部分失去连续性事件又称功能性失效，它考虑到各元件的负载能力和系统电压约束。是指元件故障并未引起负荷点和所有电源之间的所有通路都断开，但是可能造成网络违反约束条件，这时必须断开或削减某部分负荷以消除过载或电压越限。这一类事件最初定义为质量降低，后来定义为 PLOC 事件。

一般而言，全部失去连续性事件对配电系统的可靠性起着决定性的作用，但在某些情况下也不能忽视部分失去连续性事件的存在^[48]。TLOC事件假定了系统中每条支路都能承载其所有供给的负荷，但在实际网络中，这是不现实的。研究表明，在考虑负荷转移限制时的可靠性评估中PLOC事件是不容忽视的。因此本文在分析辐射形配电系统中的可靠性问题时，不但考虑了TLOC事件对负荷点和系统的可靠性的影响，同时考虑了PLOC事件对负荷点和系统的可靠性的影响。

2.4 本章小结

本章主要介绍了电力系统中可修复元件的状态划分和状态转移模型，以及配电系统可靠性评估的评估指标。最后阐述了故障模式后果分析的故障模式和故障影响。

第三章 配电系统区间可靠性评估

3.1 区间理论

区间数是在二十世纪六十年代初期由 R.E.Moore 创立的^[49]。区间数学自创立以来，一直不断向前发展，其应用领域也越来越广泛。当一个问题的原始数据不能精确的知道，而只知道包含在给定的界限范围内时，就可利用区间数学来求得问题的未知解的界限。

3.1.1 区间数定义

对于给定的数对， \underline{x} ， $\bar{x} \in R$ ， R 为实数域，若满足条件 $\underline{x} \leq \bar{x}$ ，则区间数 \tilde{x} 可表示成闭有界数集合

$$\tilde{x} = [\underline{x}, \bar{x}] = \{x \in R \mid \underline{x} \leq x \leq \bar{x}\} \quad (3-1)$$

其中 \underline{x} 和 \bar{x} 分别称为区间数 \tilde{x} 的下端点和上端点^[50]。

若区间数 \tilde{x} 的上、下端点相等，即 $\underline{x} = \bar{x}$ ，此时，我们定义

$$\tilde{x} = [\underline{x}, \bar{x}] \quad (3-2)$$

为点区间，此时称区间数退化。

通常，将定义在实数域 R 上的所有区间数的集合写为 $I(R)$ 。对于任意区间数 $\tilde{x} \in I(R)$ ，分别定义：

- 1) 区间的中点： $Mid(\tilde{x}) = (\underline{x} + \bar{x})/2$ ；
- 2) 区间的半径： $Rad(\tilde{x}) = (\bar{x} - \underline{x})/2$ ；
- 3) 区间的宽度： $Wid(\tilde{x}) = \bar{x} - \underline{x}$ 。

3.1.2 区间数的四则运算

区间的算术运算一般定义在 $I(R)$ 上。对于任给的区间数 $\tilde{x} = [\underline{x}, \bar{x}] \in I(R)$ ， $\tilde{y} = [\underline{y}, \bar{y}] \in I(R)$ ，区间数的四则运算定义如下：

$$\tilde{x} + \tilde{y} = [\underline{x} + \underline{y}, \bar{x} + \bar{y}] \quad (3-3)$$

$$\tilde{x} - \tilde{y} = [\underline{x} - \bar{y}, \bar{x} - \underline{y}] \quad (3-4)$$

$$\tilde{x} \times \tilde{y} = [\min(\underline{x}\underline{y}, \underline{x}\bar{y}, \bar{x}\underline{y}, \bar{x}\bar{y}), \max(\underline{x}\underline{y}, \underline{x}\bar{y}, \bar{x}\underline{y}, \bar{x}\bar{y})] \quad (3-5)$$

$$\tilde{x} \div \tilde{y} = [\underline{x}, \bar{x}] \times \left[\frac{1}{\bar{y}}, \frac{1}{\underline{y}} \right], \quad \text{若 } 0 \notin [\underline{y}, \bar{y}] \quad (3-6)$$

区间算术运算是封闭的，但它的代数性质与数运算有所区别。区间加法和乘法的交换律、结合律仍然成立：

$$\tilde{x} + \tilde{y} = \tilde{y} + \tilde{x}; \quad \tilde{x} \times \tilde{y} = \tilde{y} \times \tilde{x} \quad (3-7)$$

$$(\tilde{x} + \tilde{y}) \pm \tilde{z} = \tilde{x} + (\tilde{y} \pm \tilde{z}); \quad (\tilde{x} \times \tilde{y}) \times \tilde{z} = \tilde{x} \times (\tilde{y} \times \tilde{z}) \quad (3-8)$$

且区间数运算有零元和幺元：

$$\tilde{x} + 0 = 0 + \tilde{x} = \tilde{x}, \quad 1 \times \tilde{x} = \tilde{x} \times 1 = \tilde{x} \quad (3-9)$$

但一般区间数运算不符合乘法对加法的分配律。如：

$$\tilde{x} \times (\tilde{y} \pm \tilde{z}) \neq \tilde{x} \times \tilde{y} \pm \tilde{x} \times \tilde{z} \quad (3-10)$$

并且区间减法运算不是区间加法的逆运算，甚至两个相等区间相减不为零^[51]，即 $\tilde{x} - \tilde{x} \neq 0$ 。

3.1.3 区间扩展的定义及性质

定义 1: 设 $f: R^n \rightarrow R$ ，若存在区间值映射，

$$F: I(R^n) \rightarrow I(R) \quad (3-11)$$

$I(R)$ 为定义在 R 上的所有区间数的集合， $I(R^n)$ 为定义在 R^n 上的所有区间向量的集合。对任意 $\tilde{x}_i \in \tilde{X}_i, (i=1,2,3,\dots,n)$ ，成立

$$F([\tilde{x}_1, \tilde{x}_1], \dots, [\tilde{x}_n, \tilde{x}_n]) = f(\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_n) \quad (3-12)$$

则称 F 为函数 f 的区间扩展。显然 $F(\tilde{X})$ 是一个以区间向量 $\tilde{X} \in I(R^n)$ 为变量而取值为区间数的函数。

为了进一步考察 f 与其区间扩展 F 之间的关系，特别是 f 的值域与其区间扩展 F 之间的关系，下边引入包含单调性的概念。

设 $F: I(R^n) \rightarrow I(R)$ ，而 $\tilde{X}, \tilde{Y} \in I(R^n)$ 且满足 $\tilde{X} \subseteq \tilde{Y}$ ，如果成立

$$F(\tilde{X}) \subseteq F(\tilde{Y}) \quad (3-13)$$

则称区间值映射 F 具有包含单调性。

由包含单调性的定义，我们容易证明区间数的四则运算具有包含单调性^[50]。

性质：1) 只要 f 的区间扩展 F 具有包含单调性，则 f 的值域 $f(\tilde{X})$ 在 $F(\tilde{X})$ 内，即

$$f(\tilde{X}) = \{f(\tilde{x}) \mid \tilde{x} \in \tilde{X}\} \subset F(\tilde{X}) \quad (3-14)$$

2) 如果函数 $f(\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_n)$ 的表达式中, 每个自变量只出现一次, 则成立

$$\tilde{f}(\tilde{X}) = F(\tilde{X}) \quad (3-15)$$

其中, $\tilde{f}(\tilde{X}) = \{f(\tilde{x}_1, \dots, \tilde{x}_n) | \forall \tilde{x}_i \in \tilde{X}_i, i=1, \dots, n\}$ 。

3.1.4 区间数的大小比较

对于信息不完整的系统来说, 表示其特征行为的原始数据往往不是一些确切的数, 而是一些区间数。对这样的系统进行决策时, 势必要涉及到区间数的大小比较问题。

定义 2 1) 若 \tilde{x} , \tilde{y} 均为非退化区间数, (此时有三种情形, 见图 3-1), 区间数 \tilde{x} 大于 \tilde{y} 的可能度记为 $P_{\tilde{x} > \tilde{y}}$, $\tilde{y} > \tilde{x}$ 的可能度记为 $P_{\tilde{y} > \tilde{x}}$, 它们分别定义为^[52]:

$$P_{\tilde{x} > \tilde{y}} = \begin{cases} 1 & (x \geq \bar{y}) \\ \frac{(\bar{x} - \bar{y}) - (y - x)}{\bar{x} - x} & (x \leq y < \bar{y} \leq \bar{x}) \\ \frac{\bar{x} - \bar{y} + \bar{y} - x}{\bar{x} - x} \times \frac{x - y}{\bar{y} - y} & (y \leq x < \bar{y} \leq \bar{x}) \end{cases} \quad (3-16)$$

$$P_{\tilde{y} > \tilde{x}} = \begin{cases} -1 & (x \geq \bar{y}) \\ -\frac{\bar{x} - \bar{y} - \bar{y} - x}{\bar{x} - x} \times \frac{x - y}{\bar{y} - y} & (y \leq x < \bar{y} \leq \bar{x}) \\ \frac{(y - x) - (\bar{x} - \bar{y})}{\bar{x} - x} & (x \leq y < \bar{y} \leq \bar{x}) \end{cases} \quad (3-17)$$

2) 若 \tilde{x} , \tilde{y} 其中一个退化, 不妨设 $\tilde{y} = [y, \bar{y}] = \{y\} = \underline{y}$ 退化为一, 可能度定义为:

$$P_{\tilde{x} > \tilde{y}} = \begin{cases} 1 & (y \leq x) \\ \frac{\bar{x} - y}{\bar{x} - x} - \frac{y - x}{\bar{x} - x} & (x < y \leq \bar{x}) \\ -1 & (y > \bar{x}) \end{cases} \quad (3-18)$$

$$P_{\tilde{y} > \tilde{x}} = \begin{cases} -1 & (y \leq x) \\ \frac{y - x}{\bar{x} - x} - \frac{\bar{x} - y}{\bar{x} - x} & (x < y \leq \bar{x}) \\ 1 & (y > \bar{x}) \end{cases} \quad (3-19)$$

3) 至于 \tilde{x} , \tilde{y} 均退化为一的情况, 则是普通实数的比较, 其可能度定义

为：

$$P_{\tilde{x}>\tilde{y}} = \begin{cases} 1 & (\tilde{x} > \tilde{y}) \\ 0 & (\tilde{x} = \tilde{y}) \\ -1 & (\tilde{x} < \tilde{y}) \end{cases} \quad (3-20)$$

$$P_{\tilde{y}>\tilde{x}} = \begin{cases} 1 & (\tilde{x} < \tilde{y}) \\ 0 & (\tilde{x} = \tilde{y}) \\ -1 & (\tilde{x} > \tilde{y}) \end{cases} \quad (3-21)$$

定义3 设两区间数 $\tilde{x}=[\underline{x}, \bar{x}]$, $\tilde{y}=[\underline{y}, \bar{y}]$, 当 $\underline{x}=\underline{y}$, $\bar{x}=\bar{y}$ 时, 称 \tilde{x} 与 \tilde{y} 相等并记为 $\tilde{x}=\tilde{y}$; 如果 \tilde{x} 大于 \tilde{y} 的可能度大于 0, 则称区间数 \tilde{x} 大于区间数 \tilde{y} , 记为 $\tilde{x}>\tilde{y}$; 如果 \tilde{x} 大于 \tilde{y} 的可能度小于 0, 则称区间数 \tilde{x} 小于区间数 \tilde{y} , 记为 $\tilde{x}<\tilde{y}$ 。

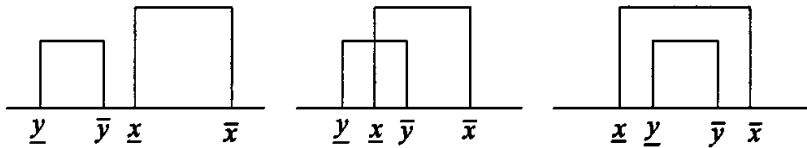


图 3-1 两区间数非退化时的几种情况

由上述定义 2 和定义 3, 可以看出当 $\tilde{x}=\tilde{y}$ 时, $P_{\tilde{x}>\tilde{y}}=0$, 并且容易验证以下性质:

性质 1 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} + P_{\tilde{y}>\tilde{x}} = 0$;

性质 2 当 $\underline{y} \leq \underline{x} < \bar{y} \leq \bar{x}$ 时, 有 $0 \leq P_{\tilde{x}>\tilde{y}} < 1$;

性质 3 在 $\underline{x} \leq \underline{y} < \bar{y} \leq \bar{x}$ 情况下, 当 $\bar{x}-\bar{y} = \underline{y}-\underline{x}$ 时, $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} = 0$; 当 $\bar{x}-\bar{y} > \underline{y}-\underline{x}$ 时, 有 $0 < P_{\tilde{x}>\tilde{y}} < 1$; 当 $\bar{x}-\bar{y} < \underline{y}-\underline{x}$ 时, 有 $-1 < P_{\tilde{x}>\tilde{y}} \leq 0$ 。

性质 4 当 $\underline{x} \leq \underline{y} < \bar{y} \leq \bar{x}$ 时, 当 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} = 0$ 时, 有 $\bar{x}-\bar{y} = \underline{y}-\underline{x}$; 当 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} > 0$ 时, 有 $\bar{x}-\bar{y} > \underline{y}-\underline{x}$; 当 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} < 0$ 时, 有 $\bar{x}-\bar{y} < \underline{y}-\underline{x}$ 。

推论 设 \tilde{x} , \tilde{y} 为两区间数, 对两区间数的中点 x_0, y_0 , 若 $x_0=y_0$, 则 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} = 0$; 若 $x_0 > y_0$, 则 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} > 0$; 若 $x_0 < y_0$, 则 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} < 0$ 。

性质 5 设有区间数 $\tilde{x}=[\underline{x}, \bar{x}]$, $\tilde{y}=[\underline{y}, \bar{y}]$, $\tilde{z}=[\underline{z}, \bar{z}]$, 如果 $P_{\tilde{x}>\tilde{y}} \geq 0$, $P_{\tilde{y}>\tilde{z}} \geq 0$, 那么有 $P_{\tilde{x}>\tilde{z}} \geq 0$ 成立。

性质 5 的证明可参阅文献[52], 本文不再给出。

3.2 配电系统可靠性区间模型

3.2.1 串联公式的区间形式

辐射型配电系统主要是由一组串并联元件，包括线路、电缆、隔离开关和母线等所组成。对于 n 个元件串联系统，可靠性区间计算的基本方程为：

$$\begin{cases} \tilde{\lambda} = \sum_{i=1}^n \tilde{\lambda}_i \\ \tilde{U} = \sum_{i=1}^n \tilde{\lambda}_i \tilde{\gamma}_i \\ \tilde{\gamma} = \frac{\tilde{U}}{\tilde{\lambda}} \end{cases} \quad (3-22)$$

式中， $\tilde{\lambda}_i$ —第 i 个元件的故障率区间值；
 $\tilde{\gamma}_i$ —第 i 个元件的修复时间区间值；
 $\tilde{\lambda}$ —串联系统的故障率区间值；
 $\tilde{\gamma}$ —串联系统的平均停运时间区间值；
 \tilde{U} —串联系统的年停运时间区间值。

3.2.2 负荷的区间模型

传统的配电系统可靠性评估中，负荷模型一般采用负荷点的平均负荷或峰值负荷，然而实际配电系统中负荷点的负荷每时每刻都在波动，因此考虑负荷的波动对配电系统可靠性的影响是非常必要的。

配电系统中负荷波动的规律或许无法确切知道，但总可以设定一个波动的范围，使负荷的变化不会超出这一范围。而这一波动范围恰恰可以用一区间来描述。一般将负荷的这一变化特性称为负荷随时间变化的区间特性，简称时变区间特性。

3.2.3 配电系统可靠性指标的区间公式

配电系统可靠性评估的区间分析中的指标体系依然采用本文第二章所述的指标体系，不同之处在于，在进行可靠性区间分析的过程中，可靠性指标计算采用了区间计算：

1. 系统可靠性指标区间公式

在此仅以 SAIFI 为例给出计算公式，其它指标计算公式可以以此类推。

系统平均停电频率指标 SAIFI 的区间值[SAIFI]为：

$$[SAIFI] = \frac{\sum \tilde{\lambda}_i N_i}{\sum N_i} \quad (3-23)$$

式中： $\tilde{\lambda}_i$ —负荷点 i 的平均停运率区间值；

N_i —负荷点 i 的用户数。

2. 负荷点区间可靠性指标

在配电系统可靠性区间分析中，负荷点区间可靠性指标主要有平均停运率区间值 $\tilde{\lambda}$ 、平均年停运时间区间值 \tilde{U} 和平均停运持续时间区间值 $\tilde{\gamma}$ 。

3. 停电损失费用区间值

停电损失费用区间值 \tilde{E}_{COST} 的计算公式为：

$$\tilde{E}_{COST}(i) = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{k=1}^{n_i} \tilde{C}_{y-k}(\tilde{\gamma}_y) \tilde{\lambda}_y \tilde{L}_k \right) \quad (3-24)$$

式中： $\tilde{\lambda}_y$ —元件 j 故障引起负荷点 i 停运的故障率区间值；

$\tilde{\gamma}_y$ —元件 j 故障引起负荷点 i 停运的停运持续时间区间值；

n_i —负荷点 i 的负荷种类数；

n —负荷个数；

\tilde{L}_k —负荷点 i 第 k 类负荷的区间值；

$\tilde{C}_{y-k}(\tilde{\gamma}_y)$ —停电时间为 $\tilde{\gamma}_y$ 时负荷区域节点 i 第 k 类负荷的单位停电损失费用区间值。

3.3 基于馈线分区的配电系统区间模型

3.3.1 馈线分区

配电系统一般由馈线、断路器、隔离开关、熔断器及联络开关等组成，其典型馈线结构如图 3-2 示。

配电系统中的主要元件可以分为两类：非开关元件和开关元件。非开关元件是指配电线路、变压器等不可开断元件；开关元件是指断路器、熔断器、隔离开关等可开断元件。

配电系统中负荷的可靠性指标与网络中的故障元件有关，也与故障后隔离故障以及恢复供电的开关装置有关。根据开关装置的作用不同，可以将开关集合主要分为自动开关集合、手动开关集合和联络开关集合三类^[32]。

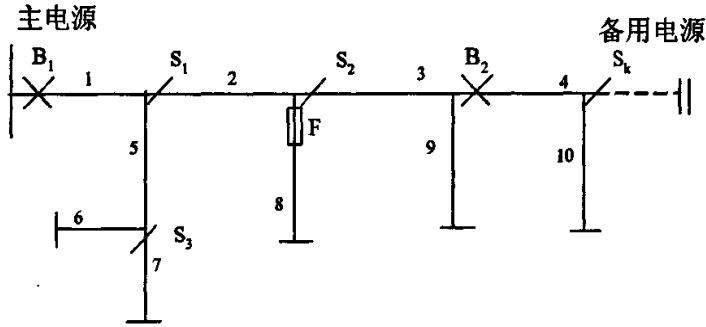


图 3-2 配电系统典型馈线结构图

图中：分支线馈线段 6, 7, 8, 9, 10 末端与用户负荷相连；

B_1 —出口断路器；

B_2 —分段断路器

F—分支线保护装置熔断器；

S_1, S_2, S_3 —手动刀闸；

S_k —常开联络开关。

根据故障扩散范围和恢复供电范围以开关装置为边界的特点，可以对配电系统进行馈线分区，以区为单位进行可靠性分析。

分区原则为：以自动隔离装置（或联络开关）为边界将馈线分为多个自动隔离区；以手动隔离装置为边界将自动隔离区再分为若干个手动隔离区。图 3-2 的典型馈线结构图根据该分区原则，可以进行如图 3-3 所示的分区。

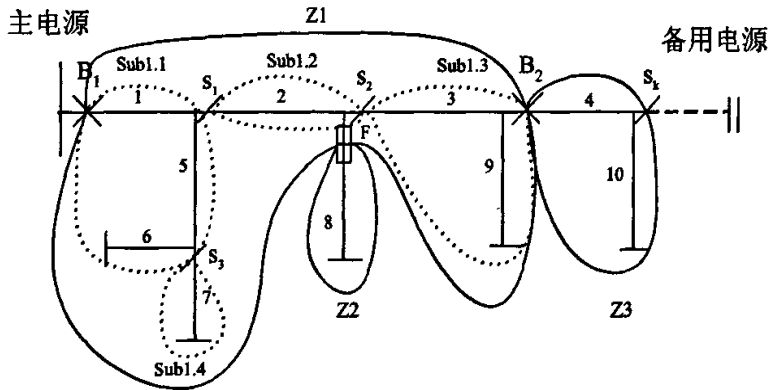


图 3-3 配电系统典型馈线分区图

图 3-3 所示系统中：以自动开关为边界，可以将馈线分为三个自动隔离区 Z_1, Z_2, Z_3 ，以手动开关为边界，可以将自动隔离区 Z_1 分为 4 个手动隔离区 Sub1.1、Sub1.2、Sub1.3、Sub1.4。称 Z_1 为父区域，Sub1.1、Sub1.2、Sub1.3、Sub1.4 为

Z_1 的子区域。

进行馈线分区以后，系统中的区域分为：一般区域、负荷区域、主电源区域和备用电源区域（如果不存在备用电源，该区域将不存在）。开关弧分为：手动开关弧、自动开关弧和联络开关弧。

将正常运行时开关装置中的潮流方向定义为开关弧的方向，则配电系统网络分区以后，可得到如图 3-4 的有向区域网络图^[32]。

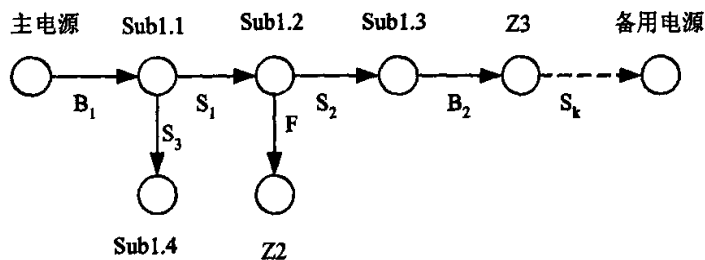


图 3-4 区域网络图

下面给出几个可靠性分析过程中需要用到的概念：

1. 前向区域和后向区域

在有向区域网络图中，若开关 s_k 为区域节点有序对 (r_i, r_j) 之间的邻接开关，且 s_k 的方向是由区域 r_i 流向区域 r_j ，则有序对中 r_i 为前向区域， r_j 为后向区域。

2. 区域主通路

从主电源区域到区域节点 r_i 的最小通路称为区域节点 r_i 的主通路。

3. 区域备用通路

从备用电源区域到区域节点 r_i 的最小通路称为区域节点 r_i 的备用通路。

分区后的配电系统将以区域（region）和开关弧（arch）为网络中的元件，即可以区域为元件进行故障分析，进而根据一定的搜索评估准则（可参阅[32]）即可计算系统和负荷的可靠性指标。

3.3.2 基于馈线分区的区间可靠性模型

对配电系统进行馈线分区以后，将以区域节点和开关弧为单元对系统进行可靠性评估，即根据如图 3-4 的区域网络模型对系统进行可靠性指标计算。考虑到原始参数的不确定性因素，因此采用区间理论来计算原始参数的不确定性对整个配电系统可靠性指标的影响。

若馈线分区得到的手动隔离区域内部不含任何开关装置，称该手动隔离区域

为最小手动隔离区域，本文所涉及的手动隔离区域均指最小手动隔离区域。

各个最小隔离区域内部（不包括边界点上的开关元件）的可靠性参数的区间计算公式为：

$$\tilde{\lambda}_{sub} = \sum_i^{NS} \tilde{\lambda}_i \quad (3-25)$$

$$\tilde{\gamma}_{sub} = \frac{\sum_i^{NS} \tilde{\lambda}_i \tilde{\gamma}_i}{\tilde{\lambda}_{sub}} \quad (3-26)$$

式中： $\tilde{\lambda}_i$ —元件 i 的平均故障率区间值；

$\tilde{\gamma}_i$ —元件 i 的平均故障停运时间区间值；

$\tilde{\lambda}_{sub}$ —最小隔离区域 sub 的平均故障率区间值；

$\tilde{\gamma}_{sub}$ —最小隔离区域 sub 的平均故障停运时间区间值；

NS —最小隔离区域 sub 内部包含的元件个数。

3.4 本章小结

本章首先介绍了区间理论，包括区间数的定义、区间数的四则运算法则和区间数的比较；然后介绍了配电系统区间可靠性评估模型；最后详细阐述了馈线分区方法的分区原则以及基于馈线分区的配电系统区间可靠性模型。

第四章 区间可靠性评估的负荷转移分析

4.1 引言

按照各个事件对负荷点供电连续性影响的性质不同,可以将要研究的预想事故分为全部失去连续性事件(TLOC)和部分失去连续性事件(PLOC)。一般而言,全部失去连续性事件对配电系统的可靠性起着决定作用,但在某些情况下也不能忽视部分失去连续性事件的存在。因此本章将要讨论配电系统可靠性评估中部分失去连续性事件的计算及其对负荷点供电连续性的影响。

配电系统多为辐射型网络或者是环状网络开环运行,因此当系统中的某条馈线上发生故障以后,故障馈线上的某些负荷就可以通过联络线(联络开关)切换到备用电源或者是支持馈线(通过联络开关与非故障失电区相联接的馈线称为支持馈线^[43])上。负荷的切换将使得支持馈线上的负荷增加,由于配电系统中存在传输容量和电压水平的限制,因此可能造成故障馈线上的某些负荷将不能被转移,即负荷转移受限。为了计算负荷转移受限对配电系统可靠性指标的影响,文献[4]和文献[6]均引入了“负荷转移概率”这一系数。负荷转移概率是指主配电系统发生故障后,将负荷转移到备用电源的可能性大小。负荷转移概率越高,则备用电源带有的用户数越多,用户的供电可靠性越高。但是“负荷转移概率”这一系数仅仅简单估算了故障恢复过程中转移受限的负荷值,它不能针对不同的故障具体分析停运负荷的位置和大小。

本文通过计算支持馈线的区间潮流,分析了具体的停运负荷的位置和大小。

4.2 潮流计算的区间算法

潮流计算最终都将归结为求解非线性方程组的问题。对于一般非线性方程组的求解,传统上多采用迭代法,如牛拉法、PQ分解法等,最后得到系统电压、电流和功率的精确值。对于具有区间参数的系统,可以在区间算术的基础上采用各种区间迭代法来求解。区间算法的最终目的是获得解的尽可能小的区间。根据迭代过程所采用的区间算子的不同,区间迭代法又可分为区间牛顿法、Krawczyk-Moore区间迭代法、Krawczyk-Hansen区间迭代法等^[50]。

众所周知,前推回推潮流算法是求解辐射型配电网潮流的有效方法。辐射

型配电网络的显著特点是从任一给定母线到电源节点具有唯一的路径,前推回推方法正是充分利用了配电网络的这一特征,沿这些唯一的供电路径修正电压和电流(或功率流)。

本文结合配电系统环网结构,辐射型运行的特点,采用了潮流的前推回推区间算法^[31]。该方法是直接取用支路参数,无需求解雅可比矩阵,具有编程简单,占内存小,稳定性好,收敛好等优点。

4.2.1 算法描述

前推回推潮流区间算法的计算公式为:

$$w_{k-1} = g_k(w_k) \quad (4-1)$$

$$w_k = f_k(w_{k-1}) \quad (4-2)$$

$$\text{式中: } w_k = \begin{bmatrix} \tilde{V}_k \\ \tilde{I}_{k+1} \end{bmatrix};$$

\tilde{V}_k —节点 k 的区间电压矢量;

\tilde{I}_{k+1} —节点 k 流向其出线支路的区间电流矢量;

g_k, f_k 为互逆的两个函数。

前推回推潮流区间算法可视为反复进行上述两个过程,直到各节点的区间电压矢量的上下界相对于上一次的数值偏差小于容许值为止。

在前推回推过程中,函数 f_k 和 g_k 中的系统变量均只出现一次,由区间函数的扩展性质,可知前推回推区间运算求得的区间结果就是函数的值域。

4.2.2 区间潮流计算步骤

首先对文中以下出现的符号说明如下:

- 1) $\tilde{V}_{k-1}, \tilde{V}_k$: 分别表示母线 $k-1$ 和母线 k 的区间电压向量;
- 2) \tilde{I}_k : 母线 k 的进线支路电流区间向量;
- 3) $\tilde{I}_k, \tilde{I}_{k+1}$: 分别表示母线 $k-1$ 和母线 k 流向其出线的区间电流向量。

前推回推区间潮流算法的一般计算步骤为:

1. 回推过程: 根据母线 k 的区间电压矢量 \tilde{V}_k 和进线支路电流区间矢量 \tilde{I}_k , 求母线 $k-1$ 的区间电压矢量 \tilde{V}_{k-1} 和出线支路电流区间矢量 \tilde{I}_k 。
2. 前推过程: 根据母线 $k-1$ 的区间电压矢量 \tilde{V}_{k-1} 和出线支路电流区间矢量 \tilde{I}_k , 求母线 k 的区间电压矢量 \tilde{V}_k 和进线支路电流区间矢量 \tilde{I}_k 。

如此重复上述这两个过程,直到各条母线的区间电压矢量的上下界相对于上一次的数值偏差小于容许值为止。

4.3 负荷转移分析

负荷转移分析的主要过程是：首先对故障后的重构系统进行网络拓扑分析，然后，根据网络拓扑所得到的网络结构和数据，计算区间潮流，检验线路传输容量、节点电压是否满足约束。如果网络约束条件不满足，则要根据切负荷原则切除网络中的某些负荷，重新进行潮流计算，直到满足约束条件为止。

4.3.1 网络拓扑

在对故障后的配电网进行负荷转移分析时，首先要进行网络拓扑。网络拓扑的目的，就是为了得到区间潮流计算所需要的网络结构和网络数据。

对系统进行馈线分区以后，系统中将以区域和开关弧作为网络中的元件。然而在进行区间潮流计算时，仍需要使用未分区时的系统结构和数据。因此，要通过网络拓扑得到所需要的网络结构和数据。

在介绍网络拓扑的具体过程前，先给出两个定义：

1. 联络开关的前向节点

联络开关与故障馈线相连的节点定义为联络开关的前向节点。

2. 联络开关的后向节点

联络开关与支持馈线相连的节点定义为联络开关的后向节点。

网络拓扑是要拓扑故障馈线的故障区域后的停运区域以及与该停运区域相连的支持馈线上的所有区域，以求得到这两部分区域的未分区前的网络结构和数据，从而可以计算支持馈线上的线路节点电压和线路电流分布。

网络拓扑的具体过程是：首先，根据系统的区域网络结构找到故障区域 i 的后向弧的末端节点，以该节点为起始节点，对系统网络进行宽度拓扑，输出所拓扑到的系统的线路数据及负荷点数据，直至遇到联络开关的前向节点，则结束。然后，以联络开关的后向节点为始点，对支持馈线反向搜索主通路，输出主通路的线路数据，纪录主通路上的节点，直至遇到主电源节点，则搜索结束。以所记录的主通路节点为起始节点进行宽度拓扑，输出所拓扑到的线路的数据和负荷点的数据。直到所有节点均被访问，拓扑结束。

4.3.2 网络约束校验条件及切负荷目标函数

根据网络拓扑所得到的系统结构和数据即可进行区间潮流计算，得到拓扑到的网络的节点电压区间值和线路电流区间值（或功率区间值）。系统的线路容量和节点电压都有一定的约束条件，然而由于负荷转移的原因，使得支持馈线上的线路所带负荷增加，因此，区间潮流计算完毕以后，需要进行网络约束条件的校

验。

网络约束校验条件是：

$$\begin{cases} \tilde{I} \leq I_{\max} \\ 0.95 \leq \tilde{U} \leq 1.05 \end{cases} \quad (4-3)$$

式中： \tilde{I} —线路电流区间值；

I_{\max} —线路最大允许传输电流（点值）；

\tilde{U} —节点电压区间值。

式中各变量均采用标么值计算。

通过计算支持馈线上的区间潮流分布以及网络约束条件校验后，如果网络约束条件不满足，那么被转移的故障馈线上的负荷则有一部分需要停运，即故障后经过网络重构仍需要停运负荷。此时则采用综合考虑停电损失费用和网损费用最小的原则来确定被切除的负荷区域，即切负荷的目标函数为：

$$f = \min(\sum_{i \in L_n} \tilde{E}_{\text{cost}_i} + c_{\text{av}} \times ((\sum_{l \in L_l} \tilde{R}_l \times \tilde{I}_l^2) \times t)) \quad (4-4)$$

式中： $\tilde{E}_{\text{cost}_i}$ —负荷点 i 停电损失费用区间值；

L_n —故障馈线上待转移负荷点的集合；

L_l —潮流计算时运行线路的集合；

\tilde{R}_l —线路 l 的电阻区间值；

\tilde{I}_l —线路 l 的电流区间值；

c_{av} —平均电价；

t —网络损耗最大运行小时数。

启发式推导算法^[53,55]是通过一套启发式规则，迅速的排除那些明显不合理或者不是优化解的组合，选出数量少的、最有可能是优化解的组合，在从选出的组合中选出一个相对最优解。虽然启发式方法不能保证得到全局最优解，只能得到相对最优解，但启发式算法具有便于程序实现和计算速度快的优点。因此，本文采用启发式推导算法求解式(4-4)，用来确定故障馈线上待转移负荷是否能够被转移。

4.4 考虑负荷转移限制的区间可靠性评估的一般步骤

考虑负荷转移限制的区间可靠性评估算法是对各个故障区域循环进行故障模式影响分析，在此过程中进行负荷转移分析，计算每个负荷区域可靠性指标，

最后综合得到系统可靠性指标，算法流程如图 4-1 所示。其中， B_a 、 B_m 分别为可能转移到备用电源的负荷区域的自动区域号和手动区域号； n 为故障区域数目总和。

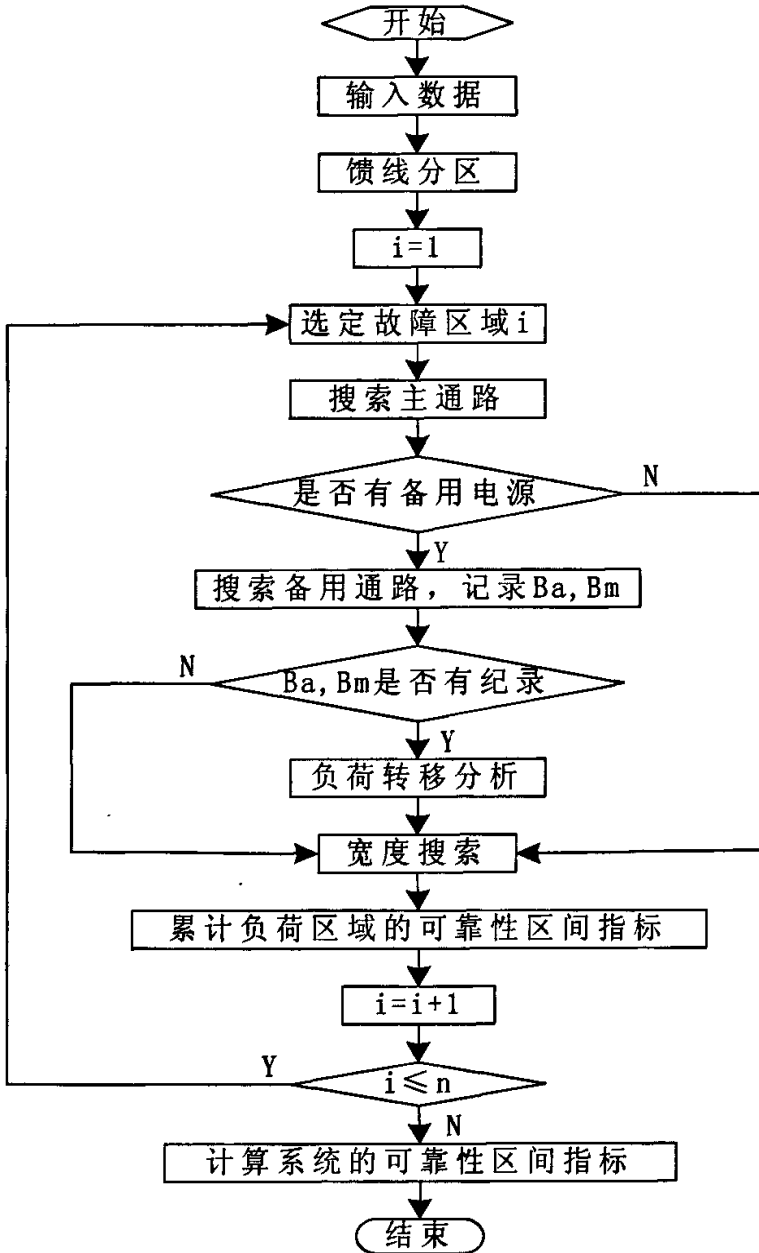


图 4-1 可靠性评估算法流程图

图 4-1 中:

1. 引起区域节点 r_i 故障停运的故障节点 (或故障弧) 类型可分为四类^[32]:

A 类故障: 此类故障将引起 r_i 的停运, r_i 无法与该故障隔离或故障隔离后无法与电源相连, 则 r_i 的故障停运时间为故障的修复时间。

B 类故障: 此类故障将引起 r_i 的停运, r_i 可以与故障隔离, 隔离以后 r_i 不能与主电源相连, 但可以通过联络开关切换到备用电源, 则 r_i 的故障停运时间为故障隔离与切换恢复时间。

C 类故障: 此类故障将引起 r_i 的停运, r_i 可以与故障隔离且隔离以后仍与主电源相连, 则 r_i 故障停运时间为故障隔离时间。

D 类故障: 此类故障对 r_i 无影响。

2. 搜索主通路: 以故障区域 i 为起始节点, 沿区域网络图逆向搜索前向区域节点, 直至主电源区域, 搜索结束。搜索过程中记录受故障影响的负荷区域, 即这些负荷区域的故障类型为 A 类故障或者是 C 类故障。

3. 搜索备用通路: 以备用电源为起始节点, 向前向区域搜索, 搜索备用通路, 直至搜索到主通路上的区域或者故障区域, 记录可能转移到备用电源的负荷区域, 这些负荷区域的故障类型可能为 A 类或 B 类。

4. 负荷转移限制分析过程结束后即确定了可转移负荷区域和转移受限负荷区域的故障类型。可转移负荷区域的故障类型为 B 类故障, 不可转移区域负荷区域的故障类型为 A 类故障。

5. 宽度搜索过程是从主电源区域开始, 进行宽度搜索, 确定未判断区域的区域故障类型, 直至所有区域均被访问。

4.5 本章小结

本章首先介绍了潮流计算的区间算法, 从算法描述和算法步骤两方面对算法进行了介绍; 然后介绍了配电系统可靠性评估中的负荷转移分析, 包括网络拓扑和网络约束校验条件; 最后本章给出了考虑负荷转移限制的区间可靠性评估的一般步骤和流程框图。

第五章 配电系统可靠性指标计算

5.1 计算原始数据和结果数据

5.1.1 原始数据

配电系统可靠性评估的原始数据主要包括：

1. 线路数据：首节点，末节点，线路长度，导线型号，线路单位长度平均年故障率区间值，线路平均故障修复时间区间值；

2. 节点数据：节点编号，节点所带用户户数，用户类型，平均负荷区间值；

3. 变压器数据：节点号，变压器型号，平均年故障率区间值，平均故障修复时间区间值；

4. 开关数据：名称，首节点，末节点，类型，状态；

1) 断路器数据：断路器型号，平均年故障率区间值，平均故障修复时间区间值，可靠动作率；

2) 熔断器标准库：熔断器型号，平均年故障率区间值，平均故障修复时间区间值，可靠熔断率；

3) 隔离开关数据：隔离开关型号，平均年故障率区间值，平均故障修复时间区间值，操作时间区间值。

5. 电源数据：名称，馈线名，节点号；

6. 用户损失函数数据表：在计算经济指标时需要用到该数据表（该数据表是已知的）。

5.1.2 馈线分区数据

馈线分区数据是通过原始数据进行网络识别和馈线分区以后形成的数据，主要包括区域节点数据和开关弧数据两类：

1. 区域节点数据：

1) 区域节点编号；

2) 区域用户数；

3) 区域的平均负荷区间值（非负荷区域该数据为0）；

4) 区域可靠性参数：平均年故障率区间值，平均故障修复时间区间值。

2. 开关弧数据：

- 1) 开关弧首区域节点编号;
- 2) 开关弧末区域节点编号;
- 3) 开关弧可靠性参数: 开关类型, 平均年故障率区间值, 平均故障修复时间区间值。

5.1.3 负荷转移分析数据

负荷转移分析数据主要包括:

1. 节点电压区间值;
2. 线路电流区间值;
3. 线路功率区间值;
4. 负荷点停电损失费用区间值;
5. 负荷点停电电量区间值。

5.1.4 计算结果数据

可靠性计算结果数据主要是负荷点和系统的各类可靠性指标数据:

1. 负荷区域可靠性指标: 平均年停运率区间值 $\tilde{\lambda}$ 、平均年停运时间区间值 \tilde{U} 、平均停运持续时间区间值 $\tilde{\gamma}$ 、平均停运负荷区间值 \tilde{L} 、平均电量不足区间值 \tilde{E} 、负荷点停电损失费用区间值 \tilde{E}_{cost} 。
2. 系统可靠性指标: 系统平均停电频率指标区间值[SAIFI]、系统平均停电持续时间指标区间值[SAIDI]、用户平均停电持续时间指标区间值[CAIDI]、平均供电可用率指标区间值[ASAI]、系统总电量不足指标区间值[ENS]、系统平均电量不足指标区间值[AENS]、系统停电损失费用指标区间值 \tilde{E}_{cost} 。

5.2 系统假设

本文在进行可靠性分析时, 对配电系统进行了以下假设:

1. 馈线为辐射形结构, 对于并联支路, 将其等效为一条串联支路;
2. 馈线的电源点可靠度为 1;
3. 不考虑单回串联系统中两个或两个以上非开关元件发生重叠故障, 多回并联系统中只考虑所有并联支路同时故障;
4. 不考虑元件的计划检修;
5. 元件故障时, 不考虑两重或两重以上自动装置的不可靠动作, 即如果第一级保护装置未能可靠切除故障, 第二级保护装置可以切除故障;

5.3 可靠性指标计算

5.3.1 算例1 RBTS 母线2系统

5.3.1.1 原始数据

图 5-1 所示为 IEEE-RBTS 母线 2 可靠性测试系统^[55]，该系统有 33kV 变电所一座，11kV 馈线出线 4 条 (F₁、F₂、F₃、F₄)，负荷点 22 个，用户 1908 户，总平均负荷 12.291MW。

在该系统中，馈线 F₁ 与 F₂、F₃ 与 F₄ 在线路末端设有联络开关，可以通过倒闸进行负荷转移。

算例中的馈线和负荷点的原始数据见表 5-1 至表 5-3。

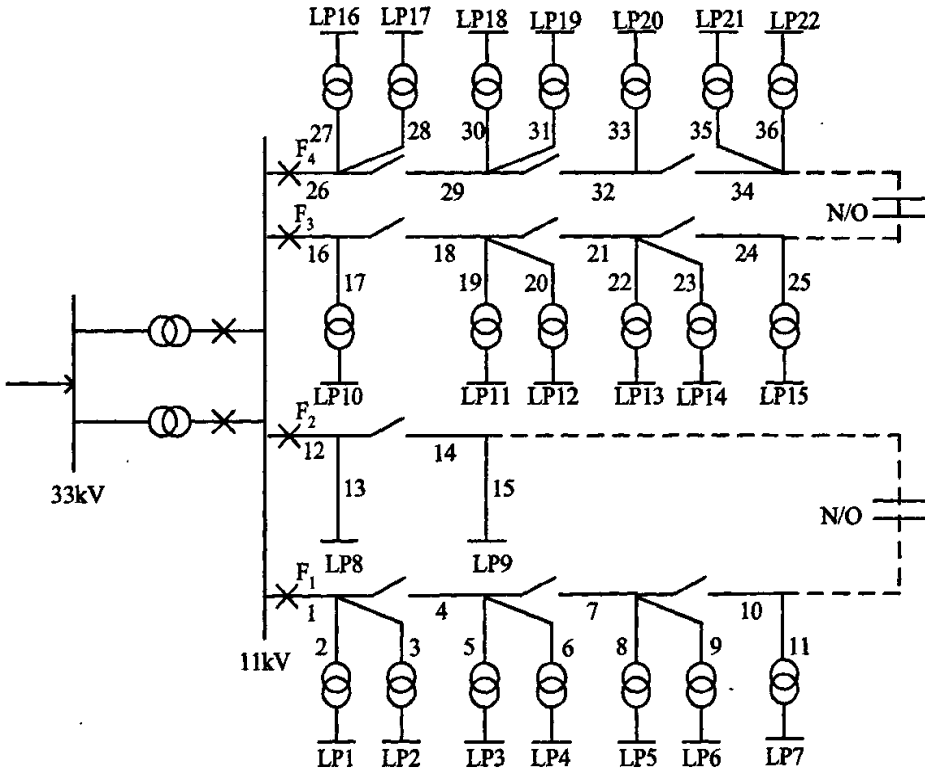


图 5-1 RBTS 母线 2 系统接线图

表 5-1 馈线类型和长度

馈线类型	长度 (km)	馈线段编号
1	0.60	2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30, 34
2	0.75	1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35
3	0.80	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36

表 5-2 负荷点数据

负荷点	用户类型	平均负荷(MW)	用户数
1-3, 10, 11	Residential	0.535	210
12,17-19	Residential	0.450	200
8	Small user	1.00	1
9	Small user	1.50	1
4,5,13,14,20,21	Govt/Inst	0.566	1
6,7,15,16,22	Commercial	0.454	10

表 5-3 可靠性参数表

元件	λ_p	γ	γ_p	s
变压器	0.015	200	10	—
架空线	0.065	5	—	1

表 5-3 中:

λ_p —平均永久性故障率 (次/年), 对于线路 (次/年·km);

γ —平均故障修复时间 (h);

γ_p —用备用元件替换故障元件的时间 (h);

s —平均切换恢复时间 (h)。

表 5-4 给出了计算经济指标时所需要用到的用户损失函数, 图 5-2 是表中数据的函数曲线^[56]。

表 5-4 用户损失函数 (Customer Damage Function) (\$/KW)

持续时间 (分 钟)	Lg.Us.	Sm.Ind.	Comml.	Agric.	Resdl.	G&I	Off.Us.
1	1.005	1.625	0.381	0.060	0.001	0.044	4.778
20	1.508	3.868	2.969	0.343	0.093	0.369	9.878
60	2.225	9.085	8.552	0.649	0.482	1.492	21.065
240	3.968	25.163	31.317	2.064	4.914	6.558	68.830
480	8.240	55.808	83.008	4.120	15.690	26.040	119.160

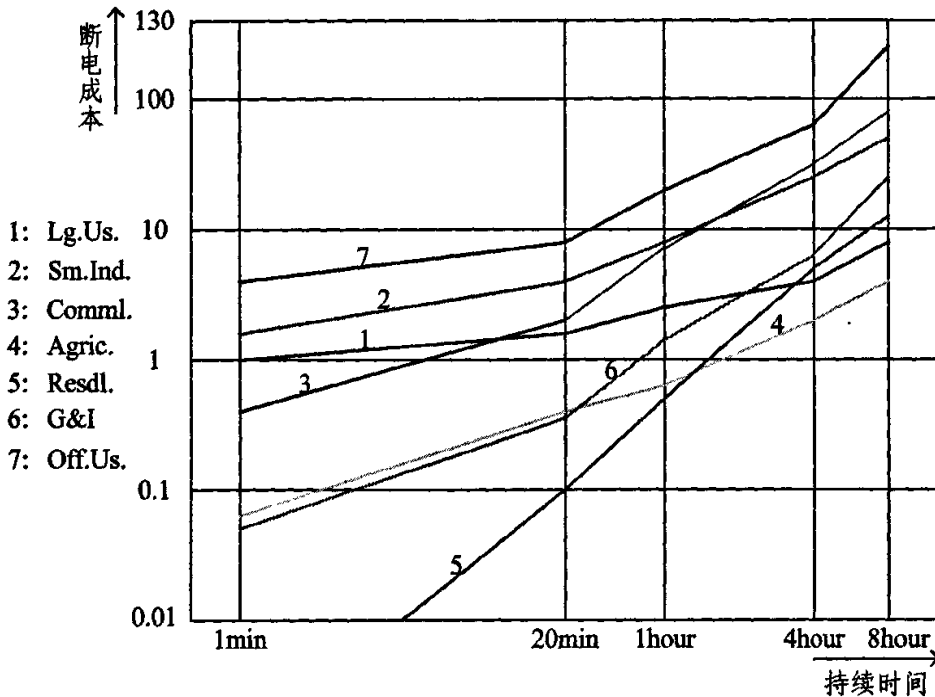


图 5-2 用户损失函数 (Customer Damage Function)

5.3.1.2 计算结果及分析

算例中的原始数据均为点值 (确定值), 由于原始数据都是由统计的方法得到的, 因此存在一定的不确定性。进而, 本文采用区间数可以计算原始参数的不确定性对系统及负荷点可靠性指标的影响。

对于算例中的四条馈线, 考虑分支线有熔断器保护, 变压器没有备用, 仅可

维修, 负荷功率因数 $\cos \phi=0.9$, 线路损耗最大运行小时数 $t=3000$ 小时/年, 平均电价 $c_{av}=0.074$ $\$/kwh$, 线路型号选用 LGJ-240, 电阻为 $r=0.132$ Ω/km , 电抗为 $x=1.136s/km$, 最大允许电流 $I_{max}=613A$, 分支线熔断器装有配套负荷开关, 可以开断负荷, 自动装置可靠动作率为 1。

对下文表中所采用的两个符号说明如下:

Min 表示区间数的下界;

Max 表示区间数的上界。

对该算例本文按情况 1 和情况 2 两种情况来讨论。

情况 1: 假定 11kV 线路永久故障率在 $\pm 5\%$ 范围变化, 低压变压器永久故障率在 $\pm 3\%$ 范围变化, 不考虑负荷转移限制。

表 5-5 给出了在情况 1 下的系统可靠性指标的计算结果。

表 5-5 情况 1 下的系统可靠性指标区间值

区间上下界	[SAIFI]	[SAIDI]	[CAIDI]	[ASAI]	[ENS]	[AENS]	
F ₁	Min	0.235893	3.49745	14.3767	0.999573	12.7322	0.0195279
	Max	0.260093	3.73929	14.8264	0.999601	13.612	0.0208772
F ₂	Min	0.132763	0.497087	3.74419	0.999937	1.06596	0.53298
	Max	0.146738	0.549412	3.74419	0.999943	1.17817	0.589083
F ₃	Min	0.237695	3.50257	14.2891	0.999573	10.8294	0.0171351
	Max	0.262084	3.74495	14.7356	0.9996	11.577	0.018318
F ₄	Min	0.235028	3.48486	14.3761	0.999575	11.8393	0.0190343
	Max	0.259136	3.72537	14.8274	0.999602	12.6574	0.0203495
系统	Min	0.2361	3.49189	14.341	0.999574	36.4669	0.0191126
	Max	0.260322	3.73328	14.7899	0.999601	39.0245	0.0204531

表 5-5 中各个指标的单位为:

[SAIFI] — 次 · (用户 · 年)⁻¹

[SAIDI] — 小时 · (用户 · 年)⁻¹

[CAIDI] — 小时 · (用户 · 次)⁻¹

[ENS] — 兆瓦 · 小时 · 年⁻¹

[AENS] — 兆瓦 · 小时 · (用户 · 年)⁻¹

由表 5-5 中的结果, 我们可以得到以下几点:

1. 表 5-5 中所给出的计算结果与文献[34]中结果一致（篇幅限制，文献[34]的计算结果，在此不再列出），这验证了本文可靠性区间分析程序的正确性。然而文献[34]中介绍的区间可靠性评估方法是以元件为分析基础，故障分析过程和指标计算过程相对比较复杂。而本文的区间分析是在馈线分区的基础上进行的，对配电系统进行馈线分以后，区域数目要小于系统总元件数目，故而可以减少故障影响分析的工作量。分区数目与系统中开关的数目有很大关系，它将随着系统中隔离装置的增加而呈线性上升。因此本文的区间分析方法较之文献[34]所介绍的区间分析方法，简化了计算过程，提高了计算速度。

2. 区间数能够反映出当参数在一定范围内变化时，可靠性指标变化的区间范围，因此，只要参数变化不超过预定的范围，可靠性指标也不会超过所得到的区间范围。同时，采用区间数对系统进行评估的结果比采用点值对系统进行评估的结果更符合工程实际，包含的信息量更大。总之，区间分析方法可以很方便的计算参数的不确定性对配电系统可靠性指标的影响。

3. 区间分析法可以很容易的实现可靠性指标的灵敏度分析，只需将某一元件的参数设为区间数，那么只要进行一次区间分析，就可得到该元件参数对各个可靠性指标的灵敏度。事实上，区间分析使灵敏度分析的自由度大大提高，它可以考虑任意几个元件的任意多个参数扰动对系统和负荷点可靠性指标的影响，而且只需要计算一次即可得到结果。假如系统有 m 种元件，每种元件有 n 个可靠性参数，那么参数扰动的组合可以达到 $x = \binom{mn}{0} + \binom{mn}{1} + \dots + \binom{mn}{mn} = 2^{mn}$ 种。

情况 2: 当 11kV 线路永久故障率在 $\pm 5\%$ 范围变化，负荷在 $\pm 5\%$ 范围变化时，考虑以下两种条件：

条件 1: 不考虑负荷转移限制（所有待转移负荷均可被转移）；

条件 2: 考虑负荷转移限制（即考虑线路容量和电压约束）。

条件 1 下的负荷点可靠性指标和系统可靠性指标计算结果如表 5-6 和表 5-7 所示。

条件 2 下的负荷点可靠性指标和系统可靠性指标计算结果如表 5-8 和表 5-9 所示。

表 5-6 在情况 2 的条件 1 下系统的区间可靠性指标

指标 上下界	[SAIFI]	[SAIDI]	[CAIDI]	[ASAI]	[ENS]	\tilde{E}_{cost}
Min	0.236550	3.58180	14.0199	0.999584	37.3795	492.314
Max	0.259872	3.64337	15.1419	0.999591	38.1118	524.147

表 5-7 在情况 2 的条件 1 下负荷点的区间可靠性指标

负荷点		$\tilde{\lambda}$	$\tilde{\gamma}$	\tilde{E}_{cost}
3	Min	0.240387	13.9042	11.4113
	Max	0.264113	15.0101	12.1612
13	Min	0.240387	13.6974	36.8434
	Max	0.264113	14.8046	38.3791
15	Min	0.231125	14.2095	33.9278
	Max	0.253875	15.3578	36.9153
19	Min	0.231125	13.7396	9.59889
	Max	0.253875	14.8324	10.2298
20	Min	0.243475	13.7396	35.4853
	Max	0.267525	14.8324	36.9666
21	Min	0.243475	13.6974	36.8434
	Max	0.267525	14.8046	38.3791

\tilde{E}_{cost} 的单位为 1000 \$/年

表 5-8 在情况 2 的条件 2 下负荷点的区间可靠性指标

负荷点		$\tilde{\lambda}$	$\tilde{\gamma}$	\tilde{E}_{cost}
3	Min	0.240387	14.6794	11.568
	Max	0.264113	15.7807	12.3526
13	Min	0.240387	15.2996	37.2927
	Max	0.264113	16.3972	38.9280
15	Min	0.231125	16.5214	35.8923
	Max	0.253875	17.6555	39.3152
19	Min	0.243475	14.5559	9.73951
	Max	0.267525	15.6440	10.4016
20	Min	0.243475	15.3213	35.9346
	Max	0.267525	16.4049	37.5155
21	Min	0.240387	16.0748	37.5101
	Max	0.264113	17.1679	39.1936

\tilde{E}_{cost} 的单位为 1000 \$/年

表 5-9 在情况 2 的条件 2 下系统的区间可靠性指标

指标 上下界	[SAIFI]	[SAIDI]	[CAIDI]	[ASAI]	[ENS]	\tilde{E}_{cost}
Min	0.236550	3.69028	14.4812	0.999570	37.6461	500.525
Max	0.259872	3.76372	15.6004	0.999579	42.6262	534.177

通过比较表 5-7 和表 5-8 中的结果，可以看出：

1. 这一系统中负荷点的故障率并未因负荷的转移受限而变化。假定系统中的某一元件（馈线分区后为区域）故障一次，对于受该故障元件影响的任一负荷点，无论其是否能够被转移到备用电源或支持馈线上，其故障次数都要增加一次，因此该负荷点的故障率总是等于故障元件的故障率。

2. 负荷的转移受限导致了负荷点停电时间的增加。系统中某一元件故障时，受该故障影响的任一负荷点在能够被转移时，其停电时间为联络开关倒闸操作时间（算例中为 1 小时）；然而，在负荷点不能够被转移时，其停电时间则为故障修复时间（因具体故障元件停运时间不同而不同）。

3. 负荷的转移受限同时导致了负荷点停电损失费用的增加。由用户损失函数（图 5-2）我们可以知道，断电成本 $c(\gamma)$ 是停电持续时间 γ 的非线性递增函数。根据公式 (3-24) 我们知道，负荷的停电损失费用和断电成本成一定的正比关系。因此，我们可以得出结论：负荷的停电损失费用为停电时间的非线性递增函数。根据该结论我们就可知道：随着负荷点停电时间的增大，负荷点停电损失费用也相应的增加。

比较表 5-6 和表 5-9 中的结果，可以看出：

1. 与条件 (1) 各指标相比，条件 (2) 的 [SAIDI]、[CAIDI]、[ENS] 和 \tilde{E}_{cost} （系统的停电损失区间值）都有不同程度的增大。负荷的转移受限，影响了负荷的停电时间的增大，同时这几个指标 ([SAIDI]、[CAIDI]、[ASAI]、[ENS] 和 \tilde{E}_{cost}) 都与负荷的停电持续时间有一定的正比关系，因此，负荷的转移受限，导致了负荷的停电时间的增加，这几个指标也相应的有所增加。

2. 与条件 (1) 下的结果相比，条件 (2) 的 [ASAI] 的计算结果有所减小。负荷的转移受限，影响了负荷的停电时间的增大，系统的平均用电有效度指标 ([ASAI]) 与负荷的停电时间成反比，因此负荷的转移受限导致了 [ASAI] 指标的减小。

3. 与条件 (1) 下的结果相比，条件 (2) 下的 [SAIFI] 指标未发生改变。系统断电频率指标 ([SAIFI]) 仅与负荷的停电次数（故障率）和负荷点所带的

用户数有关。负荷的转移受限，不影响负荷的故障率，因此系统的断电频率指标不受负荷转移限制的影响。

5.3.2 算例 2 RBTS 母线 6 系统

5.3.2.1 原始数据

以 RBTS 母线 6 系统^[55]为例，该系统有 33kV 变电所一座，33kV 馈线出线 1 条 (F₄)，11kV 馈线出线 3 条 (F₁、F₂、F₃)，负荷点 40 个，用户 2938 户，总平均负荷 10.7155MW，系统接线如图 5-3 所示。

其中，馈线 F₄ 是一个带多条分支子馈线的复杂配电网。11kV 馈线 F₁ 与 F₂ 在线路末端设有联络开关，可以通过倒闸进行负荷转移。算例的原始数据见表 5-10 和表 5-11，元件可靠性参数以及用户损失函数表同算例一中的表 5-3、表 5-4 和图 5-2。

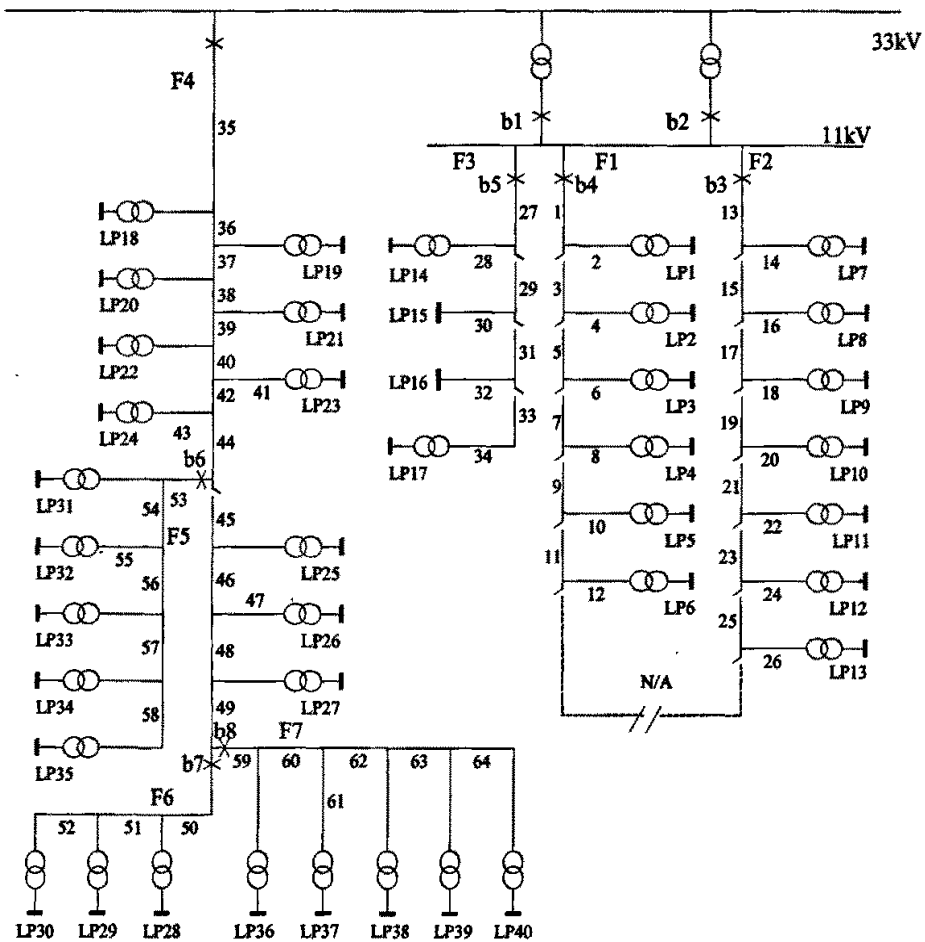


图 5-3 RBTS 母线 6 系统接线图

表 5-10 用户数据表

负荷点个数	负荷点	用户类型	峰荷 (MW)	平均负荷 (MW)	用户个数
3	1 3 9	residential	0.3171	0.1775	138
4	2 4 11 19	residential	0.3229	0.1808	126
2	5 6	residential	0.3864	0.2163	118
5	7 8 10 18 23	residential	0.2964	0.1659	147
3	12 13 22	residential	0.3698	0.2070	132
4	25 28 31 36	residential	0.2776	0.1554	79
4	27 29 33 39	residential	0.2831	0.1585	76
2	14 17	residential	0.8500	0.4697	10
1	15	small	1.9670	1.6391	1
1	16	small	1.0830	0.9025	1
2	32 37	farm	0.5025	0.1929	1
3	20 30 34	farm	0.6517	0.2501	1
2	21 35	farm	0.6860	0.2633	1
2	24 40	farm	0.7965	0.3057	1
2	26 38	farm	0.7375	0.2831	1

表 5-11 馈线类型和长度表

类型	长度 (km)	馈线段号
1	0.6	2 3 8 9 12 13 17 19 20 24 25 28 31 34 41 47
2	0.75	1 5 6 7 10 14 15 22 23 26 27 30 33 43 61
3	0.8	4 11 16 18 21 29 32 55
4	0.9	38 44
5	1.6	37 39 42 49 54 62
6	2.5	36 40 52 57 60
7	2.8	35 46 50 56 59 64
8	3.2	45 51 53 58 63
9	3.5	48

5.3.2.2 计算结果及分析

RBTS 母线 6 系统的 11kV 馈线 F_1 与 F_2 在线路末端设有联络开关, 可以通过倒闸操作进行负荷转移。本文以馈线 F_1 和馈线 F_2 为例, 具体分析了故障影响分析过程中的负荷转移分析。

对于算例中的馈线 F_1 和 F_2 , 考虑分支线有熔断器保护, 变压器仅可维修, 负荷功率因数 $\cos \phi=0.9$, 线路损耗最大运行小时数 $t=3000$ 小时/年, 平均电价 $c_{av}=0.074$ $\$/kwh$, 线路型号选用 LGJ-240, 电阻为 $r=0.132 \Omega/km$, 电抗为 $x=1.136s/km$, 最大允许电流 $I_{max}=613A$, 分支线熔断器装有配套负荷开关, 可以开断负荷, 自动装置可靠动作率为 1。

负荷点 LP2、LP4、LP9 和 LP11 的负荷类型为商业用户 (Comml.), 负荷点 LP3、LP5 和 LP8 的负荷类型为政府机关 (G&I)。

下文各表中潮流数据 (节点电压和线路电流) 均为标么值, 其中: $U_b=11kV$, $S_b=100MVA$, $I_b=5.24864kA$ 。最大允许电流标么值为: $I_{max}=I_{max}/I_b=0.11680$ 。

表 5-12 至表 5-15 给出了 11kV 线路永久故障率在 $\pm 5\%$ 范围变化, 负荷在 $\pm 5\%$ 范围变化时, F_1 和 F_2 在无故障状态下 (联络开关未闭合) 的区间潮流计算结果。

表 5-12 馈线 F_1 的潮流计算节点电压

节点	V_{min}	V_{max}
1	0.9994666	0.995228
3	0.991069	0.992024
5	0.987417	0.988784
7	0.984593	0.986286
9	0.983002	0.984882
11	0.981942	0.983949
LP1	0.994029	0.994656
LP2	0.990198	0.991247
LP3	0.986611	0.988068
LP4	0.983933	0.985703
LP5	0.982012	0.984009
LP6	0.981149	0.983251

表 5-13 馈线 F_1 的潮流计算线路电流

线路	I_{min}	I_{max}
1	0.012242	0.013641
3	0.010361	0.011555
5	0.008440	0.009420
7	0.006550	0.007315
9	0.004621	0.005164
11	0.002311	0.002583
2	0.001881	0.002086
4	0.001921	0.002135
6	0.001890	0.002105
8	0.001929	0.002152
10	0.002310	0.002580
12	0.002311	0.002583

表 5-14 馈线 F_2 的潮流计算节点电压

节点	V_{min}	V_{max}
13	0.995242	0.995749
15	0.990088	0.991168
17	0.986596	0.988078
19	0.983769	0.985585
21	0.980827	0.982998
23	0.978911	0.981319
25	0.978146	0.980648
LP7	0.994498	0.995081
LP8	0.989287	0.990455
LP9	0.985734	0.987314
LP10	0.983163	0.985049
LP11	0.979997	0.982269
LP12	0.978149	0.980650
LP13	0.977190	0.979813

表 5-15 馈线 F_2 的潮流计算线路电流

线路	I_{min}	I_{max}
13	0.013549	0.015122
15	0.011792	0.013173
17	0.010028	0.011212
19	0.008137	0.009105
21	0.006367	0.007128
23	0.004433	0.004966
25	0.002217	0.002485
14	0.001758	0.001949
16	0.001763	0.001961
18	0.001891	0.002108
20	0.001770	0.001976
22	0.001933	0.002162
24	0.002216	0.002482
26	0.002217	0.002485

由表 5-12 至表 5-15 的结果知道,在正常运行状态下(无故障状态),两条馈线的潮流分布均满足网络约束条件,即节点电压和线路电流均满足约束。

假若馈线 F_1 上的线路 1 发生故障,根据故障后果分析知道,此时断路器 b_4 跳开,同时线路 3 首端的隔离开关跳开,对故障线路 1 进行隔离。故障线路 1 被隔离后,负荷点 LP1 由于不能与故障线路 1 隔离,因此负荷 LP1 因受到故障的影响而停运。对于故障线路 1 后端的负荷,则初步认为可以通过联络开关的投入被转移到馈线 F_2 上运行。联络开关投入以后, F_2 上的负荷加重,此时需要进行潮流计算,验证负荷转移后 F_2 上的潮流分布是否满足网络约束条件。

表 5-16 和表 5-17 给出了合上联络开关后馈线 F_2 的潮流分布情况。

表 5-16 合上联络开关后馈线 F_2 的潮流计算节点电压

节点	V_{\min}	V_{\max}
13	0.990724	0.991962
LP7	0.989974	0.991294
15	0.980040	0.982802
LP8	0.979226	0.982089
17	0.972219	0.976166
LP9	0.971336	0.975403
19	0.965149	0.970221
LP10	0.964522	0.969686
21	0.956669	0.963160
LP11	0.955801	0.962431
23	0.949684	0.957400
LP12	0.948879	0.956734
25	0.944956	0.953531
LP13	0.943939	0.953699
11	0.944956	0.953531
LP6	0.944106	0.952835
9	0.940910	0.950246
LP5	0.939839	0.949377
7	0.938749	0.948499
LP4	0.938030	0.947918
5	0.936954	0.947053
LP3	0.936069	0.946341
3	0.936049	0.946325
LP2	0.935085	0.945551

表 5-17 合上联络开关后馈线 F_2 的潮流计算线路电流

线路	I_{\min}	I_{\max}
13	0.024291	0.027824
14	0.001762	0.001960
15	0.022531	0.025867
16	0.001773	0.001987
17	0.020760	0.023882
18	0.001905	0.002148
19	0.018856	0.021735
20	0.001788	0.002026
21	0.017069	0.019710
22	0.001957	0.002234
23	0.015112	0.017476
24	0.002582	0.002249
25	0.012864	0.014893
26	0.002255	0.002600
25-11	0.010609	0.012293
12	0.002356	0.002716
11	0.008254	0.009577
10	0.002361	0.002733
9	0.005893	0.006844
8	0.001975	0.002290
7	0.003918	0.004554
6	0.001941	0.002254
5	0.001978	0.002300
4	0.001978	0.002300
3	0.000000	0.000000

由表 5-16 和表 5-17 可以看出, 合上联络开关后, 馈线 F_2 上的负荷加重, 因此馈线 F_2 的潮流分布不再满足网络约束条件。节点 3、5、7、9、11 和 25 以及

负荷点 LP2、LP3、LP4、LP5、LP6 和 LP13 的电压不再满足网络约束的电压约束条件。此时需要切除网络中转移过来的部分负荷，以使馈线 F₂ 仍能满足网络约束条件。

对于切负荷原则，考虑以下两种方案：

方案 1：按远端切负荷原则来切除待转移的负荷；

方案 2：按最小费用原则来切除待转移的负荷。

表 5-17 和表 5-18 分别给出了方案 1 和方案 2 的计算结果。

表 5-17 方案 1 的计算结果

方案 1	
需要切除的负荷点	LP2
总共的停电费用	Min=3.40946
	Max=4.16502
总的停电电量	Min=0.17176
	Max=0.18984
停电费用单位为：美元/年（\$/year）	
停电电量单位为：兆瓦（MW）	

表 5-18 方案 2 的计算结果

方案 2	
需要切除的负荷点	LP3 和 LP6
总共的停电费用	Min=1.47789
	Max=1.80540
总的停电电量	Min=0.37411
	Max=0.41349
停电费用单位为：美元/年（\$/year）	
停电电量单位为：兆瓦（MW）	

根据表 5-17 和表 5-18 的计算结果，我们可以知道：

1. 在馈线 F₁ 上的线路 1 故障时，按照远端切负荷原则对系统进行切负荷时，不能被转移的负荷点为 LP2，总的停电费用为 [3.40946, 4.16502]（美元/年）；按照最小费用原则对系统进行切负荷时，不能被转移的负荷点为 LP3 和 LP6，总的停电费用为 [1.47798, 1.80540]（美元/年）。方案 1 按照远端切负荷原则需要切除一个负荷点，方案 2 按照最小费用原则切负荷需要切除两个负荷点。由于负荷点 LP2 的负荷类型为商业用户（Comml.），负荷点 LP3 的负荷类型为政府机关（G&I），负荷点 LP6 的负荷类型为居民用户（Resdl.），根据用户损失函数表（图 5-2）可以知道，对于相同的停电时间，商业用户的停电成本要远大于政府机关和居民用户的停电成本，因此尽管方案 1 需要切除的负荷点个数少于方案 2 需要切除的负荷点个数，但是方案 1 总的停电费用要大于方案 2 的总停电费用。

2. 按照方案 1 切除负荷时的停电电量为 [0.17176, 0.18984]（兆瓦），而按照方案 2 切除负荷时的停电电量为 [0.37411, 0.41349]（兆瓦），此时方案 1 较之方案 2 优，这是因为，在此算例中，负荷转移后，馈线 F₂ 上负荷的加重，只是引起了节点电压越限，而线路电流依然满足约束。采用远端切负荷原则，切除馈

线末端的负荷点,对改善网络中的节点电压有很好的效果,此时停电电量比较小,但是停电费用却不一定是最优的。

因此,是否采用远端切负荷原则还是采用最小费用切负荷原则,要视具体情况而定,这要看设计者主要关心的是最小停电费用还是最小停电电量。

5.4 本章小结

本文首先介绍了配电系统可靠性区间评估的原始数据、结果数据和系统假设;然后通过两个算例 RBTS-2 母线和 RBTS-6 母线计算了配电系统区间可靠性评估的指标和负荷转移分析过程中的区间潮流分布,讨论了负荷转移限制对配电系统可靠性分析的重要性。

第六章 结论

6.1 结论

配电系统处于电力系统末端，直接与用户相连，是包括发电、输变电和配电在内的整个电力系统与用户联系、向用户供应电能和分配电能的重要环节，具有特殊的运行方式，其供电可靠性与用户有着直接关系。随着用户对供电质量要求的提高，配电系统的可靠性问题也越来越受到人们的重视。本文结合配电系统元件多、结构繁杂的特点进行了以下工作：

1. 由于统计资料的不足或统计误差等原因可能造成元件原始参数的不确定性，本文采用区间理论，将在一定范围内变化的元件可靠性参数用区间数进行处理，从而可以在整个可靠性计算过程中考虑参数的不确定性，并且只需要一次计算即可求解反映多个参数变化影响的区间可靠性指标。

2. 馈线分区方法的基本思想是：根据自动隔离装置和手动隔离装置在配电馈线中的位置，以馈线为单位将配电网划分为自动隔离区和手动隔离区。该方法简化了系统结构，提高了评估的速度。本文在区间理论的基础上，结合馈线分区模型，在解决了参数不确定性问题的同时，简化了系统结构，提高了计算速度。

3. 提出了考虑负荷转移限制的配电系统区间可靠性评估方法。该方法对配电系统进行可靠性分析时，首先将元件的可靠性原始参数用区间数进行处理；然后对系统进行馈线分区；最后进行故障分析。在故障分析时，考虑到故障恢复过程中，如果非故障停电区的负荷切换到支持馈线上（或备用电源），将使得支持馈线上的负荷增加。由于系统中存在传输容量和电压水平的限制，因此故障馈线上的负荷转移将可能引起支持馈线上的潮流分布违反网络约束，此时故障馈线上的部分负荷将不能够被转移，即负荷转移受限。本文通过网络拓扑和区间潮流计算，具体分析停运负荷的位置和大小，计算了负荷转移限制对配电系统可靠性的影响。

4. 通过对 RBTS 算例的研究，证明了本文方法的正确性和有效性。利用本文开发的可靠性计算程序对多种情况下系统可靠性指标进行了计算，分析了参数不确定性和负荷转移限制对配电系统可靠性指标的影响。

6.2 后续工作的展望

本文所提出的考虑负荷转移限制的配电系统区间可靠性评估方法,在用于计算元件可靠性原始参数的不确定性和负荷转移限制对配电系统可靠性指标的影响方面,取得了一定的成果。然而,本文的计算结果是在一定的假设前提下得到的,因此后续工作可以进一步考虑以下几方面:

1. 本文在考虑元件可靠性参数时,忽略了计划检修,后续工作可以进一步考虑元件的计划检修对负荷和系统可靠性指标的影响。

2. 本文仅计算了串联系统的可靠性指标,后续工作可以考虑计算并联系统的可靠性指标。

3. 在切负荷原则方面,本文分别讨论了最小费用切负荷原则和远端切负荷原则,后续工作可以对于电压越限和电流越限分开考虑,综合考虑这两种切负荷原则。

4. 一些外界客观因素的存在对配电系统可靠性指标有一定的影响,后续工作可以进一步考虑这些外界因素的影响,比如天气的好坏对系统可靠性指标的影响等等。

参考文献

- [1] 增声奎, 赵廷弟, 张建国等编著, 系统可靠性设计分析教程, 北京: 北京航空航天大学出版社, 2001. 1.
- [2] 杨蔚百, 戴景宸, 孙启宏编, 电力系统可靠性分析基础及应用, 北京: 水利电力出版社, 1986. 7.
- [3] 郭永基著, 电力系统可靠性分析, 北京: 清华大学出版社, 2003. 12.
- [4] R.Billinton 著, 周家启, 任震译, 电力系统可靠性评估, 重庆: 科学技术文献出版社重庆分社, 1986. 6.
- [5] R.Billinton, Power system reliability evaluation, Gordon and Breach, New York, 1970.
- [6] 郭永基著, 电力系统可靠性原理和应用, 北京: 清华大学出版社, 1986. 7.
- [7] IEEE Committee Report, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, IEEE Trans. On Power Apparatus and System, PAS-91, 1972,649~660.
- [8] [8] IEEE Committee Report, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1971-1977, IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, PAS-97, 1978, 2235~2242.
- [9] IEEE Committee Report, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, PAS-103, 1984,275~282.
- [10] R.N.Allan, R.Billinton, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1982-1987,IEEE Trans. On Power Systems, Vol, 3, No.4, 1988, 1555~1564.
- [11] M.Th.Schilling, A.M.Leite da Silva, Bibliography on power system probabilistic analysis, 1962-1988, IEEE Trans. On Power Systems, Vol.5, No.1, 1990,1~11.
- [12] R.N.Allan, R.Billinton, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1978-1991, IEEE Trans. On Power Systems, Vol.9, No.1, 1994,41~49.
- [13] R.N.Allan, R.Billinton, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1987-1991, IEEE Trans. On Power System, Vol.14, No.1, 1999, 51~57.
- [14] R.Billinton, Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1996-1999, IEEE Trans. On Power System, Vol.14, 2001,595~602.
- [15] R.Billinton, Reliability network equivalent approach to distribution system reliability evaluation, IEEE Proceedings On Generation, Transmission and Distribution, Vol.145, No.2, 1998,149~153.

- [16] 夏岩, 刘明波, 邱朝明, 带有复杂分支子馈线的配电系统可靠性评估, 电力系统自动化, 2002, 26(4), 40~44.
- [17] 陆志峰, 周家启, 配电网可靠性评估的网络等值法模型研究, 中国电机工程学报, 2003, 23(5), 48~51.
- [18] 卢锦玲, 栗然, 刘艳等, 基于状态空间法的地区环式供电网可靠性分析, 电力系统自动化, 2003, 27(11), 21~27.
- [19] R.E.Brown, S.Gupta, R.D.Christie, S.S.Venkata, R.Fletcher, Distribution system reliability assessment using hierarchical markov modeling, IEEE Trans. On Power System, Vol.11, No.4, 1996, 1929~1934.
- [20] 张腾, 张波, 复杂配电系统的可靠性评估, 继电器, 2004, 32(15), 19~22.
- [21] 陆志峰, 周家启, 计及开关和母线故障的配电系统可靠性评估, 电网技术, 2002, 26(4), 26~29.
- [22] 张鹏, 郭永基, 基于故障模式影响分析法的大规模配电系统可靠性评估, 清华大学学报, 2002, 42(3), 353~357.
- [23] 别朝红, 王锡凡, 配电系统的可靠性分析, 中国电力, 1997, 30(5), 10~13.
- [24] 别朝红, 王秀丽, 王锡凡, 复杂配电系统的可靠性评估, 西安交通大学学报, 2000, 34(8), 9~13.
- [25] 姚李孝, 彭金宁, 伍利等, 复杂配电系统的可靠性评估, 西安理工大学学报, 2004, 20(1), 44~48.
- [26] 杨文字, 余健明, 同向前, 基于最小割集的配电系统可靠性评估算法, 西安理工大学学报, 2001, 17(4), 387~391.
- [27] 卢锦玲, 杨晓东, 栗然等, 一种基于贝叶斯网络的配电网可靠性评估方法, 华北电力大学学报, 2004, 31(2), 16~19.
- [28] 谢开贵, 尹春元, 周家启, 中压配电系统可靠性评估, 重庆大学学报, 2002, 25(1), 52~56.
- [29] 谢开贵, 周平, 周家启等, 基于故障扩散的复杂中压配电系统可靠性评估算法, 电力系统自动化, 2001, 25(4), 45~48.
- [30] 张红云, 翟晓凡, 谢开贵等, 配电网可靠性理论计算及分析, 国电力, 38(6), 28~32.
- [31] 文艳, 罗安, 谷群辉, 配电网可靠性分层评估算法, 继电器, 2004, 32(9), 31~34.
- [32] 谢莹华, 王成山, 基于馈线分区的中压配电系统可靠性评估, 中国电机工程学报, 2004, 24(5), 35~39.
- [33] Billinton R, Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd ed. New York: Plenum. 1996.
- [34] 张鹏, 王守相, 王海珍, 配电系统可靠性评估的改进区间分析方法, 电力系统自动化, 2003, 27(17), 50~55.
- [35] 张鹏, 王守相, 大规模配电系统可靠性评估的区间算法, 中国电机工程学报, 2004, 24(3), 77~84.

- [36] 张鹏, 王守相, 电力系统可靠性经济评估的区间分析方法, 中国电机工程学报, 2004, 24(2), 71~77.
- [37] 徐其迎, 王少卿, 李日隆, 基于区间算法的配电系统可靠性评估算法, 电力科学与工程, 2003, 4, 26~28.
- [38] 任震, 万官泉, 黄雯莹, 参数不确定的配电系统可靠性区间评估, 2003, 23(12), 68~73.
- [39] Claudio M. Rocco S., Wilhem Klindt, Distribution system reliability uncertainty evaluation using an interval arithmetic approach. IEEE, 1998, 421~425.
- [40] R.E.Brown, S.Gupta, R.D.Christie, Distribution System reliability assessment: Momentary interruptions and storms, IEEE Trans, On Power Delivery, Vol.12 No.4, 1997, 1569~1575.
- [41] R.Billinton, Peng Wang, Teaching Distribution System Reliability evaluation using Monte Carlo simulation, IEEE Trans. On Power Systems, Vo1.14, No.2, 1999, 397~403.
- [42] Lalit Goel, Yan On, Radial distribution system reliability worth evaluation utilizing the Monte Carlo simulation technique, Computers and Electrical Engineering, 2001, 27, 273~28.
- [43] 丁明, 张静, 李生虎, 基于序贯蒙特卡罗方针的配电网可靠性评估模型, 电网技术, 2004, 28(3), 38~42.
- [44] 任震, 何建军, 湛军等, 交直流网络系统可靠性评估的混合法, 电网技术, 2000, 24(5), 13~19.
- [45] 谢开贵, 周家启, 基于 ANN 削减负荷的发输电组合系统可靠性评估, 电力系统自动化, 2002, 26(22), 31~33.
- [46] 钟波, 赵渊, 周家启, 基于粗神经网络的电力系统可靠性评估方法, 重庆大学学报(自然科学版), 2005, 28(7), 38~42.
- [47] Roy Billinton, Peng Wang, Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques, IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(4), 1245~1250.
- [48] 郭永基, 杨刚, 鲁宗相, 部分失去连续性对配电系统可靠性的影响, 清华大学学报(自然科学版), 1999, 39(1), 16~18.
- [49] R.E.Moore, Methods and applications of interval analysis. SIAM Studies in Applied Mathematica, 2, Philadelphia (1979).
- [50] 王德人, 张连生, 邓乃扬编著, 非线性方程的区间算法, 上海: 上海科学技术出版社, 1986.
- [51] 王成山, 王守相, 基于区间算法的配电网三相潮流计算及算例分析, 中国电机工程学报, 2002, 22(3), 58~62.
- [52] 李志林, 区间数的一种改进的排序方法, 数学的实践与认识, 2004, 34(6), 124~127.
- [53] 颜萍, 顾锦文, 张广, 一种快速高效的配电网供电恢复算法, 电力系统自动化, 2000, 24(4), 52~56.
- [54] 谈伟, 张焰, 蓝毓俊等, 配电网故障后供电恢复研究, 中国电力, 2000, 33(12), 32~34.

-
- [55] Roy Billinton, Satish Jolmnavithula, A test system for teaching overall power system reliability assessment, IEEE Trans, On Power Systems, Vol. 11, No4, 1996,1670~1676.
- [56] Roy Billinton, Peng Wang, Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques, IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(4), 1245~1250.

发表论文和科研情况说明

1. 崔坤台, 王成山, 谢莹华, 考虑负荷转移限制的配电系统区间可靠性评估, 电力系统及其自动化学报(已录用).
2. 王成山, 谢莹华, 崔坤台, 基于区域非序贯仿真的配电系统可靠性评估, 电力系统自动化, 2005, 29(14): 39~43.

致 谢

本论文的工作是在我的导师王成山教授的悉心指导下完成的，王老师严谨的治学态度和科学的工作方法给了我极大的帮助和影响。在此衷心感谢三年来王老师对我的关心和指导。

王守相老师在区间潮流计算方面，给予了我极大的帮助，在此向王老师表示衷心的感谢。

谢莹华师姐悉心指导我完成了实验室的科研工作，在学习上给予了我很大的关心和帮助，在此向谢莹华师姐表示衷心的感谢。

在实验室工作及撰写论文期间，陈恺、冯兆飞、刘涛、杨建林、陈光远、郑海峰、杨涛等同学对我的论文研究工作给予了热情帮助，在此向他们表达我的感激之情。

特别要感谢我的爱人徐斌、我的父母以及我的哥哥姐姐，他们的理解和支持使我能够在学校专心完成我的学业。