

团 体 标 准

T/GDAI 002-2024

中压配电网数据智能处理技术规范

Technical specifications for intelligent data processing in medium
voltage distribution networks

2024-12-27 发布

2025-01-20 实施

广东省人工智能产业协会 发布

目 次

前 言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总体流程	1
5 数据采集	1
6 数据预处理	3
7 数据分析	3
8 数据应用	10
9 数据安全	10
附录 A（规范性） 电气算法	12
参 考 文 献	23

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由南方电网人工智能科技有限公司提出。

本文件由广东省人工智能产业协会归口。

本文件起草单位：南方电网人工智能科技有限公司、广东电网有限责任公司广州供电局、华南理工大学、广东电网有限责任公司佛山供电局、广西电网有限责任公司、广州水沐清华科技有限公司、广东电网公司、广东电力通信科技有限公司、广州粤专知识产权代理事务（普通合伙）、广州故事科技有限公司。

本文件主要起草人：梁凌宇、赵翔宇、卢友飞、董召杰、余涛、孙立明、梁寿愚、王译萱、黎敏、周磊、吴洋、万敏、谭靖、王梓耀、陈世濠、严宇平、王炳焱、李波、郭立玮、吴贤波、李思旗。

中压配电网数据智能处理技术规范

1 范围

本文件规定了中压配电网数据智能处理的总体流程、数据采集、数据预处理、数据分析、数据应用及数据安全的要求。

本文件适用于各级电力公司、规划设计单位在 10kV 至 35kV 的配电网规划中的智能化应用。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

T/GDAI 003-2024 中压配电网网架问题智能诊断技术规范

T/GDAI 004-2024 中压配电网规划方案智能生成技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

数据智能处理 data intelligent processing

指利用先进的算法工具、数据分析技术和人工智能方法，对中压配电网中的大量数据进行采集、预处理、分析和应用的过程。

4 总体流程

中压配电网数据智能处理流程是一个系统化的过程，涉及流程如下：

- 数据采集；
- 数据预处理；
- 数据分析；
- 数据应用。

5 数据采集

5.1 数据类型

5.1.1 实时监测数据

实时监测数据的主要来源包括：

- 传感器数据：安装在电力设备（如发电机、变压器、断路器等）上的传感器应具备实时收集设备的工作状态信息的功能，例如温度、压力、振动等；

- b) 智能电表数据：包括用户的用电量，实时的电流、电压等数据；
- c) 监控系统数据：应能实时收集和监控电网中各个节点的数据，包括电流、电压、功率等；
- d) 天气数据：应能通过气象站或第三方天气服务提供的实时天气信息。

5.1.2 历史数据

历史数据的主要来源包括：

- a) 电量消耗记录：应能记录用户过去的用电量，用于分析用电模式和预测未来的电力需求；
- b) 设备运行记录：应能记录电力设备的历史运行状态，包括故障记录、维修记录等，有助于评估设备的健康状况；
- c) 电网运行记录：应能记录电网的历史运行状态，包括电力负荷、发电量、停电记录等；
- d) 天气历史数据：应能记录过去一段时间内的天气状况，用于分析极端天气事件对电网的影响。

5.1.3 用户用电信息

用户用电信息是指与电力消费者相关的数据，包括用户用电习惯、偏好以及其他相关信息。用户用电信息的主要来源包括：

- a) 智能电表数据：应能通过智能电表提供实时用电数据并记录用户用电习惯；
- b) 用户档案信息：包括用户的联系方式、地址、电价计划等；
- c) 客户服务记录：应记录用户的服务请求、投诉和反馈。

5.1.4 基础数据

基础数据主要包括：

- a) 设备参数表；
- b) 可靠性参数表；
- c) 经济性参数表。

5.1.5 台账数据

台账数据主要包括：

- a) 线路间隔：应根据线路在 CIM 文件中的属性或者线路名称编号来查询表格，并开展以下存量电网分析工作；
- b) 线路性质：应通过矩阵表格的形式对 10kV 线路的性质(公用/专用)、跨区供电线路、间隔使用情况进行管理；
- c) 线路基本台账：应在线路间隔和线路性质的基础上制作的表格，然后将 CIM 文件解析后，结合 CIM 文件解析出来的 GIS 编码信息，以及线路、开关、配变的信息，以表格的形式展现，线路的性质从线路性质表中读取后填入，并且只读取专用线路和公用线路；
- d) 自动化台账：应包含着每一回线路每个站房的类型、自动化、通信和运行状态等信息。

5.1.6 负荷数据解构

负荷数据解构主要包括：

- a) 线路高峰负荷日最大负荷；
- b) 转供电分析。

5.2 数据格式

所有数据应遵循 CIM (Common Information Model) 标准，便于数据交换和共享。

注：CIM标准是一种用于描述电力系统信息的标准化模型，通过统一的数据模型，可以有效地实现不同系统之间的数据交换和共享，提高数据的互操作性和可扩展性。

5.3 数据采集频率

应根据不同数据类型设定合理的采集频率。具体要求如下：

- a) 实时数据：如电压、电流、功率等实时监测数据，采集频率应不低于 1 s / 次，实时监控的准确性；
- b) 周期性数据：如日负荷曲线、月负荷曲线等周期性数据，采集频率应根据具体应用场景确定，一般为 (15 min ~ 60 min) / 次；
- c) 事件触发数据：如故障记录、异常报警等事件触发数据，应在事件发生时立即采集，及时响应和处理；
- d) 环境数据：如温度、湿度、风速等环境数据，采集频率可根据实际需求设定，一般为 (5 min ~ 30 min) / 次。

6 数据预处理

6.1 数据清洗

去除无效数据、错误数据和冗余数据。数据清洗应包括但不限于以下步骤：

- a) 删除或修正明显错误的数
- b) 填补缺失值，可以使用插值、平均值或其他统计方法；
- c) 去除重复记录，避免数据冗余。

6.2 数据转换

应将不同格式的数据转换为统一的格式。数据转换应包括但不限于以下步骤：

- a) 将非结构化数据（如文本、图像）转换为结构化数据；
- b) 将不同单位的数据统一到相同的单位；
- c) 将时间戳格式统一到标准的时间格式。

6.3 数据归一化

应对数据进行归一化处理，消除量纲影响。数据归一化方法包括但不限于：

- a) 将数据缩放到 0 到 1 之间；
- b) 将数据转换为均值为 0，标准差为 1 的标准正态分布。

7 数据分析

7.1 数据整合

整合来自不同源头的数

7.2 数据分析技术

应利用数据挖掘、机器学习和统计分析等技术，识别潜在问题、优化运营和改进规划。具体技术包括但不限于：

- a) 数据挖掘：应通过聚类、分类、关联规则等方法，发现数据中的模式和规律；

- b) 机器学习：应通过监督学习、无监督学习和强化学习等方法，训练模型进行预测和决策；
- c) 统计分析：应通过描述性统计、推断性统计等方法，对数据进行定量分析。

7.3 电气计算工具

7.3.1 新能源承载力算法

7.3.1.1 计算方法

新能源承载力是指在不违背系统的各项指标的情况下，新能源能接入的最大容量。随着新能源的渗透率提高，线路电压将逐渐抬升，配电网节点电压可能出现越上限的问题，特别是分布式电源接入位置越末端，对配网电能质量的影响越大。因此，新能源承载力的计算方法应综合考虑多种因素。新能源承载力计算方法见附录 A.1。

7.3.1.2 算法应用

7.3.1.2.1 适用场景

新能源承载力算法适用于以下几种典型场景：

- a) 新分布式电源接入评估：应在规划新的分布式电源接入点时，评估该接入点的承载能力；
- b) 现有配电网改造评估：应在对现有配电网进行改造时，评估改造后的承载能力；
- c) 电网扩展规划：应在进行电网扩展规划时，评估新增线路或变电站的承载能力。

7.3.1.2.2 使用条件

在使用新能源承载力算法时，应满足以下条件：

- a) 数据完整性：应有完整的配电网拓扑结构数据、设备参数数据、历史运行数据等；
- b) 模型准确性：应有准确的配电网模型，包括电气参数、拓扑结构等；
- c) 计算资源：应有足够的计算资源，包括高性能的计算服务器和足够的内存；
- d) 软件工具：应采用专业的电力系统分析软件，如 MATLAB、ETAP 等。

7.3.1.2.3 评估指标

7.3.1.2.3.1 电压偏差

应采用电力系统仿真软件（如 MATLAB、ETAP、PSSE 等）模拟新能源接入后各节点电压的变化情况，中压配电网系统电压偏差范围为 $\pm 5\%$ 。

7.3.1.2.3.2 短路电流

应采用短路电流计算软件（如 ETAP、PSSE 等）计算新能源接入后的短路电流变化情况，短路电流不超过保护设备的额定值。

7.3.1.2.3.3 热稳定校验

应采用热稳定计算软件（如 ETAP、PSSE 等）计算新能源接入后设备的热稳定性能，不超过设备的允许温升值。

7.3.1.2.3.4 功率因素

应采用电力系统仿真软件（如 MATLAB、ETAP、PSSE 等）计算新能源接入后的功率因素，功率因素应 ≥ 0.95 。

7.3.2 潮流计算

7.3.2.1 计算方法

潮流计算是电力系统分析中的基本工具，用于确定电力系统在给定运行条件下的稳态运行状态。通过潮流计算可以求解各节点的电压幅值和相角、支路的有功和无功功率以及系统损耗等重要参数。常见的潮流计算方法包括：

- a) 牛顿-拉夫逊法；
- b) 快速分解法。

计算方法见附录 A.2。

7.3.2.2 算法应用

7.3.2.2.1 适用场景

潮流计算广泛应用于电力系统的规划、设计和运行管理中，具体应用场景包括：

- a) 系统规划：评估新建发电厂、输电线路或变电站对系统的影响；
- b) 运行调度：优化发电机组的出力分配；
- c) 故障分析：评估故障情况下系统的运行状态；
- d) 经济运行：优化系统运行方式，降低运行成本；
- e) 新能源接入：评估分布式电源接入对系统的影响。

7.3.2.2.2 使用条件

在进行潮流计算时，应满足以下条件：

- a) 数据完整性：应有完整的电力系统拓扑结构数据、设备参数数据、负荷数据等；
- b) 模型准确性：应有准确的电力系统模型，包括发电机、变压器、线路、负荷等的电气参数；
- c) 计算资源：应有足够的计算资源，包括高性能的计算服务器和足够的内存；
- d) 软件工具：应采用专业的电力系统分析软件，如 MATLAB、ETAP、PSSE 等。

7.3.2.2.3 评估指标

潮流计算的主要评估指标包括：

- a) 节点电压：评估各节点的电压幅值和相角：
 - 1) 幅值范围：0.95 p.u. ~ 1.05 p.u.；
 - 2) 相角差：相邻节点间相角差不超过 20°。
- b) 支路功率：评估各支路的有功和无功功率：
 - 1) 有功功率：不超过设备的额定值（通常为设备额定值的 100%）；
 - 2) 无功功率：不超过设备的额定值（通常为设备额定值的 100%）。
- c) 系统损耗：评估系统的总损耗，优化运行方式以降低损耗。总损耗应不超过系统总传输功率的 10%；
- d) 功率因素：评估系统的功率因素。功率因素应 ≥ 0.95 ；
- e) 收敛性：评估计算的收敛性：
 - 1) 收敛精度：电压修正量应 $< 10^{-6}$ p.u.；
 - 2) 迭代次数：不超过 10 次。

7.3.3 可靠性算法

7.3.3.1 计算方法

可靠性算法是评估电力系统在各种运行条件下能够持续、稳定地提供电力服务的能力。常见的可靠性算法包括：

- a) 故障模式影响分析法（FMEA）；
- b) 最小路法；
- c) 网络等值法；
- d) 馈线分区法；
- e) 向量法；
- f) 可达性分析法。

计算方法见附录 A.3。

7.3.3.2 算法应用

7.3.3.2.1 适用场景

可靠性算法适用场景包括：

- a) 系统规划：评估新建发电厂、输电线路或变电站对系统可靠性的影响；
- b) 运行管理：优化运行方式，提高系统的可靠性；
- c) 故障分析：评估故障情况下系统的可靠性；
- d) 设备维护：制定合理的设备维护计划，减少故障发生；
- e) 新能源接入：评估分布式电源接入对系统可靠性的影响。

7.3.3.2.2 使用条件

在进行可靠性计算时，应满足以下条件：

- a) 数据完整性：应有完整的电力系统拓扑结构数据、设备参数数据、负荷数据等；
- b) 模型准确性：应有准确的电力系统模型，包括发电机、变压器、线路、负荷等的电气参数；
- c) 计算资源：应有足够的计算资源，包括高性能的计算服务器和足够的内存；
- d) 软件工具：应采用专业的电力系统分析软件，如 MATLAB、ETAP、PSSE 等。

7.3.3.2.3 评估指标

7.3.3.2.3.1 系统平均停电时间（SAIDI）

单位时间内用户的平均停电时间应 ≤ 1 小时/年。

7.3.3.2.3.2 系统平均停电频率（SAIFI）

单位时间内用户的平均停电次数应 ≤ 1 次/年。

7.3.3.2.3.3 平均供电可用率（ASAI）

系统在单位时间内的供电可用率应 $\geq 99.9\%$ 。

7.3.3.2.3.4 用户平均停电时间（CAIDI）

每次停电的平均持续时间应 ≤ 1 小时/次。

7.3.3.2.3.5 最小路径长度

从电源到负荷点的最短路径长度应 ≤ 5 个元件。

7.3.3.2.3.6 路径可靠性

最小路径上各元件的可靠性乘积应 $\geq 99\%$ 。

7.3.3.2.3.7 等值网络可靠性

等值网络的整体可靠性应 $\geq 99.5\%$ 。

7.3.3.2.4 局部网络可靠性

特定区域或负荷点的可靠性应 $\geq 99\%$ 。

7.3.3.2.4.1 区域平均停电时间 (RAIDI)

单位时间内区域内用户的平均停电时间应 ≤ 1 小时/年。

7.3.3.2.4.2 区域平均停电频率 (RAIFI)

单位时间内区域内用户的平均停电次数应 ≤ 1 次/年。

7.3.3.2.4.3 负荷点到电源的向量距离

从电源到负荷点的向量距离应 ≤ 10 个元件。

7.3.3.2.4.4 向量可靠性

向量路径上各元件的可靠性乘积应 $\geq 99\%$ 。

7.3.3.2.4.5 可达性矩阵

网络中所有节点均可达。

7.3.3.2.4.6 区域可靠性

特定区域的可靠性指标应 $\geq 99\%$ 。

7.3.4 短路电流算法

7.3.4.1 计算方法

短路电流计算是电力系统分析中的一个重要环节，用于评估电力系统在发生短路故障时的电流水平。常见的短路电流计算方法包括：

- a) 多端口配电网的等值；
- b) 电网通用故障电流计算；
- c) 源荷储接入配电网的通用故障电流计算。

7.3.4.2 算法应用

7.3.4.2.1 适用场景

短路电流算法适用场景包括：

- a) 系统规划：评估新建发电厂、输电线路或变电站对系统短路电流的影响；
- b) 设备选型：选择合适的断路器、熔断器等保护设备；
- c) 继电保护整定：整定继电保护装置的动作值；
- d) 故障分析：评估故障情况下系统的运行状态，制定应急措施；
- e) 安全评估：评估系统在短路故障时的安全性，防止设备损坏和人员伤亡。

7.3.4.2.2 使用条件

在进行短路电流计算时，应满足以下条件：

- a) 数据完整性：应有完整的电力系统拓扑结构数据、设备参数数据、负荷数据等；
- b) 模型准确性：应有准确的电力系统模型，包括发电机、变压器、线路、负荷等的电气参数；
- c) 计算资源：应有足够的计算资源，包括高性能的计算服务器和足够的内存；
- d) 软件工具：应采用专业的电力系统分析软件，如 MATLAB、ETAP、PSSE 等。

7.3.4.2.3 评估指标

7.3.4.2.3.1 短路电流峰值

短路电流的最大瞬时值应不超过设备的额定峰值耐受能力。

7.3.4.2.3.2 短路电流有效值

短路电流的有效值应不超过设备的额定短路耐受能力。

7.3.4.2.3.3 短路容量

短路点的短路容量应不超过系统的设计容量。

7.3.4.2.3.4 短路冲击系数

短路电流的冲击系数，用于评估设备的机械强度，且应不超过设备的冲击耐受能力。

7.3.4.2.3.5 保护装置动作时间

保护装置的动作时间应在规定的时限内动作，防止设备损坏。

7.3.4.2.3.6 保护装置灵敏度

保护装置的灵敏度应能可靠检测并切除故障。

7.3.4.2.3.7 系统稳定性

系统在短路故障后应能迅速恢复到正常运行状态。

7.4 可视化工具

7.4.1 单线拓扑简图

7.4.1.1 概述

单线拓扑简图是中压配电网规划中常用的一种图形化表示方法，它以单条 10kV 电网线路（馈线）为单位，描述了从变电站出线到配电变压器或线路联络开关之间的所有相关设备的拓扑关系。这种简图主要由馈线电气设备图元、配电站房、馈线线路、标注文字、非电气设备等组成，并且在图中设备图元的坐标与设备的实际位置无关，图中设备图元排列横平竖直，不交叉、不重叠。单线简图参见图 1。

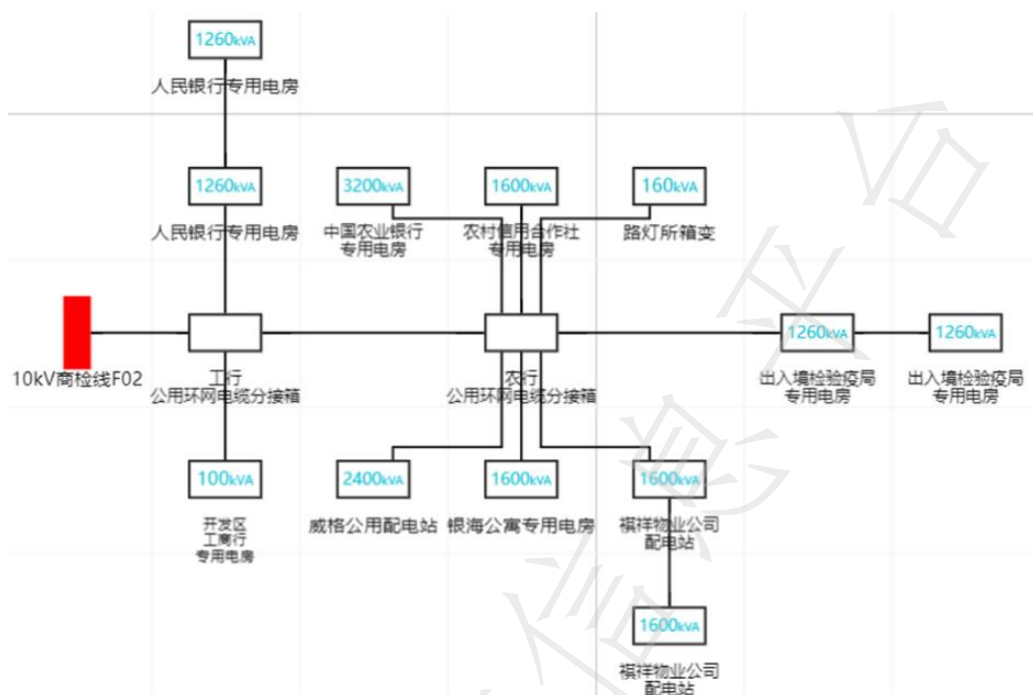


图1 单线简图示意图

注：规划类单线图在配电网单线图的基础上进行简化，忽略站房内部设备，突出显示主干线主要配电站房及与其他馈线的联络信息。这种简图有助于规划人员快速了解馈线结构和配变容量分布情况。

7.4.1.2 应用

单线拓补简图能在配电网单线图的基础上进行简化，忽略站房内部设备，突出显示主干线主要配电站房及与其他馈线的联络信息，有助于规划人员快速了解馈线结构和配变容量分布情况。

7.4.2 地理沿布图

7.4.2.1 概述

地理沿布图是一种集成多个地图信息的图形表示方法，用于展示电力系统的地理分布情况。它通常由一系列垂直和平行线组成，以示出地理空间的不同方面，并能够提供地形、地貌、水系、山脉、河流、湖泊、沙漠、林地、城市、农田等地理要素的信息。此外，它还能够提供电力系统中发电厂、变电站、配电房以及物理杆塔等电力设施的地理位置和拓扑连接关系。地理沿布图参见图 2。



图2 地理沿布图示意图

7.4.2.2 应用

规划人员可通过地理沿布图了解各个线路的走向及各配变的位置，当新建设备或电房时，通过地理沿布图寻找合理的位置，达到节约投资成本、合理规划网架的目的。

8 数据应用

8.1 问题诊断

应通过智能化的方式，及时识别潜在的电网问题和故障，帮助运营商快速采取措施。问题诊断具体内容参见 T/GDAI 003-2024 中压配电网网架问题智能诊断技术规范。

8.2 规划方案生成

应基于数据分析结果，生成配电网规划方案，提高供电的可靠性、效率和经济性。规划方案生成具体内容见 T/GDAI 004-2024 中压配电网规划方案智能生成技术规范。

8.3 决策支持

应能提供基于数据的解构，帮助规划人员和决策者做出更明智的决策。决策支持具体内容见 T/GDAI 004-2024 中压配电网规划方案智能生成技术规范。

9 数据安全

9.1 数据加密

数据加密具体措施包括：

- 对称加密：使用相同的密钥进行加密和解密。常见的对称加密算法包括 DES、3DES 和 AES 等；
- 非对称加密：使用公钥进行加密，私钥进行解密。常见的非对称加密算法包括 RSA 和 DSA 等；
- 哈希算法：用于生成数据的摘要。常见的哈希算法包括 MD5、SHA-1 和 SHA-256 等。

9.2 访问控制

访问控制具体措施包括：

- a) 用户认证：通过用户名和密码、生物识别等方式进行用户身份验证；
- b) 权限管理：根据用户的角色和权限，授予相应的数据访问权限。常见的权限管理模型包括自主访问控制（DAC）、强制访问控制（MAC）和基于角色的访问控制（RBAC）等；
- c) 访问日志：访问日志应详细记录访问时间、访问者、访问内容等信息。

9.3 数据备份

数据备份具体措施包括：

- a) 全量备份：定期进行全量备份，全量备份通常包括所有数据，适用于数据量较小或备份频率较低的场景；
- b) 增量备份：在全量备份的基础上，定期进行增量备份，减少备份时间和存储空间。增量备份仅备份自上次备份以来发生变化的数据；
- c) 异地备份：将备份数据存储在不同的地理位置，防止自然灾害等不可抗力造成的数据损失。异地备份可以采用远程磁带库、光盘库备份、远程关键数据或 磁带备份等方法。

附录 A
(规范性)
电气算法

A.1 新能源承载力计算

A.1.1 计算公式

A.1.1.1 电压偏差

$$\Delta V = |V - V_{\text{rated}}/V_{\text{rated}}| \dots\dots\dots (A.1)$$

式中:

V: 实际电压;
V_{rated}: 额定电压。

A.1.1.2 短路电流

$$I_{sc} = S_{sc}/\sqrt{3}V_{\text{rated}} \dots\dots\dots (A.2)$$

式中:

S_{sc}: 短路容量 (MVA)。

A.1.1.3 热稳定校验

$$I_{max} = S_{max}/\sqrt{3}V_{\text{rated}} \dots\dots\dots (A.3)$$

式中:

S_{max}: 最大允许视在功率 (MVA)。

A.1.1.4 谐波约束

$$THD_V = \sqrt{\sum_{h=2}^n V_h^2}/V_1 \dots\dots\dots (A.4)$$

式中:

THD_V: 电压总谐波失真;
V_h: 第 h 次谐波电压;
V₁: 基波电压。

A.1.1.5 线损约束

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n R_i I_i^2 \dots\dots\dots (A.5)$$

式中:

R_i: 第i条线路的电阻;
I_i: 第i条线路的电流。

A.2 潮流计算

A.2.1 计算方法

A.2.1.1 牛顿-拉夫逊法

迭代公式：

$$\Delta X = J^{-1}(X) \cdot R(X) \quad \dots\dots\dots (A.6)$$

式中：

- X: 状态变量向量（包括电压幅值和相角）；
- J(X): 雅可比矩阵，描述状态变量变化对残差向量的影响；
- R(X): 残差向量，由节点功率方程的不平衡量构成；
- ΔX : 状态变量的修正量。

A.2.1.2 快速分解法

在牛顿-拉夫逊法的基础上，利用高压电网的近似特性简化雅可比矩阵，提高计算效率。

A.2.2 计算流程

潮流计算步骤如下：

- a) 初始化节点电压；
- b) 根据节点类型计算注入功率；
- c) 利用迭代公式更新节点电压；
- d) 检查收敛性，如果未收敛，则返回步骤 b) 继续迭代；如果收敛，则输出结果。

A.3 可靠性计算

A.3.1 解析法

A.3.1.1 故障模式影响分析法

负荷点 i 的平均停电频率 SAIFI_i 可通过以下公式计算：

$$SAIFI_i = \sum_{j=1}^n \lambda_j / n \quad \dots\dots\dots (A.7)$$

式中：

- n---影响负荷点i 的所有元件数量；
- λ_j ---第 j 个元件的故障率（次/年）。

A.3.1.2 最小路法

对于负荷点 i 的最小路，假设改路包含 n 个元件，每个元件的故障率为 λ_j （次/年），修复时间为 μ_j （小时/次），则负荷点 i 的平均停电时间 SAIDI_i 可通过一下公式计算：

$$SAIDI_i = \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot \mu_j \quad \dots\dots\dots (A.8)$$

A.3.1.3 网络等值法

网络等值法是一种简化配电网模型的方法，用于提高可靠性评估的计算效率。将复杂的配电网逐步简化为一个简单的辐射状网络，再通过解析法（例如故障模式影响分析法 FMEA）计算系统的可靠性指标。具体步骤如下：

- a) 网络简化：从分支馈线开始，逐步向上简化网络，直至形成一个简单的辐射状网络。这一步骤通常涉及到将多个节点和元件合并为单一的等效节点或元件；
- b) 可靠性指标计算：利用简化后的网络模型，应用 FMEA 等解析法计算系统的可靠性指标。例如，可以计算出系统供电可用率（System Average Interruption Duration Index, SAIDI）、系统平均停电频率指数（System Average Interruption Frequency Index, SAIFI）等指标；

- c) 局部细化: 当计算特定负荷点或中间状态的可靠性指标时, 可以根据需求向下细化网络, 恢复部分细节。

A. 3. 1. 4 馈线分区法

馈线分区法是通过将配电网按照开关类型(手动和自动)划分成不同的区域, 简化网络结构。具体步骤如下:

- a) 开关分类: 根据开关的类型(手动或自动), 将网络中的开关进行分类;
- b) 区域划分: 根据开关的类型, 将网络划分为多个区域。自动区域内的开关应自动响应故障, 而手动区域内的开关通过人工操作;
- c) 可靠性计算: 对每个区域分别应用 FMEA 方法, 计算可靠性指标。

A. 3. 1. 5 向量法

向量法是一种用于计算配电网可靠性指标的方法, 其主要思路是将配电网馈线进行分级划分, 形成各级馈线编号表; 然后基于该编号表利用最小路法求取每个负荷点到主、备用电源的行向量; 最后利用定义好的公式计算出可靠性指标。具体步骤如下:

- a) 馈线分级划分: 将配电网中的馈线按照一定的标准(如距离、容量等)进行分级划分, 形成各级馈线编号表;
- b) 最小路法求取行向量:
 - 1) 基于馈线分级划分形成的编号表, 利用最小路法求取每个负荷点到主、备用电源的行向量;
 - 2) 行向量表示从负荷点到电源的路径上所经过的馈线序列;
- c) 可靠性指标计算: 利用定义好的公式计算可靠性指标, 如系统平均停电时间(SAIDI)、系统平均停电频率(SAIFI)等。

A. 3. 1. 6 可达性分析法

可达性分析法关键在于判断配电网某个元件的故障会导致负荷发生故障的类型, 即负荷点与电源的连通性。该方法将配电网中的电源、负荷及节点看作图论中的顶点, 联络线视作边, 通过求取可达性矩阵来划分网络区域, 并最终运用 FEMA 法计算各区域的可靠性指标。具体步骤如下:

- a) 网络建模: 将配电网中的电源、负荷及节点看作图论中的顶点, 联络线视作边, 构建网络模型;
- b) 可达性矩阵计算;
- c) 区域划分: 利用可达性矩阵对网络进行区域划分, 同一区域内的各顶点是可达的;
- d) 可靠性指标计算: 在每个区域内运用 FEMA 法计算可靠性指标, 如系统平均停电时间(SAIDI)、系统平均停电频率(SAIFI)等。

A. 3. 2 模拟法

模拟法分为非序贯蒙特卡洛模拟法, 序贯蒙特卡洛模拟法。各步骤如下:

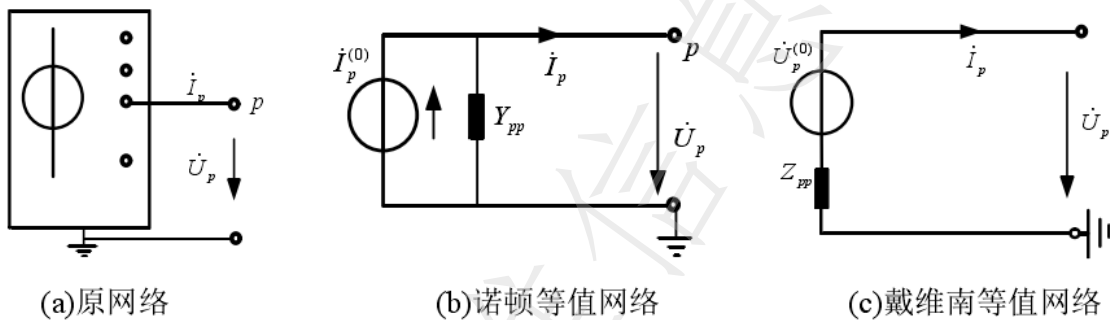
- a) 非序贯蒙特卡洛模拟法:
 - 1) 定义元件状态;
 - 2) 随机抽样;
 - 3) 系统状态组合;
 - 4) 重复步骤 2) 和 3) 多次;
 - 5) 计算可靠性指标。
- b) 序贯蒙特卡洛模拟法:
 - 1) 初始化系统状态;

- 2) 模拟时间步长循环;
- 3) 元件状态更新;
- 4) 系统状态评估;
- 5) 重复步骤 3) 和 4) 直到模拟结束;
- 6) 计算可靠性指标。

A.4 短路电流计算

A.4.1 多端口电网的等值

A.4.1.1 多端口电网等值包括多端口诺顿等值与多端口戴维南等值，以图 A.1 为例进行解析。



图A.1 原网络、诺顿等值网络和戴维南等值网络

假设图 A.1 (a) 原网络方程为:

$$Y\dot{U}^{(0)} = I \quad \dots\dots\dots (A.9)$$

或:

$$\dot{U}^{(0)} = ZI^{(0)} \quad \dots\dots\dots (A.10)$$

式中:

- Y: 节点导纳矩阵;
- Z: 节点阻抗矩阵;
- $\dot{U}^{(0)}$: 节点电压相量,
- $I^{(0)}$: 节点注入电流相量。

在 Y 矩阵和 Z 矩阵中进行简化，将节点 p 排列在最后，则可将式 (A.6) 和式 (A.5) 写成以下形式:

$$\begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_p \\ Y_p^T & Y_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_n^{(0)} \\ \dot{U}_p^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_n^{(0)} \\ I_p^{(0)} \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots (A.11)$$

以及

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_n^{(0)} \\ \dot{U}_p^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{nn} & Z_p \\ Z_p^T & Z_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_n^{(0)} \\ I_p^{(0)} \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots (A.12)$$

式中:

- $\dot{U}_p^{(0)}$: p 点的电压相量;
- $\dot{U}_n^{(0)}$: n 点的电压相量;

- $i_p^{(0)}$: p 点的电流相量;
 - $i_n^{(0)}$: n 点的电流相量;
 - Y_p : 节点 p 互导纳的列相量;
 - Y_{pp} : 节点 p 的自导纳;
 - Y_{nn} : 除去节点 p 外其他节点的导纳矩阵;
 - Z_p : 节点 p 互阻抗的列相量;
 - Z_{pp} : 节点 p 的自阻抗;
 - Z_{nn} : 除去节点 p 外其他节点的阻抗矩阵。
- 对式 (A.7) 进行化简:

$$\begin{cases} \tilde{Y}_{pp} \dot{U}_p^{(0)} = \tilde{I}_p^{(0)} \\ \tilde{Y}_{pp} = Y_{pp} - Y_p^T T_{nn}^{-1} T_p \\ \tilde{I}_p^{(0)} = i_p^{(0)} - Y_p^T Y_{nn}^{-1} i_n^{(0)} \end{cases} \dots\dots\dots (A. 13)$$

由此得出: 诺顿等值导纳保留了节点 p , 然后将其他节点都消去, 从而从端口 p 看进去就是其余节点的等值导纳。诺顿等值电流源同理, 也是将除节点 p 以外的节点消去后, 在节点 p 上产生的等值电流。戴维南等值定理类似, 可通过下式进行戴维南等值参数和诺顿等值参数相互转换:

$$\begin{cases} \tilde{Y}_{pp} = 1/Z_{pp} \\ \tilde{I}_p^{(0)} = \dot{U}_p^{(0)}/Z_{pp} \end{cases} \dots\dots\dots (A. 14)$$

从式 (A.9) 得出: 在诺顿等效推导过程未附带任何假设条件, 直接对网络进行化简, 所以从节点 p 和地组成的端口向原网络看进去原网络和诺顿等效后的网络本质不变。

A. 4. 1. 2 针对多端口的等值电路的推导过程如下:

A. 4. 1. 3 假设某电力网络种总共有 N 个节点, 不含参考节点地节点。假设有 m 个节点, 这 m 个节点与地节点之间组成 m 个端口。

m 端口的诺顿等值电路方程可表示为:

$$i = i_{eq}^{(0)} - Y_{eq} \dot{U} \dots\dots\dots (A. 15)$$

同理 m 端口戴维南等值计算式可用下式表示:

$$\dot{U} = \dot{U}_{eq}^{(0)} - Z_{eq} i_{eq}^{(0)} \dots\dots\dots (A. 16)$$

式中:

$i_{eq}^{(0)}$: m 维诺顿等值电流列矢量;

Y_{eq} : $m \times m$ 阶等值诺顿导纳矩阵;

$\dot{U}_{eq}^{(0)}$: m 维戴维南等值电压列矢量;

Z_{eq} : $m \times m$ 阶等值诺顿阻抗矩阵, 并且以下关系:

$$\begin{cases} Y_{eq} = Z_{eq}^{-1} \\ i_{eq}^{(0)} = Z_{eq}^{-1} \dot{U}_{eq}^{(0)} \end{cases} \dots\dots\dots (A. 17)$$

部分关联矩阵 $M_L(N \times m \text{维})$ 是节点支路关联矩阵中与 m 条支路编号相同的列形成的:

$$M_L = [M_\alpha | M_\beta | \dots | M_m] \dots\dots\dots (A. 18)$$

所以戴维南等值电动势可用下式表示:

$$\dot{U}_{eq}^{(0)} = M_L^T \dot{U}^{(0)} = \begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha^{(0)} \\ \dot{U}_\beta^{(0)} \\ \vdots \\ \dot{U}_m^{(0)} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (A. 19)$$

而戴维南等值阻抗即为可用下式表示:

$$Z_{eq} = M_L^T Z M_L = \begin{bmatrix} Z_{\alpha\alpha} & Z_{\alpha\beta} & \dots & Z_{\alpha m} \\ Z_{\beta\alpha} & Z_{\beta\beta} & \dots & Z_{\beta m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{m\alpha} & Z_{m\beta} & \dots & Z_{mm} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (A. 20)$$

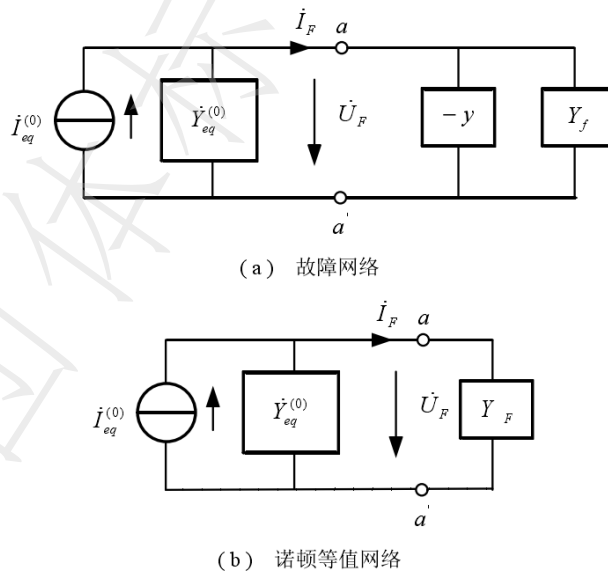
$$\begin{cases} Z_{\alpha\alpha} = M_\alpha^T Z M_\alpha \\ Z_{\alpha\beta} = M_\alpha^T Z M_\beta \end{cases} \dots\dots\dots (A. 21)$$

配电网发生故障时, 将除故障节点以外的节点用诺顿(戴维南)等值出等效电路计算得到诺顿(戴维南)的等值电势和等值阻抗后, 再进行故障分量计算。

A. 4. 2 电网通用故障电流计算方法

A. 4. 2. 1 计算方法

故障网络图如图 A.2 所示。



图A. 2 故障后电力系统

$\dot{i}_{eq}^{(0)}$ 、 $\dot{Y}_{eq}^{(0)}$ 是故障前电力网络诺顿等值电流及导纳, 故障前将原系统中故障网络原件组成的节点导纳矩阵用 y 表示, 则接入 $-y$ 则是将故障网络原件从电网络中移出, 故障后, 受故障影响的元件在节点导纳矩阵中用 Y_f 表示, 则可以表示为图 A. 2 所示。可以看出, 当 $Y_f = y$ 时, 网络无故障发生。

从故障端口向原电力网络看去, 计算图 A. 2 中 $\alpha\alpha'$ 左右两侧两部分端口的电流, 然后再利用故障端口的电流求其他故障分量。

由式 (A.11) 和图 A.2-(b)可得, 故障端口电压 \dot{U}_F 可用下式表示:

$$\dot{U}_F = (Y_{eq} + Y_F)^{-1} \dot{i}_{eq}^{(0)} = (Y_{eq} + Y_F)^{-1} Y_{eq} \dot{U}_{eq}^{(0)} = (I + Z_{eq} Y_F)^{-1} \dot{U}_{eq}^{(0)} \dots \dots \dots (A. 22)$$

式中：

I：单位矩阵。用式（A.15）可得，只需计算出故障端口戴维南等值参数 Z_{eq} 和 $\dot{U}_{eq}^{(0)}$ ，即可算出故障端口电压 \dot{U}_F 。

故障端口电流 \dot{i}_F 可用下式表示：

$$\dot{i}_F = Y_F \dot{U}_F = Y_F (I + Z_{eq} Y_F)^{-1} \dot{U}_{eq}^{(0)} \dots \dots \dots (A. 23)$$

由叠加定理可知，故障后的线性网络中，故障前各网络节点的电压 $U^{(0)}$ 与故障后故障电压分量 U' 相加可得到故障后的各网络节点电压，如下式所示：

$$\begin{cases} \dot{U} = U^{(0)} + U' \\ \dot{U} = -Z M_F \dot{i}_F \end{cases} \dots \dots \dots (A. 24)$$

式中：

- M_F ：故障点组成的端口处的节点对关联矩阵；
- U' ：故障端口电流在各节点上作用的故障分量；
- Z ：电网络的节点阻抗矩阵，且 $Z = Y^{-1}$ 。

M_F 由故障点的关联矢量组成每一列，组成元素是 -1、1、0，对于横向故障计纵向故障，组成方式有所区别，在此不再赘述。可以看出， M_F 组成较为简单，该矩阵的组成元素只有 0、1、-1。由式（A. 19）可知， U' 表达式中带了一个负号，那是因为故障电流方向与规定的正方向相反。

以电网双重故障为例，在序分量计算模型下，详细描述该方法的具体求解过程。假设电网中存在两个故障端口 $\alpha(i, j)$ 和 $\beta(p, q)$ ，其中 $\alpha(i, j)$ 为横向故障端口， $\beta(p, q)$ 是纵向故障端口，其中， i, p, q 是电网中的节点， j 是参考节点地节点。则网络中的等值戴维南阻抗可以表示为：

$$Z_{eq} = M_F^T Z M_F = [M_\alpha \ M_\beta]^T Z [M_\alpha \ M_\beta] \dots \dots \dots (A. 25)$$

式中：

M_F 由 M_α 、 M_β 组成，其中， M_α 是一个第 i 节点上元素为 1，其他元素全为 0 的矩阵，而 M_β 是一个第 p, q 节点上元素为 1 和 -1，其他元素全为 0 的矩阵。将 M_F 代入式（A.19）中，则可得到下式：

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} Z_{ii} & Z_{ip} - Z_{iq} \\ Z_{ip} - Z_{iq} & Z_{pp} + Z_{qq} - 2Z_{pq} \end{bmatrix} \dots \dots \dots (A. 26)$$

式中：

式中元素均为节点阻抗矩阵中的元素。

故戴维南等值电动势可以用下式表示：

$$\dot{U}_{eq}^{(0)} = M_F^T \dot{U}^{(0)} = [M_\alpha \ M_\beta]^T \dot{U}^{(0)} = [\dot{U}_\alpha^{(0)} \ \dot{U}_\beta^{(0)}]^T \dots \dots \dots (A. 27)$$

$$\dot{U}_\alpha^{(0)} = \dot{U}_i^{(0)} \quad (A. 28)$$

$$\dot{U}_\beta^{(0)} = \dot{U}_p^{(0)} - \dot{U}_q^{(0)} \quad (A. 29)$$

考虑到本文采用序分量进行分析，利用对称分量法，将 Z_{eq} 转换成正序、负序、零序阻抗，所以式（A.20）在正负、负序、零序坐标轴下可表示为下式：

在配电网故障电流计算之前，应确定分布式电源的初始状态，可由下式确定：

$$i_{DG,i} = \hat{S}_{N,i}/3\hat{U}_i \dots\dots\dots (A. 32)$$

式中：

- $i_{DG,i}$: 分布式电源输出电流；
- $\hat{S}_{N,i}$: 节点 i 上所接分布式电源的额定功率的共轭；
- $3\hat{U}_i$: 节点 i 电压的共轭。

A. 4. 3. 2 电机类并网式分布式电源故障电流计算方法

对电机类并网分布式电源，采用附录 A. 3. 2 中的算法计算。电机类并网分布式电源等效故障图如图 A. 3 (a) 所示，在发生短路的瞬间，根据磁链守恒定律，机组的电压及电抗并未发生根本性改变，可用次暂态电势及次暂态电抗表示，所以与上级电网类似，将电机类分布式电源等效为电压源串联阻抗的形式并入配电网中。

主要分为以下几个步骤：

- a) 首先根据网络参数形成节点导纳矩阵 Y 和节点阻抗矩阵 Z ，基于各节点负荷参数，利用潮流计算法计算故障前各节点初始电压 $\dot{U}^{(0)}$ ；
- b) 取出节点阻抗矩阵 Z 中电机类并网分布式电源的列元素 Z_{DG1} ，由 $\dot{U}^{(0)}$ 和式 (A. 27) 计算得到电机类分布式电源及上级电源的电压分量 E_d'' ，电压源串联的阻抗矩阵为 Z_d'' ，则可计算出故障前在电压源作用下配电网各节点电压为：

$$\dot{U}_{DG1}'' = Z_{DG1} Z_d''^{-1} E_d'' \quad (A. 33)$$

- c) 故障后设置相应端口，从该端口出发对故障前的其余节点组成的网络结构进行诺顿等值，计算得端口的等效节点导纳矩阵 Y_{eq} 、等效的电流分量 I_{eq} ，在序分量模型下，根据故障类型和故障网络相关参数得到故障部分的节点导纳矩阵 Y_F ，再由式 (A. 17) 计算得到故障端口的故障电流 I_F' ；
- d) 由式 (A. 28) 计算得到电机类并网式分布式电源作用下各节点的电压 U_d' 。

A. 4. 3. 3 逆变器并网式分布式电源故障电流计算方法

逆变式分布式电源输出电流取决于接入节点的控制策略和节点正序电压，逆变式分布式电源与输出电流之间的关系为非线性耦合关系，逆变器并网式分布式电源故障电流采用计算机迭代方法对 DG 的故障分量进行解耦计算，算法步骤如下：

逆变器分布式电源电压初始化， $U^{(0)} = U_d'$ ，然后对逆变器的输出电流进行计算：

$$I_{DG2}' = F(U_d') \dots\dots\dots (A. 34)$$

取出节点阻抗矩阵 Z 中 IBDG 的列元素 Z_{DG2} ，则逆变器输出电流对故障配网的电压影响可用下式表示：

$$\dot{U}_{DG2}'' = Z_{DG2} I_{DG2}' \dots\dots\dots (A. 35)$$

由 \dot{U}_{DG2}'' 可利用诺顿等效定理计算故障前端口等效电流分量 I_{eq}'' ，在序分量模型下，根据故障类型和故障网络相关参数得到故障部分的节点导纳矩阵，再由式 (A. 19) 计算得到故障端口的故障电流 I_F' ；

- a) 由式 (A. 12) 计算得到逆变器并网式分布式电源作用下各节点的电压；
- b) 利用叠加定理，将电机类并网分布式电源故障分量与逆变器并网分布式电源故障分量相加得到配网故障后的电压；

$$\dot{U}_d = \dot{U}'_d + \dot{U}''_d \dots\dots\dots (A. 36)$$

c) 利用迭代算法，重复计算，直至收敛。迭代收敛的判断条件是：

$$\|\dot{U}_d^{(k+1)} - \dot{U}_d^{(k)}\| \leq \varepsilon \dots\dots\dots (A. 37)$$

式中：

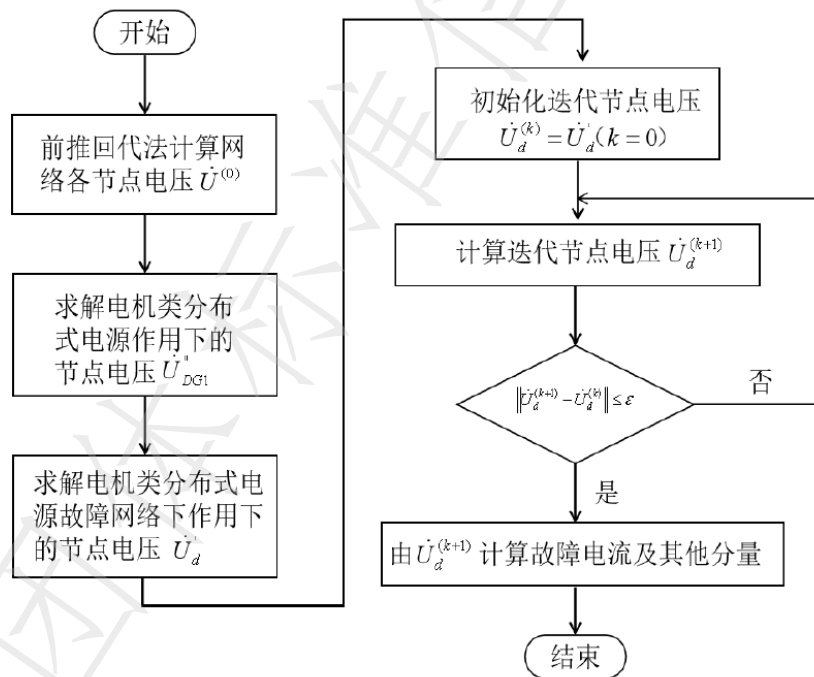
ε :收敛精度；

$\dot{U}_d^{(k+1)}$:迭代 k+1 次的配网故障电压；

$\dot{U}_d^{(k)}$:迭代 k 次的配网故障电压。

A. 4. 3. 4 通用源荷储短路电流计算方法

通用的源荷储短路电流计算方法流程图见图 A. 4。



图A. 4 通用源荷储短路电流计算方法

图 A. 4 中通用源荷储短路电流计算方法算法步骤如下：

- 电压初始化，用前推回代法计算配网潮流，得到配网故障前各节点电压 $U^{(0)}$ ；
- 计算故障前在电机类分布式电源及上级电压源作用下配网各节点电压；
- 对故障网络进行诺顿等效得节点导纳矩阵 Y_{eq} 以及等效的电流相量 I_{eq} ，用附录 A. 3 中的通用故障计算方法计算电机类分布式电源作用下的节点电压 \dot{U}'_d ；
- 以电机类分布式电源作用下的节点电压 \dot{U}'_d 作为迭代初始电压求解逆变式分布式电源的输出电流 I'_{DG2} ；
- 利用逆变式分布式电源的输出电流 I'_{DG2} ，求出逆变式分布式电源独立作用下电压故障分量 \dot{U}''_{DG2} ；

- f) 电压故障分量 \dot{U}_{DG2}'' 和诺顿等效参数，计算逆变器并网式分布式电源作用下各节点的电压 U_d'' ；
- g) 根据叠加定理，将两类分布式电源的故障分量相加，并判断是否满足收敛条件，若满足收敛条件，则利用该电压对整个配网的故障分量进行求解，包括各节点的故障电压、支路故障电流等，若不满足收敛条件，则需从 e) 步开始循环迭代，直至收敛或超过迭代次数，值得注意的是，以上运算均在序分量模型下计算，然后在通过对称分量法进行相分量的转换。

参 考 文 献

- [1] T/XXX XXX-XXXX 中压配电网网架问题智能诊断技术规范
- [2] T/XXX XXX-XXXX 中压配电网规划方案智能生成技术规范

全国团体标准信息平台