

电网调度与控制

D

IANWANG DIAODU YU KONGZHI

主编 张红艳 吴汉斌



CBS 湖南科学技术出版社

电网调度与控制

主编 张红艳 吴汉斌



图书在版编目 (C I P) 数据

电网调度与控制 / 张红艳, 吴汉斌主编. — 长沙 : 湖南科学技术出版社, 2022. 3

ISBN 978-7-5710-0971-7

I. ①电… II. ①张… ②吴… III. ①电力系统调度 IV. ①TM73

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2021) 第 077233 号

电网调度与控制

主 编: 张红艳 吴汉斌

出 版 人: 潘晓山

责任编辑: 王 斌

出版发行: 湖南科学技术出版社

社 址: 长沙市芙蓉中路一段 416 号泊富国际金融中心

网 址: <http://www.hnstp.com>

湖南科学技术出版社天猫旗舰店网址:

<http://hnkjcs.tmall.com>

邮购联系: 0731-84375808

印 刷: 长沙市宏发印刷有限公司

(印装质量问题请直接与本厂联系)

厂 址: 长沙市开福区捞刀河大星村 343 号

邮 编: 410008

版 次: 2022 年 3 月第 1 版

印 次: 2022 年 3 月第 1 次印刷

开 本: 787mm×1092mm 1/16

印 张: 20

字 数: 387 千字

书 号: ISBN 978-7-5710-0971-7

定 价: 98.00 元

(版权所有·翻印必究)

本书编委会

主 任：陈铁雷
委 员：赵晓波 杨军强 田 青 石玉荣 郭小燕
祝晓辉 毕会静

本书编审组

主 编：张红艳 吴汉斌
编写人员：李雪珠 周 快 闫兴文 袁胜涛 张 臻
郭素梅 刘夏青
主 审：钱 前 田海水 赵贺雄

前言

电网调控运行人员是电网运行的指挥者，为了提高电网调控运行人员的专业和综合业务素质，满足其培训需求，立足于服务实际工作和技术技能提高，编者编写本教材。

本书共分十章，包括电力系统基础知识、电网调控主要业务、电网调控技术支撑系统等方面。在本书的编写中，张红艳、吴汉斌同志任主编，负责全书的统稿和各章节内容的初审，钱前、田海水、赵贺雄同志任主审，负责全书的审定。李雪珠同志主要负责第一章、第二章和第九章编写，周快同志主要负责第三章编写，闫兴文同志主要负责第四章和第五章编写，袁胜涛同志主要负责第六章编写，张臻同志主要负责第七章编写，郭素梅同志主要负责第八章编写，刘夏青同志主要负责第十章编写。

本书对供电企业电网调控运行人员岗位培训有较强的指导作用，也可作为其他专业了解电网调控运行知识的参考资料。

本书的编写得到了国网河北各供电公司的大力支持，在此，表示衷心的感谢！另，编写过程中参考了大量的文献资料，在此对原作者表示深深的谢意！

本书如能对读者和培训工作有所帮助，我们将感到十分欣慰。由于编者的水平有限，难免存在纰漏，敬请各位专家、读者指正。

第一章 电力系统基本知识 / 1

第一节 电力系统基础 / 1

第二节 发电厂 / 3

第三节 变电站 / 6

第四节 电力线路 / 46

第五节 电力负荷 / 51

第二章 电网调度管理 / 54

第一节 电网调度基本概况 / 54

第二节 电网调度管理机构 / 55

第三节 电网调度运行 / 60

第三章 电网监视控制 / 75

第一节 设备监控信息 / 75

第二节 监控信息调试验收 / 87

第三节 设备运行监视和巡视 / 90

第四节 设备监控信息处置 / 95

第五节 监控系统异常 / 105

第六节 电压调整 / 106

第七节 负荷控制 / 116

第四章 电网倒闸操作 / 119

第一节 电网倒闸操作概述 / 119

第二节 电气设备倒闸操作 / 125

第三节 电网方式调整 / 135

第五章 生产计划与“两票”管理 / 142

第一节 调度计划管理 / 142

第二节 “两票”管理 / 152

第六章 电网及设备异常 / 160

第一节 电网及设备异常处置原则 / 160

第二节 电网典型异常及处置 / 161

第三节 一次设备典型异常及处置 / 163

第四节 二次设备典型异常及处置 / 173

第七章 电网事故处置 / 190

第一节 电力系统事故综述 / 190

第二节 线路事故处理 / 196

第三节 变压器事故处理 / 200

第四节 母线事故处理 / 201

第五节 典型故障录波分析 / 204

第八章 新设备投运管理 / 209

第一节 电网厂站及主设备命名 / 209

第二节 新设备投运前期准备工作 / 220

第三节 新设备启动方案管理 / 223

第四节 新设备启动方案及实例 / 230

第九章 电厂、新能源管理 / 262

第一节 电厂并网管理 / 262

第二节 并网电厂运行管理 / 266

第三节 发电厂故障处置 / 279

第十章 电网调控技术支撑系统 / 283

第一节 智能电网调度控制系统 / 283

第二节 省地县一体化调度管理系统 / 300

第三节 操作票系统 / 305

第四节 故障录波系统 / 308

第五节 遥视系统 / 310

第一章 电力系统基本知识

第一节 电力系统基础

一、电力系统基本概况

电力系统是由发电、供电（输电、变电、配电）、用电设施以及为保障其正常运行所需的继电保护和安全自动装置、计量装置、调度自动化、电力通信等二次设施构成的统一整体。

动力系统是指发电企业的动力设施、设备和发电、输电、变电、配电、用电设备及相应的辅助系统组成的电能热能生产、输送、分配、使用的统一整体，相当于电力系统和发电厂动力部分的总和。

电力网是指输电、变电、配电设备及相应的辅助系统组成的联系发电与用电的统一整体，包括变压器和各种电压等级的输、配电线路，其作用是输送和分配电能。简称电网。

电网的作用就是将发电厂发出的电力电能由输电线路送至变电站母线，通过母线进行同级电压的电力电能的汇集、分配，同时通过变压器向不同电压等级的配电网进行分配；其运行控制由调控中心统一指挥。电网一般可分为输电网和配电网。

输电网是电力系统中最高电压等级（220 kV 及以上）的电网，是电力系统中的主要网络（简称主网），起电力系统骨架的作用，所以又可称为网架。在现代输电网中既有超高压交流输电，又有超高压直流输电，这样的输电系统通常称为交、直流混合输电系统。

配电网是将电能从枢纽变电站直接分配到用户区或用户电网，它的作用是将电力分配到配电变电站后再向用户供电，或不经配电变电站直接将电力分配到大用户的配电装置进行配电。可分为高压（一般为 35~110 kV，220 kV 直配线也可列入）、中压（6~10 kV）和低压（一般采用 380/220 V）配电网。

电力系统组成如图 1-1 所示。电力系统之间通过输电线连接，形成互联网络，我们把连接两个电网的输电线称为联络线。

随着电网的发展，对现代电网而言，也可合理地划分为受端系统网络、电源接入电网的输电回路和电网间联络回路三个部分组成。

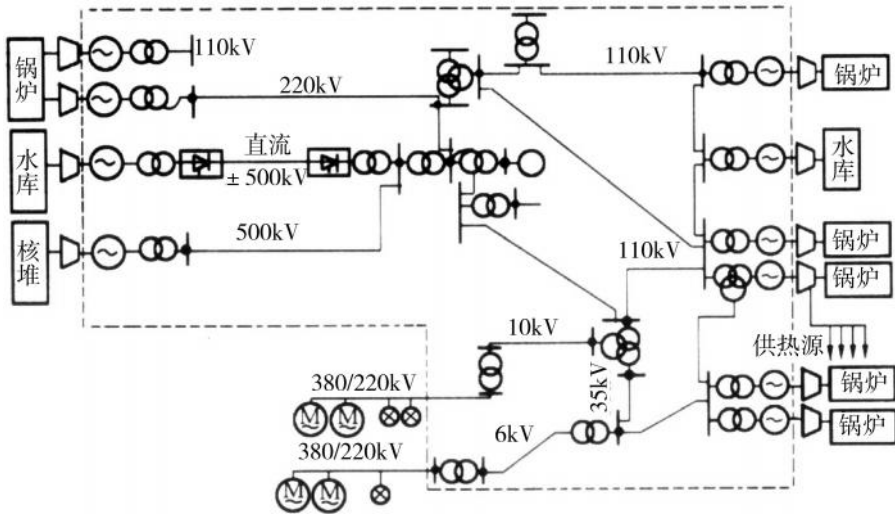


图 1-1 电力系统示意图（虚框内为电网，包括输电网和配电网）

二、电力系统的任务和基本要求

电力系统的根本任务是在国民经济发展计划的统筹下，安排电源和电网建设，合理开发能源，优化电源布局和电网结构，保持电源与电网的协调发展，促进水电、煤电、核电和蓄能电站等电源的合理互补，用最低的综合成本，向国民经济各部门和各电力用户提供充足、可靠和质量合格的电能。

电力系统运行的基本要求是保证供电的安全性和可靠性，要有合格的电能质量，并且具有良好的经济性。

关于电力系统运行经济性方面可以采取以下措施，例如，调整负荷曲线，提高设备利用率；合理利用各种动力资源，降低煤耗；合理的电网规划和电网运行方式优化来降低网络损耗等等。

合格的电能质量是指电网频率、电网电压和电压波形的偏差在正常范围内。我国电力系统的标准频率为 50 Hz，其偏差应满足 GB/T15945—2008《电能质量电力系统频率偏差》标准中规定：“电力系统正常运行条件下频率偏差限值为 ± 0.2 Hz。当系统容量较小时，偏差限值可以放宽到 ± 0.5 Hz。”我国常用的电压等级包括 220 V、380 V 和 6 kV、10 kV、35 kV、66 kV、110 kV、220 kV、330 kV、500 kV、750 kV、1000 kV、

±500 kV、±600 kV、±800 kV 等。其中关于电压偏差，中华人民共和国颁发的 GB/T12325—2008《电能质量供电电压偏差》标准中规定：“35 kV 及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过标称电压的 10%；20 kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称电压的±7%；220 V 单相供电电压允许偏差为标称电压的+7%、-10%。”需要注意的是，所有电压等级（网络额定电压、用户设备额定电压）都是指线电压而非相电压。

电力系统的规划、设计和工程实施为实现上述要求提供了必要的物质基础，但最终的实现则取决于电力系统的调度运行。

第二节 发电厂

按照能源转换的方式不同，发电厂主要有火力发电厂、水力发电厂、核电站、风电场、太阳能发电厂、潮汐发电厂、地热发电厂等等。近年来风能、太阳能、生物质能、海洋能等可再生能源在各国能源战略的地位不断提升，尤其以风能和太阳能应用最为广泛。

一、火力发电厂

1. 按燃料构成可分为燃用固体燃料（包括煤炭、生物质燃料、垃圾）、液体燃料（包括石油及石油制品、水煤浆）、气体燃料（包括天然气、煤层气、合成煤气及未来氢气）的发电厂。

2. 按设备类型可分为蒸汽动力、内燃机、燃气轮机以及未来的燃料电池发电厂。

3. 按终端产品可分为纯发电、热电联产或热电冷联产，以及电、化工产品等多联产发电厂。

4. 按功能性质分为公用事业电厂和自备电厂。自备电厂一般规模较小。

火电机组最低技术出力即火电机组本身技术条件允许的最小生产能力，是指三大主力设备（锅炉、汽轮机、发电机）能够连续安全、稳定运行的最低负荷。一般火电机组最低技术出力由锅炉的最小负荷决定，目前可达额定容量的 40%~50%。因此，压火电机组出力，对锅炉影响最大，若压至极限、出力不当，极易导致锅炉爆燃事故。

二、水力发电厂

水电站将水能转换成电能，由一系列建筑物和设备组成的，建筑物用来集中天然水能的落差，形成水头，并利用水库汇集、调节天然水流的流量。水电站的基本设备是水轮发电机组。水流通过引水建筑物进入水轮机，推动水轮机转动将水能变成机械

能，再带动发电机转动，将机械能转换成电能。除发电外，水电厂拥有多种电网效益（备用、调峰、调压、调频）和多种社会效益（比如防洪、灌溉、航运、养殖、旅游等）。

1. 按水源性质可分为常规水电站和抽水蓄能电站。抽水蓄能电站是利用电网负荷低谷时多余的电力，将低处下水库的水抽到高处上水库存储，待电网负荷高峰时放水发电，具有调峰功能。

抽水蓄能电站运行具有几大特性：它既是发电厂，又是用户，它的填谷作用是其他任何类型发电厂所没有的；它启动迅速，运行灵活、可靠，除调峰填谷外，还能承担调频、调相、事故备用、黑启动等任务；此外，由于抽水蓄能机组既可作电源又可作负荷，电网调度组织功率特别方便简易，可配合核电机组、煤电机组调试期间甩负荷、满负荷振动等各项试验。目前，国内已建的抽水蓄能电站在各自的电网中都发挥了重要作用，使电网总体燃料得以节省，降低了电网成本，提高了电网的可靠性。

2. 按水电站的开发水头手段可分为坝式水电站、引水式水电站和混合式水电站。

3. 按径流的调节程度可分为无调节水电站和有调节水电站。

4. 按装机容量的大小可分为大型、中型和小型水电站。一般装机容量在 50 MW 以下的为小水电站，在 50 MW~100 MW 之间的为中型水电站，在 100 MW 及以上的为大型水电站。

三、核电厂

核电站是利用一座或若干座反应堆所产生的热能来发电或发电兼供热的动力设施。反应堆是核电站的关键设备，链式裂变反应就在其中进行。按照反应堆的形式可分为压水反应堆核电站、高温气冷反应堆核电站、重水反应堆核电站和沸水反应堆核电站。其中压水堆核电站是最成熟，也是应用最广泛的核电站。在电网调度中，核电站不参与系统调峰任务，只带基荷运行。

四、风力发电厂

风力发电是通过风机将风的动能转换为风机叶片的机械能，在通过发电机将机械能转变为电能的发电方式。按技术特点可分为双馈式变桨变速风电机组、直驱永磁式变桨变速风电机组和失速型定桨定速风电机组，其中前两种应用最多。

1. 风电场一次设备

(1) 风电机组，通常采用单元接线，一机一变，包括风电机组和箱变（机组升压变压器）。

(2) 集电系统，因为风电电机容量小、数目多，需要集电系统。集电系统多为单母线或单母线分段接线，多为 35 kV（或 10 kV），风机电力升压后经集电馈线汇集送

至升压站。

(3) 升压变电站,将本站所连数个风电场电力经升压变(一般为有载调压变压器)后输送至相应电压等级电网。通常装设各类 35 kV(或 10 kV)无功补偿装置(SVC、SVG 等)、消弧成套设备。

(4) 所用电系统,一般设两台干式变压器为全所提供所用电源。一台运行,由站内 35 kV 母线供电;一台备用,由所外 10 kV 备用电源供电。

2. 风电场运行要求

(1) 我国要求当风电场并网点电压偏差在额定电压的 $-10\% \sim +10\%$ 之间时,风电场内的风电机组应能正常运行。当并网点电压偏差超过 10% 时,风电场运行状态由风电场所选用的风电机组的性能确定;风电机组应具备一定的故障电压穿越能力。

故障电压穿越指当电网故障或扰动引起风电场并网点的电压跌落(升高)时,在一定的电压跌落(升高)范围内,风电机组能够保证不脱网连续运行的能力。这是因为若电网出现故障时风机实施被动式自我保护而立即解列,而不考虑故障的持续时间和严重程度,这样能最大的保护风机的安全,这种情况在风电场装机容量占比较低时可以接受。但是,当风电装机容量占比较大,若风机在电压跌落(升高)时立即解列,会增加系统故障后的恢复难度,最终导致大量风机脱网,甚至造成负荷损失。

我国对风电场低电压穿越能力的规定为:并网点电压跌至 $0.2 U_T$ 时能够保证不脱网连续运行 625 ms;并网点电压在发生跌落后 2 s 内能够恢复到 $0.9 U_T$ 时,能够保证不脱网连续运行。高电压穿越能力未做正式标准要求,一般情况是 $1.10 < U_T \leq 1.15$,具有每次运行 2 s 的能力; $1.15 < U_T \leq 1.20$,具有每次运行 200 ms 的能力; $1.20 < U_T$,退出运行。

(2) 风电场安装的风电机组应满足功率因数在超前 $0.95 \sim$ 滞后 0.95 的范围内动态可调。当公共电网电压处于正常范围以内时,风电场应当能够控制风电场并网点电压在标称电压的 $97\% \sim 107\%$ 范围内。

(3) 风电机组启动分自动启停和手动启停,通过风电场集中监控系统或者风电机组现场监控系统完成;有功功率制系接收并执行有功控制指令,必要时可通过安全自动装置快速自动降低风电场有功功率或切除风电场。

(4) 集电线路跳闸或者风机大面积脱网时,风电场运行人员应断开与系统联系,查明故障原因,汇报相关调度,设备具备恢复条件并得到调度许可后方可重新并网发电。

五、太阳能发电

太阳能发电方式主要有通过热过程的太阳能热发电和不用过热过程的光伏发电、

光化学发电和光生物发电等方式。近年来光伏发电发展迅速，光伏发电主要分为独立光伏发电系统与并网光伏发电系统。独立光伏发电系统例如路灯系统。

1. 并网光伏发电系统构成

并网光伏发电系统主要由太阳能电池板（阵列）、控制器、DC/DC 变换器、蓄电池、逆变器等部分组成。太阳能电池单体是光电转换的最小单元，产生低压直流电。太阳能电池单体串并联并封装成为太阳能电池组件，再经过串并联并装在支架上，构成了太阳能电池板（阵列）。控制器作用是控制整个系统的工作状态，获得最高光电转换效率。DC/DC 变换器将光伏电池阵列输出的低压直流电升压至高压直流电。逆变器将光伏电池阵列和蓄电池提供的直流电逆变成交流电，得到与电网或负载频率相同、额定电压匹配的正弦交流电。

2. 光伏电站运行要求

光伏电站故障电压穿越能力的规定为：光伏电站在并网点电压低于 0.9 倍额定电压（含边界值）时，满足低电压穿越能力要求；光伏电站在并网点电压为 0.9~1.1 倍额定电压（含边界值）内，应正常运行；光伏电站在并网点电压为 1.1~1.2 倍额定电压内，应至少持续运行 10 s；光伏电站在并网点电压为 1.2~1.3 倍额定电压（含边界值）内，应至少持续运行 0.5 s。

光伏电站出力受地理分布、季节变化、昼夜交替等影响，且光伏并网发电系统不具备调峰和调频能力，这将对电网的早峰负荷和晚峰负荷造成冲击。光伏并网发电量的增加并不能减少对电网装机容量的需求。

第三节 变电站

变电站是联结电力系统的中间环节，是电网中一个个的节点，用以汇集电源、升降电压和分配电力，通常由一次设备、二次设备和相应的设施以及辅助生产建筑物等组成。一次设备是指直接生产、输送和分配电能的高压电气设备，包括主变压器、高压断路器、隔离开关、互感器等设备；二次设备是指对一次设备的工作进行监视、控制、调节、保护以及为运行、维护人员提供运行工况或生产指挥信号所需的低压电气设备。

一、变电站分类及架构

变电站可分为常规变电站、数字变电站（综合自动化变电站）和智能变电站。

随着数字化技术的不断发展以及 IEC 61850 的不断推广，智能变电站形成网络化为主的控制保护系统架构，该架构通常称为三层两网，三层为站控层、间隔层、过程

层；两网为站控层网络、过程层网络。

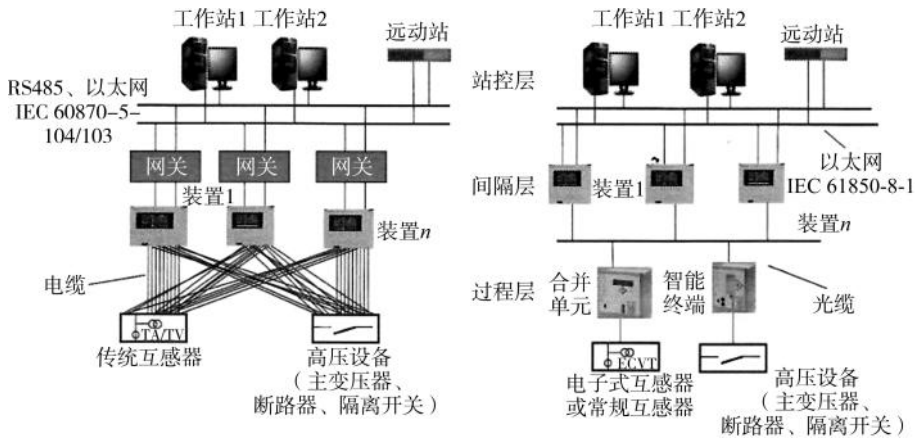


图 1-2 传统变电站和智能变电站结构

1. 智能变电站三层设备

站控层包含自动化系统、站域控制、通信系统、对时系统等子系统。实现面向全站或一个以上一次设备的测量和控制功能，完成数据采集和监视控制、操作闭锁以及同步向量采集、电能量采集、保护信息管理等相关功能。

间隔层包括继电保护装置、测控装置等二次设备。实现使用一个间隔的数据并且作用于该间隔一次设备的功能，即与各种远方输入/输出、智能传感器和控制器通信。

过程层包含由一次设备和智能组建构成的智能设备、合并单元和智能终端。完成变电站电能分配、变换、传输及其测量、控制、保护、计量、状态检测等相关功能。

合并单元 MU (merging unit) 是过程层的关键设备，是对来自二次转换器的电流和或电压数据进行时间相关组合的物理单元。合并单元可以是互感器的一个组成件，也可以是一个分立单元。合并单元的输入由数字信号组成，包括采集器输出的采样值、电源状态信息及变电站同步信号等，通过高速光纤接口接入合并单元。在合并单元内对输入信号进行处理，同时合并单元通过光纤向间隔层智能电子设备 (IED) 输出采样合并数据。

智能终端 ST (smart terminal) 是智能变电站二次系统的核心设备之一。主要作用有：

(1) 智能终端是智能变电站中一次设备状态开关量 (遥信量) 的采集及转换设备。智能终端装置通过强弱电转换方式将隔离开关、断路器等一次设备运行位置及断路器本体的告警及状态信号转换为弱电信号，并通过光电转换元件转换为光数字信号上送给继电保护、测控装置及合并单元等设备。

(2) 智能终端是断路器的操作箱。终端箱内除了配置断路器控制回路监视、断路器 SF6 压力监视、防跳回路、断路器操作回路的同时还具有自我状态检测功能，能够检测自身所有光通道及开入开出元件的完好性。

(3) 智能终端是继电保护装置的跳合闸出口装置。由于数字化继电保护装置没有出口插件，当继电保护装置动作出口，继电保护装置将跳闸命令信号传送给智能终端装置，由智能终端装置驱动有关元件实现断路器的跳合闸。

(4) 智能终端是监控遥控执行装置。运行人员（或调度人员）进行远方遥控操作时，遥控命令通过站控层网络传送给测控装置后，测控装置经过逻辑五防校验后发出遥控操作指令，遥控操作指令由间隔层光通道传送至智能终端由智能终端实现断路器分/合、隔离开关拉/合及档位调节等操作功能。

2. 智能变电站两层网络架构

站控层网络构建全站统一的 MMS 网，实现站控层各设备之间的横向通信以及站控层与间隔层设备之间的纵向通信。主要传输站域及区域信息，如遥控、遥信、遥测、站域备自投及保护测控的告警信息；过程层网络包括 GOOSE 网和 SV 网，主要传输各个间隔保护装置之间的信息传输通道。GOOSE 网主要传送一些开关量信息，SV 网主要传输电流电压等测量信息。

保护装置遥测量采用 SV 点对点传送，测控、计量装置遥测量则通过 SV 组网传送；保护装置跳合闸 GOOSE 命令采用光纤点对点方式直接接入就地智能终端，测控装置的开出信息、逻辑互锁信息、断路器机构位置、主变压器中性点位置和告警信息通过 GOOSE 网络进行传输。

二、变电站主接线及运行方式

将变电站内的变压器、断路器、隔离开关、互感器、避雷器、母线等电气一次设备按一定顺序连接起来，用以表示产生、汇集和分配电能的电路，称为主接线图。

设备的运行方式是指系统中各电气设备的运行状态及其相互连接的方式。包括正常运行方式和特殊运行方式。正常运行方式是经常性的运行方式，是指系统在无故障的情况下，最合理、经济、可靠、灵活的运行方式。特殊运行方式是指在系统发生异常或设备损坏、设备试验检修时，为了减少对外停电而采取的一种运行方式。

（一）变电站常用接线形式及特点

1. 单母线接线

单母线接线是变电站中最简单的母线接线方式，主要用在 10 kV~35 kV 系统中，母线上接有线路、无功补偿装置和站用变压器。

单母线接线设备少、投资少、接线简单、运行操作方便、扩建方便。但是可靠性

不高、灵活性较差，运行方式单一，任一出线断路器检修时该回路必须停电。当发生母线故障（包括母线上的元件）和任意出线故障断路器拒动时，都将会造成整条母线全停。

母线或母线隔离开关正常检修时，整条母线将全停。应注意，在母线停电前首先将母线上所连接的站用变压器所带负荷倒至另一台站用变压器或备用变压器供电。

2. 单母线分段接线

为了提高单母线接线的供电可靠性和灵活性，可采用单母线分段接线，单母线分段接线由断路器及隔离开关将母线分为两段。当其中一段母线或母线隔离开关需要清扫、检修时，可以拉开分段断路器及两侧的隔离开关，则另一段母线仍能照常工作。

单母线分段后，可弥补单母线接线的不足，相对于单母线接线方式，提高了供电的可靠性和灵活性。

双电源线路一路工作，另一路备用时，分段断路器接通运行。任一段母线故障，分段断路器可在继电保护装置作用下自动断开。

双电源线路同时工作互为备用时，分段断路器在断开运行。任一电源故障，分段断路器可自动投入。

当任一母线停电时，母线分列运行，停电母线上所连接的出线、无功补偿装置和站用变压器也必须停电。当母线停电前，应注意首先将母线上所连接的站用变压器所带负荷倒至另一台站用变压器或备用变压器供电。

3. 双母线接线

双母线接线共有两组母线，每一出线经一组断路器和两组隔离开关接到两组母线上，两组母线之间通过母线联络断路器连接起来。根据需要，每一条出线可以通过母线隔离开关连接到任意一条母线上。

(1) 双母线接线优点：

供电可靠性高，可以轮流检修母线而不使供电中断，当一条母线故障后，将非故障元件倒换至无故障母线上，就可以迅速恢复供电。

检修母线隔离开关时，只需要停该隔离开关所对应的出线和母线，其余出线倒换至另一条母线，不影响其他元件供电。

在母线检修时，可以在任何出线不停电的情况下轮流检修母线，不影响各元件正常运行。

运行方式灵活。根据系统运行需要，各元件可灵活地连接到任一母线上，实现系统运行方式的灵活调整。

配电装置布置清晰，扩建方便。

任一回路运行的断路器，如果拒绝动作或因故不允许操作，可利用母联断路器代