中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

深圳中低压配电网规划技术导则
(2022 年修编版)

CHINA
SOUTHERN POWER
GRID

深圳供电局有限公司

2022 年 12 月

前　言

为落实公司以更高质量、更高标准融入和服务深圳建设粤港澳大湾区核心引擎城市以及中国特色社会主义先行示范区相关要求，提升配电网规划建设标准，全力打造安全、可靠、绿色、高效的世界一流智能配电网和“绿色高效”、“柔性开放”和“数字赋能”的现代化城市新型电力系统，公司配网管理部组织电网规划研究中心、资产管理部、工程部、市场及客户服务部、安全监管部、电力调度控制中心及相关供电局开展了《深圳中低压配电网规划技术导则（2022 年修编版）》（以下简称“规划导则”）修编工作，并完成了五轮公司内审及六轮修订工作。同时，为更加严谨、全面开展论证，配网管理部特邀电力规划设计总院、南方电网公司战略规划部和生产技术部、南方电网能源发展研究院电力规划中心、广东电网公司电网规划研究中心和佛山供电局、广东省电力设计研究院的行业权威专家开展了专家审查会，并结合专家审查意见对规划导则进一步优化完善，完成了第七轮修订工作。

本次修编基于 2020 版章节整体框架内容，针对 2020 版实施细则中不能有效支撑社会主义先行示范区的新型电力系统建设，对开展实际业务的指导性不足等方面问题，重点从规划理念、主要技术原则、中低压配电网、设备选型、智能化及数字化要求、主配网协同、运规协同、配电网规划分析计算等方面进行了修编，进一步提升了配网规划技术标准水平。

本导则共分十七章及附录。主要技术内容包括：总则、供电分区和规划目标、配网网格化、负荷预测、主要技术原则、中压配电网、低压配电网、设备选型、站区布置及电缆通道、配电网智能化及数字化、用户管理及电源接入、配网规划指标体系、不同供电分区特征配电网、配电网规划计算分析要求等。

本导则由深圳供电局有限公司配网管理部组织编写并解释。本导则在执行过程中，请各单位结合业务及工程实践，认真总结经验，如有意见或建议请告知深圳供电局有限公司配网管理部，以供今后修订时参考。

本导则编制单位：深圳供电局有限公司、深圳供电规划设计院有限公司、深圳新能电力开发设计院有限公司。

本导则主要起草人：慈海、辛立胜、曾伟东、谢莹华、杨文锋、王卿玮、罗井利、徐启源、尚龙龙、陈昆、胡冉、李健、周坤、黄湛华、伍炜卫、蔡京陶、叶键民、王若愚、刘永礼、史帅彬、郭镥、肖俊阳、罗金阁、罗宏珊、耿博、叶国雄、杨祥勇、莫宝律、黄云杰、马伟哲、李扬、张超、郑晓辉、刘晟、李浩然、汪文达、周建勇、龚立宽、刘子俊、王廷凰、廖威、舒舟、李小飞、张钰姝、张植华、郭强强、唐会东、吴江龙、杨盈娟、吴夕发、钟强、刘甲甲、郁继要、龚武良、宋俊文、罗裕标。

本导则主要审查人：马楠、邓浩、邵志奇。

本导则在执行过程中的意见或建议请反馈至深圳供电局配网管理部。

目　录

1 适用范围.....1
2 规范性引用文件.....1
3 术语和定义.....1
4 总则.....5
5 供电分区和规划目标.....6
5.1 供电区分类.....6
5.2 规划目标.....7
6 配网网格化.....7
6.1 总体原则.....7
6.2 网格分层原则.....8
6.3 网格划分原则.....8
6.4 网格规划原则.....8
6.5 网格化规划与运维协同原则.....8
6.6 网格评级标准.....8
6.7 网格管理.....9
7 负荷预测.....9
7.1 一般要求.....9
7.2 预测方法.....10
8 主要技术原则.....10
8.1 电压等级.....10
8.2 供电安全水平.....11
8.3 短路电流.....11
8.4 无功补偿.....11
8.5 电能质量.....12
8.6 中性点接地.....13
8.7 线损控制.....13
8.8 噪声控制.....14
8.9 防灾减灾.....14
9 中压配电网.....17
9.1 主配网协同.....17
9.2 目标网架.....19
9.3 中压线路装接容量建议.....20
9.4 节点（分支）控制.....20
9.5 接线型式的过渡.....21
9.6 改造指引.....21
9.7 运规协同.....23
10 低压配电网.....24
10.1 台区定容.....24
10.2 配变接入.....24
10.3 网架结构.....24
10.4 改造指引.....26
10.5 运规协同.....27

11 设备选型.....27
11.1 总体原则.....27
11.2 配电线路.....28
11.3 配电设备.....29
11.4 维修再利用设备.....33
12 站区布置及电缆通道.....34
12.1 站区选址.....34
12.2 站区布置.....35
12.3 电缆通道.....36
13 配电网智能化及数字化.....38
13.1 总体原则.....38
13.2 配电自动化.....39
13.3 智能配电网.....41
13.4 继电保护及安全自动装置.....47
13.5 通信系统.....49
13.6 计量自动化系统.....51
13.7 数字化提升要求.....52
14 用户管理及电源接入.....53
14.1 用户分类及电源配置.....53
14.2 用户接入.....55
14.3 分布式电源接入.....60
14.4 微电网接入.....61
14.5 储能系统接入.....61
14.6 电动汽车充电设施接入.....62
15 配网规划指标体系.....63
15.1 总体思路.....63
15.2 指标体系.....63
16 不同供电分区特征配电网.....65
16.1 高品质供电引领区特征配电网.....65
16.2 A+类供电分区特征配电网.....67
16.3 A 类供电分区特征配电网.....69
17 配电网规划计算分析要求.....71
17.1 一般要求.....71
17.2 供电安全水平分析.....71
17.3 可靠性计算分析.....71
17.4 电压质量水平计算分析.....72
17.5 分布式能源消纳能力计算分析.....72
17.6 技术经济分析.....72
附录 A 用词说明.....73
A.1 “必须”、“严禁”.....73
A.2 “应”、“不应”、“不得”.....73
A.3 “宜”、“不宜”.....73
A.4 “可”.....73
附录 B 主要修编内容对照表.....74

附录 C 配电网典型接线型式.....78
C.1 中压配电网接线型式.....78
C.2 低压配电网接线型式.....88
附录 D 开关站、配电站典型布置.....91
附录 E 智能配电网规划建设总体架构图.....95
附录 F 配电自动化选点指引.....96
F.1 供电 A+区域选点指引.....96
F.2 供电 A 区域选点指引.....99
F.3 自愈能力提升指引.....100
F.4 通信通道提升指引.....100
F.5 其它原则.....101
附录 G 配网分界断路器配置策略.....102
G.1 技术原则.....102
G.2 安装策略.....102
附录 H 分支、节点、不合理分支改造指引、配变“挂灯笼”改造指引示意图.....104
附录 I 基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引策略.....113

1 适用范围

本文件规定了深圳供电局有限公司管理的 20 千伏及以下中低压配电网（不含深圳前海蛇口自贸区供电有限公司所辖前海深港现代服务业合作区范围）的规划、设计、建设与改造工作所应遵循的主要技术原则，接入深圳电网的用户应参照本原则执行。本文件未涉及的内容，还应执行现行的国家标准、规范以及电力行业标准的有关规定。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而构成本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T 156 标准电压

GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差

GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

GB/T 15543 电能质量 三相电压允许不平衡度

GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差

GB/Z 29328 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范

GB 50054 低压配电设计技术规范

GB 50966 电动汽车充电站设计规范

DL/T 5729 配电网规划设计技术导则

DL/T 599-2016 中低压配电网改造技术导则

DL/T 5709 配电自动化规划设计导则

Q/CSG1201023-2019 110 千伏及以下配电网规划技术指导原则

南方电网公司 20kV 及以下电网装备技术导则

南方电网公司 10kV 及以下业扩受电工程技术导则

Q/CSG1201001-2018 配电自动化规划设计技术导则

深圳供电局有限公司 110kV 及以上电网规划设计技术实施细则（系统一次部分）

深圳供电局有限公司 20kV 及以下电网装备技术导则

深圳供电局有限公司电动汽车充电设施建设技术导则（试行）

深圳供电局有限公司配电网网格化规划与运维指导意见

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1 中低压配电网

从电源侧（输电网、发电设施、分布式电源等）接受电能，并通过配电设施就地或逐级分配给各类用户的电力网络。其中，10（20）千伏电网为中压配电网，220（380）伏电网为低压配电网。

3.2 低压供电网格

由单个或若干个低压台区组成的低压配电网区域。

3.3 中压供电网格

以总负荷不超过 3 组标准接线为原则，由若干个低压供电网格组成，采用若干组标准接线直接、独立供电的片区网格。每个中压供电网格在地理上包含若干个街区，并由市政道路合围而成。每个中压供电网格内负荷的发展特性宜相对接近，如负荷发展成熟、负荷快速发展和负荷发展不确定等。

3.4 高压供电网格

符合城市功能分区发展定位，满足中压供电网格接线要求，由 3-5 个上级变电站供电范围组成，由若干条主干道路或地理自然屏障合围而成的区域网格。

3.5 网格化规划

以供电网格为基本单元，将配电网构筑成目标网架的规划方法。

3.6 负荷发展成熟网格

指土地利用基本处于饱和状态，负荷增长空间不大的中压供电网格。

3.7 负荷快速发展网格

指区域发展规划和远景负荷明确，且负荷存在很大上升空间的中压供电网格。

3.8 负荷发展不确定网格

指区域发展规划不明确，负荷增长空间存在不确定性的中压供电网格。

3.9 容载比

容载比是某一供电区域，变电设备总容量（kVA）与对应的总负荷（kW）的比值。容载比应按电压分层计算，统计降压变电容量和相应降压负荷。一般应扣除同级电压网用户专用变电站的变压器容量和供电负荷。

3.10 N-1 停运

110 千伏电网“N-1 停运”：指一台变压器或一条线路故障或计划退出运行。“N-1-1 停运”指一台变压器或一条线路计划停运的情况下，又发生了故障停运。

10（20）千伏配电网“N-1 停运”：指中压线路中一个分段（包括架空线路的一个分段，电缆线路的一个环网单元或一段电缆进线本体）故障或计划退出运行。“N-1-1 停运”指中压线路中一个分段计划停运的情况下，又发生了故障停运。

3.11 供电安全水平

是指电网满足 N-1 安全准则和 N-1-1 安全准则的能力。其中，N-1 安全准则和 N-1-1 安全准则是指：正常运行方式下，电力系统中发生 N-1 停运或 N-1-1 停运时，电力系统能保持稳定运行和正常供电，其他元件不过负荷，且系统电压和频率在允许的范围之内。这种保持系统稳定和持续供电的能力和程度，分别称为“N-1 安全准则”和“N-1-1 安全准则”。其中，N 是指系统中相关的线路或元件数量。

3.12 正常运行方式

除因特殊原因方式变化外，联络点长期保持固定的运行方式为正常运行方式。

3.13 非正常运行方式

除正常运行方式外的其他运行方式。

3.14 联络点、联络开关、联络环开

联络点指通过开关开合状态可以造成两回 10（20）千伏馈线环网的开断点，一般为联络开关，而联络开关所在的环网柜称为联络环开。

3.15 可转供电线路

有联络关系的中压线路同时处于最大负荷运行方式下，其中某一回线路的变电站出线开关故障或计划停运时，其全部负荷可通过不超过两次（含两次）的转供电倒闸操作，转由其余线路供电，则称该线路为“可转供电线路”。

3.16 配电自动化

配电自动化以一次网架和设备为基础，以配电自动化系统为核心，综合利用多种通信方式，实现对配电系统的监测与控制，并通过与相关应用系统的信息集成，实现配电系统的科学管理。

3.17 配电自动化覆盖

节点具备遥信、遥测、遥控等功能，能够实现设备远方监视、协调和操作，即实现了节点配电自动化覆盖。

配电线路任一主干节点实现了配电自动化覆盖，即实现了线路配电自动化覆盖。

3.18 配电自动化有效覆盖

配电线路分段节点和联络节点按配电自动化选点原则要求完成配电自动化建设，即实现了配电自动化有效覆盖。

3.19 配电线路自愈

在满足配网自动化有效覆盖和可转供电能力的条件下，配电线路在故障发生后，借助集中式或分布式配网自动化主站的馈线自动化（FA，Feeder Automation）功能，自动完成故障定位、隔离和非故障区段恢复供电，不影响用户供电或将影响降至最小，即实现自愈功能。

3.20 开关站、配电站

开关站：中压配电网中设有母线及其进出线设备、接受并分配电力、能开断负荷电流或短路电流的配电设施。开关站有户外开关站和户内开关站两种型式。

配电站：中低压配电网中，用于接受并分配电力、将 10（20）千伏变换为 380（220）伏电压的变配电设施。配电站主要有室内配电站、箱式配电站、台架配电站三种型式。

3.21 双电源

分别来自两个不同变电站，或来自同一变电站内不同电源的两段中压母线，为同一用户负荷供电的两路供电电源，称为双电源。

3.22 双回路

指为同一用户供电的两回供电线路。

3.23 中压主干线

变电站的 10（20）千伏出线，并承担主要电力传输的线段为中压主干线，具备联络功能的线路段是主干线的一部分。

3.24 分支

T 接于主干线的辐射型线路，详见附录 H。

3.25 节点

电缆线路单一主干节点设备（带负荷）或架空线路两个开关间线路设备（带负荷），详见附录 H。

处于同一红线范围内的、由公用主干节点 T 接的公用节点，可归集为同一主干节点。

3.26 供电半径

变电站供电半径指变电站供电范围的几何中心到边界的平均值。

中低压配电网线路的供电半径指从变电站（配电变压器）二次侧出线到其供电的最远负荷点之间的线路长度。

3.27 分布式电源

接入 35 千伏及以下电压等级、位于用户附近、就地消纳为主的电源，包括同步发动机、异步发电机、变流器等类型。

3.28 微电网

由分布式发电、用电负荷、监控、保护和自动化装置等组成（必要时含储能装置），是一个能够基本实现内部电力电量平衡的小型供电网络。微电网分为并网型微电网和独立型微电网。

3.29 充电站

由三台及以上电动汽车充电设备组成，为电动汽车进行充电，并能够在充电过程中对充电设备进行状态监控的场所。

3.30 充电桩

固定安装在电动汽车外、与交流电网连接的充电设备。交流充电桩为电动汽车车载充电设施提供交流电源；直流充电桩为电动汽车动力电池提供直流电源。

4 总则

4.1 配电网规划应贯彻国家法律法规和南方电网公司、深圳供电局有限公司建设方针，符合国民经济和社会发展规划和深圳地区电网规划的要求。

4.2 为安全、可靠、绿色、高效地向用户供电，配电网应具有必备的容量裕度、适当的负荷转移能力、一定的自愈能力和应急处理能力、合理的分布式电源和多元新型负荷接纳能力，提高配电网的适应性和抵御事故及自然灾害的能力。

4.3 配电网规划应满足融入和服务深圳建设粤港澳大湾区核心引擎城市、中国特色社会主义先行示范区以及优化营商环境相关要求，适应输配电价改革试点工作、南方电网数字化转型战略和现代化城市新型电力系统先行示范区建设的要求，贯彻落实公司资产管理政策，提高资产管理水平，稳步提升电网有效固定资产的质量和规模，实现“两个转变”，即配网设备向高质量、高可靠性转变，管理模式以设备资产为核心的方向转变，补齐“两个短板”，即设备资产价值管理短板、设备资产管理短板，推动构建适应新能源占比逐渐提高的“绿色高效”、“柔性开放”和“数字赋能”的现代化城市新型电力系统。

4.4 配电网规划应坚持面向用户的供电可靠性的规划理念，将提升供电可靠性作为配电网规划建设改造的核心目标，贯穿于配电网规划全过程，并将“计划停电零影响，故障停电影响趋零”作为配网规划建设的终极目标。

4.5 配电网规划应遵循资产全生命周期成本最优的原则，分析由投资成本、运行成本、检修维护成本、故障成本和退役处置成本等组成的资产全生命周期，进行多方案比选，满足电网资产成本最优的要求。

4.6 配电网规划应以区域性用地规划为基础，与国民经济和社会发展规划、城乡总体规划、土地利用规划、控制性详细规划、电力设施布局规划等相协调，保证配电网项目与政府各项规划无缝衔接，实现多规合一，保证配电网项目的顺利实施。

4.7 配电网规划应坚持网格化规划原则，同时加强网格化规划成果在全生命周期关键业务上的引领作用。

4.8 配电网一次规划与二次规划应相互协调，在配电网一次规划方案基础上考虑配电自动化、配电网通信系统、计量自动化系统等智能化建设要求，并满足分布式电源、电动汽车负荷的接入。

4.9 配电网应与输电网相协调，并以网格化为抓手将输电网与中低压配电网作为一个整体系统规划，增强各层级电网间的负荷转移和相互支援，构建安全可靠、能力充足、适应性

强的电网结构，满足用户用电需求，保障可靠供电，提供运行效率。

4.10 配电网规划成果应纳入城市总体规划、土地利用总体规划和控制性详细规划，合理预留变电站、开关站、配电站站点及线路走廊用地，配电网电力设施及走廊规划应与城市市政设施及管网同步规划。

4.11 配电网规划应遵循差异化原则，根据不同区域的经济社会发展水平、用户性质和环境要求等情况，采用差异化的建设标准，合理满足区域发展和各类用户的用电需求。

4.12 配电网规划应有序提升智能化水平，在具备条件的地区可实现信息采集、测量、控制、保护、计量和检测的自动化，具备自动控制、智能调节、在线分析决策和协同互动等高级功能。

4.13 配电网规划应考虑并适应分布式电源、综合能源、虚拟电厂、电动汽车、储能装置、光储直柔等多元新型负荷以及新能源、新技术和新应用的接入及发展需求，因地制宜开展微电网建设，逐步构建能源互联公共服务平台，促进能源与信息的深度融合，并做到供电可靠、运行灵活、节能环保、远近结合、适度超前、标准统一。

4.14 配电网规划应加强计算分析，并采用适用的评估方法开展技术经济分析，促进精益化管理水平的提升，提高配电网投资效益。

5 供电分区和规划目标

5.1 供电区分类

5.1.1 根据各供电区城市规划发展定位或远期负荷密度指标将供电区划分为两类，具体如表 5-1 所示。

表 5-1 供电区分类对照表

供电区分类	A+类	A 类
划分标准	σ ≥30	15≤ σ <30
注 1：σ 为供电区域的负荷密度（MW/km^2）。 注 2：供电区域面积一般不小于 5km^2。 注 3：计算负荷密度时，应扣除 110 千伏专线负荷，以及高山、水域、森林等无效供电面积。		

5.1.2 根据以上供电区域划分原则，深圳供电区域划分见表 5-2。

表 5-2 供电分区划分表

供电分区	范围说明
A+	罗湖全区；福田全区；南山全区，不含深圳前海蛇口自贸区供电有限公司所辖前海深港现代服务业合作区范围；盐田全区；宝安区新安、西乡片区（广深公路西南面）片区和前海深港现代服务业合作区（宝安局辖区）；龙岗龙城中心城区、坂田中心区及宝龙工业区；坪山核心区域；光明科学城；龙华区民治街道所辖区域；大鹏新区管委会、坝光、燃气、油气所在网格；深汕合作区中部组团、西部组团、南部组团区域。
A	宝安区新安、西乡片区（广深公路西南面）片区和前海深港现代服务业合作区（宝安局辖区）以外区域；龙岗区龙城中心城区、坂田中心区及宝龙工业区以外区域；坪山核心区域以外区域；光明科学城以外区域；龙华区民治街道以外区域；深汕合作区东部组团、北部组团区域；大鹏新区除 A+片区外的所有区域。

注：深汕特别合作区按城市规划远景测算，后期根据实际需求调整供电分区。

5.2 规划目标

5.2.1 各类供电分区应满足表 5-3 中的规划目标。

表 5-3 各类供电分区规划目标

供电区域	理论计算供电可靠率（RS-3）		电压合格率	
	2025 年	2035 年	2025 年	2035 年
A+	户均年停电时间不高于 5 分钟	户均年停电时间不高于 2.5 分钟	≥99.999%	≥99.999%
A	户均年停电时间不高于 13 分钟	户均年停电时间不高于 7 分钟		
注 1：RS-3 计及故障停电和预安排停电（不计有序用电影响）。				
注 2：各供电分区可靠性目标以公司最新规定为准。				

5.2.2 配电网规划应分析可靠性远期目标和现状指标的差距，提出改善供电可靠性指标的投资需求。同时，基于可靠性目标和配电网投资能力，进行电网投资项目与提升可靠性指标之间的灵敏度分析，从而确定电网投资项目实施优先级。

6 配网网格化

6.1 总体原则

6.1.1 配网网格化既是规划建设的目标，又是重要管理工具。应在资产全生命周期关键业务中如规划计划、运维检修、退役报废和营销服务中不断深化网格化管理工具的应用，提升基于网格的配网精益化管理水平。其中，配网规划及前期阶段，应以网格为最小管理单元开展配网问题库（含网架类、运行类、其他类问题）梳理、项目立项及改造、规划指标管理等工作。

6.1.2 配网网格化规划应坚持各级电网协调发展原则，注重上下级电网之间互济，注重一次与二次系统协调，注重配网规模、装备水平和管理组织的协调，注重配电网可靠性和效率效益的协调。

6.1.3 为提升配网规划与运维的协同力度，保证规划与运维网格基础数据的一致性，运维网格应采用规划网格的划分标准、地理边界和设备台帐。

6.1.4 所有配网设备应严格按照“低压配变→中压馈线组→中压网格”配网拓扑关系建立唯一从属关系，原则上任意一条中压馈线只能隶属于一个中压网格，保证在不同网格间存在交叉跨越线路上设备应有唯一归属。

6.1.5 按照公司数字化转型相关要求，为有效提升配网规划业务域信息化、数字化、智能化、智慧化水平，全市及各区应常态化做好配网网格化规划辅助决策系统实用化工作，包括但不限于：网格全维度管控、网格划分管理、网格基础数据中心、网格负荷预测、配网问题库管理、规划方案编制及管理、规划成效评估、规划成果输出、系统后台维护等功能模块。

6.2 网格分层原则

6.2.1 按照高、中、低压（也即“变电站团-馈线组-配变群”）进行网格分层，形成“高压网格（L1 网格）→中压网格（L2 网格）→低压网格（L3 网格）”，实现不同电压等级配电网管理的统一协调。

6.2.2 不同层级网格地理边界和电气接线应相互结合，在地理上层层包含，在物理上形成标准接线，形成清晰统一的供电结构和管理主体。

6.3 网格划分原则

网格划分应遵循“自下而上、上下结合”的划分思路，按“低压网格（L3 网格）→高压网格（L1 网格）→中压网格（L2 网格）”的顺序合理划分各层网格的地理边界。

6.4 网格规划原则

6.4.1 网格化规划应遵循“由远及近”、“自下而上”原则，以远期规划指导近期规划，远期宜为饱和负荷年，近期宜与公司配电网规划年限保持一致。

6.4.2 网格化规划包括现状配网评估、网格划分、负荷预测、制定目标网架、明确过渡方案、落实重点电力设施和走廊位置、开展成效评估等。

6.5 网格化规划与运维协同原则

6.5.1 网格化规划与运维能力（含不停电作业能力）应形成协同和互补，并以提升网格供电可靠性目标为主要目标。

6.5.2 网格化运维的最小单元应与规划中压网格划分范围保持一致，并采用同一套网格编码规则，原则上不得将规划中压网格进行再次拆分和编码。

6.5.3 对于已形成标准接线的中压网格，网格化运维对象原则上为规划网格内所属馈线组内线路及设备，运维人员将包括但不限于运行类问题、缺陷类信息等按照规划网格进行归集后通过信息系统反馈给规划人员。

6.5.4 对于未形成标准接线的中压网格，网格化运维对象可为规划网格所属馈线组或实际供电馈线组内线路及设备，但运维人员应将包括但不限于运行类问题、缺陷类信息等按照规划网格进行归集后通过信息系统反馈给规划人员。

6.6 网格评级标准

6.6.1 按照配网关键业务网格化管理思路，从“形式审查”和“技术审查”两个维度来评价中压网格星级，具体评价标准见表 6-1。

表 6-1 深圳中压网格建成情况评价标准

网格评级	评价标准	网格建设程度描述
五星网格	（1）形式审查结论：通过。 （2）技术审查得分：总得分=100。	完全建成 （无明显问题）

网格评级	评价标准	网格建设程度描述
四星网格	（1）形式审查结论：通过。 （2）技术审查得分：91≤总得分＜100。	总体建成 （存在少量非重要问题）
三星网格	（1）形式审查结论：通过。 （2）技术审查得分：80≤总得分＜91。	基本建成 （仍存在少量重要问题）
未建成网格	（1）形式审查结论：无要求。 （2）技术审查得分：总得分＜80。	未建成 （网格形态未成或存在较多问题）

注：“形式审查”和“技术审查”具体评价标准见《深圳供电局有限公司中压网格评级标准及网格主人制管理指导意见》（深供电资产〔2018〕125 号）。

6.6.2　应结合配网年度规划滚动修编工作，每年至少开展一次网格评级，评级标准参照《深圳供电局有限公司中压网格评级标准及网格主人制管理指导意见》（深供电资产〔2018〕125 号）的相关规定。

6.7 网格管理

6.7.1　每个网格应进行编码管理，网格的编码应唯一，便于识别和统一管理。

6.7.2　每个网格应配置明确的网格主人。网格主人应根据网格规划目标、网格评级标准和业务管理要求，统筹考虑现状网格内各类问题与提升网格供电可靠性的关系，逐步消除问题，提升网格星级建设水平。

6.7.3　网格主人有针对网格提出问题的权利、监督问题解决情况的义务，并对网格建设情况和关键指标承担连带责任。对于发现的问题，网格主人应及时预警，专业归口管理人员应对网格主人的意见进行充分考虑和回复。

6.7.4　网格主人管理制度详见《深圳供电局有限公司中压网格定级及网格主人制管理要求》。条款 6.1～6.5 的具体要求详见《深圳供电局有限公司配电网网格化规划与运维指导意见》（深供电资产〔2018〕108 号）。

6.7.5　为规范配网网格化规划系统的网格常态化管理工作，具体执行要求详见《深圳配网网格化规划系统操作手册》和《深圳配网网格化规划系统操作考核》要求。

7 负荷预测

7.1 一般要求

7.1.1　负荷预测是配电网规划的基础，应包含电量需求预测和电力需求预测，以及区域内各类电源以及电动汽车、储能装置、5G 设施、充电桩（站）等新型负荷的发展预测。

7.1.2　应通过收集和分析本地区负荷的历史数据、城市建设及各行业的发展信息，合理确定各类建筑的负荷密度指标及典型负荷的时间特性曲线。

7.1.3　应根据不同区域、不同社会发展阶段、不同的用户类型以及历史负荷数据实际，确定负荷发展特性曲线，并以此作为规划的依据。

7.1.4　负荷预测应给出负荷的总量及分布预测结果。近期负荷预测结果应逐年列出，中期和远期可列出规划末期结果。

7.1.5　负荷预测时应统筹考虑变电站的布点规划，负荷预测结果应分解落实到各上级变电站，以利于上级变电站的布点和上级电网的布局，具体要求见《高压配网变电站布点及时序制定指导意见（试行）》（深供电资产〔2018〕112 号）。

7.1.6　负荷预测应充分考虑网格内客户潜在用电需求，包括市政规划调整、重大产业引进及重点项目进度、用电报装、片区负荷预测等信息。

7.1.7　负荷预测应分析用户终端用电方式和负荷特性的变化，并考虑分布式电源以及电动汽车、储能等新型负荷接入对预测结果的影响。

7.2 预测方法

7.2.1　应按照“低压-中压-高压”供电网格的空间层级开展负荷预测工作，并考虑各类负荷同时率的影响。

7.2.2　宜根据各地区负荷预测的数据基础和实际需要，综合选用多种适宜的方法进行预测，并相互校核，预测结果可适当参考国内外同类型地区的历史和发展资料进行校核。

7.2.3　对于负荷快速发展网格，宜结合城市规划和土地利用规划，采用负荷密度法或人均电量法开展空间负荷预测。

7.2.4　对于负荷发展成熟网格，宜采用自然增长加大用户法进行负荷预测。

7.2.5　新增大用户负荷所占比重较大的网格宜采用自然增长加大用户法进行负荷预测。

7.2.6　中低压配电网负荷预测与上级电网负荷预测出现差异时，应对上级电网规划提出调整建议。中低压配电网的电量预测可应用上级电网电量预测结果。

8 主要技术原则

8.1 电压等级

8.1.1　超高压输电网 500 千伏及以上，高压输电网 220 千伏，高压配电网 110 千伏，中压配电网 10（20）千伏，低压配电网 380（220）伏。

8.1.2　公司明确发展 20 千伏配电网区域，存量 10 千伏配电网向 20 千伏升压改造应遵循以下原则：

（1）新增负荷接入策略

发展区与混供区的业扩接入策略相同，新增客户、增容换变客户、增容加变客户均应采用 20 千伏设备。

（2）存量负荷发展策略

①发展区，配网设备达到使用年限，更新改造时应选择 20 千伏设备。

②混供区，配网设备达到使用年限，更新改造时，附近有 20 千伏线路，应改造为 20

千伏设备；附近无 20 千伏线路，应采用 20 千伏设备降压运行，并接入 10 千伏网络。

8.2 供电安全水平

8.2.1 配电网单一元件计划停运时，应通过优化停电计划安排，采用各类不停电作业方法（合环转供电、带电作业、旁路作业、应急发电车供电等），努力做到用户供电不中断。

8.2.2 配电网单一元件故障停运后，供电安全标准应满足表 8-1 要求。

表 8-1 单一元件停运（N-1）供电安全水平

电压等级	故障设备	区域	供电安全水平
110 千伏	一台变压器或一条线路	A+、A 类供电区	应满足 N-1 安全准则
10（20）千伏	中压线路中一个分段	A+类供电区	1）5 分钟内，停电负荷≤1.5MW 且停电用户数≤（中压用户 10 户或总用户数 800 户）； 2）维修完成后恢复全部供电。
		A 类供电区	1）5 分钟内，停电负荷≤2MW 且停电用户数≤（中压用户 10 户或总用户数 1000 户）； 2）维修完成后恢复全部供电。
380（220）伏	配变或其进线	--	1）单台配变配置的： 配变维修完成后恢复全部负荷供电；具备条件的应在 2.5 小时内通过应急移动电源或旁路作业恢复供电； 对部分高可靠性要求的台区，宜通过低压母线或低压线路和临近台区联络，以保证恢复全部或部分负荷供电的能力。 2）双台配变配置的，经操作切换后恢复全部或部分供电。
	低压出线	--	3）维修完成后恢复供电。具备条件的应在 2.5 小时内通过应急移动电源或旁路作业恢复供电。

8.2.3 为满足上述供电安全标准，应从网架结构、备用容量、用户数量、配电自动化等方面综合考虑，还可通过应用地理信息系统、95598 系统等方式，缩短故障响应和抢修复电时间。其中，基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引策略详见附录 I。

8.2.4 建设初期及过渡期，当中压配电网目标网架尚未成型，配电网继电保护及自动化系统尚未完善时，可适当放宽标准。但应根据负荷增长，通过建设与改造，逐步满足上述安全标准。

8.3 短路电流

10（20）千伏配电网（不含站内开关）的短路电流不应超过 20 千安。

8.4 无功补偿

8.4.1 当中压线路距离长，且配电站低压侧未装设无功补偿装置，或低压侧补偿容量不足，或低压侧不具备补偿条件时，可在中压线路设置无功补偿装置。

8.4.2 当低压用电设备自然功率因数，能够满足负荷高峰时，中压侧功率因数达到 0.95 及以上，在配电站低压侧可不设置无功补偿装置。低谷时不应向系统倒送无功。

8.4.3 配电站无功补偿容量应通过计算确定，补偿后变压器低压侧功率因数不应低于 0.90。

当不具备计算条件时，可按配电变压器容量的 20%～40%配置。

8.5 电能质量

8.5.1 频率偏差

电网频率应符合 GB/T 15945 的规定，额定频率为 50 赫兹，正常频率偏差不应超过±0.2 赫兹。

8.5.2 供电电压允许偏差

配电网规划要保证网络中各节点满足电压损失及其分配要求，各类用户受电电压质量执行 GB/T 12325 的规定。

（1）20 千伏及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的±7%。

（2）220 伏单相供电电压允许偏差为额定电压的+7%与-10%。

（3）通过网架结构的合理规划，应优先将对电压质量要求较高的电力用户分配至同一馈线或同一馈线组，并为用户提供进一步提高电压质量的技术建议。

（4）对供电点短路容量较小、供电距离较长以及对供电电压偏差有特殊要求的用户，由供、用电双方协议确定。

（5）应按照《供电监管办法》规定，配置相应数量的 A、B、C、D 类电压监测仪，以监测电网电压偏差。

8.5.3 三相电压不平衡度

电网公共连接点的三相电压不平衡度及单个用户引起连接点电压不平衡度应符合 GB/T 15543 的规定。

8.5.4 电压波动与闪变

电网公共连接点的电压变动和闪变及单个波动负荷用户引起连接点的电压变动和闪变应符合 GB/T 12326 的规定。

8.5.5 谐波限制

（1）公用电网谐波电压及谐波源用户向电网注入的谐波电流应符合 GB/T 14549 的规定。

（2）在电网扩建和改造设计时，应对电容器组进行谐波设计和校验，合理配置串联电抗器的容量，以防止产生谐振或谐波严重放大。

8.5.6 电压暂降及短时中断

因恶劣天气及其它意外事故等因素，导致电力系统中电压暂降和短时中断，用电人若无法承受电压暂降或短时中断所带来的损害，在业扩报装等环节应建议用电主体加装相应的保护装置。

8.5.7 电能质量监测与治理

（1）在针对高电能质量敏感客户的电网新建、扩建和改造设计时，必须同步装设电能质量监测装置。同时，结合用户实际需求，具备条件的可加装电能质量治理装置或预留相应场

地。

（2）规划设计过程中，电网频率、允许偏差、三相不平衡、电压波动与闪变、谐波等存在可能超标的，可考虑配置电容电抗、调压器、SVG、AVC、DVR 等电能质量治理装置。用户对电压波动、电压暂降等要求较为严格的，在业扩报装等环节应建议用户配置 AVC、DVR 等电能质量治理装置。

（3）电能质量监测方式、监测点设置原则等详见《电能质量指标管控机制及考核评价实施细则（修订版）》（办资产〔2020〕18 号）要求，应采取新投产变电站站内母线全覆盖、重要敏感客户预装设电能质量监测点的方式。

8.6 中性点接地

8.6.1 中压配电网

变电站 10（20）千伏配电系统中性点接地方式应采用小电阻接地方式。

8.6.2 低压配电网

380（220）伏低压配电网宜采用直接接地系统。其中：

（1）低压配电系统接地型式应依据低压用户用电特性、环境条件和特殊要求等进行选择，并依据 GB/T 13955 的规定装设剩余电流保护装置，光伏、充电桩等接入应满足低压系统接地型式，与原有接地型式宜保持兼容，应防范接地故障引起火灾及电击事故。

（2）涉及公共建筑、医院、有爆炸和火灾危险的厂房和场所、单相负荷比较集中的场所，数据处理设备、半导体整流设备和晶闸管设备比较集中的场所，洁净厂房，办公楼与科研楼，计算站，通信局、站以及一般住宅、商店等民用建筑等的供电，配电变压器设置在建筑物内的，电气装置宜采用 TN-S 系统；供电电源设置在建筑物外的，电气装置宜采建筑物有等电位联结，且建筑物距离供电电源较近的，可采用 TN-C-S 系统；建筑物无等电位联结，或建筑物距离供电电源较远的，宜采用 TT 系统。

（3）对于无等电位联结的户外场所，例如鱼塘、农场、施工场地、户外临时用电场、户外照明等场所的电气装置及分布式电源设备可采用 TT 系统，并应装设剩余电流保护装置或过电流保护装置。

（4）对于不间断供电要求高和对接地故障电压有严格限制的场所，如应急电源装置、消防、矿井下电气装置、手术室、钢铁厂以及有防火防爆要求的场所宜采用 IT 系统。

（5）由同一变压器、发电机供电的范围内 TN 系统和 TT 系统严禁和 IT 系统兼容。分散的建筑物可分别采用 TN 系统和 TT 系统。同一建筑物内应采用 TN 系统或 TT 系统中的一种。

8.7 线损控制

8.7.1 配电网规划应按《110 千伏及以下配电网规划技术指导原则》（Q/CSG1201023-2019）要求控制技术线损，配电网和低压网理论计算线损率控制目标见表 8-2。

表 8-2 理论计算线损率控制目标

电压等级	控制目标
10（20）kV	线损率<2%
≤0.4kV	线损率<2%

8.7.2 配电网规划时，应根据现状分析影响线损率的因素，并提出改造与完善措施；设备选型时，在保证供电可靠性的情况下，宜采用节能低耗的设备。

8.8 噪声控制

配电站噪声对周围环境的影响必须符合现行国家标准《工业企业厂界噪声排放标准》GB 12348 和《声环境质量标准》GB 3096 的有关规定。各类区域噪声标准值的取值不应高于表 8-3 规定的数值。

表 8-3 各类区域噪声标准值（ Leq[dB（A）]）

类别	昼间（6：00-22：00）	夜间（22：00-6：00）
0	50	40
Ⅰ	55	45
Ⅱ	60	50
Ⅲ	65	55
Ⅳ	70	55
注：1 0 类标准适用于疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域； 2 Ⅰ类标准适用于居住、文教机关为主的区域； 3 Ⅱ类标准适用于居住、商业、工业混杂区及商业中心； 4 Ⅲ类标准适用于工业区； 5 Ⅳ类标准适用于交通干线道路两侧区域。		

8.9 防灾减灾

8.9.1 防风

（1）20 千伏及以下配电设备、线路应具备抵御风灾能力，设计符合国家、行业标准、规范和《配电线路防风设计技术规范》（Q/CSG 1201012-2016）、《深圳供电局有限公司配电设施防风加固技术实施细则》等的要求，新建及改造架空线路应遵循影响范围小、损失少、修复快、可转供原则，应选择效果好、投资少、实施难度小的方案进行建设。

（2）对于存量需防风加固的设备设施，具备改造条件的，按照“线路电缆化、户外设备户内化、台架箱变化、裸露设备绝缘化、水泥杆铁塔化”的原则，开展立项改造工作。不具备改造条件的，应按照《配电设施防风加固技术措施》（南方电网设备[2015]4 号），采取设防风拉线、加固基础等措施。

（3）强风区应结合城市规划发展、综合管廊建设，适当提高城镇配电网电缆化水平。

8.9.2 防震

（1）开关站、配电站的选址应避开地震断裂、滑坡、塌陷、溶洞地带，位于地震烈度Ⅷ度以上地区的线路设计时须采取抗震措施，还应根据具体地质情况，合理配置基础，提高抵御地震灾害的能力。电气设备的抗震设防烈度应按《中国地震烈度表》GB/T 17742 规

定的地震基本烈度选取。

（2）地震频发地区的线路，在设计时应避免选择易落石、坍塌地质的路径。

8.9.3　防洪、防汛

（1）高标准设置配电房、开关房等电力设施选址。规划新建配电房等电力设施要严格按照国家和省的相关规范和标准，结合实际，适当提高设置和建设标准。避免设置地势低洼处，严禁设置于建筑物最底层。特别是处于高危、易引起次生灾害、特别重要地段的配电设施必须要建在地上。配电房、开关房原则上应设置在首层，配电房、开关房站址标高宜在 50 年一遇高水位上，无法避免时，站区应有可靠的防洪措施或与地区（工业企业）的防洪标准相一致，并应高于内涝水位。公用开关站内地面标高，宜高出公用开关站外地面 0.3m。

（2）配电站和开关站设置应避免滑坡、偏移、落石、坍塌、雨水和泥石流等。

（3）受地形限制的线路，应根据线路途经地形情况，相应增加耐张段、增设拉线，防止大范围倒杆、断线。

（4）柱上设备应考虑对其支架作强化设计，防止发生地质灾害时支撑强度不足造成倾覆损坏。设备的支柱电气连接部位，宜考虑软连接，防止地质灾害时将设备连接部位拉断。

（5）对易因滑坡、水土流失造成电力设备周围树木倒伏引起倒杆断线的，应进行特殊运维处理。

（6）对于存在内涝风险的设施，应通过配置排水泵、集水井等措施，提高防内涝能力。

8.9.4　防火

（1）电力电缆防火与阻止延燃设计应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的有关规定，进入变电站、开关站、配电室的电缆应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的有关规定，进入公共建筑应符合《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑防火封堵应用技术标准》GB/T 1410 的有关规定。

（2）架空线路与甲、乙类厂房（仓库），可燃材料堆垛，甲、乙、丙类液体储罐，液体石油气储罐，可燃、阻燃其他储罐的最近水平距离应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

（3）开关站、配电站、充电站防火应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

（4）对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆密集场所（电缆沟、电缆井、电缆桥架、电气竖井等），应设置适当的防火封堵分隔，并应按着电缆类型、数量、火灾概率、环境特点以及重要程度区别不同情况和经济合理性等因素，采取相应的防火措施和阻止延燃措施。

（5）电缆邻近高温、易燃、易爆、危险品仓库、油箱、油管道、热管道以及其他等易引发火灾的区域，应重点采取各种电缆防火措施，以保证电缆安全运行。

（6）合理安排电缆段长，应合理减少电缆中间接头的数量，严禁在变电站电缆夹层、竖

井等缆线密集区布置电缆中间接头。

（7）同通道敷设两回及以上且有中间接头的电缆，或与其他管线同沟敷设且有中间接头的中压电缆（穿管或直埋电缆除外），电缆中间接头应采取防火防爆措施，当电缆通道空间有限或管线较多时可选用柔性防火防爆措施；电缆中间接头两侧电缆各约 3m 区段及该范围内邻近敷设的其它电缆应采取涂刷防火涂料或包裹阻燃包带实施阻止延燃。

（8）在隧道、沟、浅槽、竖井、夹层等封闭式电缆通道内，不得布置热力管道，严禁有可燃气体或可燃液体的管道穿越。

（9）变电站夹层内在役中间接头应逐步移出，电力电缆切改或故障抢修时，应将中间接头布置在站外的电缆通道内。

8.9.5　防雷

（1）防雷应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB51348、《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064、《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343 的有关规定。

（2）配网防雷保护应遵循简单可靠、技术经济的原则，最大限度的减少雷击故障率，避免永久故障，提高供电可靠性，主要技术要求应满足 Q/CSG 1201028 的相关规定。

8.9.6　防潮

（1）20 千伏及以下电网装备应按现场环境配置防潮措施，防潮要求高的装备采用提高设备或元器件的防护等级、配置冷凝除湿装置或航空插头等措施；结合运行环境采用喷涂、浸渍、灌封、憎水等工艺对重要器件进行防潮处理。

（2）当电气设备设置在高层民用建筑的地下层时，应设置防烟、排烟、防潮及补充新风的设施，设备安装环境不满足运行、维护要求的可加装通风设施，设于地下层的电气设备应配置防潮除湿措施。

8.9.7　其他要求

（1）防灾规划应遵循“因地制宜、重点突出、差异建设、防范有效、经济合理”的原则，通过采取优化完善电网结构、差异化提高建设标准、加强新技术应用等措施，建设结构合理、网架坚强的防灾抗灾骨干电网，提高电网抵御极端自然灾害能力。

（2）应结合当地的气象条件和运行经验，在配电网规划时考虑必要的防风、防冰、防涝等抵御重大自然灾害的技术措施，并评估相关投资和费用。

（3）对于以下情况，可通过加强线路联络、用户双电源接入、架空线路绝缘化、架空线路电缆化等不同方式，提高抵御各类自然灾害的能力：

①高危地区线路、重要联络线路；

②承担主要城市、重要用户保安电源的送出线路；

③石油化工、天然气、学校、医院、政府部门、水库和通信部门，以及重要旅游集散区等可靠性要求较高的负荷和安全性敏感负荷。

（4）处于鸟类活动区的架空配电线路杆塔，应根据线路鸟害跳闸实际，在杆头配置防鸟刺等辅助装置；存在鼠蚁啃噬多发区段的配电电缆、通信光缆，应选用防白蚁线缆或对配电设备采取防啃噬措施。

（5）交通干道等易遭受外力碰撞的线路杆塔、箱柜，应设置防撞墩、涂刷醒目标识漆、粘贴防撞贴等辅助装置或标识。

（6）架空配电线路及台区的杆塔接地引下线应设置可靠的防盗措施，避免接地失效而致线路跳闸。

（7）架空配电线路区段涉及垂钓、靠近建筑物等情况时，宜采用绝缘导线、裸导线绝缘喷涂、裸导线绝缘防护等措施，解决涉电隐患。

9 中压配电网

9.1 主配网协同

9.1.1 容载比是反映电网供电能力的重要技术经济指标之一，既是宏观控制变电总容量的指标，也是规划设计时布点安排变电容量的依据。容载比过大，电网建设早期投资增大；容载比过小，电网适应性差，影响供电。

9.1.2 合理的容载比与恰当的网架结构相结合，对于故障时负荷的有序转移，保障供电可靠性，以及适应负荷的增长需求都是至关重要的。同一供电区域容载比应按电压等级分层计算，但对于区域较大，区域内负荷发展水平极度不平衡的地区，也可分区分电压等级计算容载比。计算各电压等级容载比时，该电压等级发电厂的升压变压器容量及直供负荷容量不应计入，该电压等级用户专用变电站的变压器容量和负荷也应扣除，另外，部分区域之间仅进行故障时功率交换的联络变压器容量，如有必要也应扣除。

9.1.3 考虑深圳电网负荷需求增长相对快速的特点，电网发展快速期可取较高容载比；通过加强和改善网络结构，在满足用电需求、可靠性要求的前提下逐步降低容载比，以提高投资的经济效益。

9.1.4 高压供电网格容载比与供电能力

（1）深圳电网容载比范围原则上不应超过“深圳电网容载比指标宜为：220 千伏电网 1.6～1.9，220 千伏直降 20 千伏电网 1.8～2.2，110 千伏电网 1.8～2.2”的规定要求。

（2）各区高压供电网格部分负荷发展迅速的区域可适当超出（参照表 9-1 要求），容载比超出规定范围的区供电局应就变电站布点及时序方案建议作附加说明，具体要求见《高压配网变电站布点及时序制定指导意见（试行）》（深供电资产〔2018〕112 号）。

配电网负荷增长速度可分为较慢、中等、较快三种情况，对应容载比参考范围如表 9-1 所示。

表 9-1 220kV 直降 20kV、110kV 容载比参考范围

负荷增长情况	较慢增长	中等增长	较快增长
5 年负荷平均增长率 Kp	Kp≤5%	5%＜Kp≤10%	Kp＞10%
220kV 直降 20kV、110kV 容载比	1.8～2.1	1.9～2.2	≤2.4
注 1：地市局容载比原则上不应超出此标准，区局容载比根据负荷发展情况可适当调整。 注 2：5 年负荷平均增长率为现状年前 5 年负荷平均增长率。 注 3：负荷分散、供电面积大的偏远地区，可适当增加变电站布点，但其容载比的取值不宜超过 2.4。			

（3）若高压供电网格容载比低于深圳电网容载比指标规定要求的情况下，基于《高压配网变电站布点及时序制定指导意见（试行）》（深供电资产〔2018〕112 号）要求，按照不同负荷发展程度的高压供电网格供电能力提升差异化策略为：

表 9-2 高压供电网格供电能力提升策略

负荷发展程度	供电能力提升策略
负荷发展成熟网格	1）原则上不宜再新增变电站布点，在满足用电需求、可靠性等要求的前提下可合理降低容载比要求。 2）若高压供电网格内无运行类、网架类等问题，则加强区域配电网的运维检修管理工作，保障电力系统稳定运行和正常供电。 3）若高压供电网格内存在运行类、网架类等问题： ①可优先考虑周边有富余供电裕度的变电站或中压线路在满足本导则所规定的条款下进行合理调荷，调负荷的过程应符合配网中压网格组网要求和目标网架发展方向，电力系统能保持稳定运行和正常供电； ②若周边无富余供电裕度的变电站或中压线路调荷，且无法通过运维手段解决的情况下，可优先采用扩建或增容变电站提升供电能力，其次采取新增变电站布点方式予以解决高压供电网格供电能力不足问题。
负荷快速发展网格	1）原则上应结合区域负荷发展和城市建设情况，应优先通过加急安排新建、扩建或增容变电站解决高压网格供电能力不足问题。 2）在过渡期间，应优先采用周边有富余供电裕度的变电站或中压线路在满足本导则所规定的条款要求下进行合理调荷，调荷过程应符合配网中压网格组网要求和目标网架发展方向，电力系统能保持稳定运行和正常供电；无法及时通过周边变电站或中压线路调荷解决高压供电网格供电能力不足问题的，则应重点关注网格内运行类、网架类问题元件，加强问题元件的运维检修管理，保障电网保持稳定运行和正常供电。
负荷发展不确定网格	1）原则上允许在合理可靠性、电能质量范围内，优先通过周边有富余供电裕度的变电站或中压线路较远距离调整和供带区域内负荷，调荷的过程应符合配网中压网格组网要求和目标网架发展方向；待区域建设发展明确后，再通过合理安排新建、扩建或增容变电站满足区域负荷发展需求。 2）在过渡期间内，若无法通过周边变电站或者中压线路调荷解决高压供电网格供电能力不足问题的，则应重点关注网格内存在运行类、网架类问题的元件，加强问题元件的运维检修管理，保障电网保持稳定运行和正常供电。

9.1.5 变电站布点及时序

（1）新增变电站布点原则上应在纳入《深圳市电力设施及高压走廊专项规划》或各区电力专项详规的站点中选取，若未纳入则应对变电站站址落实情况进行详细说明。同时，所提出的变电站布点原则上应在纳入五年电网规划或市发改委批复的三年投资计划的站点中选取，若未纳入则应对项目必要性进行详细说明，并提供相应依据，具体详见《高压配网变电站布点及时序制定指导意见（试行）》（深供电资产〔2018〕112 号）要求。

（2）为适应新的电网规划项目管理要求，原则上应提前一年提出需求，以便各部可在下一年启动开展前期相关工作。对于需求时间特别紧急项目（如需随用户建筑同步建设的变电

站），各供电局应尽快了解需求并及时上报，在城市更新规划阶段及时介入，主动掌握信息，并协助资产管理部获得政府同意开展前期工作；具备条件后，资产管理部应及时履行前期计划及投资计划决策程序，基建部应根据需求加快项目前期及建设工作，各供电局应积极开展属地工作协助基建部取得开工支持性文件。

9.1.6　变电站布点与中压配网项目配合

（1）变电站布点与投产时间应与中压配网网格化规划成果相协调，中压配网出线（10 千伏及 20 千伏）配基项目原则上应在变电站投产后 3 个月内同步投产，以及时发挥变电站供电能力。

（2）中压规划及项目实施应结合对应高压供电网格内的变电站建设进度实施，逐步将网格内变电站、中压线路的负载率调整至合理水平。中压线路应合理联络，上级变电站的一段中压母线故障或检修时，其中压公用线路均应满足转供电要求。

9.1.7　同一接线组馈线在满足技术经济合理情况下，应优先来自不同的源变电站，不具备条件时，应来自不同电源进线的母线段。高品质供电引领区具备条件时，新建 110 千伏变电站 10 千伏侧 1M 和 2AM 中压出线不应安排在同一馈线组进行组网，同时 2BM 和 3M 的中压出线不应安排在同一馈线组进行组网。

9.1.8　同一高压供电网格内，上级变电站所带负荷水平、中压出线规模宜均衡。

9.1.9　附近区域内 110 千伏变电站间的负荷不平衡问题，和同一变电站的主变间负荷不平衡问题，可通过配网调整负荷解决，调负荷的过程应符合配网中压网格组网要求和目标网架发展方向。

9.2 目标网架

9.2.1　制定中压网格目标网架应统筹考虑市政规划和上级电网规划，并结合网格负荷预测情况，兼顾供电可靠性需求和配网投资效益。市政规划明确的区域，目标网架应按照满足负荷发展需求制定目标网架；对于市政规划未明确的区域，要结合区域定位、现状及负荷发展趋势预测 5 年后情况制定目标网架，并根据市政规划及负荷发展情况适时更新目标网架。

9.2.2　目标网架应在配网网格化规划信息系统中固化，不应轻易变动，并随配网规划修编进行审定，或因负荷超出预期无法满足负荷发展需求时进行修编。

9.2.3　中压线路不宜跨中压网格供电。正常运行时，不同中压网格内接线组应有明确供电范围，不宜交叉和重叠。

9.2.4　应通过技术经济比较，清晰合理确定中压配电网的接线型式。中压配电网的标准接线型式见表 9-3 及附录 C。

表 9-3 中压配电网标准接线型式

供电分区		目标接线方式	过渡接线模式
A+类	高可靠性区域	合环运行方式：同母合环加联络、二线合环加联络、同母合环（紫荆花型）接线	单环网，“n-1”环网（n=3，4）

供电分区		目标接线方式	过渡接线模式
		开环运行方式：N 供一备（断路器+光纤纵差保护接线）、双环网带备自投、开闭所接线	
	常规区域	双环网、N 供一备（2≤N≤3）、单环网、开闭所接线	
A 类		N 供一备（2≤N≤3）、单环网、开闭所接线	

9.2.5　供电半径

（1）中压线路路径选择应与地区控制性详规、地方城市规划、工业区规划、矿产资源规划等相协调，在满足安全要求的条件下，应保证路径最短。

表 9-4 中压线路供电半径推荐值（千米）

供电区类别	20 千伏线路	10 千伏线路
A+类供电区	6	3
A 类供电区	6	3

注 1：供电半径按供电区域负荷密度考虑。
注 2：超过规定的供电半径的，应进行电压质量校验，不满足要求的应采取相应解决措施。

（2）中压线路的供电距离应满足末端电压质量的要求，中压线路供电半径推荐值如表 9-4 所示。

9.3 中压线路装接容量建议

单回中压线路所装接的配电变压器总容量宜按下表建议。

表 9-5 中压线路装接容量建议表

负荷类型	10 千伏线路	20 千伏线路
工业负荷	10000kVA	20000kVA
商业及办公负荷	12000kVA	24000kVA
居民负荷	15000kVA	30000kVA

根据不同的负荷性质，在考虑变压器负载率和同时系数后，并满足基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引要求（详见附录 I），单回线路配电变压器安装容量可根据实际情况比表中规定的数值适当提高。

9.4 节点（分支）控制

9.4.1　每回中压线路主环网节点数量不宜超过 6 个，应综合考虑运维管理需要及负荷分布特点使负荷沿主干线各环网节点均匀分布。为降低分支线故障对主干线的影响，主干环网节点引出的分支线原则上应满足附录 G 的配网分界断路器配置策略要求。

9.4.2　不应通过同一中压线路的环网节点馈出线形成分支环网。

9.4.3　中压节点（分支）容量及用户数应满足供电安全水平节点（分支）用户数控制标准见表 9-6 所示。

9.4.4　原则上用户数超过表 9-6 用户数接入标准或不具备不停电作业实施条件的存量节点（分支），均应按照用户数接入标准进行改造。

表 9-6 节点（分支）容量及户数控制标准

适合范围	负荷特性	节点（分支）控制负荷（兆瓦）	节点（分支）用户数接入标准
A+类供电区	工业	2	不超过 10 户
	商业	2	不超过 10 户
	居民	1.5	不超过 800 户
A 类供电区	工业	2	不超过 10 户
	商业	2	不超过 10 户
	居民	2	不超过 1000 户

注：针对实际抄表到户的应采用节点（分支）用户数接入标准，针对未实际抄表到户的应采用节点（分支）控制负荷标准。

9.5 接线型式的过渡

9.5.1 负荷发展成熟网格

（1）对于已形成标准接线的网格，可暂时保留原有接线模式，并以解决存量问题为导向，按照改造量最少的原则逐步向目标网架过渡。

（2）对于网架结构复杂、尚未形成标准接线的区域，在固化线路运行方式的基础上，确定各类联络点的作用和性质，然后按照网格内现状电网问题的紧迫程度，结合投资情况应一次性改造成目标网架。

9.5.2 负荷快速发展网格

在固化现有线路运行方式的基础上，确定各类联络点的作用和性质，结合变电站资源、用户用电时序、市政配套电缆沟建设情况、中压线路利用率等因素按照投资最少、后期建设浪费最少的原则逐步由单环网等标准接线模式向目标网架过渡。

9.5.3 负荷发展不确定网格

对于市政规划暂不明确，无法确定负荷增长点的区域，首先固化线路的运行方式，确定各类联络点的作用和性质，然后按照网格内现状电网问题的紧迫程度，对突出问题进行处理，并结合负荷发展情况，构建单环网等标准接线。

9.6 改造指引

9.6.1 中压配电网改造必须在目标网架指引下进行改造，若因负荷发展超过预期，则必须先调整目标网架，并同步更新网格化规划信息系统中网格接线情况，在新的目标网架指引下进行改造。

9.6.2 明晰中压线路主干线，若主干线存在卡脖子问题影响可转供电情况时应优先考虑规划立项解决。若主干线过长时可根据上级变电站布点及负载情况优化上级变电站供电范围。

9.6.3 在完善网架的过渡过程中，对于典型接线组间的现有联络线路可不拆除，但应根据现场情况标注为馈线组间应急联络点，并在目标网架建设过程中进行拆除。

9.6.4　对于主干线存在不合理分支的情况，可优先分析线路馈线组的结构情况，根据分支线的实际情况合理选择改造策略。若线路所在区域负荷增长基本稳定，应拆分分支线或将分支线环入主干环网；若线路所在区域负荷增长较快、发展情况不明确，或网架仍处于过渡阶段，可将分支线与其他线路联络，但应标注为应急联络点，并在目标网架的建设过程中逐步将该分支线进行拆分或环入主干层。各种分支线改造策略如附录 H 表 H-1 所示。

9.6.5　居民用户节点接入要求

存量和新增居民用户节点具备条件时应环入主干层，改造策略如附录 H 表 H-1 中环入主干层指引策略所示。居民用户节点与高故障风险设备或线路混接指引具体为：

（1）存量策略

①存量居民节点可优先考虑加强运行风险管控措施。如采取对高风险电缆沟进行智能电缆沟改造并实时监控管理，采用分界断路器对高故障风险设备、工业用户专变予以隔离，及时抢修更换高故障风险设备等措施。

②存量居民节点可结合节点用户控制标准、频繁停电等立项目的进行优化提升改造，避免与高故障风险设备混接。

表 9-7 高故障风险设备定义

序号	问题明细/类别		定义
1	中压频繁停电	上年度跳闸次数频繁的中压线路	公司上年度中压线路跳闸次数超过 10 次（不含重合闸成功、重大自然灾害除外），且无法转供电、无法通过运维和修理手段解决的。
2		上年度发生 2 次及以上重大停电事件	上年度发生 2 次及以上重大停电事件，且无法转供电、无法通过运维和修理手段解决的。
3		跳闸率排名省内前 20%的线路	上年度跳闸率排名公司前 20%（不含重合闸成功、重大自然灾害除外），确需通过电网改造方式整改的。
4	用户故障出门或频繁停电		1、解决单一客户年停电时间超过 12 小时（剔除重大事件影响后），且无法通过运维和修理手段解决的。 2、对存量故障出门次数排名公司前 10%或用户设备存严重隐患且经技术评估存在故障出门风险的高压供电客户，确需在产权分界点加装故障隔离装置的
5	风险电缆沟		配网生产管理部门发布的风险电缆沟清单
6	临时施工专变		临时施工专变

注：1～4 点问题明细/类别定义来自网公司 2022 年投资策略要求。

（2）新增策略

新增居民负荷节点应避免与高故障风险、工业用户等所涉及设备及线路混接，以免造成较大的停电范围影响。

9.6.6　配变“挂灯笼”改造指引

配变“挂灯笼”改造策略具体为：

（1）新建配电变压器宜接入第一级分支线或以下层级，避免形成主干线“挂灯笼”的现象，不宜接入主干线线行正下方。

（2）存量接入主干线的配电变压器可结合地理条件、设备故障率就近形成分支线，也可结合主干网架改造同步改造；若台变 T 接主干时已经有开关保护，可考虑不予改造。存量配电变压器“挂灯笼”改造策略详见附录 H 表 H-2。

9.7 运规协同

9.7.1 可靠性特征事件运规协同处理要求

（1）对于可靠性特征事件运规协同处理机制中定义的可靠性高损事件，运行、规划专业应协同分析，运行专业分析设备、运维等方面问题，规划专业分析网架、自动化选点等规划类问题，对此次故障线路提出整改建议，判断是否需要普查存在问题。

（2）将普查出的问题纳入规划问题库，执行问题库管理流程，并根据问题情况开展紧急立项或常规立项，运行专业参与项目审查及措施制定，确认所关注的问题能够通过项目解决，对于短时无法解决的问题制定改造前运维措施。

9.7.2 不停电作业要求

（1）高品质供电引领区：应配备运行应急预案和保障力量，保障“N-1-1”停电风险下恢复非故障段用电。

（2）除高品质供电引领区外的其他区域：线路规划建设及负荷切割时应满足后续不停电作业实施需求，开关站、配电站、户外开关箱等应预留备用开关接口，同时应考虑运维车辆出入通道和作业场地，便于中压旁路作业开展。

9.7.3 通常情况下，转供电不应操作不同馈线组间应急联络点，只有在馈线组内无法通过常规倒闸操作转供所有负荷时才考虑使用此应急联络点。

9.7.4 应常态化完善智能配电房和低压配电网智慧运维系统功能，推进全市公用配电房和低压台区的智能化改造。综合考虑业务需求，合理配置智能配电房和低压台区的各类传感器，避免冗余配置，降低运维难度和建设投资。同时可通过视频人工智能识别、大数据分析等智能化手段，充分发挥配电网采集数据、数据整合的业务价值，提高配电网运维效率、提升中低压快速复电水平。

9.7.5 架空线路导线宜采用垂直排列型式。应规范、简化设备及引线规格，设计横担层距、线间距离应便于带电作业工作要求。

9.7.6 针对存在潜在高故障风险的设备，如早期投产的配网二次设备等，应加强维护力度，必要时结合网公司投资策略和公司投资能力进行及时更换。

9.7.7 非正常运行方式馈线组应尽快恢复为正常运行方式，且满足基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引要求（详见附录 I），以降低停电范围影响。

9.7.8 正常运行方式和非正常运行方式原则上所有馈线组联络节点（含非正常运行方式）均应为三遥点。

9.7.9 应开展 10（20）千伏线路正常运行方式下的固定联络点标准化管理，对临时联络点

及时调整为标准运行方式。不承担转供电作用的应急联络电缆在符合资产条件情况下原则上宜拆除。

10 低压配电网

10.1 台区定容

配电站应遵循“多布点、短半径”原则，容量配置以需求为导向并应充分考虑中长期负荷发展情况，留有充足的裕度，避免频繁更换。当配变容量不能满足供电需求时，应优先考虑通过新增布点解决，配变投产后第二年负载率不宜低于 30%。

10.2 配变接入

10.2.1 在满足节点（分支）容量及户数控制标准前提下，配变宜按照中压目标网架线路供电区域划分接入中压线路。

10.2.2 采用双配变结构和相邻台区联络结构时，具备条件的，可将配变接入不同公用环网节点。

10.3 网架结构

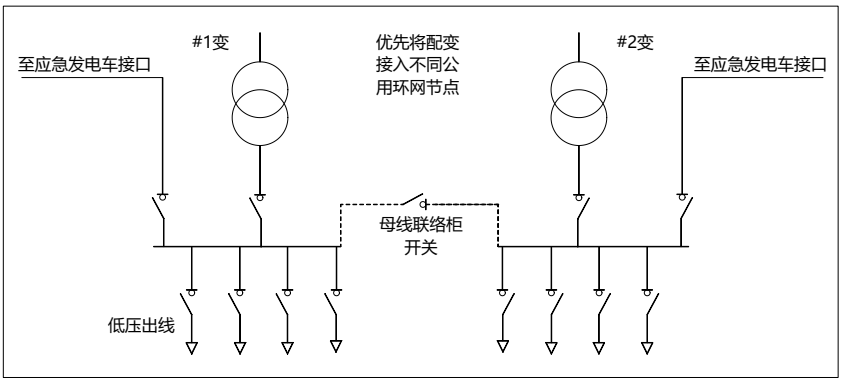
10.3.1 低压配电网应结构简单、安全可靠，应优先采用双配变结构和相邻台区联络结构，仅在不具备条件的情况下采用以单个配电变压器为中心的树状放射式结构。低压配电网标准接线型式见附录 C.2。

10.3.2 采用双配变配置的配电站，两台配变的低压开关柜之间应设置联络柜，变压器低压进线开关与母线联络开关应设置可靠的联锁机构，接线如图 10-1 a）所示。若不具备实现低压侧母线联络情况下，则配置低压联络箱。

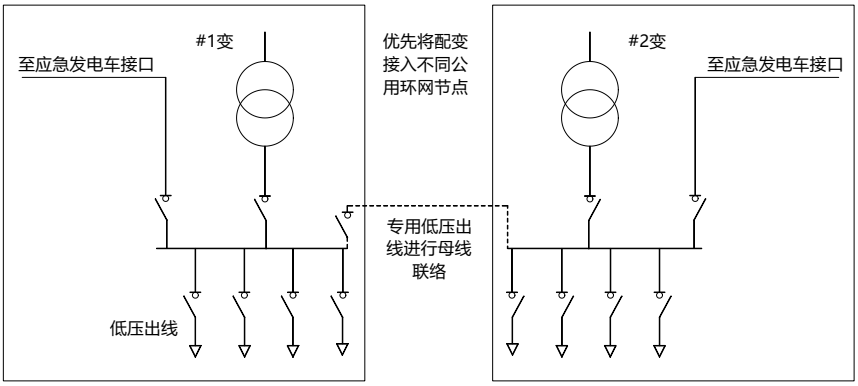
10.3.3 非双配变配置的相邻台区，且相邻配变距离在 100 米范围内的（按联络所需要的电缆长度计算，非直线距离），可采用专用出线进线母线联络，联络线路应满足转供电和供电半径要求，分别如下图 10-1 b）所示。

10.3.4 非双配变配置的台区，且相邻配变距离超过 100 米范围内的（按联络所需要的电缆长度计算，非直线距离），可采用低压主干线首端或末端联络，联络线路应满足转供电和供电半径要求，如下图 10-1 c）所示。

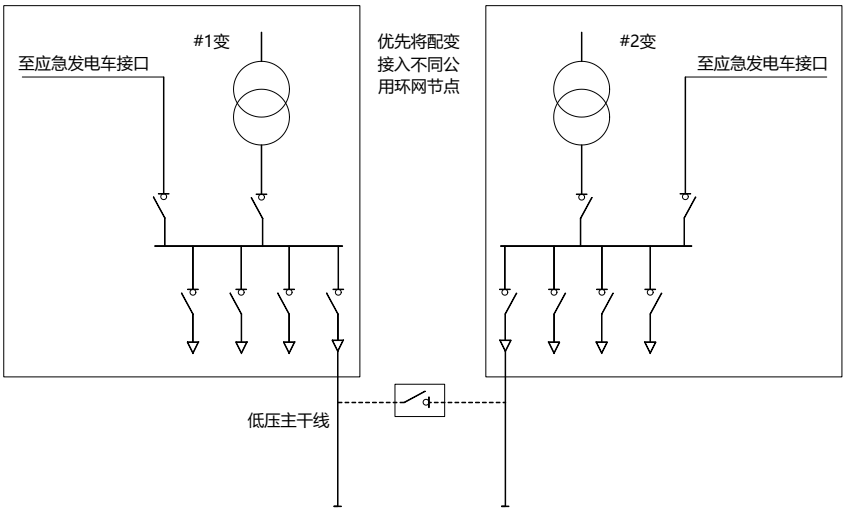
10.3.5 非双配变配置的台区，且低压母线及低压主干线无法实现联络的，可采用快速应急低压接入装置接入低压母线实现负荷转供电；在已实现低压智能台区功能的（可远程监测开关分合状态的），可采用快速应急低压接入装置接入低压主干线实现负荷转供电，但应谨防应急发电车的倒供电安全风险。低压接线型式如下图 10-1 d）所示。若同时存在发电车“停车难”的问题，则应同步将快速应急低压接入装置引至具备应急发电车出入通道和作业场地条件的路口，并做好相应的防护措施。



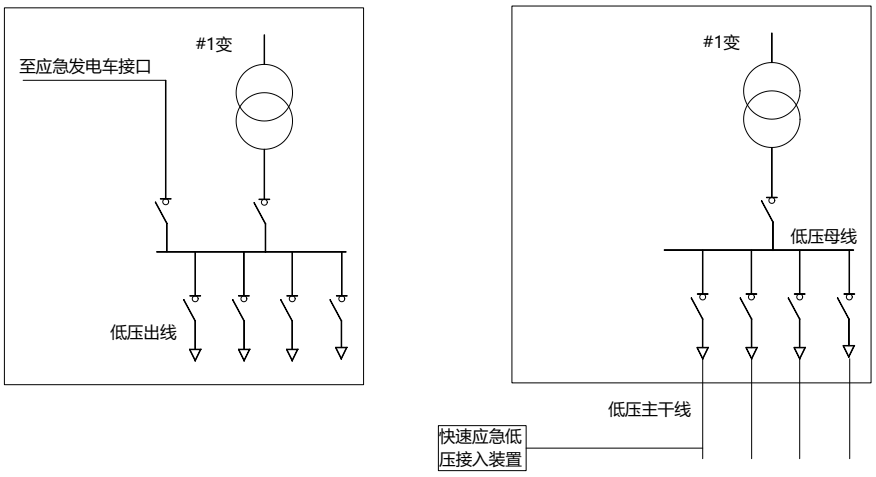
a） 双配变结构示意图



b） 相邻台区联络结构-专用低压出线进行母线联络示意图



c） 相邻台区联络结构-低压主干线首端或末端联络示意图



d） 单主变放射式结构示意图

图 10-1 低压联络示意图

10.3.6 由于低压柜规格型式多样，存在低压母线的驳接难的问题（如密集型母线槽上进上出），可结合现场实际情况通过低压分路开关实现联络。

10.3.7 距离≤150 米范围内（按联络所需要的单相电缆长度计算，非直线距离）且来自于不同 10 千伏电源的相邻配变，优先进行低压联络改造。

10.3.8 对党政机关、国防军事部门、监狱、公用事业、公共卫生、市政重要基础设施、大型交通枢纽、公共数据中心、应急指挥中心等涉及国家安全和社会公共利益的重要电力用户，其低压配电网络宜设置成备自投等自动环网装置，且为满足供电可靠性要求，低压开关柜宜预留应急发电车接口。

10.3.9 电网公共连接点的三相电压不平衡度及单个电力用户引起连接点电压不平衡度应符合现行国家标准《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 的有关规定。

10.3.10 低压配电网应以配电站供电范围实行分区供电，低压供电范围不应交错重叠。

10.3.11 低压母线互相联络的配电台区，其转供线路载流量和开关容量应满足负荷转供需求，开关应满足双向过流保护，低压联络柜应具备备自投功能，其选址应优先选择在公变电房内。

10.3.12 供电半径

低压线路路径选择应与地区控制性详规、地方城市规划、工业区规划、矿产资源规划等相协调，在满足安全要求的条件下，应保证路径最短。线路供电半径不宜超过表 10-1 所规定的数值。

表 10-1 低压线路的供电半径推荐值（千米）

供电区类别	380（220）伏线路
A+类供电区	0.20
A 类供电区	0.20

注 1：供电半径按供电区域负荷密度考虑。
注 2：超过规定的供电半径的，应进行电压质量校验，不满足条件的应制定相应解决措施。

10.4 改造指引

10.4.1　低压设备改造应结合资产全生命周期考虑，禁止盲目乱拆乱建。

10.4.2　对于负荷自然增长较快、潜在报装需求较多的区域，在设备最高负载率达到 50%时，即可开展项目立项；在设备最高负载率达到 70%时，应启动重满载问题预管控工作，及时制定应对措施，提前开展项目立项。

10.4.3　应按季度收集低压潜在用户报装需求并分析。对于低压网格供电区域内配变总体允许接入容量小于等于 200 千伏安时，应启动低压业扩受限问题预管控工作，及时制定应对措施，提前开展项目立项。

10.4.4　对于低压报装接入后，预计配变最高负载超过 80%时，应同步制定应对措施，提前开展项目立项。

10.5 运规协同

10.5.1　应急发电车要求

（1）高品质供电引领区：应配备运行应急预案和保障力量，保障“N-1-1”停电风险下恢复非故障段用电。

（2）除高品质供电引领区外的其他区域：①存量低压开关柜具备应急发电车出入通道和作业场地条件的，应根据供电可靠性要求，预留应急发电车接口，适应应急电源快速、正确接入，进出线开关不宜配置欠电压脱扣装置。②新建低压开关柜应预留应急发电车接口，适应应急电源快速、正确接入，进出线开关不宜配置欠电压脱扣装置。

10.5.2　低压架空线路可与中压架空线路同杆架设，但不应跨越中压分段开关区域。

11 设备选型

11.1 总体原则

11.1.1　中低压配电设备应按照统一标准兼顾区域差异及先进性的原则，遵循国家的基本建设方针和技术经济策略，选用安全可靠、技术先进、经济适用、节能环保的设备，实现 20 千伏及以下电网全生命周期最优选型配置；并适应智能配电网发展、公司数字化转型和新型电力系统建设的要求。

11.1.2　综合考虑技术性和经济性，积极推进配电设备的绝缘化和户内化，提高配电网安全性和抗灾能力，改善配电设备运行环境。

11.1.3　中低压配电设备选型应坚持紧凑、环保的原则，减少土地资源占用，降低环境影响，同时应充分考虑设备的经济运行，设备容量应与负载相匹配。

11.1.4　中低压配电设备的选择应满足“标准化、智能化、模块化”的新技术、新设备、新材料、新工艺，提高 20 千伏及以下电网装备技术、自动化、智能化和数字化水平。

11.1.5　中低压配网设备选型应适度超前，在经济性相差不大的情况下，应优先选择高参数、合适容量的设备，以降低后期增容改造的成本。

11.1.6　同一个规划区的设备、导线选型应系列标准化，应统筹考虑远期负荷发展状况和线路全生命周期成本选定。同一线路上不同类型导线截面载流量应匹配。

11.1.7　中低压配网设备选型应充分考虑降低维护量，选取设备的结构形式、设计特点应满足低维护量的要求，在满足电网需求的条件下，优先选用结构简单、全密封、部件少的设备，优先选用具备免维护或少维护特点的设备。

11.1.8　中低压配网设备各主要部件（指一旦失效必定造成设备退运的部件）的寿命应保持一致，在全生命周期中电气、机械等性能指标应满足电网运行的要求，防止因单一主部件提前老化导致设备失效、提前退运。附属部件（指失效后不直接造成设备退运，但影响设备功能发挥的部件）应标准化，来源多样，容易更换，防止因附属部件失效导致设备停运。

11.2 配电线路

11.2.1　一般要求

（1）配电线路宜选择电缆线路，不具备条件的可使用架空绝缘导线，严禁使用架空裸导线。在技术经济合理前提下，存量架空线路应逐步改造为电缆线路。

（2）具备条件时，中压架空线路宜采用多回路同杆（塔）架设，但有联络关系的线路不应同杆（塔）架设。

（3）中压架空线路导线宜采用垂直排列型式。应规范、简化设备及引线规格，设计横担层距、线间距离应便于带电作业工作要求。

（4）架空线路防风加固设计选型应符合“8.9.1 防风”的要求。

（5）架空线路及设备台架应实现全绝缘化，雷击多发地区的线路应采取防雷技术措施。

（6）架空线路应综合考虑盐雾特性。沿海地区应按《深圳市污区分布图》选型具备抗盐蚀、防潮、防污能力的线路及设备。

（7）变电站两段或以上中压母线的出线不应全部敷设于同一电缆沟（隧道）内。

（8）沿电缆沟（隧道）敷设的电缆数量不应超出通道的设计容量。

（9）在满足生产、运输和施工要求的前提下，应合理增大电缆盘长，减少中间接头数量。

（10）有白蚁危害的场所应采用防白蚁护套。

（11）配电线路选型应标准化、系列化，应统筹考虑远期负荷发展状况和线路全生命周期成本选定。同一线路上不同类型导线截面载流量应匹配。

11.2.2　线缆选型

中低压线缆的选型应满足表 11-1、表 11-2 的要求。

表 11-1 中压线缆选型表

线路型式	电缆	架空
线缆型号	防白蚁阻燃型交联聚乙烯铜芯电缆（FYZR-YJV$_{22}$-8.7/15KV）	铝绞线芯交联聚乙烯绝缘导线（JKLYJ）、钢芯铝绞线芯交联聚乙烯绝缘导线（JKLGYJ）
主干线截面（mm^2）	3×300、3×400	185、185/25

线路型式	电缆	架空
分支线截面（mm^2）	3×120，3×300	120、120/20

表 11-2 低压线缆选型表

线路型式	线缆型号	线缆截面（mm^2）	备注
电缆	铜芯：阻燃铠装交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电力电缆（ZR-YJV$_{22}$）	4×240	主干线
		4×120	分支线
		4×70、35	入户线
	注：TN-S 系统，保护线与中性线各自独立，选用五芯电缆。		
导线	铜芯：聚氯乙烯绝缘导线（BVV）	185、150、120	主干线
		70	分支线
		70、35、16	入户线
	铜芯：平行集束导线（BS-JKYJ）	120	主干线
		70	分支线
		16	入户线
	注：架空线路 N 线应采用铜芯聚氯乙烯绝缘导线（BVV）或铝合金导线。		

11.3 配电设备

11.3.1 配电设备应优先选择户内设备，不具备条件的应使用户外全封闭设备，禁止新建户外敞开式设备，存量户外敞开式设备应做绝缘化处理，具备条件时应逐步更换改造。

11.3.2 配网设备应优先选用模块化、标准化、智能化设备，采用运行安全可靠、技术成熟先进、维护方便（免维护或少维护）、操作简单、节能环保型的设备，并适应智能配电网发展和数字化转型的要求。

11.3.3 配电变压器

（1）配电变压器容量的确定应充分考虑中长期负荷发展情况，留有充足的裕度，避免频繁更换，配变容量选型表见表 11-3 所示。

（2）配电站应遵循“多布点、短半径”原则。除特殊使用场景（如城中村负荷密度高但配电设备落地困难等），原则上不推荐使用 1600 千伏安变压器，确需使用时应满足分支（节点）用户数控制标准要求。

（3）在满足技术经济条件下，宜优先选用节能型配电变压器，其空载损耗和负载损耗应满足国家、行业和公司的能效限定值要求。10 千伏配电变压器应采用二级能效及以上低损耗变压器。逐步淘汰不符合国家能效标准要求的高耗能变压器，提升高效节能变压器使用比例，支持可再生能源电站、电动汽车充电站（桩）、数据中心、5G 基站、采暖等领域使用高效节能变压器。

（4）对于年平均负载率不高、负荷峰谷差大、特定时期（如夏季、旅游旺季等）负荷短时大幅增长容易造成常规变压器短时严重过载的配电台区，可根据实际情况选用高过载能力配电变压器。

（5）在环保要求较高的自然保护区域（如水源地、湖泊、海洋、土壤保护区等）或在人口密集区域和防火防爆要求高的场所（如学校、医院、交通枢纽、石油化工厂等），具有长时负载及短时过载需求的场合，宜采用植物油变压器。

（6）配电变压器宜配置运行状态传感器，宜配置遥信、遥测功能。

（7）变压器容量序列及对应的出线回路数量、回路输送容量要求如表 11-3 所示。

表 11-3 配变容量与低压出线回路对应表

容量（kVA）	100	200	400	630	800	1250	1600	2000
出线回路数	1	1~2	2	4	4~6	6~8	8~12	12~16
回路容量	每回低压出线的输送容量不宜大于 150kW，三相负荷不平衡度≤15%。							

注：容量 1600 千伏安、2000 千伏安干式变压器应慎重使用，具体参照 11.3.3（2）小节相关要求。

（8）当单台油浸式变压器容量为 630 千伏安及以下或单台干式变压器容量为 800 千伏安时，变压器回路可装设断路器；油浸式变压器单台容量超过 630 千伏安或干式变压器单台容量超过 800 千伏安时，变压器回路应装设断路器。

（9）附设式配电站宜选择干式、气体绝缘或非可燃性液体绝缘的变压器，不宜设置带可燃性油变压器；独立式配电站内可选用非可燃性液体绝缘变压器，并应设置专用的变压器室。

11.3.4 开关站与配电站

（1）开关站应采用单母线或单母线分段接线，每段母线接 4～8 面开关柜；应根据实际需求，按就近原则预留回路，作为满足开关站远期进出线、外部应急电源及电缆旁路作业（保供电）、电动汽车充电、5G、智慧路灯、分布式能源、储能等新基建及新能源接入的需求。

（2）中压开关柜应采用全绝缘全密封型断路器柜或负荷开关柜，应具备配电自动化和保护测控功能；结合工程规划建设需求，中压开关柜可配置局放在线监测装置、电缆头测温装置等运行状态智能监测或预留安装位置。

（3）应采用独立式或附设式配电站，条件受限时也可采用预装式变电站。除存量台架变允许增容外，原则上不应新增配变台架。

（4）配电站中压侧应采用单母线接线，低压侧应采用单母线或单母线分段接线。

11.3.5 中压户外开关箱

（1）中压户外开关箱进出线间隔不宜超过 4 回，应采用全绝缘全密封型断路器柜或负荷开关柜，主干线户外开关箱应满足“11.3.4 的（2）”的要求。

（2）户外开关箱外壳宜采用复合材料箱体，颜色与安装环境协调一致。

11.3.6 预装式变电站

（1）预装式变电站内只设 1 台变压器，除特殊使用场景（如城中村负荷密度高但配电设备落地困难等），原则上容量不宜大于 1250 千伏安。

（2）预装式变电站应具备良好的通风散热性能，外壳宜采用复合材料箱体，颜色与安装环境协调一致。

（3）预装式变电站应预留智能网关、各智能配电装置及监测传感器的安装位置、布线空

间；

（4）结合工程规划建设需求，预装式变电站可配置环境监控、视频监控、安防监控、设备状态监测、电气保护测控装置。

11.3.7　低压开关柜

（1）低压开关柜应根据配电站所处环境条件和大小进行选择，宜选用抽屉式、固定式、固定分隔式等智能化、模块化、标准化低压开关柜，元器件宜优先选用低功耗、绿色节能产品。

（2）居民住宅小区、医院、学校、商场以及政府机构等用户，低压开关柜宜根据供电可靠性要求，预留应急发电车接入的低压断路器或接线柜，适应应急电源快速、正确接入；低压开关柜宜根据实际需求，按就近原则预留低压出线回路作为电动汽车充电设施的电源或分布式电源的接入；低压开关柜应预留配电站二次设备及动力照明的供电回路。

（3）低压开关柜应满足《南方电网标准设计与典型造价（V3.0 版）智能配电部分》和公司智能网关信息采集和接入相关要求，根据现场实际需求，选择低压断路器与低压回路测控终端组合装配，或选用一二次融合低压智能断路器，应具有计量、出线、补偿、通信和综合测控、保护等功能。

11.3.8　低压配电箱

低压配电箱开关应采用塑壳断路器，外壳宜采用复合材料箱体，颜色与安装环境协调一致。低压配电箱配置断路器应满足“11.3.7 的（3）”的要求。

11.3.9　中压柱上断路器

（1）柱上断路器分为分段、分界 2 种，配置原则参见附录 G。

（2）架空线路主干线宜采用分段型柱上断路器，架空线路分支线或架空线引下分接用户宜采用分界型柱上断路器。

11.3.10　中压户外隔离开关

（1）中压户外柱上断路器的两侧均应配置隔离开关，以便在断路器检修时形成明显的断口与电源隔离。

（2）架空线路引接电缆应配置隔离开关。

（3）户外配电变压器台架跌落式开关与架空引下线间宜配置隔离开关。

（4）隔离开关的型式应根据配电装置的布置特点满足安装、维护和检测的要求。

11.3.11　避雷器

（1）在配电站的高、低压母线上和在架空进线端应装设避雷器。

（2）中压电缆线路与架空线路相连的一端应装设避雷器，电缆线路另一端避雷器的装设应通过计算确定。

（3）中压户外隔离开关、台架、断路器或负荷开关等电气设备处应装设避雷器。

（4）无避雷线的中压架空配电线路，居民区的水泥杆宜接地，金属杆应接地，接地电阻

不宜超过 10Ω。

（5）中压户外隔离开关、台架、断路器或负荷开关等电气设备处应选用无间隙金属氧化物避雷器；中压架空线路宜选用空气间隙金属氧化物避雷器。

（6）采用绝缘导线的配电线路，宜采取防雷措施，防雷措施应根据当地雷电活动情况和运行经验确定。

（7）低压配网防雷宜根据设备耐压水平选择合适的雷电过电压防护装置，低压侧计量箱、配电箱等宜加装浪涌保护器（SPD），用户侧低压分布式电源接入时应安装低压避雷器或 SPD 防止雷电侵入波的危害。

11.3.12　中压熔断器

（1）跌落式熔断器宜用于户外，限流式熔断器宜用于户内。

（2）熔断器熔断件的额定电流应不大于熔断器壳体的额定电流。

（3）保护熔断体特性，应满足可靠性、选择性和灵敏性要求，应保证前后两级熔断器之间，熔断器与电源侧继电保护之间，以及熔断器与负荷侧继电保护之间动作选择性的要求。

11.3.13　低压电器

（1）断路器保护装置

①配电站低压进线、母联和分段开关应采用断路器，应具备联锁和闭锁功能。低压进线断路器不宜设置低电压脱扣装置。

②低压出线应考虑负荷的增长及变化需求，适当预留开关数量，提高额定电流的等级。出线回路额定电流的总和按不低于 2 倍变压器额定电流配置出线开关。

③低压断路器宜采用整定值可调的电子式保护。

④配电站内发电备用电源接入低压配电系统的开关与市电开关之间应设置电气及机械联锁，并采用四极开关：

1)装设有明显断开点的双投四隔离开关；

2)装设双投四极带零位的自动转换负隔离开关；

3)装设带控制器的四极双断路器。

（2）剩余电流保护装置

剩余电流动作保护电器的选择应符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB50054、《剩余电流动作保护装置安装和运行》GB13955、《民用建筑电气设计标准》GB51348 和现行行业标准《农村住宅电气工程技术规范》DL/T 5717 的有关规定。

（3）低压浪涌保护器

低压浪涌保护器应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《低压电涌保护器（SPD）第 12 部分：低压配电系统的电涌保护器 选择和使用导则》GB/T 18802.12 的有关规定。

按照建筑物类型、雷暴地区的划分进行过电压保护器选型，低压设备防雷保护可根据情

况选用低压避雷器或低压电涌保护器，应充分考虑受雷电冲击及过电压程度、最大放电电流、波型等影响。

11.3.14　电弧故障断路器

电弧故障断路器应符合现行国家标准《电气火灾监控系统 第 4 部分：故障电弧探测器》GB14287.4、《电弧故障保护电器（AFDD）的一般要求》GBT 31143-2014 的有关规定。

11.3.15　配电柔性化装备

（1）配电柔性化装备应考虑设备可靠性、经济性、控制灵活性、运行要求等因素选择结构型式，主要包括中压、低压柔性装备，可采用两电平、三电平和模块化多电平结构（MMC），并通过技术经济综合比较确定技术方案。

（2）配电柔性化装备单元接线应综合考虑经济性、可靠性、占地面积等要求，通过技术经济比较后确定。

（3）柔性互联系统的主接线应根据其在配电网中的功能定位、进出线回路数、柔性互联装备结构特点及负荷性质等因素确定，并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资和便于扩建等要求。

（4）柔性互联系统应具备电流电压检测能力，其精度满足计量、测量、继电保护和安全自动装置运行要求。

11.3.16　电化学储能系统

（1）配电网电化学储能系统应采用分布式、模块化、长寿命的成套设备。

（2）应结合技术经济性和运营模式分析，探索电网侧储能应用，推荐应用场景包括：

①峰谷负荷差大、高峰负荷持续时间短、电力负荷增速较慢、设备存在重过载问题的变电站或配电台区。

②对电能质量要求极高的工业园区，用户可在中压线路配置电化学储能系统。

③针对配电网升级改造成本过高或升级改造方案中不具备施工条件，储能系统作为传统配网基建项目补充或替代，既满足用户供电需求，又同时兼顾配网项目的可行性和经济性。

④针对快速复电、保供电工作及短期过载引起频繁停电的线路或台区，储能系统作为应急供电中柴油发电机等的替代或补充方式。

⑤储能系统用于用户侧削峰填谷、改善电能质量。

（3）电化学储能系统接入配电网后公共连接点处的电能质量，在谐波、间谐波、电压偏差、电压不平衡、直流分量等方面应满足国家相关标准和企业标准的要求。

（4）电化学储能系统应同时具备就地和远程充放电功率控制功能，应具备可接入公司综合能源服务平台的接口，接入 10（20）千伏配电网系统的，应遵循相关电力调度管理规定和并网管理规定。

11.4 维修再利用设备

11.4.1 所有维修再利用工作都应在设备满足国家、行业、网公司及公司反事故措施要求的基

础上开展。

11.4.2 维修应遵循“能现场修不返厂、保养延寿同步实施、差异化升级改造”的原则，按照《深圳供电局有限公司配电设备维修技术标准》开展，若修复、检测、试验总费用大于等于新采购同类设备费用的 50%原则上不维修，可鉴定为报废。按照设备综合评估状态依次安排维修计划和再利用计划。维修后设备应符合公司设备采购技术规范书中设备标准配置、试验报告（出厂试验）、技术文件等要求，外观完好，无残旧、老化、锈蚀、变形等，达到新入网设备要求，并经验收合格可开展设备再利用。

11.4.3 维修再利用开关柜宜安装于户内通风良好环境中，其中具备配网自动化功能的开关柜应优先满足配网自动化选点原则安装，运行年限超过 10 年且修复较多缺陷的开关柜不宜安装在 10（20）千伏主干线路上。

11.4.4 维修再利用的配电变压器用于更换时，原则上应满足“等容量”原则，用于新增负荷需求时应满足负荷预测要求，其中容量在 800 千伏安及以上的配电变压器或运行年限超过 10 年且修复较多缺陷的配电变压器应接至断路器单元或柱上断路器负荷侧，起到故障隔离作用

11.4.5 为提高资产利用效率和效益，按照以下策略开展维修再利用工作：

（1）故障检修（抢修）原则上选用常规负荷开关柜。若为主干节点且光纤已覆盖，符合配网自动化选点原则，可选用配网自动化功能负荷开关柜，当线路无分段断路器或符合分界断路器配置策略，可选用分段（界）断路器柜。

（2）常规项目（含配基、业扩、计划检修）中，若线路无分段断路器或符合公司《配网分界断路器配置策略》，可选用分段（界）断路器柜。除此，选用常规负荷开关柜或配网自动化功能负荷开关柜。

（3）培评或其它非生产性需求原则上利旧。

（4）临电租赁和跨省调拨优先利用旧普通环网柜和小容量配变。

（5）偏远地区、山区等区域，在市政规划不明确情况下，原则上选用普通环网柜。

12 站区布置及电缆通道

12.1 站区选址

12.1.1 开关站、配电站规划建设应符合现行国家标准《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053、《低压配电设计规范》GB 50054、《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的有关规定，宜与市政规划建设相配合，且建筑外观宜与周边环境相协调。

12.1.2 开关站、配电站设计和电气设备的安装应采取抗震措施，符合现行国家标准 GB 50260《电力设施抗震设计规范》的规定。

12.1.3 开关站、配电站的设置要求如表 12-1 所示。

表 12-1 开关站、配电站的设置要求

站点类型	设置原则	设置部位
独立式开关站	应靠近电源侧，便于交通运输及运维抢修，具有充足的进出线通道且进出线方便。	1）宜在用户红线内靠近红线边缘设置； 2）宜靠近市政电缆通道设置。
附设式开关站		1）原则上应设置在首层； 2）严禁设置在最底层； 3）不宜设置在地上较高层。
独立式配电站	1）应结合片区规划及近中期负荷预测结果，合理选择配电站的布点位置、配变数量及供电范围，确定配电站的型式、终期建设规模及占地尺寸； 2）应便于交通运输，具有充足的进出线通道且进出线方便。	深入或接近负荷中心设置。
附设式配电站		1）深入或接近负荷中心设置； 2）可设置在建筑物首层、地下负一层、地上层，不应设置在最底层。

注：公用开关站址标高宜在 50 年一遇高水位上，无法避免时，站区应有可靠的防洪措施或与地区（工业企业）的防洪标准相一致，并应高于内涝水位。公用开关站内地面标高，宜高出公用开关站外地面 0.3m。

12.2 站区布置

12.2.1 开关站、配电站的布置应紧凑合理，便于设备的操作、搬运、检修、试验和巡视，优先选用模块化、小型化设备。

12.2.2 应根据需求预留配电自动化设备、计量设备、智能设备、应急电源接入设备、新型电力系统接入及电缆旁路作业设备的安装位置和操作空间，并考虑发展的可能性。

12.2.3 开关站、配电站的人员进出通道应能全天候方便进出，并保证通道畅通。

12.2.4 开关站、配电站的永久进站道路应有足够的高度、宽度和强度，满足配电设备、运输车辆等的尺寸和重量要求。

12.2.5 当配电变压器设在居住或办公建筑物内时，配电变压器与住宅或办公场所之间应设置隔离层，以减少噪音、热量的影响。

12.2.6 新建室内配电站土建应按至少两台配变预留位置。对于采用双配变配置的配电站，两台配变的低压母线之间应装设联络开关，室内配电站应预留发电车接口且便于发电车接入。

12.2.7 设备外壳、围栏等相关户外设施宜与城市环境相协调。

12.2.8 开关站、配电站的典型布置

开关站、配电站的最小尺寸见表 12-2，典型布置方案见附录 D。

表 12-2 开关站、配电站最小内空尺寸

站点类型	最小尺寸			布置方式
	长（m）	宽（m）	高（m）	
公用开关站	10	3	4	中压开关柜单列布置
	6	4	4	中压开关柜双列布置
公用配电站（单层）	9.6	4	4	单油变，单层布置，变压器单独一室；中压开关柜和低压开关柜共一室，开关柜双列布置

站点类型	最小尺寸			布置方式
	长（m）	宽（m）	高（m）	
	9.6	4	4	单干变，单层布置，带外壳变压器、中压开关柜和低压开关柜共一室，单列布置
公用配电站（双层）	9.6	7.5	4+4	双干变，双层布置；一层设中压柜、变压器室，中压柜及变压器同室布置；二层设低压配电室。

注 1：公用开关站适用于 1～2 组开关柜（PT+DDDD），当超过 2 组时，应依据项目实际需求开展开关柜布置设计，布置设计应满足《20kV 及以下变电所设计规范》GB50053 的“4 配变电装置的布置”规定。

注 2：公用配电站（单层）适用于 1 台配变，公用配电站（双层）适用于 1～2 台配变。

12.3 电缆通道

12.3.1 电缆通道

（1）电缆通道路径应与城市总体规划相结合，应与各种管线和其他市政设施统一安排，原则上应征得城市规划部门同意。

（2）开展电缆及通道数字化信息维护，应常态化开展电缆及通道隐患排查治理工作，排查电缆通道内是否存在与煤气、液化气、石油、化工、热力管道、有压水管同路径敷设、共沟、交跨等现象，是否满足《城市电力电缆线路设计技术规定》DL/T5221、《电力工程电缆设计规范》GB/50217 等要求，是否采取防护措施。

（3）应优先选择沿现状道路敷设，避开通过城市规划改造区、已规划待改造道路等区域。

（4）电缆通道的土建设施宜按电网远景规划并预留适当裕度一次建成。预留通道规模应与规划以及未来 3 年项目建设需求相匹配。

（5）变电站中压电缆出线通道的容量应与变电站的远期建设规模相配套且一次建成，容量应满足电缆、光缆线路建设，并宜对应不同的中压母线分段分开设置中压电缆、光缆出线通道。

（6）配电站、开关站进出线通道的容量应满足电缆、光缆线路建设及应急电源接入需求。电缆通道应与光缆通道同步规划建设。

（7）应结合配电站的布点位置、终期建设规模及供电范围确定低压台区电缆通道规划，并宜与配电站土建部分同步建成。

（8）结合城市规划建设，在道路新建、改（扩）建时应同步建设电缆管沟。

（9）同一电缆沟内（不含变电站）电缆发生故障，损失负荷不应造成二级及以上电力安全事件。

（10）同沟敷设两回及以上且有中间接头的中压电缆，电缆中间接头应采取防火防爆措施，并错位布置。

（11）对于无法迁出的公用事业或政府性质低压电缆，以及电力专用通信线缆须采取非金属阻燃槽盒管进行封闭隔离。

（12）同一接线组馈线在满足技术经济合理情况下应避免同杆架设，宜避免同沟敷设。

（13）新建变电站配套中压出线电缆沟工程应在新建变电站建设项目中同步实施。

（14）暴露在空气中的电缆塑料保护管应采用阻燃型，按着 DL/T2408 标准通过垂直燃烧 V-0 级测试。地中埋设的保护管应满足埋设下的抗压和耐环境腐蚀性的要求，保护管的环刚度不应小于 24kPa。

（15）不同电压等级的各类电缆保护管型号可参考表 12-3。

表 12-3 不同电压等级的各类塑料电缆保护管型号参考表

序号	种类	管内敷设线缆电压等级	电缆保护管口径	可选择的保护管品类	备注
1	高分子树脂管	20kV	200	HDPE（DN230）、MPP 实壁管（DS200）	
				HDPE（DN230）、MPP 波纹管（DS200）、BWFRP 管（DB200）	
2		10kV	150	HDPE 管（DN170）、MPP 波纹管（DB150）、BWFRP 管（DB150）	
4		380V	100	HDPE 管（DN110）、MPP 波纹管（DB100）、BWFRP 管（DB100）	
5		光纤	32	HDPE 管（DN40）	保护子管
6		低压表前进户线	32、50	PVC 管（D32）、PVC（D50）	
7	涂塑钢质管	20kV、10kV、380V	200、150、100	钢管（DN200）、钢管（DN150）、钢管（DN100）	在浅土过路埋设、超重荷载等特殊要求的情况下使用

12.3.2 光缆通道

变电站至市政电缆沟、配电房至市政电缆沟、过路埋管（顶管）的光缆管道预留原则如表 12-4 所示。光缆保护管应采用阻燃材料。

表 12-4 通信管道预留配置表

建设路径	通信管规格	数量（根）
变电站至市政电缆沟同方向出线	φ165-φ32×7 或φ50	选取φ165-φ32×7，预留 2 根；选取φ50，预留 12 根
变电站至市政电缆沟不同方向出线	φ165-φ32×7 或φ50	选取φ165-φ32×7，每个方向预留 1 根；选取φ50，每个方向预留 7 根
配电房至市政电缆沟	聚乙烯涂塑扩口钢管（DN150）或 MPP 单壁波纹管（φ150-SN25）	选取φ165，预留 1 根
过路埋管（顶管）	埋管：机动车道选用涂塑钢管聚乙烯涂塑扩口钢管（DN150），非机动车道选用 MPP 单壁波纹管（φ150-SN25） 顶管：HDPE 管 （DN150）	根据通信规划预留相应数量

12.3.3 通道型式

（1）电缆通道型式主要有埋管、排管、顶管、电缆沟（隧道）、桥架、竖井、综合管廊等几种，应根据现场条件合理选择。电缆通道的设计应满足三维管线相关技术要求。

（2）不同敷设方式的电缆根数宜按表 12-5 选择。

表 12-5 敷设方式和规划电缆根数

敷设方式	规划敷设电缆根数
保护管	24 根及以下
电缆沟	单沟 24 根及以下
隧道	18 根及以上
桥架	6 根及以下
竖井	6 根及以下

（3）电缆沟宜采用预制防火组件（防火砖墙或防火阻燃复合材料），与电力电缆同通道敷设的控制电缆、非阻燃通信光缆，应采取穿入阻燃管或耐火电缆槽盒，或采取在电力电缆和控制电缆之间设置防火封堵板材。

（4）电缆沟盖板等相关外部设施宜与城市环境相协调。

12.3.4 电缆工作井

（1）除必须设置的电缆接续井、转角井外，应通过优化电缆路径及保护管选型减少电缆工作井的数量。

（2）设置电缆工作井时，应满足现状敷设电缆及未来规划敷设电缆规格型号的转弯半径及中间头制作。

（3）埋管路段遇横跨车道时两端应设有电缆工作井，并应设有自然集水口。遇转弯时转角处应设置一个电缆工作井，并应设有自然集水口。

（4）电缆工作井选型、电缆敷设和运行的最小弯曲半径等相关标准应满足国家、行业、网公司及公司相关规范要求。

13 配电网智能化及数字化

13.1 总体原则

13.1.1 配电网规划应结合智能电网发展、数字化转型和智慧深供建设需求，推动智能技术在智能作业、状态监测、智能装备、智慧运行指挥等方面的应用，有序提升电网智能化水平，打造一张安全、可靠、绿色、高效的智能电网，提高劳动生产率，促进电网本质安全。

13.1.2 南方电网公司《数字化转型和数字南网建设行动方案》明确提出“4321”实施方案，物联网是“3”大基础平台之一，旨在实现全网、全域数据的有效采集、传输、存储、应用。在配电领域，围绕配电网透明管理，通过全域物联网对智能配电站、智能开关站、智能台架变、电缆在线监测、架空线路在线监测、户外设备设施安全隐患监测预警等进行全面感知和采集，接入物联网平台，协同数据中心，实现各业务场景远程监测、设备运行评价分析、现场作业监控等业务需求，为运维管理、规划建设、客户服务方面提供技术支撑。

13.1.3 智能配电网应以“站、线、变、户”配电网拓扑关系为基础，基于配网关键业务推演（巡视、检修、规划、供电质量等），建立智能配电网规划建设总体架构，见附录 E，明确技术路线和实施策略，指导智能配电网规划建设工作。

13.1.4　应遵循国家发改委 14 号令和国家能源局 36 号文等电力监控系统安全防护要求开展配电网信息化建设，充分利用开放、标准的信息交互总线，实现规划设计、运维检修、营销服务等系统之间的信息交互，实现数据源端唯一、信息全面共享、工作流程互通、业务深度融合。

13.2 配电自动化

13.2.1　总体要求

（1）配电自动化规划设计应符合《配电自动化技术导则》DL/T 1406、《配电自动化规划设计导则》DL/T 5709、《配电自动化规划设计技术导则》等相关标准的规定。

（2）配电自动化可采用的技术路线为集中控制型和智能分布式。保护系统建设模式可采用主站集中型配电自动化系统、网络拓扑保护和光纤差动保护等建设模式。

（3）配电自动化应按照设备全生命周期管理要求，充分利用已有设备资源，与配电网一次网架相协调，结合一次设备的建设与改造逐步实施配电自动化，避免对一次系统进行大规模的提前改造，重要节点设备宜一次选定。

（4）配电自动化规划设计应满足国家发改委 14 号令和国家能源局 36 号文等电力监控系统安全防护要求以及《中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范》等相关二次安全防护要求。

13.2.2　体系结构

（1）各供电分区结合本区域配电网建设要求，可选用主站集中型配电自动化系统、网络拓扑保护和光纤差动保护等建设模式。

（2）高品质供电引领区的开环运行网络，在充分论证可实施性和建设必要性的基础上，配电自动化可采用智能分布式光纤纵差保护，并以主站集中型作为故障恢复的后备手段。其他地区的开环运行网络采用集中控制型配电自动化，原则上可装设 1 个配置电流级差保护的分段断路器，对于架空长线路经论证可装设 2 个配置电流级差保护的分段断路器，实现故障的快速隔离和停电影响范围的最小化。

（3）采用主站集中式配网自动化时：从变电站 10（20）千伏出线开关到固定联络点的主干回路上，仅允许投入一面投入跳闸功能的 D 或 B 柜，且应在靠近线路用户数中点位置设置，其余 D 或 B 柜作为 K 柜使用（不投入跳闸功能）；主干线各分支出口位置的新建 D 柜应投入跳闸功能。

（4）闭环运行网络控制模式应采用断路器光纤差动保护方式。断路器应具备三遥功能，通过主站集中控制实现故障恢复。

13.2.3　配电主站系统

配电自动化主站应实现配电 SCADA、通信通道（终端）状态监测、GIS 图模自动导入和馈线自动化（集中式自愈）等基本功能，并逐步实现配网负荷分析、配网风险分析、一体化转供路径分析等高级应用。

13.2.4　站点建设模式

根据配电自动化站点具备的功能和实现方式情况，其设备类型分为带三遥功能站所终端的负荷开关柜、带三遥功能保护测控终端的断路器柜 2 种，其主要功能、开关类型、通信方式及选点原则见表 13-1。终端应支持远程运维功能，支持远程调阅和修改装置功能软压板、远程切换定值区、远程修改设备参数和定值、远程调阅录波、远程传动开关等操作。对于因施工条件、成本等原因暂时无法实现光纤加密通信的站点，可临时采用无线公网加密方式实现远方控制。

表 13-1 配电自动化站点（开关）建设模式及选点原则

模式		主要功能	开关类型	终端类型	通信方式	选点原则
主站集中型		运行状态监测、开关遥控及故障就地快速隔离	断路器	保护测控	光纤加密	详见附录 F
		运行状态监测、开关遥控及故障集中控制隔离	负荷开关	三遥	光纤加密	
智能分布式	网络拓扑保护	运行状态监测、保护测控及故障就地快速隔离	断路器或负荷开关	智能分布式终端	光纤加密	同主站集中型
	光纤差动保护	运行状态监测、保护测控及故障就地快速隔离	断路器	保护测控	光纤加密	站点全覆盖

注：深汕合作区配电自动化技术原则与深圳电网保持一致。深汕存量配网线路尚未形成标准接线，配电自动化应结合网架完善项目同步改造；新出线及改迁项目路应同步建设配电自动化。

13.2.5　同步建设要求

（1）对于在配网项目中新增的配电节点，同步进行配电自动化配置。

（2）对于在配网项目中改造形成标准接线的配网线路，新增配电节点进行配电自动化配置的同时，对线路中原有配电节点应根据配电自动化选点原则同步进行配电自动化改造。

（3）对于在配网项目中改造未形成标准接线的配网线路，新增配电节点进行配电自动化配置的同时，对线路中原有配电节点不作配电自动化改造。

（4）对于在配网项目中新增和改造的配电自动化节点，应同步建设光纤加密通信通道。对于因施工条件、成本等原因暂时无法实现光纤加密通信的站点，可临时采用无线公网加密方式实现远方控制。

（5）对于主干线年故障停电次数超过 2 次的线路优先开展自动化改造。

13.2.6　配网自动化改造策略

13.2.6.1 供电 A+区域选点原则

（1）首端节点、分段节点以及联络节点，以及两个相邻开关之间中压用户数不超过 10 户或总用户数不超过 800 户的主干节点，按照全覆盖要求进行配网自动化建设。

（2）主干其他节点选点要求如下：

主干其他节点采取优选节点、分阶段建设方式，满足优选条件的节点，应及时纳入配网

常规项目批次；在判定配网自动化建设的优选条件，应侧重于故障发生时、有利于故障隔离并恢复重要用户、较多用户供电的主干节点。如投资金额受限，应以提高供电可靠性为第一要素、叠加其他要素项的总数为基准，按由多到少的顺序进行配网自动化建设，优先满足条件如下：

①主干线首段、分段、联络节点，以及供电安全准则标准下用户数限定要求的主干节点，能显著提高其供电可靠性、带有重要用户负荷的主干节点（具备可自动转供电能力的重要用户除外）。

②带有频繁停电设备、施工临变、负荷混供、开挖破坏次数多等风险的主干节点。

③带多分支、长分支、分支线上有架空线路、分支之后再分支情况之一的主干节点。

根据主干线路长度及负荷分布情况，可选取其中 1 个分段三遥点，配置分段断路器，配置微机保护测控装置，实现后半段线路故障快速隔离，按照故障情况下通过分段断路器快速切除故障最大限度避免重要用户、较多用户或负荷停电的原则确定，并优先选用带有重要用户的站点。新增分段断路器应优先考虑设置在户内开关房内，安装于负荷均分位置。站外第一级和联络柜不应配置分段断路器柜。

13.2.6.2 供电 A 区域选点原则

（1）首端节点、分段节点以及联络节点，以及两个相邻开关之间中压用户数不超过 10 户或总用户数不超过 1000 户的主干节点，选点要求和技术说明与供电 A+区域保持一致。

（2）主干其他节点选点要求如下：

主干其他节点采取优选节点、分阶段建设方式，满足优选条件的节点，应及时纳入配网常规项目批次；在判定配网自动化建设的优选条件，应侧重于故障发生时、有利于故障隔离并恢复重要用户、较多用户供电的主干节点。如投资金额受限，应以一类、二类、三类的顺序进行配网自动化建设；同类别条件下，应以提高供电可靠性为第一要素、减少中压主干线故障频率为第二因素、叠加其他要素项的总数为基准，按由多到少的顺序进行配网自动化建设，优先满足条件如下：

①主干线首段、分段、联络节点，以及供电安全准则标准下用户数限定要求的主干节点，能显著提高供电可靠性、带重要用户负荷、居民用户数较多的主干节点（具备可自动转供电能力的重要用户除外）。

②带有频繁停电设备、施工临变、负荷混供、开挖破坏次数多等风险的主干节点。

③运行环境差、运维检修难的主干节点。

④目标网架清晰、资产净值率低、配网自动化建设条件较好的主干节点。

⑤分支线故障率较高、急需配置分界断路器的主干节点。

⑥带多分支、长分支、分支线上有架空线路、分支之后再分支情况之一的主干节点。

13.2.6.3 其他要求详见《附录 F 配电自动化选点指引》。

13.3 智能配电网

13.3.1　配电房智能化建设要求

（1）建设与改造应满足相关国际、行业、企业标准及技术规范要求，并遵循“标准化设计，差异化实施”原则，依据《公司智能配电网规划建设关键技术路线及配置标准的优化建议》标准化建设并差异化实施，同时应优先采用人工智能、大数据分析等先进技术减少现场终端设备，并应选用芯片化、少维护、低功耗设备。差异化配置标准如表 13-2 所示。

（2）新建或改造项目中，应优先选择在配电网网架结构布局合理、成熟稳定，且供电可靠性指标高的区域，开展配电房智能化改造建设。其中，新建项目执行标准设计实施，存量配电设施智能化改造参照标准设计实施。以“简单、实用、安全、可靠”为应用原则，根据供电区域分区等级、供电负荷重要程度、地区运维要求等因素选取合适的配置方案，不应随意提高配置要求和配置标准。

表 13-2 智能配电房差异化配置标准表

序号	功能类型	配套装置及传感器名称		实现功能	选用条件	典型配置	高级配置
1	智能配电站监控终端	-	智能网关	智能网关满足各类传感器数据接入，获取设备状态、环境安防、中低压电气量等监测数据，有边缘计算功能，能够实现对配电站内调温除湿设备、警灯、风机等电气设备进行自动联动控制，并负责将数据上送云平台	新建配电房使用，原则上对于存量配电房不进行专项停电加装，可结合停电计划综合实施改造。	●	●
2	安防监控单元	-	门状态传感器	采集门开启、关闭的状态信息	高品质供电引领区、智能电网建设示范区、重要用户或根据配电房运行实际需要试点应用	●	●
3	视频监控单元	-	网络高速球型摄像机或网络固定摄像机	场景可视化	高品质供电引领区、智能电网建设示范区、重要用户或根据配电房运行实际需要试点应用	●	●
4		-	视频云节点	具备图像存储功能	高品质供电引领区、智能电网建设示范区、重要用户或根据配电房运行实际需要试点应用。与智能视频云节点二选一。	●	◑
5			智能视频云节点	具备图像智能识别、存储功能（可识别高压开关柜开关位置、气压表气压，安全帽佩戴判断、人脸识别等）	高品质供电引领区、智能电网建设示范区、重要用户或根据配电房运行实际需要试点应用。与视频云节点二选一。	○	◑
6	环境采集	-	温湿度传感器	监测配电房内温度、湿度	必配	●	●

序号	功能类型	配套装置及传感器名称		实现功能	选用条件	典型配置	高级配置
7	单元	-	烟雾传感器	实现监测配电站内发生火灾产生的烟雾状况，并发出声音等告警信号功能。	如消防已配置，则无需重复	●	●
8		-	水浸传感器	实现在线监测配电站水浸状态；可根据运维需求，按照不同高度的水浸传感器，以实现水浸预警和水浸停电等功能。	如现场不存在水浸可不配置。	●	●
9		-	气体传感器	实现对配电房内六氟化硫、臭氧浓度值的实时监测功能。	无 SF6 气体场合不需配置。	●	●
10	设备状态采集单元	配电变压器	油浸变压器状态量传感器	在线监测油浸式变压器油位、上层油温和油箱内气体压力	新购置设备已试点配置；旧改暂不考虑。	●	●
11			干式变压器状态量传感器	在线监测干式变压器绕组温度、铁芯、风机状态	如变压器原有标准化设备含有通信功能，仅需现场调试，不额外增加成本；旧改暂不考虑。	●	●
12			变压器高低压接线桩头测温传感器	监测变压器接线桩接线头温度	本体红外热成像监测与高低压接线头温度监测，二选一	○	◑
13			变压器红外热成像监测装置	监测变压器温度		○	◑
14		中压开关柜	中压电缆头测温传感器	监测中压开关柜电缆接线头温度	选配，高级配置中根据情况选择使用	○	◑
			中压开关柜局方传感器	实现在线监测中压开关柜局部放电产生的暂态地电波、特高频等特征信号等功能。		○	◑
15		低压开关柜	低压回路测控终端	低压测控终端的功能采集三相电压、开关位置、以及配合电流互感器采集低压回路 ABCN 电流、功率、功率因数等。判断低压短路、过载、缺相、断零故障并进行告警和驱动低压脱扣动作。	原则上对于存量配电房低压出线分支网关不进行专项停电加装，可结合停电计划综合实施改造。	●	●

序号	功能类型	配套装置及传感器名称		实现功能	选用条件	典型配置	高级配置
16			无功补偿监控装置	在线监测无功补偿状态	如原有标准化设备含通信功能，仅需现场调试，不额外产生成本；旧改暂不考虑。无补偿装置的场合不需配置	○	◑
17			低压智能负荷转供装置	实现低压母联备自投	高级配置根据情况选择	○	◑
18		-	直流系统监测装置	监控房内每节蓄电池的电压、电流、温度、内阻、容量等参数，并可实现阀值设置和告警功能。	如原有标准化设备含蓄电池监测及通信功能，仅需现场调试，不额外产生成本；旧改暂不考虑。无直流系统的场合不需配置。	○	◑
备注：●为必选配置；○为无需配置；◑为可选配置。 **配置原则：** 1.存量配电房原则上不进行专项停电加装，可结合停电计划综合实施改造；已纳入三相智慧能源网关试点范围的配电房，继续按照原技术路线实施。 2.智能配电网设备要具备向上兼容迭代升级功能，建设完成后不允许推倒重来。 3.以实事求是为原则，差异化制定配置策略。 4.高级配置原则上适用于高品质供电引领区、重要保供电用户配电房、无法改造的不合理节点/分支配电房、频繁停电台区及其它经论证确有功能需求的配电房。							

（3）以配电房及附属低压台区为监测节点，通过部署智能配电一体化综合处理终端接入配电设备监测、综合环境监测与安防检测等信息，智能配电房实现以下几个方面功能：

①实现配电设备运行状态的在线监测

以智能网关为核心，通过接入开关柜、变压器、电缆和低压设备本体的监测装置（电气量）和局放、振动、温湿度、红外等环境信息，实现对配电设备运行状态的在线监测。

②实现设备运行环境的在线监测及自我调节

以智能网关为核心，通过接入配电房、户外低压配电箱、电缆沟井、强电井等设施的监测信息，并通过对相关设备的自动控制，实现对设备环境的在线监测及自我调节。

③实现人身安全与火灾风险防控

以智能网关为核心，通过在线监测智能门禁、视频、烟感、气体灭火器等信息，实现人身安全与火灾风险的防控。

13.3.2　电缆沟智能监测技术

电缆沟智能监测技术是一种基于新型传感技术和通信技术，实现对电缆沟及沟内设备运行状态的实时监测，支撑智慧运维决策、异常预警等功能，减少人工运维成本，保证设备设施的安全运行。

（1）存量电缆沟，新建或改造项目中，依据以下原则开展建设：

①按照高风险电缆沟、超容电缆沟、存在重要用户线路电缆沟的优先顺序，逐步配置电

缆沟智能运维监测终端。

②高品质供电引领区，可根据实际情况，配置电缆沟智能运维监测终端。

（2）建设内容

①以电缆井为监测对象，配置电缆本体温度传感器，实现电缆温度的在线监测；配置气体传感器，实现有毒气体（一氧化碳、甲烷、氧气、硫化氢）的检测；配置烟雾传感器，实现监测电缆沟内发生火灾产生的烟雾状况。

②以电缆本体为监测对象，配置位移传感器，实现对电缆本体的防盗安全或环境震动、外力破坏监测；配置井盖传感器，实现对电缆井状态的监测和定位功能；通过对位移和井盖传感器采集数据的分析，实现对智能电缆线路管廊内的资产本体安全状况的实时监控。

③电缆沟智能监测数据应接入南方电网全物域联网平台综合监测系统，实现电缆沟在线监测。

④电缆沟智能监测传感器，通过自身通信功能，借助无线信号中继器的自组网手段，将采集的数据上传至信息采集终端，再通过网线/RS-485 线上传至智能网关，最后由智能网关汇总上传至相关业务系统。

13.3.3 智能低压台区

在户变关系变动频繁、低压线路情况复杂或供电可靠性要求较高的低压台区，试点采用低压配网智能化技术，提高低压配电网运维管理效率。

（1）智能低压台区的规划、改造应遵循安全可靠、结构合理、技术先进、经济实用、适度超前、标准设计的原则，分阶段、分步骤实施，建设一个区域、完善一个区域，逐步提高覆盖范围。

（2）根据不同环境的配电网，应在设计初期充分考虑用电需求分析，地理气候环境，分布式能源的接入，通过差异化配置实现提高配电网供电可靠性、改善供电质量、提升企业效益和优质服务水平的目标。差异化配置标准如下表所示。

表 13-3 智能低压台区差异化配置标准表

序号	功能类型	配套装置及传感器名称	实现功能	选用条件	备注
1	电气保护测控单元	低压回路测控终端		实现低压信息感知，卡扣（测电流）	新增低压智能柜已配有智能低压仪表（或低压回路监测装置），无需再新增设备

序号	功能类型	配套装置及传感器名称	实现功能	选用条件	备注
2	分支监测	分支回路监测终端	实现低压分支线路的遥测、遥信功能，快速采集各项数据，快速作出数据评判，发出报警数据。	满足以下要求的主线下的分支线路，宜安装分支监测： 1、分支线路低压用户 20 户以上或分支线长度超过 100 米； 2、分支线路存在重要用户（政府、医院、学校、加油站等）； 3、线路环境复杂、交叉跨越较多，不便于维护的分支线路。	新建工程杆上、墙上安装，建议同新建低压线路同期建设。建议每个台区根据用户情况配置。
3	分支监控	架空分支开关	对低压分支线路实时监测、电压、电流、功率、低压拓扑等数据，通过数据分析将三相不平衡、低压线路过载、缺相、断零故障等信息上传至智能网关，实现低压分支线路的过流、短路、接地等故障隔离，低电压等异常状态告警。	满足以下要求的主线下的分支线路，宜安装分支开关： 1、分支线路低压用户 30 户以上或分支线长度超过 150 米； 2、分支线路存在重要用户（政府、医院、学校、加油站等）； 3、线路环境复杂、交叉跨越较多，故障跳闸较多，不便于维护的分支线路。	新建工程杆上、墙上安装，建议同新建低压线路同期建设。建议每个台区根据用户情况配置。
4	低压电缆分支箱	分支采集单元	具备数据采集功能（包含电气信息、环境监测信息），通过载波/无线上传数据至智能网关		
		低压回路测控装置	对低压分支线路实时监测、电压、电流、功率、低压拓扑等数据，通过数据分析将三相不平衡、低压线路过载、缺相、断零故障等信息通过分支采集单元上传至智能网关，实现低压分支线路的过流、短路、接地等故障隔离，低电压等异常状态告警。	低压电缆线路上需新建低压电缆分支箱，宜采用智能低压电缆分支箱。	新建工程地面安装，建议同新建低压线路同期建设。
		温湿度传感器	实现对箱式变内温度、湿度的监测功能。		
		水浸传感器	实现实时在线监测低压电缆分支箱上水浸状态；可根据运维需求，按照不同高度的水浸传感器，以实现水浸预警和水浸停电等	如现场不存在水浸可不配置。	做水位报警

序号	功能类型	配套装置及传感器名称	实现功能	选用条件	备注
			功能。		
5	用户侧用电信息监控管理	开关（智能物联塑壳断路器）	实现用户侧电表箱总负荷监控；实现电流、电压、负荷功率等信息采集，同时可实现用户电表台账信息管理、电表集超管理等	适用于对供电可靠性要求较高的台区。	新增设备上必配，存量设备上选配
6	备用电源接入	备用电源接入箱	实现停电后通过发电车或其它备用电源迅速对台区恢复供电。	适用于对供电可靠性要求较高的台区。	低压快速接入装置

（3）建设内容

①智能低压线路建设分为架空模块和电缆模块两大模块，架空模块包括设备状态监测、电气保护测控，实现低压线路的分支监测和监控、备用电源快速复电等；电缆模块包括环境监控、设备状态监测、电气保护测控，实现各级电缆分支箱的监测和监控。

②环境监控单元配置环境、温度、水浸、门控等在线监控装置，实现对电缆分支箱环境参数的实时监测。

③设备状态监控单元配置状态监控装置，实现对低压电缆分支箱、低压线路等状态量的实时监测。

④电气保护测控单元配置低压测控终端，实现低压线路电压、电流、功率、低压拓扑等数据的采集，分析判断低压线路三相不平衡、低压线路过载、缺相、断零故障等信息。

⑤低压线路监控数据，通过载波/无线通信技术上传至智能网关，将采集的数据上传至信息采集终端，再通过网线/RS-485 线上传至智能网关，最后由智能网关汇总上传至相关业务系统。

13.4 继电保护及安全自动装置

13.4.1 一般要求

（1）配电网应参照现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T-14285）的要求配置继电保护和自动装置，按照《南方电网电力二次装备技术导则》（Q/CSG1203005）要求装备继电保护和自动装置。

（2）继电保护及其自动装置的配置和选型应根据配电网结构、一次接线方式，遵循“强化主保护、简化后备保护和二次回路”的原则进行，满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

（3）继电保护及其自动装置应具有独立性、完整性、成套性，在非装置故障时，继电保护及其自动装置应能正常工作。

13.4.2 配电线路保护及其自动装置配置要求

（1）10（20）千伏配电线路采用保护、测控一体化的微机型保护装置，根据运行需要选取开关柜分散或集中组屏安装方式，应具备三段式过流、两段零序电流保护、二次重合闸、过负荷报警、气压低报警等功能。

（2）220/380 伏配电线路保护采用电子或热磁脱扣保护装置，安装于低压开关处，宜具有短路瞬时、短路短延时、长延时三段保护等功能。

（3）配电线路保护及其自动装置配置其他要求如下表。

表 13-4 配电线路保护及其自动装置配置表

被保护设备名称	保护配置
10（20）kV 配电线路	1.保护装置应随断路器配置。 2.保护装在电源侧，采用远后备方式。 3.双侧电源的配电线路宜采用光纤电流差动保护作为主保护，配置过流保护、零序过流保护作为后备保护。 4.双侧电源的平行线路不宜并列运行，如需并列运行时，应配置光纤电流差动保护作为主保护，配置过流保护、零序过流保护作后备保护。 5.配电网采用环形网络运行时，应配置光纤电流差动保护作为主保护，配置过流保护、零序过流保护作为后备保护。 6.分布式电源专线并网及上网线路，应采用光纤电流差动保护作为主保护，配过流保护、零序过流保护作为后备保护。 7.线路应配置两段式零序电流保护，零序电流应采用独立的零序电流互感器。零序电流互感器应采用闭合式互感器；在已运行的开关柜内加装零序电流互感器，可采用开口式互感器。 8.所有电缆线路应装设过负荷保护。
注：保护信息的传输宜采用光纤通道。对于线路电流差动保护的传输通道，往返均应采用同一信号通道传输。	

13.4.3 配电变压器保护装置配置要求

（1）采用保护、测控一体化的微机型保护装置或限流熔断器，根据运行需要选取开关柜分散或集中组屏安装方式。

（2）采用微机保护装置时，装置应具备三段式过流保护、两段零序电流保护及过负荷告警功能。

（3）配电变压器保护及其自动装置配置其他要求如下表。

表 13-5 配电变压器保护和自动装置配置表

被保护设备名称		保护配置
配电变压器	油式≤630kVA	采用限流熔断器作为速断和过流、过负荷保护。
	干式≤800kVA	
	油式≥800kVA	采用断路器柜，配置速断、两段过流、零序过流、过负荷、温度、瓦斯（油浸式）保护。当电流速断保护灵敏度不能满足要求时，应采用纵联差动保护。
	干式≥1000kVA	

13.4.4 备自投装置配置要求

（1）具有双电源的配电装置，进线侧应设备用电源自投装置，在工作电源断开后，备用电源动作投入。

（2）对多路电源供电的系统，电源进线侧应设置闭锁装置，防止不同电源并列。

13.4.5 合环单元的保护配置原则

（1）变电站内出线单元及主干线开关站和配电站环网进出单元配置光纤电流差动保护。

（2）变电站内出线单元及主干线开关站和配电站的环网进出线单元、联络线单元配置方向性过流保护及零序保护。

（3）主干线配电站的馈出（变压器）单元配置电流速断保护及零序保护。

（4）分支线配电站不设置继电保护。

13.5 通信系统

13.5.1 总体原则

（1）统筹结合配电通信五年规划，利用公网和专网通信资源，建设“经济灵活、双向实时、安全可靠、全方位覆盖”的配电通信网，为配电网运行、营销计量、生产管理等业务提供通信服务，满足配电网“可观、可测、可控”的通信要求。

（2）配网通信有线专网主要采用工业以太网技术进行组网；无线公网主要采用 4G 等无线通信技术，推进 5G 通信技术在电网的应用。

（3）加强配电通信网建设，加强配电通信网通信光缆及设备的运行管理，实现配电通信网资源的 GIS 管理、资源管理、综合告警和电子化运维等功能。

（4）推进配网光纤通信专网应用，具备光纤接入条件的配电自动化、计量自动化等业务应优先考虑采用光纤通信方式，不具备条件的情况下可采用无线公网。

13.5.2 系统构架

配网通信网络应分层、分区域建设，光纤通信网络根据一次电网的网格化划分的层次，设置通信骨干层、通信接入层、本地通信层等三个层级；其他通信方式应根据各自技术特点和安全要求分层构建网络，并与光纤网络有效融合。

13.5.3 技术要求

（1）配网光纤通信网络骨干层、接入层的主要技术要求见表 13-6。

（2）无线专网可采用 TD-LTE 或 Wapi 通信制式，基站安装于变电站或公司其它自有物业，通信终端安装于各配电站点，信号上传至基站后通过光纤通信传输网回传到主站。

（3）无线公网采用租用移动运营商通信资源的方式，通信终端通过专用接入点名称（APN）连接到移动运营商网络，信号应通过 VPN 专线方式接入主站。

（4）电缆沟智能监测采用的自组网无线信号中继器，宜安装在现场环境良好、收发信号穿透性好、便于检修维护的电缆井（沟）内。

（5）本地通信层包含各配电站点内部及下游的短距离通信，应因地制宜选取低压载波、RS-485、微功率无线、无源光网络（适用于光纤入户）等方式。

（6）新建接入层通信子环时，承载三遥业务的交换机原则上应安排在主环节点上，确保三遥业务通信通道的高可靠性。其他非三遥业务应视实际情况采用网线或分支光缆接入就近的主环交换机。

（7）与已并网运行的光纤交换机处于同一间电房或距离其电口的线缆距离不超过 100 米的配网自动化三遥及计量自动化终端应视为“具备光纤接入条件”，应敷设网线将终端转网接入光纤交换机投运。

（8）每台交换机通过以太网端口直接承载的业务数量不作限制，但应预留至少 1 个备用端口用于日常检修、业务配置。

（9）新建三遥终端在距离其相邻的接入层主环交换机超过 100 米且具备光缆管道资源的情况下，原则上应通过解口并网成为原有光纤环中新的主环节点。施工时应使用余缆利旧、回抽补放等技术手段避免产生光缆熔接头。

（10）同时部署配网自动化三遥及配变终端、低压集抄业务的公用电房或户外箱变应优先安排在光纤主环节点。

（11）如因拆环并网难度大、管道资源不足或主环交换机数量已饱和等条件限制，可酌情敷设分支光缆将临近的配网自动化三遥、计量自动化业务接入主环交换机。每个主环节点挂接的分支光缆原则上不超过 1 级，不多于 2 条。每台分支交换机承载的业务数量不超过 3 个。

（12）新建非三遥电房应以分支形式接入原有在运光纤环。

（13）光纤主环节点交换机应接入至少一路具备蓄电池组支撑的直流电源。

（14）所有承载配网自动化三遥业务的交换机应确保一路直流输入取自 DTU 终端直流回路。接入三遥业务的交换机位于分支时，还应确保其对应的主环交换机也承载三遥业务。

表 13-6 光纤通信网络主要技术要求

层级划分	层级位置	通信方式	主要技术原则
通信骨干层	部署在 110 千伏及以上变电站	光纤专网	1）组网结构：110 千伏及以上变电站间采用网状或环形结构。 2）通信光缆：利用主网光缆冗余纤芯，不再单独敷设光缆。 3）通信设备： a.骨干层节点部署 PE 级路由器或三层千兆以太网交换机，采用开放式三层路由协议，支持不同厂家设备的互联互通。 b.交换机接入系统应根据配网终端接口类型，具备承载以太网/IP 业务和 RS232/485 串口业务的能力，支持 IEC60870-5-101、IEC60870-5-104、CDT、DNP 等多种电力通信规约业务的透传，可选支持语音业务、视频、TDM 业务等。 c.单台通信汇聚层交换机承载的接入层子环数量宜控制在 6 个以内。
通信接入层	1）部署在中压配电站； 2）远程遥控配电站点应采用光纤通信，其他业务节	光纤专网	1）组网结构：各配电站点间采用环形结构，接入骨干层节点。承载光纤交换机两个光方向的光缆应避免长距离同沟或同管敷设。 2）通信光缆：光缆纤芯不得少于 36 芯。与电缆共享管廊或顶管等土建通道，不宜为敷埋通信光缆专门开挖道路。

层级划分	层级位置	通信方式	主要技术原则
	点可就近接入。		鼠患频发的区域，宜使用防鼠患光缆。 3）通信设备： a.通信节点部署二层工业以太网交换机，主环节点交换机总数宜不超过 35 台，单个接入层光纤环管理 IP 地址按 C/2 预留。 b.接入层主环节点交换机应具备至少 4 个 1000M 光口、8 个 100M 光口及 12 个 10/100M 自适应以太网电口；分支层交换机应具备至少 2 个 100M 光口及 4 个 FE 电口。 c.交换机接入系统应根据配网终端接口类型，具备承载以太网/IP 业务和 RS232/485 串口业务的能力，支持 IEC60870-5-101、IEC60870-5-104、CDT、DNP 等多种电力通信规约业务的透传，可选支持语音业务、视频、TDM 业务等。

13.5.4　光纤同步建设要求

（1）在配网基建和业扩工程中同步建设光纤通信网络时，原则上应与一次网架“同时规划、同时可研、同时建设、同时验收、同时运行”。

（2）新建或改造配电线路时，应同步敷设通信光缆或预留光缆管孔。新建电缆与其配套的通信光缆宜同沟分层敷设；穿顶管敷设时应保持大致相同的路径走向。

（3）配网基建及业扩工程项目应包含光纤同步建设内容。其中：配网自动化改造及配套光纤建设原则上应安排在同一个或同批次项目中实施，确保新增三遥点接入光纤的及时性。

（4）配网基建及业扩工程项目设计除满足配网自动化三遥同步接入光纤投运的需求外，还应统筹考虑接入临近的配变终端、低压集抄及智能配电房业务。

（5）配网应急项目及部分业扩配套项目如因工程时间受限无法满足业务同步接入光纤投运的，应完成至临近光纤主环节点的光缆管道建设预留，并将光缆敷设等工程纳入同一年度配网常规基建项目，完成业务并网接入。

13.6 计量自动化系统

13.6.1　一般要求

（1）计量自动化系统可实现电能量采集、计量异常监测、用电分析和管理，应逐步实现系统的“全覆盖、全采集”，并通过信息交互实现供电可靠性和电压合格率统计到户。

（2）加快推进新型智能电表、智能终端（配变监测计量终端、集中器、采集器等）等新一代智能量测体系建设。

（3）通过部署非侵入负荷监测终端与智能用电设备采集用户精细用电数据，构建以用户为核心的智能用电体系。

13.6.2　系统构成

计量自动化系统从物理上可根据部署位置分为主站、通信信道、采集设备三部分，三个物理层面之间应具备规范的通信接口。

（1）主站网络的物理结构主要由营销系统服务器（包括数据库服务器、磁盘阵列、应用服务器）、前置采集服务器（包括前置服务器、工作站、GPS 时钟、防火墙设备）以及相

关的网络设备组成。

（2）通信信道包含系统主站与终端之间的远程通信信道和本地通信信道。

（3）集中采集设备包含安装在现场的终端及计量设备，主要包括配变监测计量终端、集中器、采集器、新型智能电表（费控）等。

13.6.3 通信信道

（1）远程通信可采用光纤信道、无线信道等方式。

（2）低压集抄层采用“集中器+电能表”形式的，本地通信可采用低压载波或载波-微功率无线通信方式；采用“集中器+采集器+电能表”形式的，本地通信可采用 EPON+RS-485（适用于光纤入户小区）、塑料光纤、低压载波、低压载波+RS-485、载波-微功率无线通信等方式；多功能电表与配变监测计量终端之间采用 RS-485 通信方式。

（3）配变监测计量终端和集中器宜采用光纤或网线连接至就近开关站或配电站的通信终端。

13.6.4 采集设备

（1）宜采用智能电表，具备实现双向计费、电能计量、需量计量、供电可靠性等信息采集及上传等功能。

（2）配变监测计量终端性能及采集信息量应满足南方电网公司相关规定要求。具备条件时，应将采集扩展至全部低压馈线。

13.7 数字化提升要求

13.7.1 一般要求

（1）构建以新能源为主体的新型电力系统的目标要求，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局。

（2）承接公司数字化转型和数字南网建设要求，围绕本质安全、提质增效、促进产业链价值提升的总体目标。

（3）坚持电网设备数字化、生产业务数字化发展路线，按照标准化、智能化、专业化、智慧化、集约化、精益化的实施路径，全力推进生产域数字化转型。

13.7.2 总体架构要求

（1）与南网公司数字化生产总体架构保持一致。资产业务主线实现资产管理作用，保障资产全生命周期体系有效运转；生产业务主线实现运行及项目管理作用，把控作业和项目执行全过程；技术业务主线实现标准引领作用，全程贯穿并规范数字生产其他业务；资源底座实现基础支撑作用，支持项目及作业业务的效能提升。

（2）完善资产管理业务能力。借鉴国际先进资产管理经验，提升策略和计划能力；拓展资产定义，建立数字资产、碳资产管理能力；加强资产全生命周期闭环管理，深化分析评估与后评价能力；践行绿色低碳经济管理，加强减碳损能力。

（3）完善资产管理业务能力。借鉴国际先进资产管理经验，提升策略和计划能力；拓展

资产定义，建立数字资产、碳资产管理能力；加强资产全生命周期闭环管理，深化分析评估与后评价能力；践行绿色低碳经济管理，加强减碳降损能力。

（4）夯实技术管理业务能力。促进设备标准化发展，深化设备选型管理能力；提升实际应用的装备技术水平，加强新设备准入管理能力；完善标准管理体系，引入数字化标准。

（5）拓展资源管理业务能力。加强队伍建设，提升生产队伍管理能力；提升作业效能，丰富作业资源类型；支撑数字应用与平台高效运行，新增数字资源管理能力。

13.7.3　数字生产应用

（1）配电设施无人机智能巡视。加强配电设施位置数字化，通过无人机技术以及北斗高精度定位功能，实现无人机对配电设施的智能巡视。

（2）深化配电自动化遥控操作常态化应用。一是计划停送电、转电、故障处置等工作中，原则上优先采用遥控操作，提高操作及故障处置效率。二是推广配网停送电程序化操作，压减操作时间，减轻人员工作量。三是将配电自动化开关“晨操”纳入综合停电计划统一管控，及时发现设备隐患并处理，提升遥控成功率，推动配电自动化终端远程运维。

（3）推进配电自动化管理应用创新。一是在电网管理平台建设配电自动化综合管理功能，实现配电自动化综合管理规范化和关键指标直采直送。二是不断提升配网关键设备数字化与智能化水平，推进配电一二次融合设备及标准化模块、配网态势感知控制终端、配网同步相量测量装置、芯片化保护等配电自动化新装备研发和应用，推动配网自愈满足新型电力系统建设需求。

（4）推进低压配网数字化建设。有序推进低压配电网数字化建设规模，以区域清单方式成建制集中资源开展建设，推动“数据、策略”驱动作业替代“规程”规定作业。

14 用户管理及电源接入

14.1 用户分类及电源配置

14.1.1　电力用户分类

电力用户分为重要电力用户、特殊电力用户和普通电力用户。

（1）重要电力用户是指在国家或一个地区（城市）的社会、政治、经济生活中占有重要地位，对其中断供电将可能造成人身伤亡、较大环境污染、较大政治影响、较大经济损失、社会公共秩序严重混乱的用电单位或对供电可靠性有特殊要求的用电场所。GB/T29328-2018 根据供电可靠性的要求以及供电中断的危害程度，重要电力用户可分为特级、一级、二级和临时性重要电力用户。重要电力用户的界定、分级、管理参见《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》的附录 A 和附录 B、《深圳供电局有限公司用电检查管理细则》的附录 M。

①特级重要电力用户：在管理国家事务中具有特别重要作用，中断供电将可能危害国家安全的电力用户。

②一级重要电力用户：中断供电将可能产生下列后果之一者：

a）直接引发人身伤亡；

b）造成严重环境污染；

c）发生中毒、爆炸或火灾；

d）造成重大政治影响；

e）造成重大经济损失；

f）造成较大范围社会公共秩序严重混乱的。

③二级重要电力用户：中断供电将可能产生下列后果之一者：

a）造成较大环境污染；

b）造成较大政治影响；

c）造成较大经济损失；

d）造成一定范围社会公共秩序严重混乱。

④临时性重要电力用户：指需要临时特殊供电保障的电力用户。

（2）特殊电力用户：对配电网产生冲击负荷、不对称负荷、电压波动与闪变，产生大量谐波等情况的电力用户。

（3）普通电力用户：除上述重要电力用户、特殊电力用户外，其他对供电无特殊要求的电力用户。

14.1.2　各类电力用户供电电源配置

（1）重要电力用户

a）重要电力用户的供电电源应采用多电源、双电源或双回路供电。当任何一路或一路以上电源发生故障时，至少仍有一路电源应能对保安负荷持续供电。

b）特级重要电力应用多电源供电；一级重要电力用户至少应采用双电源供电；二级重要电力用户至少应采用双回路供电。

c）临时性重要电力用户按照用电负荷重要性，在条件允许情况下，可通过临时架线等方式满足双回路或两路以上电源供电条件。

d）重要电力用户供电电源的切换时间和切换方式应满足用户允许中断供电时间的要求。切换时间不能满足重要负荷允许断电时间要求的，用户应自行采取技术手段解决。

e）重要电力用户供电系统应当简单可靠，简化电压层级，其供电系统设计应按 GB50052 执行。如用户对电能质量有特殊需求，应当自行加装电能质量控制装置。

f）双电源或多路电源供电的重要电力用户，宜采用同级电压供电。

g）优化重要用户的电网供电电源配置。纳入保底电网的重要用户，其供电电源应满足单一元件及同塔线路故障情况下的可靠供电。特级重要用户应满足任一 500 千伏及以下变电站失压可快速复电，一级重要用户宜满足任一 220 千伏及以下变电站失压可快速复电，二级重要用户宜满足任一 110 千伏及以下变电站失压可快速恢复。

h）应重视保安电源的建设与布局，保安电源规模应与保安负荷相匹配。引导分布式电源合理接入电网，构建本地的保安电源。

i）重要电力用户应按《重要用户电力供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z-29328 要求配置自备应急电源。

j）加强应急移动电源建设。加强 UPS 电源车、发电车或车载式发电机等应急移动电源配置，保障城市指挥（应急）机构在严重自然灾害情况下不停电，核心基础设施等其他重要用户少停电的需求。

k）双电源或多路电源供电的重要电力用户，宜采用同级电压供电。但根据不同负荷需要及地区供电条件，亦可采用不同电压供电。采用双电源的同一重要电力用户，不宜采用同杆架设或电缆同沟敷设供电。

（2）对普通电力用户可采用单电源供电。

（3）特殊电力用户供电要求

a）根据电能质量相关的国家、行业标准的要求，新建和改扩建电力用户的用电报装审查程序中应加入电能质量干扰评估审查环节。

b）产生谐波、电力冲击、电压波动、闪变等干扰性负荷的特殊电力用户，对配电网影响的治理工作应贯彻“谁污染，谁治理”的原则，由电力用户投资，采取有效治理措施。

c）大型单相负荷（如电力机车等），或三相负荷但可能单相运行的设备，应合理平衡分布在三相线路上。当三相用电不平衡电流超过供电设备额定电流的 10%时，应提高供电电压等级。不对称负荷所引起的三相电压允许不平衡度，必须满足 GB/T15543 的规定。

14.2 用户接入

14.2.1　应根据用户变压器需用容量、用电设备装见容量或电力用户设备总容量确定供电电压，宜采用的供电电压等级见表 14-1。

表 14-1 电力用户供电电压等级

供电电压等级	用电设备容量	受电变压器总容量
220V	10kW 及以下单相设备	—
380V	100kW 及以下	200kVA 及以下
10kV	—	200kVA～10MVA
20kV	—	200kVA～20MVA
110kV	—	20MVA～100MVA
注 1：粤港澳大湾区用电容量 200kVA 及以下用户可采用 380V 供电。 注 2：地级及以上城市城区用电容量 160kVA 及以下小微企业用户可采用 380V 供电。		

14.2.2　除机场、高铁、地铁用户外，其他类型用户不应采用专用变电站或中压专用线路供电。

14.2.3　用户（不含机场、高铁、地铁类用户）用电报装容量大于等于 40 兆伏安，应预留公用变电站建设用地，并通过 10（20）千伏接入电网。

14.2.4　预测负荷电流大于 200 安培的非居民用户，经审批可采用公线专用的供电方式；用户负荷稳定后，若该公线长期运行电流未达 200 安培，宜逐步接入其他用户。典型的公线专用供电方式见附录 C。

14.2.5　对于存量专线用户，因历史原因造成长距离跨网格供电的情形，应积极引导用户借助政府专项资金、地铁施工、市政道路改造等途径进行专线接入方式改造，在满足网格目标接线及相关技术标准的情况下，以实现专线用户就近接入、提升用户供电可靠性水平和降低线损等目的。

14.2.6　用户负荷特性

制定用户业扩报装接入方案时，应要求用户提供正式的用电负荷计算书，并对用户实际用电负荷进行校验，避免用户“报大用小”情况。

（1）典型用户单位建筑面积负荷密度推荐值如表 14-2 所示。

表 14-2 典型用户用地单位建筑面积负荷密度值

用地类别（大类）	用地类别（中类）	负荷预测指标（瓦 / 平方米）
居住用地（R）	一类居住用地（R1）	20
	二类居住用地（R2）	25
	三类居住用地（R3）	35
	四类居住用地（R4）	40
商业服务业用地（C）	商业用地（C1）	办公 60；商场 80
	游乐设施用地（C5）	30
公共管理与服务设施用地（GIC）	行政管理用地（GIC1）	60
	文体设施用地（GIC2）	70 可举办大型文体活动的体育场馆：150
	医疗卫生用地（GIC4）	120
	教育设施用地（GIC5）	50
	宗教用地（GIC6）	40
	社会福利用地（GIC7）	30
	文化遗产用地（GIC8）	20
	特殊用地（GIC9）	30
	科研用地（GIC0）	500-900
工业用地（M）	新型产业用地（M0）	80
	普通工业用地（M1）	100
物流仓储用地（W）	物流用地（W0）	50
	仓储用地（W1）	20
交通设施用地（S）	区域交通用地（S1）	40
	轨道交通用地（S3）	30
	交通场站用地（S4）	25
	其它交通设施用地（S9）	25
	城市道路用地（S2）	1.5～3
公用设施用地（U）	供应设施用地（U1）	30～60
	环境卫生设施用地（U5）	15～25（排水泵站：200～300）

用地类别（大类）	用地类别（中类）	负荷预测指标（瓦 / 平方米）
	其他公用设施用地（U9）	15～25
绿地与广场用地（G）		1.5～3
发展备用地（E9）		240

注：①本表与《深圳市城市规划标准与准则》（2022 修编版）要求保持一致。
②以上分类预测指标已考虑用地混合使用产生的影响。
③本表单位建筑面积负荷密度指标已考虑负荷需用系数、同时率等因素影响。
④对于数据中心、充电站、大型科学实验装置、冷库等具有特殊用电需求的用户应根据实际需求确定用电需求。

（2）城中村用电负荷需要系数推荐值如表 14-3、表 14-4 所示。

表 14-3 城中村单位建筑面积负荷密度值

城中村用户类型		单位建筑面积负荷密度（W/m^2）	备注
住宅	城中村居民楼	60	对于层高超过一般建筑标准的住宅，还应从空间利用、功能布局等方面综合考虑。
	集体宿舍	60	
商业	中、小型商业（中小型商店、超市、旅馆、仓储等）	60～100	对于层高在 4.5 米及以上的商铺，应根据实际用途按照 1.5-2 倍估算。
	大型商业（大型超市、商业综合体、宾馆、酒店等）	100～150	
	餐饮	250～400	一般餐厅，按总面积计算。无用餐区的小食店按客户实际负荷核算。
办公		60～80	
工业厂房用电		按照客户实际负荷计算	

注：本表单位建筑面积负荷密度指标未考虑负荷需用系数，需要系数推荐值见表 14-4。

表 14-4 城中村用电负荷需要系数推荐值

用户	需要系数（Kd）
20 户以下	0.65 以上
20-100 户	0.6
100 户以上	0.5
小区配套公共用电	0.5
商用客户	0.7-0.85
办公客户	0.7-0.8

（3）典型用户负荷释放特性的推荐选取范围如表 14-5 所示。

表 14-5 典型用户负荷释放特性参数

用户类别	用电当年	第二年	第三年	第四年以后
工业	60-80%	80-100%	100%	100%
商业、办公	30-40%	40-50%	50-80%	80-100%
居民	10-20%	20-40%	40-60%	60-80%

（4）深圳市综合区域负荷同时率推荐范围：0.7～0.9。不同综合区各类性质用地组成比例不同，如需获取同时率实际数值，参照《深圳市电力负荷特性研究和负荷密度分析研究报

告》的计算方法和要求执行。

（5）城中村电力负荷计算应参照《深圳供电局有限公司公变台区（城中村）标准设计图册（试行版）》相关标准要求执行。

（6）居民住宅小区电力负荷计算应参照《居民住宅小区电力配置规范》GB/T36040 相关标准要求执行。

（7）用户报装分步接入策略：对于商住综合体、数据中心、商业公寓、商业办公等负荷释放周期较长的用户，根据其负荷释放特性，分步建设业扩配套项目，提高线路利用率及投资效益。

14.2.7　公用开关房

（1）非居民用户报装配变总容量大于等于 800 千伏安，应建议客户提供公用开关房。

（2）对于同时满足以下 3 个条件的中压专变永久用电用户，在用户提出申请并经提级审批后，可不提供公用开关房，从就近已有开关房接入电源：①报装配变总容量小于（不含）800 千伏安；②拟接入开关站对应的环网节点终期容量总和小于（不含）4000 千伏安（节点终期容量=现状用户容量+本次用户报装终期容量）；③拟接入开关站节点现状为 2 级及以下放射节点。

（3）对于无法明确规划红线的市政用电设施，如用户自愿提出申请，经提级审批通过后，可不提供公用开关房。

14.2.8　统建住宅小区

（1）统建住宅小区应采用环网供电，并应满足本导则 8.2 供电安全标准的要求。

（2）小区配套的商场（超市）、会所、幼儿园及学校等采用独立回路供电，按照电价类别独立安装电表计费，用电容量在 200 千瓦及以上的，应单独设置专变供电。

（3）鉴于深圳现行做法及本着主动承担社会责任的原则，对于地下室照明、抽水、电梯、消防、公共景观及照明等公用设施设备均优先接入小区公用变进行供电，必要时可设置小区专用变供电。

（4）住宅小区中住宅楼、小间式商业店面、独立供电的车库及杂物间由小区公用变供电，在末端采用一户一表集中表箱供电，当非居民负荷或容量大于 200 千瓦时应由专变供电。

14.2.9　用户业扩受电工程开关柜接入基本指导原则如下：

（1）10（20）千伏电源进线开关设置原则：

①当配电站内设置的干式变压器单台容量超过 800 千伏安、油浸式变压器单台容量超过 630 千伏安时，10 千伏电源进线开关应采用断路器。

②当配电站仅设置 1 台变压器且干式变压器容量不超过 800 千伏安、油浸式变压器容量不超过 630 千伏安时，为防止用户故障出门，进线回路宜装设断路器。

③当柱上变压器容量小于 315 千伏安时，10 千伏电源进线开关宜采用跌落式熔断器；当柱上变压器容量为 315 千伏安及以上时，可采用断路器。

（2）10（20）千伏变压器回路开关设置：

①当干式变压器单台容量超过 800 千伏安或油浸式变压器单台容量超过 630 千伏安时，每回路应采用装设断路器的设置方式。

②当单台干式变压器容量为800千伏安及以下或单台油浸式变压器容量为630千伏安及以下时，变压器回路可采用装设负荷开关-熔断器组合电器的设置方式。

14.2.10　用户因畸变负荷、冲击负荷、波动负荷和不对称负荷对公用电网造成污染的，应按照“谁污染、谁治理”和“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在开展项目前期工作时提出监测、治理措施。

14.2.11　具备建筑能耗管理系统的用户，应预留支持信息双向传输的通信接口，满足供电企业需求侧管理的相关功能要求。

14.2.12　新增用户宜按照分支、节点用户数接入标准控制接入，具体见本导则 9.3 条款要求。对于无法按照分支、节点用户数接入标准控制的新增用户，应在用户业扩报装环节将相关供电安全风险告知用户并取得用户自行承担相关供电安全风险书面承诺。

14.2.13　5G 基站用电接入基本指导原则如下，具体详见《5G 运营商基站电力接入业务办理指引》（深供电市场〔2020〕51 号）。

（1）按照“既满足用电需求又不造成投资浪费”的原则，统筹考虑 5G 基站及周边设备设施中长期负荷发展需求，合理确定用电接入方案。新建公用中低压配网线型可选用架空绝缘线、电缆线路等；新建公用配变可选用柱上变压器、箱式变压器、户内变压器等；新增配变及配套中低压开关柜优先考虑利旧。对于公园、山地、林区等负荷密度低的地区，若未来负荷发展不存在 380 伏的用电需求，可采用单相变压器进行供电，单相变容量选择应满足周边中长期负荷发展需求。

（2）如基站客户报装容量不超过 200 千伏安，且基站安装地点位于公共区域，原则上采用公变低压接入的方式为基站客户办理直供电接入业务。如周边无可接入公变资源或公变资源不足时，应按照公司《关于明确公司业扩接入受阻情况处理原则的通知》（深供电资产〔2019〕38 号）相关要求办理。

（3）如基站客户报装容量不超过 200 千伏安，且基站安装地点位于已通过专变供电的红线范围内，在取得业主或相关政府主管部门同意的情况下，原则上应采用专变后加装子表为基站单独计费的方式实现直供电。

（4）如基站客户报装容量不超过 200 千伏安，且基站安装地点位于专变供电的红线范围内，如 5G 运营商或相关政府主管部门无法协调业主同意，在周边有可接入的公变资源的情况下，各区局也可采用公变接入的方式为基站客户办理直供电接入业务。在周边无可接入公变资源的情况下，各供电局可新建公变向 5G 基站供电，公变容量的确定应综合考虑 5G 基站及周边设备设施（如多功能智慧电杆、充电桩等）中长期负荷发展需求，并统筹考虑负荷特性、负荷间同时率、设备利用率等因素。

（5）如基站用电主体用电容量超过 200 千伏安，原则上应单独报装专用变压器进行供电。如 5G 运营商与基站所在红线内专变客户协商一致，也可采用专变后加装子表为基站单独计费的方式实现直供电。如专变客户需增加容量或新增变压器才能满足基站用电，则应由专变客户办理高压增容业务后，再为 5G 运营商用电主体新增子母计量关系。

14.2.14　针对全市供电容量紧张区域用户负荷接入困难的情况，由各供电局定期主动收集有关情况，及时报相关部门，按照一事一议原则制定具体解决方案。

14.3 分布式电源接入

14.3.1　不同电压等级的分布式电源单点接入容量限制如表 14-6 所示。分布式电源具备多个电压等级接入条件时，宜优先采用低电压等级接入。

表 14-6 不同电压等级的分布式电源单点接入容量限制

总容量范围（kW）	并网电压等级（kV）
	A+、A 类供电区
小于 8（含）	0.22
8 至 500（含）	0.38
500 至 6000（含）	10
6000 至 10000（含）	10（20）
10000 至 30000（含）	10（20）、110
30000 至 100000	110
100000 及以上	110、220

14.3.2　在满足供电安全及系统调峰的条件下，接入单条线路的电源总容量不应超过线路的允许容量；接入本级配电网的电源总容量不应超过上一级变压器的额定容量或上一级线路的允许容量。

14.3.3　在分布式电源接入前，应对接入的配电线路载流量、变压器容量进行校核，并对接入的母线、线路、开关等进行短路电流和热稳定校核，如有必要也可进行动稳定校核。电源接入后配电线路的短路电流不应超过该电压等级的短路电流限定值。

14.3.4　分布式电源接入电网后，原则上不应从电网吸收无功，否则需配置合理的无功补偿装置。

14.3.5　分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

14.3.6　分布式电源应具备与电网调度机构进行数据通信的能力，其通信准则应符合电力二次系统安全防护相关规定。

14.3.7　分布式电源的接地应符合 GB 14050、GB/T50065 和 DL/T621 的规定，并与所在区域相连接的配电网相匹配。

14.3.8　分布式电源接入电网前，应在产权分界处设置电量关口计量点。

14.3.9　分布式电源所接入的 10 千伏母线及其相联络对应主变压器须安装中性点间隙保护设备。

14.4 微电网接入

14.4.1　不同电压等级的微电网单点接入容量限制如表 14-7 所示。微电网电源具备多个电压等级接入条件时，宜优先采用低电压等级接入。

表 14-7 不同电压等级的分布式电源单点接入容量限制

电源总容量范围（千瓦）	并网电压等级（千伏）
500 以下（含）	0.38
500 至 6000（含）	10（20）
6000 至 20000（含）	10（20）、110

14.4.2　微电网并入电网应符合国家及行业微电网现行技术标准，符合接入电网的安全标准。

14.4.3　微电网接入电网应以专用线路接入公用电网。

14.4.4　微电网与电网应只有一个并网点。并网点应设置易于操作、可闭锁且具有明显开断点的并网开断设备。

14.4.5　T 接入 10 千伏公用线路的微电网，其并网点交换功率宜控制在该线路最大输送容量的 10%～25%以内。

14.5 储能系统接入

14.5.1　储能系统接入电网的电压等级应根据储能系统额定功率及电网的具体情况确定，宜按表 14-8 电压等级接入。

表 14-8　储能系统推荐接入电压等级

储能系统额定功率	接入电压等级	接入方式
额定功率≤8kW	220V 配电网	单相
8kW＜额定功率≤400kW	380V 配电网	三相
400kW＜额定功率≤6000kW	10（20）kV 配电网	三相
注：额定功率大于 6000kW 的，需满足国家、行业以及公司对储能系统接入电网的要求，应接入 35kV 及以上电网。		

14.5.2　储能系统建设应做到安全、可靠、节能、环保、适用，在储能技术选型、扩展应用和系统安全风险控制等方面，应符合 GB/T 36558、GB 51048、NB/T 33015、QCSG1211006 等标准的规定。

14.5.3　储能系统接入电力系统，宜具备但不限于平滑发电功率输出、跟踪计划发电、系统调频、削峰填谷、紧急功率支撑等应用功能，在满足应用功能的情况下，应选择经济、环保、高效、安全、可靠、少维护型设备。储能系统应具有安全防护功能，以最大方式进行放电时，不应超出配电设备允许的载流能力。

14.5.4　储能系统并网点应安装可闭锁、具有明显开断点、可实现可靠接地功能的开断设备，

可就地或远程操作。

14.5.5　储能系统并网点处的保护应与所接入电网的保护协调配合。储能系统接入公共电网的谐波电压应满足 GB/T 14549 的要求，电压偏差应满足 GB/T 12325 的要求，电压波动和闪变值应满足 GB/T 12326 的要求，电压不平衡度应满足 GB/T 15543 的要求。

14.6 电动汽车充电设施接入

14.6.1　加强充电基础设施配套电网建设与改造，全面支撑电动汽车充电业务，探索电动汽车与电网双向互动。

14.6.2　充电设施设备选型要求先进合理，占地面积小，注重节能、环保，采用免维护或少维护的新技术、新设备和新材料，各项技术经济指标先进。充电设施需提供具有 CNAS、CMA 资质检测机构出具的检测报告，其他常规电气设备应选用经国家质检合格产品，电气和电子设备应具有 3C 认证标志。

14.6.3　电动汽车充电设施接入电网时应充分考虑接入点的供电能力，根据需要进行配电网的建设与改造，保障电网安全与电动汽车的电能供给。

14.6.4　电动汽车充电设施接入电网前，申请方应提供详尽的充电设施负荷计算书，明确充电设施负荷类型及规模、充电功率、充电桩使用率及同时率、计算总容量及总电流等信息。应避免充电设施接入后引起配网线路及设备重满载。

14.6.5　电动汽车充电设施的供电电压等级，应根据充电设施及辅助设备总容量，综合考虑需用系数、同时系数等因素影响后，参照用户接入电压等级表 14-1 电力用户供电电压等级确定。

14.6.6　具有重大政治、经济、安全意义的充电设施，或中断供电将对公共交通造成较大影响或影响重要单位的正常工作的充电站，如公交车、出租车等集中充电设施等可作为二级重要用户，其他可作为一般用户。

14.6.7　为提升配网线路及附属设备利用率，规划人员在制定电动汽车充电设施接入方案时，应充分评估充电设施在未来五年内的使用率，论证其与周边工商业、居民负荷叠加情况和同时率，并宜将充电设施与其同时率低的工商业、居民负荷接入同一条线路。

14.6.8　在技术及经济论证合理情况下，可将电动汽车充电设施与储能装置、高过载变压器等设备配合使用，以提升配网资产整体利用效益。

14.6.9　充电设施配套配电变压器容量选择可参照深圳市政府指导性文件《电动汽车充电系统技术规范》和广东省标准《电动汽车充电基础设施建设技术规程》DBJ/T15-150 中相关规定，充电站内主要设备为交直流充电设施、监控设备、和站内动力及照明等。其中：

（1）单台充电设施容量计算

$$S = P \big/ \eta \cos\varphi \quad （式 14-1）$$

式中：S-单台充电设施的输入容量，kVA；P-单台充电设施的输出功率，kW；cosφ充电设施效率，推荐值 0.9；η-充电设施功率因数，推荐值 0.9。

（2）充电站内各充电设施容量计算

$$S_{\Sigma} = Kt\left(Kx1 \bullet \sum\left【P_1/(\eta_1 \cos\varphi_1)\right】 + Kx2 \bullet \sum\left【P_2/(\eta_2 \cos\varphi_2)\right】 + \quad Kxn \bullet \sum\left【P_n/(\eta_n \cos\varphi_n)\right】\right)$$

（式 14-2）

式中：P_1、P_2、…、P_n--各台充电设施的输出功率，kW；S_{Σ}--充电设施的输入总容量，kVA；$\cos\phi_1$、$\cos\phi_2$、…、$\cos\phi_n$--各台充电设施的功率因数，推荐值 0.9；η_1、η_2、…、η_n--各台充电设施的效率，推荐值 0.9；Kt--各台充电设施的同时工作系数，推荐值范围 0.8-0.95；Kx 需要系数，电动汽车充电设施用电负荷计算时应根据项目使用性质、规模及使用情况等因素确定合理的需要系数，单相交流充电桩（7kW 慢充）的需要系数可参考广东省标准《电动汽车充电基础设施建设技术规程》DBJ/T15-150 表 4.3.3 取值。

14.6.10　电动汽车充电设施的无功补偿装置应按就地平衡原则进行配置。采用 10 千伏及以上电压等级供电的充电设施在高峰负荷时的功率因数不宜低于 0.95，采用 380 伏及以下电压等级供电的充电设施在高峰负荷时的功率因数不宜低于 0.9。功率因数不能满足要求时，应安装就地无功补偿装置，并应具备随充电设备投切自动进行调节的能力。

14.6.11　具备快充功能或为钛酸锂电池、超级电容充电的充换电设施，其接入点的选择应考虑冲击电流影响。

15 配网规划指标体系

15.1 总体思路

以实现“计划停电零影响，故障停电影响趋零”为目标，指标评价由电网转向客户、由中压转向低压。同时，指标充分考虑配网运维实际情况及存在问题，与运维能力（不停电作业能力）形成互补和协同，共同支撑供电可靠性。

基于供电可靠性目标的世界一流特征配电网指标体系及分阶段目标相关研究成果，为实现深圳电网发展目标要求，综合制定配网规划指标体系如表 15-1 所示。

15.2 指标体系

优化后配网规划指标体系如表 15-1 所示。

表 15-1 优化后配网规划指标体系

序号	分类	指标	属性
1	网架结构水平（5 项）	环网率（%）	考核型指标
2		站间联络率（%）	
3		线路平均分段数（段）	
4		线路可转供电率（%）	

序号	分类	指标	属性
5		典型接线比率（%）	
6	负荷供应能力（7 项）	线路平均负载率（%）	
7		重载线路比例（%）	
8		满载线路比例（%）	
9		末端电压不合格线路比例（%）	
10		重载配变比例（%）	
11		满载配变比例（%）	
12		电压偏低台区比例（%）	
13	装备技术水平（3 项）	10（20）千伏线路绝缘化率（%）	
14		10（20）千伏线路电缆化率（%）	
15		高损耗配变台数比例（%）	
16	供电安全水平（3 项）	母线 N-1 校验通过率（%）	
17		不合理分支数（个）	
18		不合理节点数（个）	
19	智能化水平（8 项）	智能配电房覆盖率（%）	监测型指标
20		配网自动化覆盖率（%）	考核型指标
21		配网自动化有效覆盖率（%）	
22		配网自动化主干节点覆盖率（%）	
23		配网自动化联络节点覆盖率（%）	
24		光纤覆盖率（%）	
25		智能电表覆盖率（%）	
26		低压集抄覆盖率（%）	
27	星级网格建成水平（3 项）	五星网格建成数量（个）	监测型指标
28		四星网格建成数量（个）	
29		三星网格建成数量（个）	

注：新增指标定义如下

1.不合理分支：分支首级设备或首段线路停电时，⑴不能采取不停电作业完全复电的分支；⑵停电用户数超过 9.4 条规定接入标准的分支。

2.不合理节点：单一节点设备或两个环网柜间，⑴不能采取不停电作业完全复电的节点；⑵停电用户数超过 9.4 条规定接入标准的节点。

3.配网自动化有效覆盖率：配网自动化有效覆盖条数/公用线路总条数。

4.星级网格建成水平参照 6.6.1 条款规定。

5.配网自动化主干节点覆盖率，即中压公用线路主干节点配网自动化节点总数/中压公用线路主干节点总数。

6.配网自动化联络节点覆盖率，即中压公用线路联络节点配网自动化节点总数/中压公用线路联络节点总数。

7.其他指标定义和计算公式参照公司 N 专题《问题库执行规则修编》成果和网公司《配电网规划计算分析规范》执行。

16 不同供电分区特征配电网

16.1 高品质供电引领区特征配电网

高品质供电引领区特征配电网主要参数如表 16-1 所示。

表 16-1 高品质供电引领区特征配电网主要参数

10（20）千伏供电安全水平要求		1）2.5 分钟内，停电负荷≤1.5MW 且停电用户数≤（中压用户 10 户或总用户数 800 户）；2）维修完成后恢复全部供电。	
供电可靠性要求		户均年停电时间不高于 2.5 分钟	户均年停电时间不高于 5 分钟
综合电压合格率要求		≥99.999%	
配电网理论线损率要求		<2%	
10（20）千伏配网目标接线		合环运行方式：同母合环加联络、二线合环加联络、同母合环（紫荆花型）接线 开环运行方式：N 供一备（断路器+光纤纵差保护接线）	开环运行方式：双环网带备自投、开闭所、N 供一备（2≤N≤3，主站集中自愈式）
10（20）千伏配网电缆截面（mm²）		电缆：主干 300、400，分支 120、300	
低压配网线缆截面（mm²）		架空：主干 185、150、120，分支 70，入户线 70、35、16	
		电缆：240，分支 120，入户 70、35	
中压线路供电半径	**20 千伏**	6 千米	
	10 千伏	3 千米	
配电自动化	**技术方案**	可采用智能分布式光纤纵差保护，并以主站集中型作为故障恢复的后备手段；或是主站集中式馈线自动化 （自动化选点原则详见附录 F）	
	自动化终端	三遥（断路器+光纤差动保护测控装置）/三遥（FTU、DTU、断路器保护测控装置）	
配电网通信	**技术方案**	推进配网光纤通信专网应用，具备光纤接入条件的配电自动化、计量自动化等业务应优先考虑采用光纤通信方式，不具备条件的情况下可采用无线公网。 配网通信有线专网主要采用工业以太网技术进行组网；无线公网主要采用 4G 等无线通信技术，推进 5G 通信技术在电网的应用。	
	光纤建设方式	配网光纤通信建设原则上应与配电网一次网架“同时建设、同时验收、同时运行”	
不停电作业		高品质供电引领区应配备运行应急预案和保障力量，保障“N-1-1”停电风险下恢复非故障段用电。	
目标网架指标	**110kV 电网 N-1 通过率（%）**	100	
	中压母线 N-1 通过率（%）	100	
	中压线路可转供电通过率（%）	100	

	中压网架标准化接线率（%）	100
	中压线路站间联络率（%）	98
	中压线路电缆化率（%）	99
目标配网自动化指标	**中压线路配网自动化有效覆盖率（%）**	100
	主干开关三遥点覆盖率（%）	100

16.2 A+类供电分区特征配电网

A+类供电分区特征配电网主要参数如表 16-2 所示。

表 16-2 A+类供电分区特征配电网主要参数

10（20）千伏供电安全水平要求		1）5 分钟内，停电负荷≤1.5MW 且停电用户数≤（中压用户 10 户或总用户数 800 户）；2）维修完成后恢复全部供电。
供电可靠性要求		户均年停电时间不高于 2.5 分钟
综合电压合格率要求		≥99.999%
配电网理论线损率要求		<2%
10（20）千伏配网目标接线		双环网、N 供一备（2≤N≤3）、单环网、开闭所
10（20）千伏配网电缆截面（mm^2）		电缆：主干 300、400，分支 120、300
低压配网线缆截面（mm^2）		架空：主干 185、150、120，分支 70，入户线 70、35、16
		电缆：240，分支 120，入户 70、35
中压线路供电半径	**20 千伏**	6 千米
	10 千伏	3 千米
配电自动化	**技术方案**	主站集中式馈线自动化 （自动化选点原则详见附录 F）
	自动化终端	三遥（FTU、DTU、断路器保护测控装置）
配电网通信	**技术方案**	推进配网光纤通信专网应用，具备光纤接入条件的配电自动化、计量自动化等业务应优先考虑采用光纤通信方式，不具备条件的情况下可采用无线公网。 配网通信有线专网主要采用工业以太网技术进行组网；无线公网主要采用 4G 等无线通信技术，推进 5G 通信技术在电网的应用。
	光纤建设方式	配网光纤通信建设原则上应与配电网一次网架“同时建设、同时验收、同时运行”。
不停电作业		1、中压配电网 开关站、配电站、户外开关箱等应预留备用开关接口，同时应考虑运维车辆出入通道和作业场地，便于中压旁路作业开展。 2、低压配电网 ①存量低压开关柜具备应急发电车出入通道和作业场地条件的，应根据供电可靠性要求，预留应急发电车接口，适应应急电源快速、正确接入，进出线开关不宜配置欠电压脱扣装置。 ②新建低压开关柜应预留应急发电车接口，适应应急电源快速、正确接入，进出线开关不宜配置欠电压脱扣装置。
目标网架指标	**110kV 电网 N-1 通过率（%）**	100
	中压母线 N-1 通过率（%）	100

	中压线路可转供电通过率（%）	100
	中压网架标准化接线率（%）	100
	中压线路站间联络率（%）	98
	中压线路电缆化率（%）	99
目标配网自动化指标	**中压线路配网自动化有效覆盖率（%）**	100
	主干开关三遥点覆盖率（%）	95

16.3 A 类供电分区特征配电网

A 类供电分区特征配电网主要参数如表 16-3 所示。

表 16-3 A 类供电分区特征配电网主要参数

10（20）千伏供电安全水平要求		1）5 分钟内，停电负荷≤2MW 且停电用户数≤（中压用户 10 户或总用户数 1000 户）；2）维修完成后恢复全部供电。
供电可靠性要求		户均年停电时间不高于 7 分钟
综合电压合格率要求		≥99.999%
配电网理论线损率要求		<2%
10（20）千伏配网目标接线		N 供一备（2≤N≤3）、单环网、开闭所
10（20）千伏线缆截面（mm^2）		电缆：主干 300 或 400，分支 120、300
		架空：主干 185，分支 120
低压配网线缆截面（mm^2）		架空：主干 185、150、120，分支 70，入户线 70、35、16
		电缆：240，分支 120，入户 70、35
中压线缆供电半径	**20 千伏**	6 千米
	10 千伏	3 千米
配电自动化	**技术方案**	主站集中式馈线自动化、高品质供电引领区另作论证（自动化选点原则详见附录 F）
	自动化终端	三遥（FTU、DTU、断路器保护测控装置）
配电网通信	**技术方案**	推进配网光纤通信专网应用，具备光纤接入条件的配电自动化、计量自动化等业务应优先考虑采用光纤通信方式，不具备条件的情况下可采用无线公网。 配网通信有线专网主要采用工业以太网技术进行组网；无线公网主要采用 4G 等无线通信技术，推进 5G 通信技术在电网的应用。
	光纤建设方式	配网光纤通信建设原则上应与配电网一次网架“同时建设、同时验收、同时运行”。
不停电作业		1、中压配电网 开关站、配电站、户外开关箱等应预留备用开关接口，同时应考虑运维车辆出入通道和作业场地，便于中压旁路作业开展。 2、低压配电网 ①存量低压开关柜具备应急发电车出入通道和作业场地条件的，应根据供电可靠性要求，预留应急发电车接口，适应应急电源快速、正确接入，进出线开关不宜配置欠电压脱扣装置。 ②新建低压开关柜侧应预留应急发电车接口，适应应急电源快速、正确接入，进出线开关不宜配置欠电压脱扣装置。
目标网架指标	**110kV 电网 N-1 通过率（%）**	100
	中压母线 N-1 通过率（%）	100

	中压线路可转供电通过率（%）	100
	中压网架标准化接线率（%）	100
	中压线路站间联络率（%）	95
	中压线路电缆化率（%）	95
目标配网自动化指标	**中压线路配网自动化有效覆盖率（%）**	100
	主干开关三遥点覆盖率（%）	85

17 配电网规划计算分析要求

17.1 一般要求

17.1.1 应通过计算分析确定配电网的供电安全水平、供电可靠性水平、电压质量水平和分布式能源消纳能力。

17.1.2 配电网计算分析应采用合适的模型，数据不足时可采用典型模型和参数。计算分析所采用的数据（包括拓扑信息、设备参数、运行数据等）应遵循统一的标准与规范。

17.1.3 分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷接入配电网时，如有必要应进行相关计算分析。

17.1.4 配电网计算分析应考虑远景规划，远景规划计算结果可用于电气设备适应性校核。

17.1.5 配电网规划应充分利用辅助决策手段开展现状分析、负荷预测、多方案编制、规划方案计算与评价、方案评审与确定、后评价等工作。

17.1.6 在 10（20）千伏配电网规划中，涉及潮流计算参考《配电网规划计算分析规范》Q_CSG1201037-2022 6.1.1.2～6.1.1.6、短路电流计算参考《配电网规划计算分析规范》Q_CSG1201037-2022 6.1.2.2～6.1.1.3。

17.2 供电安全水平分析

17.2.1 应通过供电安全水平分析校核电网是否满足供电安全准则。

17.2.2 供电安全水平分析应包括模拟低压线路故障、配电变压器故障、中压线路（线段）故障、110 千伏变压器或线路故障对电网的影响，校验负荷和用户数损失程度，检查负荷转移后相关元件是否过负荷，是否满足相关元件对用户数接入要求，电网电压是否越限，保护装置灵敏度是否满足要求。

17.2.3 可按典型运行方式对配电网的典型区域进行供电安全水平分析。

17.3 可靠性计算分析

17.3.1 供电可靠性计算分析应确定现状和规划期内配电网的可靠性指标，分析影响供电可靠性的薄弱环节，统筹配电网发展需求、供电可靠性提升要求和投资效益，合理对配电网规划项目进行优先级排序，提高配电网规划的精准性和针对性地提出有效改善供电可靠性指标的规划方案。

17.3.2 供电可靠性指标可按给定的电网结构、典型运行方式以及可靠性相关计算参数等条件选取典型区域进行计算分析。计算指标包括用户平均停电时间、用户平均故障停电时间、用户平均停电次数、供电可靠率、用户平均停电缺供电量等。

17.3.3 供电可靠性指标计算方法可参照现行行业标准《供电系统用户供电可靠性评价规程》DL/T 836、《中压配电网可靠性评估导则》DL/T 1563-2016 的相关规定和公司《中低压配电网供电可靠性评估表使用指南（城市配电网部分）》。

17.4 电压质量水平计算分析

电压质量水平计算应结合现状及规划期内电网的拓扑结构参数、无功补偿方案（方式、位置和容量），计算并评估低电压治理方案的治理效果，即对低电压治理项目库中的项目进行评价和优选排序，有效抑制低电压问题和保证电压质量。

17.5 分布式能源消纳能力计算分析

分布式能源消纳能力计算结合现状及规划期内中压馈线典型参数、新能源装机占比及出力，构建典型模型，计算配电网新能源消纳能力，评估区域内配电网可接纳新能源能力，评估提升新能源消纳能力的配电网规划项目贡献度，并按照贡献度可进行量化优选排序。

17.6 技术经济分析

17.6.1 技术经济分析应对规划项目各备选方案进行技术比较、经济分析和效果评价，评估规划项目在技术、经济上的可行性及合理性，为投资决策提供依据。

17.6.2 技术经济分析应确定供电可靠性和全寿命周期内投资费用的最佳组合，可根据实际情况选用以下两种评估方式：

（1）在给定投资额度的条件下选择供电可靠性最高的方案。

（2）在给定供电可靠性目标的条件下选择投资最小的方案。

17.6.3 技术经济分析的评估方法主要包括最小费用评估法、收益/成本评估法以及收益增量/成本增量评估法。最小费用评估法宜用于确定各个规划项目的投资规模及相应的分配方案。收益/成本评估法宜用于新建项目的评估，可通过相应比值评估各备选项目。收益增量/成本增量评估法可用于新建或改造项目的评估。

17.6.4 在技术经济分析的基础上，还应进行财务评价。财务评价应根据企业当前的经营状况以及折旧率、贷款利息等计算参数的合理假定，采用财务内部收益率法、财务净现值法、年费用法、投资回收期法等方法，分析配电网规划期内的经济效益。

17.6.5 财务评价指标主要包括资产负债率、内部收益率、投资回收期等。

附录 A　用词说明

执行本规程条文时，对于要求严格程度的用词说明如下，以便在执行中区别对待。

A.1 “必须”、“严禁”

表示很严格，非这样做不可的用词：

正面词采用“必须”；

反面词采用“严禁”。

A.2 “应”、“不应”、“不得”

表示严格，在正常情况下均应这样做的用词：

正面词采用“应”；

反面词采用“不应”或“不得”。

A.3 “宜”、“不宜”

表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的用词：

正面词采用“宜”；

反面词采用“不宜”。

A.4 “可”

表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。

附录 B　主要修编内容对照表

序号	章节	2022 版主要修编章节内容说明	
1	整体框架	**2020 版实施细则框架：** 1 适用范围 2 规范性引用文件 3 术语和定义 4 总则 5 供电分区和规划目标 6 配网网格化 7 负荷预测 8 主要技术原则 9 中压配电网 10 低压配电网 11 设备选型 12 站区布置及电缆通道 13 配网智能化 14 用户管理及电源接入 15 配网规划指标体系 16 不同供电分区特征配电网 附录 （注：加粗章节为新增章节）	**2022 版规划导则框架：** 1 适用范围 2 规范性引用文件 3 术语和定义 4 总则 5 供电分区和规划目标 6 配网网格化 7 负荷预测 8 主要技术原则 9 中压配电网 10 低压配电网 11 设备选型 12 站区布置及电缆通道 13 配**电**网智能化**及数字化** 14 用户管理及电源接入 15 配网规划指标体系 16 不同供电分区特征配电网 **17 配电网规划计算分析要求** 附录 （注：加粗章节为新增章节）
2	规范性引用文件	**新增内容：** 本条文新增《电能质量 电力系统频率偏差》GB/T 15945、《深圳供电局有限公司 110kV 及以上电网规划设计技术实施细则（系统一次部分）》等相关引用标准、规范、深圳供电局下发的相关文件。	

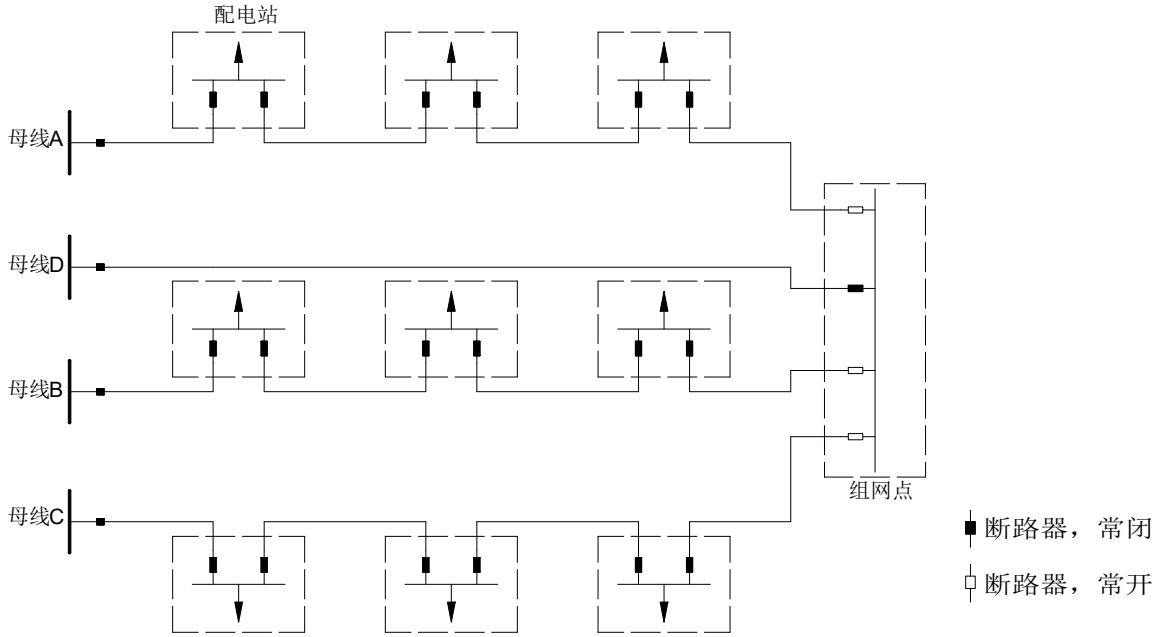
序号	章节	2022 版主要修编章节内容说明
3	术语和定义	**新增和局部优化调整：** 新增容载比、正常/非正常运行方式、联络点/联络开关/联络环开、配电自动化覆盖、配电自动化有效覆盖、微电网等术语和定义，优化调整配电网自愈定义。
4	总则	**加入了新型电力系统先行示范区建设的要求：** 参考网公司《南方电网公司建设新型电力系统行动方案（2021-2030 年）》、《数字电网推动构建以新能源为主体的新型电力系统》、公司《深圳现代化城市新型电力系统先行示范区建设方案》等文件，优化并新增构建新型电力系统相关规划总体目标。
5	供电分区和规划目标	**局部优化：** 按最新网公司、公司要求，结合市政规划调整及定位，优化调整供电分区划分，提升了前海合作区宝安局辖区、光明科学城的原 A 类供电区建设标准相关内容。
6	配网网格化	**局部优化：** 配网问题库执行问题分类按照公司 N 专题《问题库执行规则修编》成果进行调整，即配网问题库分类按照网架类、运行类、其他类执行。 **新增内容：** 为进一步规范化网格管理手段，新增深圳配网网格化规划系统指导和考核要求。
7	负荷预测	**新增内容：** 无。
8	主要技术原则	**局部优化：** 优化全局线损控制目标，优化完善中性点接地方式，同时补充完善防灾减灾指导原则。

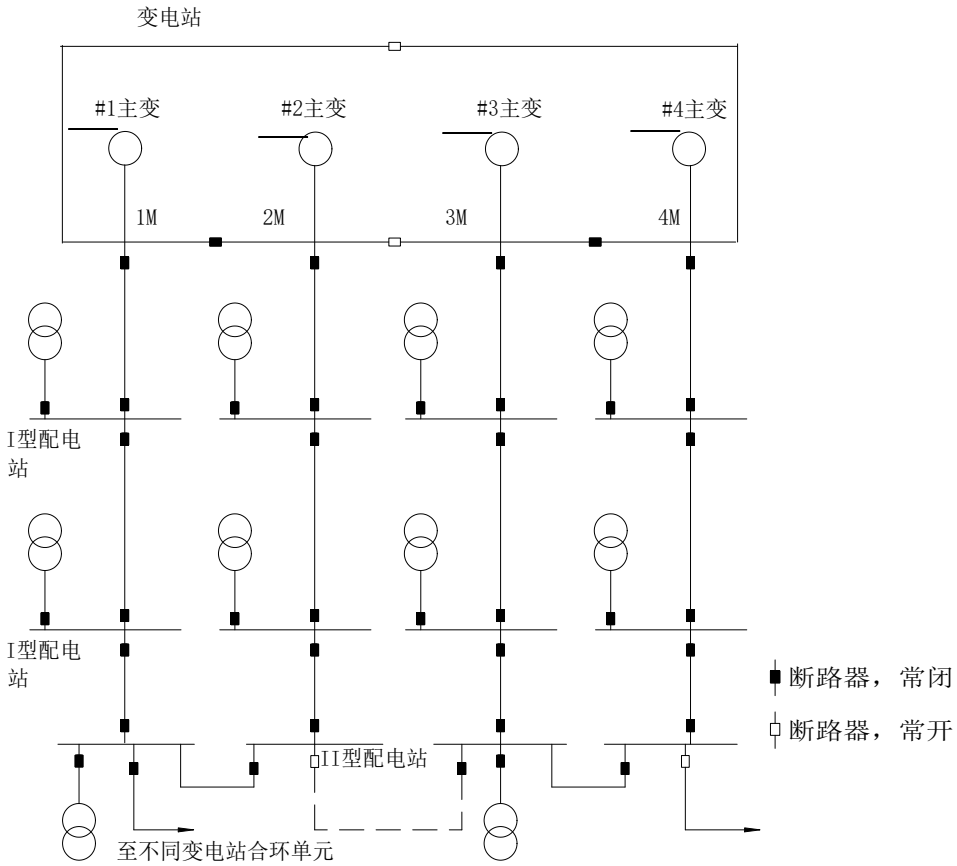
序号	章节	2022 版主要修编章节内容说明
9	中压配电网	**局部优化：** 结合公司《深圳供电局有限公司 110kV 及以上电网规划设计技术实施细则（系统一次部分）》、N 专题《2021 年可靠性特征线路分析及配网规划技术标准提升研究专题》，融入主配协同需求和运规协同分析研究成果：引入高压网格容载比并进一步细化主配协同规划，从实时运行态完善配电网运行方式、网架结构、节点用户规划要求，进一步完善网架改造的策略和指引。
10	低压配电网	**局部优化：** 结合公司 N 专题《2021 年可靠性特征线路分析及配网规划技术标准提升研究专题》和深圳实际需求，融入运规协同分析研究成果，完善网架结构和不同供电分区特征配电网差异性不停电作业要求。
11	设备选型	**大量优化：** 根据网公司最新设备选型要求，结合新型电力系统新技术应用展望，因地制宜完善了设备选型原则。
12	站区布置及电缆通道	**大量优化：** 依据国家、网公司、公司最新技术标准，更新和优化站区布置及电缆通道要求，同时补充不同电压等级的各类电缆保护管型号需求指引。
13	配电网智能化及数字化	**大量优化：** 结合数字化转型、智能化技术的应用，进一步完善配电自动化、智能低压台区、智能配电房以及智能管沟的技术要求和建设标准。同时，纳入高可靠性技术路线考虑，完善二次系统中配电网通信系统的技术准则。

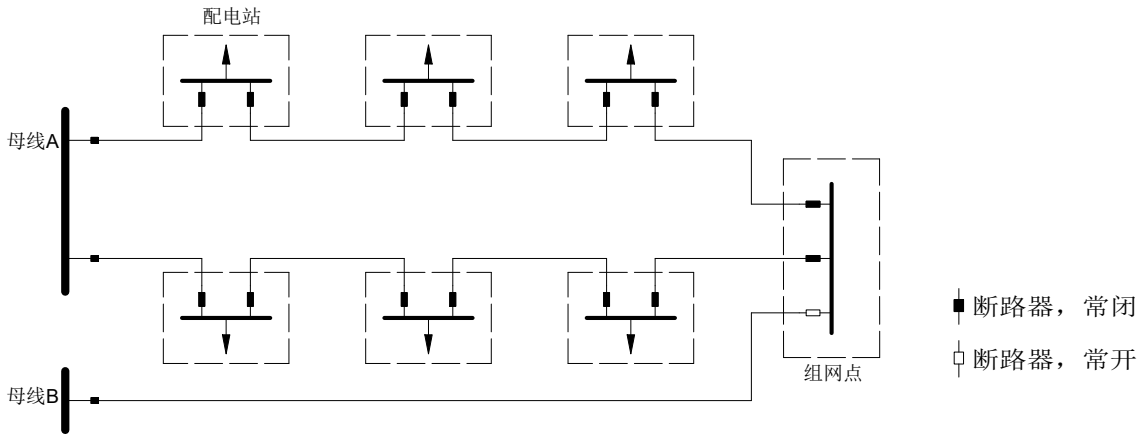
序号	章节	2022 版主要修编章节内容说明
14	用户管理及电源接入	**局部优化：** 优化负荷预测指标，补充新型基建设施及分布式电源接入技术准则。
15	配网规划指标体系	**局部精简优化：** 根据深圳市最新的城市定位和远期发展目标，进一步承接网公司最新指标体系要求，强化运规协调和自动化实用性指标，突出精简缺乏引领性和区局无操作性指标，整体实用化调整规划指标体系小节。
16	不同供电分区特征配电网	**局部优化：** 结合不同供电分区特征配电网供电可靠性要求、供电质量、目标接线、设备选型、配电网智能化及数字化、不停电作业等修编成果，进一步明确和调整不同供电分区配网发展目标及差异化实施路径。
17	配电网规划计算分析要求	**新增章节：** 依据配电网规划计算分析规范（试行）及分布式电源接入技术规范补充规划计算分析要求。
18	附录	**局部优化：** 1）更新“附录 C 配电网典型接线型式”。 2）更新“附录 F 配网自动化选点原则”。 3）更新“附录 G 配网分界断路器配置策略”。 4）更新“附录 H 分支、节点、不合理分支改造指引、配变“挂灯笼”改造指引示意图”。 5）新增“附录 I 基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引策略”。

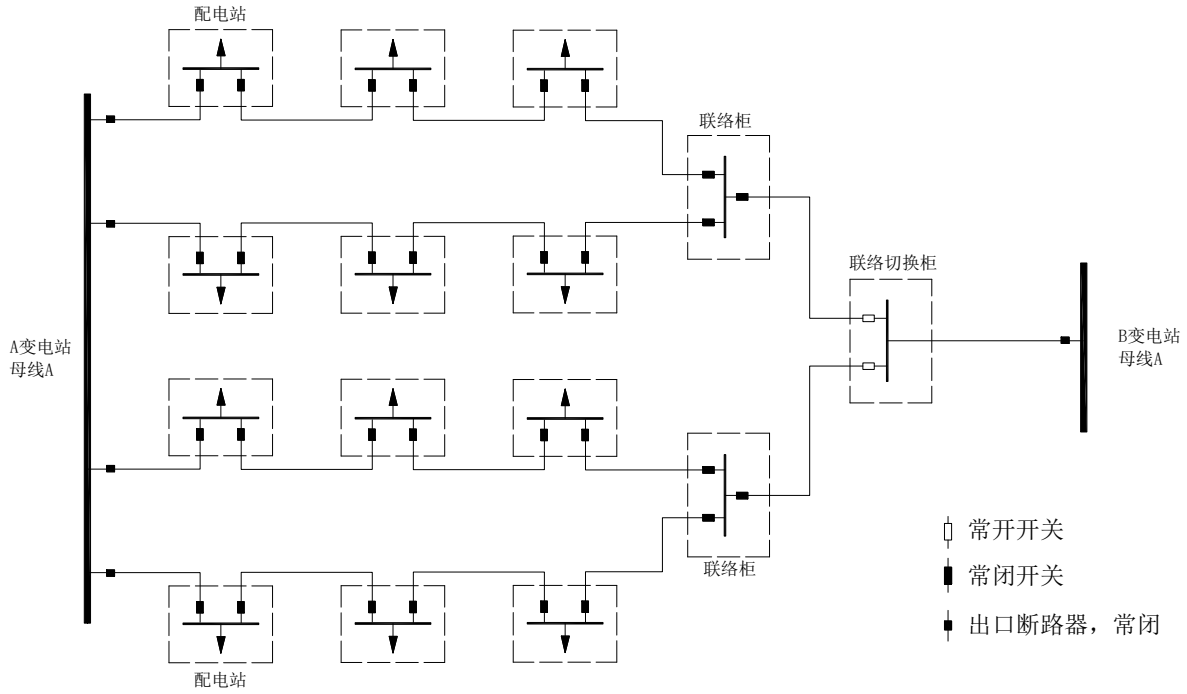
附录 C　配电网典型接线型式

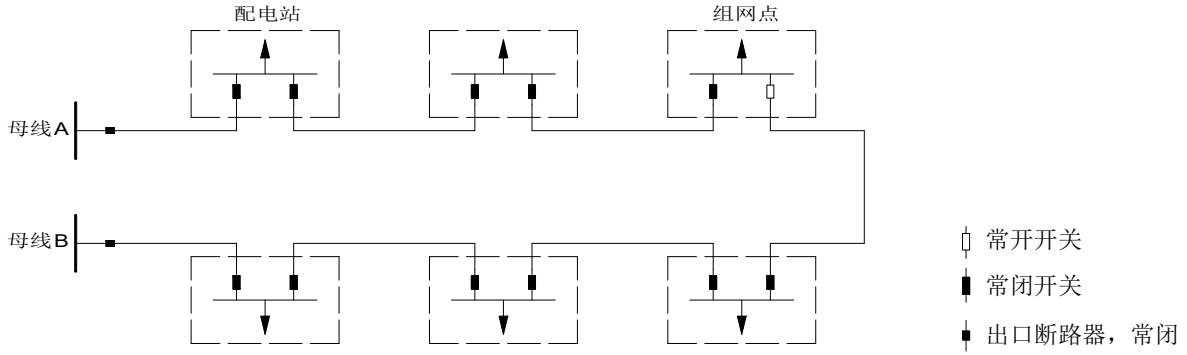
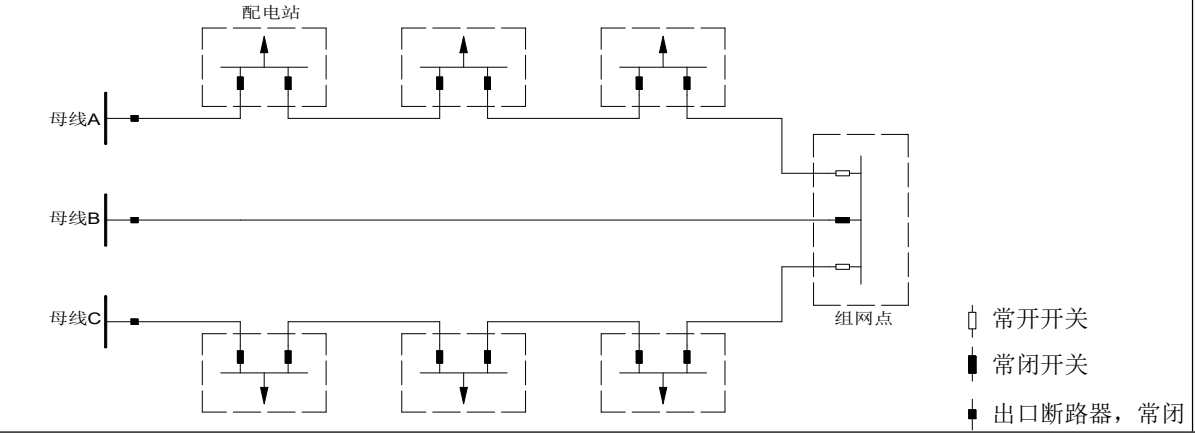
C.1 中压配电网接线型式

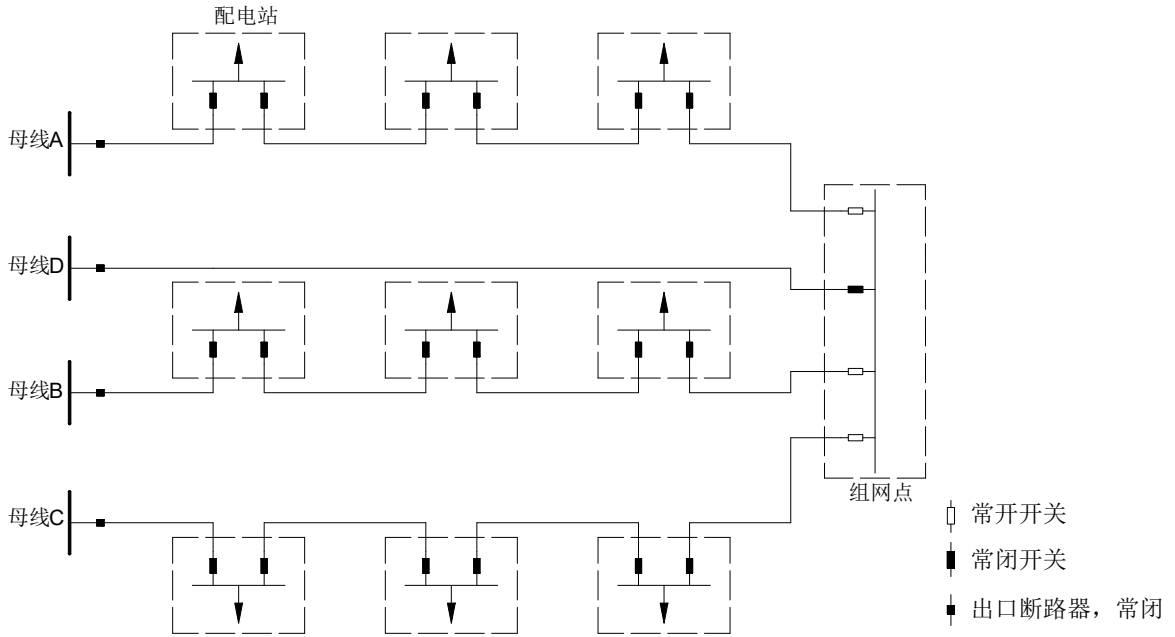
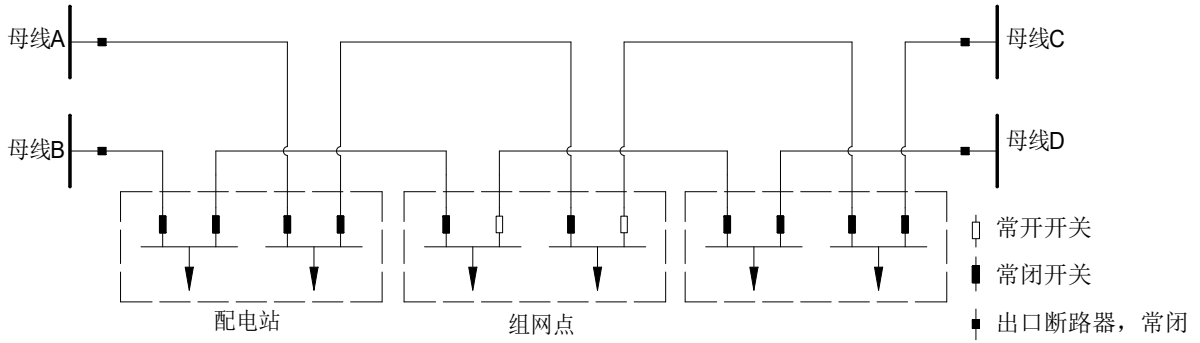
序号	接线方式	示意图	备注
1	三供一备（断路器+光纤纵差保护接线）		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）每回线路主环网节点数量不宜超过 6 个；主供线路负载率不应大于 80%；备用线路不宜空载运行，其负载率宜按 20%控制； 3）主环网节点均为断路器单元，配置光纤纵差保护。

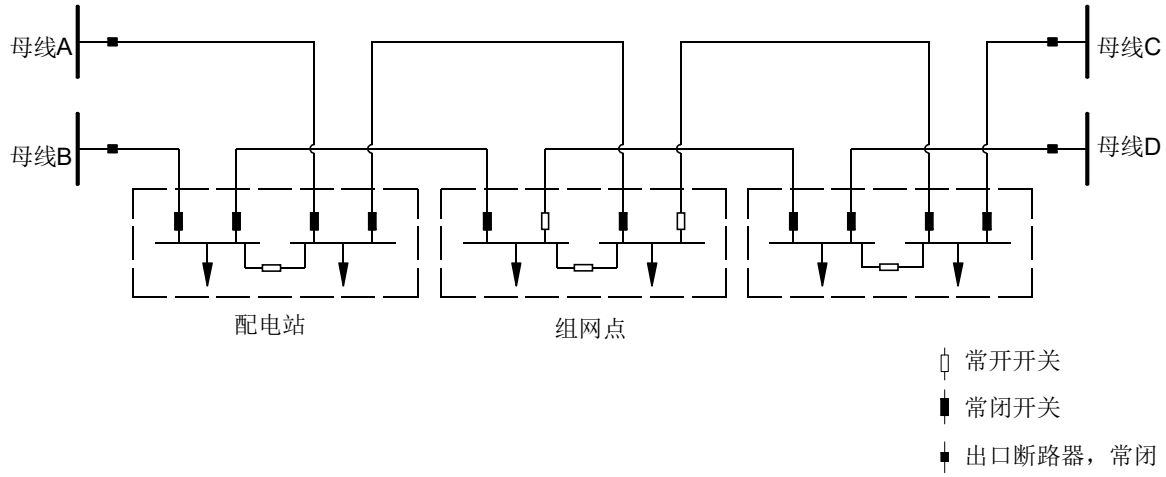
序号	接线方式	示意图	备注
2	二线合环加联络		1）每组合环单元与不同变电站的合环单元、本变电站不同并列母线的合环单元各建设一回联络线（可选）。 2）每条主干线路长度不宜超过 6 千米。 3）合环单元正常运行时每组合环单元的线路平均负载率不应超过 50%。 4）负荷接入时应考虑一组合环单元内所装接负荷的时间特性曲线叠加因素，提高线路的利用率。

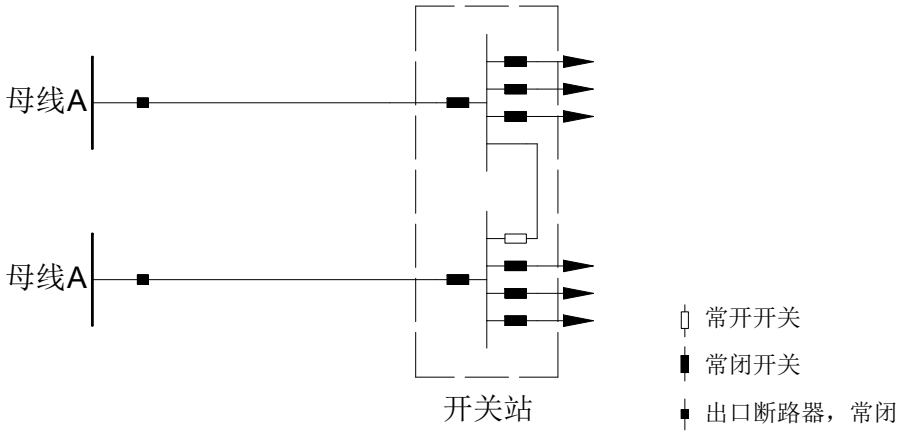
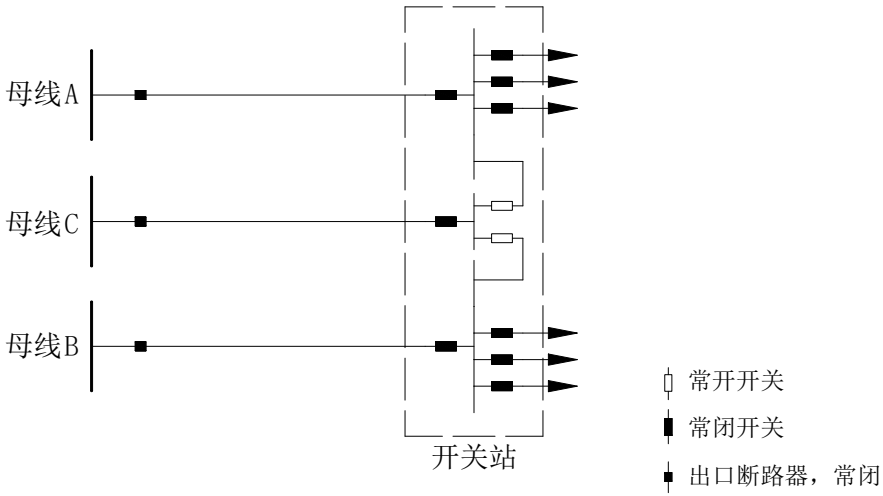
序号	接线方式	示意图	备注
3	同母合环加联络		1）联络线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）主供线路主环网节点数量不宜超过 6 个，主供线路负载率不应大于 50%。

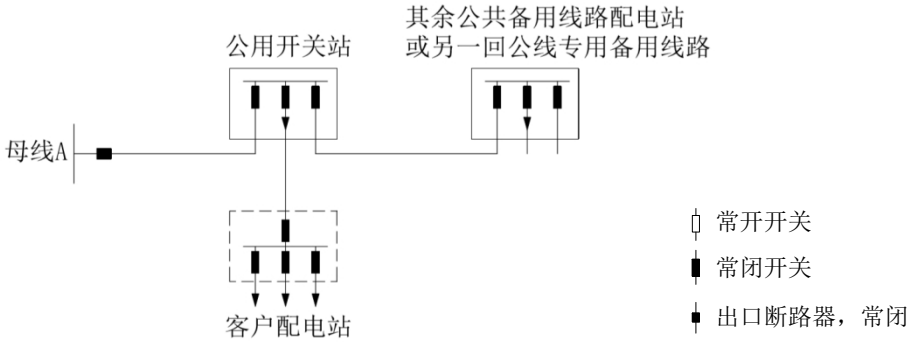
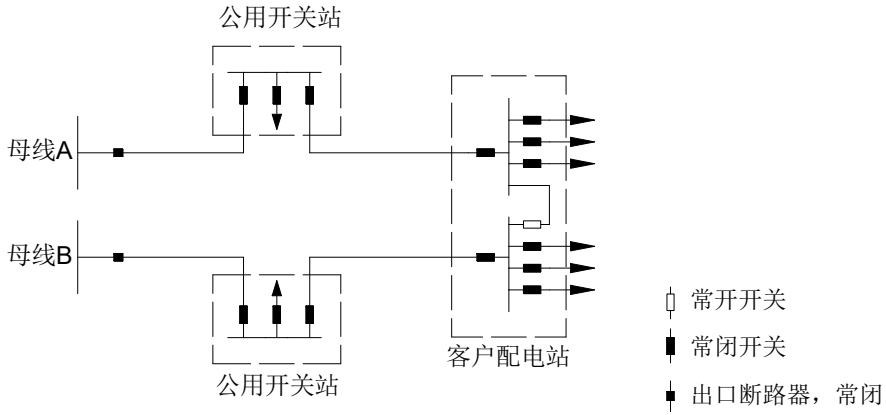
序号	接线方式	示意图	备注
4	同母合环（紫荆花型）接线		1）联络线路应来自不同变电站或同一变电站不同主变的母线段； 2）主供线路主环网节点数量不宜超过 6 个，主供线路负载率不应大于 50%。

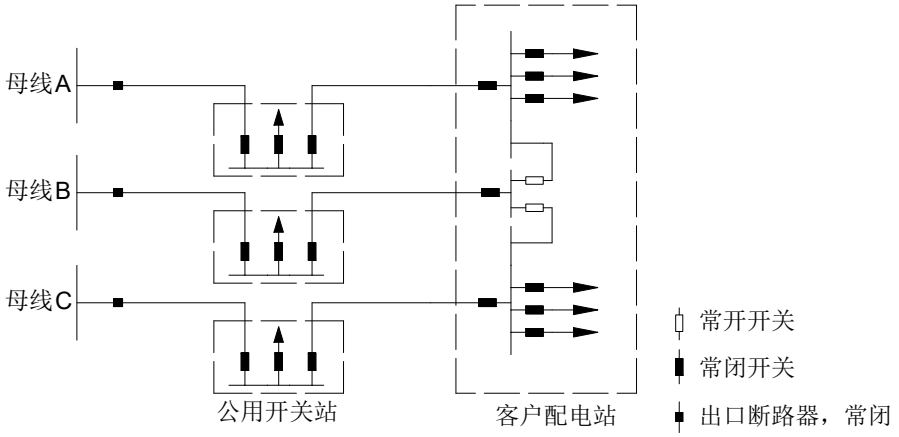
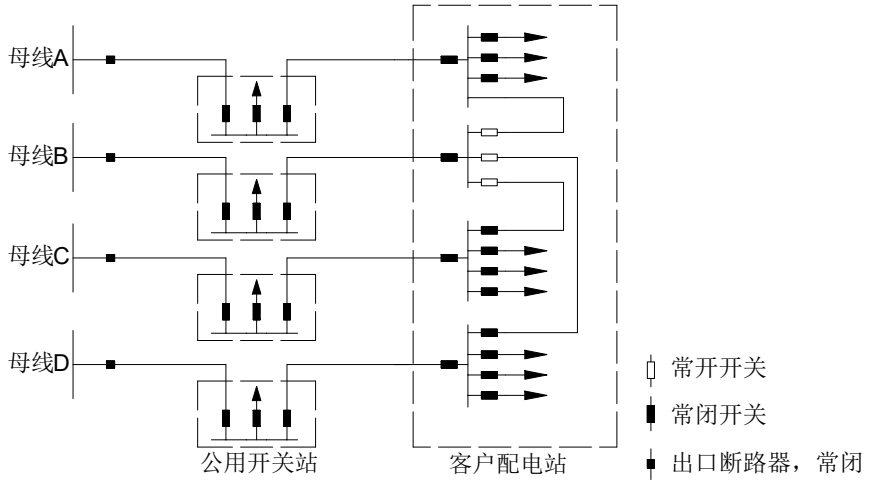
序号	接线方式	示意图	备注
5	单环网		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）每个环路主环网节点数量不宜超过 6 个，线路负载率不应大于 50%。
6	两供一备		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）每回线路主环网节点数量不宜超过 6 个；主供线路负载率不应大于 80%；备用线路不宜空载运行，其负载率宜按 20%控制。

序号	接线方式	示意图	备注
7	三供一备		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）每回线路主环网节点数量不宜超过 6 个；主供线路负载率不应大于 80%；备用线路不宜空载运行，其负载率宜按 20%控制。
8	双环网		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）每一环网回路的主环网节点数量不宜超过 6 个；线路负载率不大于 50%；过渡阶段可采用同站双射、异站对射接线。

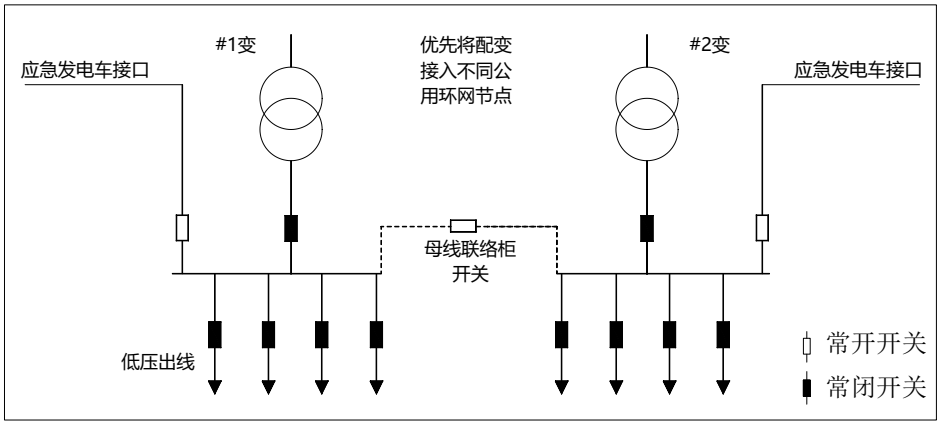
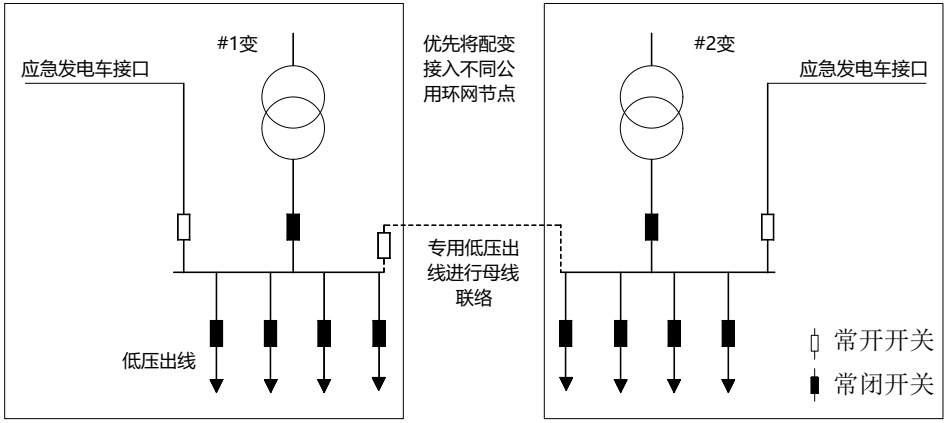
序号	接线方式	示意图	备注
9	双环网（带备自投）		1）供电可靠性高，设备利用率为 50%情况下，满足 N-1-1 要求。满足 N-1 情况下，设备利用率为 100%，负载率不应大于 75%，满足 N-1-1 的情况下，负载率不应大于 50%。 2）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段。 3）运行方式多样，对调度和配电自动化系统要求较高。

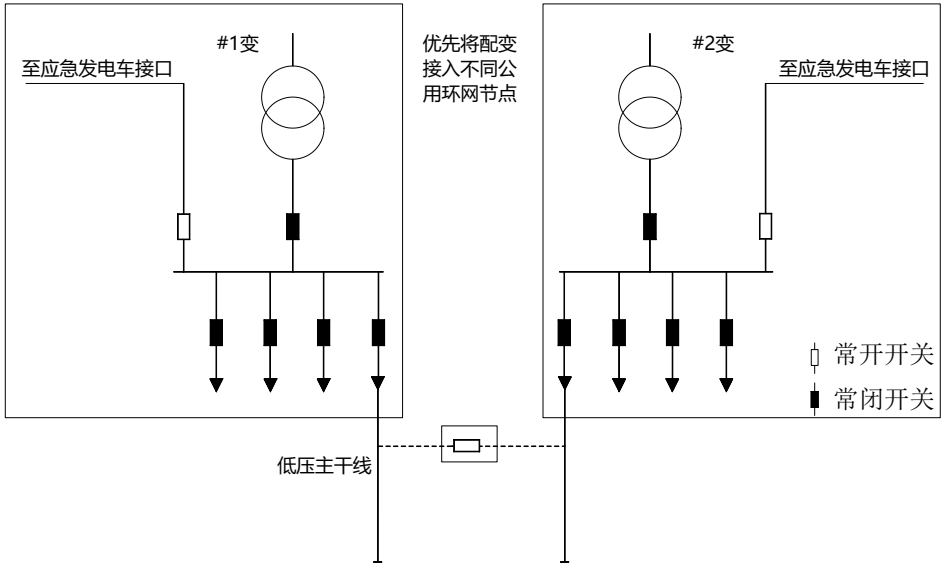
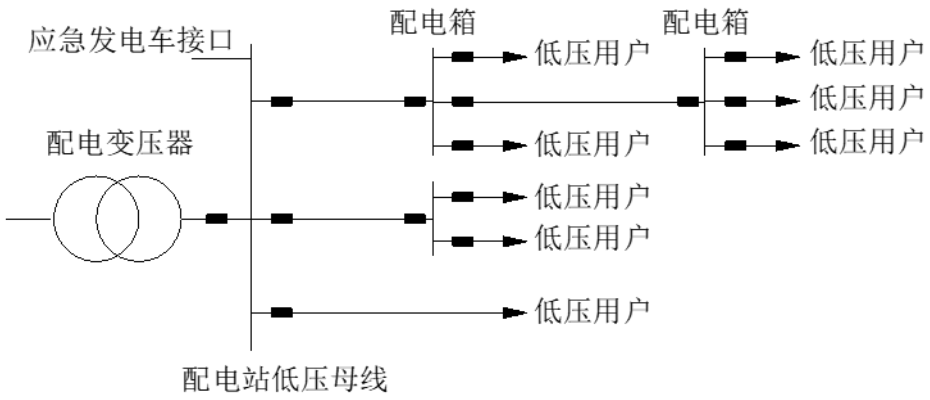
序号	接线方式	示意图	备注
10	开闭所（双电源进线）		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）应按单回电源线路的输送容量控制开关站所接负荷。
11	开闭所（双电源加备用进线）		1）电源线路应来自不同变电站或同一变电站不同电源的母线段； 2）应按两回电源线路的输送容量控制开关站所接负荷。

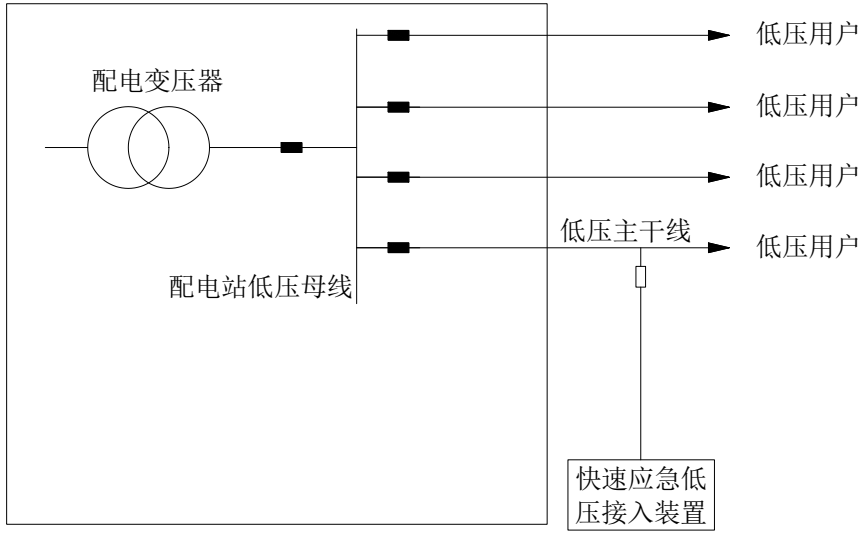
序号	接线方式	示意图	备注
12	公线专用（客户配电站为单母线）		1）适用于客户配电站采用单母线接线的情形。 2）单个客户配电站负荷不宜大于2MW。 3）可与其余公共备用线路或另一回公线专用备用线路组网。
13	公线专用（客户配电站为单母线分段接线）		1）适用于客户配电站采用单母线分段接线的情形。 2）应按单回电源线路的输送容量控制客户配电站所接负荷。 3）可采用两回专用公线或采用一回专用公线与一回公共备用线路供电。

序号	接线方式	示意图	备注
14	公线专用（客户配电站为单母线三分段）		1）适用于客户配电站采用单母线三分段接线的情形。 2）应按两回电源线路的输送容量控制客户配电站所接负荷。 3）可采用三回专用公线或采用两回专用公线与一回公共备用线路供电。
15	公线专用（客户配电站为单母线四分段）		1）适用于客户配电站采用单母线四分段接线的情形。 2）应按三回电源线路的输送容量控制客户配电站所接负荷。 3）可采用四回专用公线或采用三回专用公线与一回公共备用线路供电。

C.2 低压配电网接线型式

序号	接线方式	示 意 图	备注
1	双配变结构		1）适用于双配变配置配电站。 2）采用双配变配置的配电站，两台配变的低压开关柜之间应设置联络柜，变压器低压进线开关与母线联络开关应设置可靠的联锁机构。 3）以双配变联络配置的，具备条件的，优先将配变接入不同公用环网节点。
2	相邻台区联络结构-专用低压出线进行母线联络		1）适用于非双配变配置的相邻台区。 2）相邻配变距离在 100 米范围内的（按联络所需要的电缆长度计算，非直线距离），可采用专用出线进线母线联络，联络线路应满足转供电和供电半径要求。 3）以相邻台区联络配置的，具备条件的，优先将配变接入不同公用环网节点。

3	相邻台区联络结构-低压主干线首端或末端联络		1）适用于非双配变配置的台区。 2）相邻配变距离超过 100 米范围内的（按联络所需要的电缆长度计算，非直线距离），可采用低压主干线首端或末端联络，联络线路应满足转供电和供电半径要求。 3）以相邻台区联络配置的，具备条件的，优先将配变接入不同公用环网节点。
4	放射型		1）适应于低压母线及低压主干线无法实现联络的单配变配置配电站。 2）可采用快速应急低压接入装置接入低压母线实现负荷转供电。 3）若同时存在发电车“停车难”的问题，则应同步将快速应急低压接入装置引至具备应急发电车出入通道和作业场地条件的路口，并做好相应的防护措施。

			1）适应于低压母线及低压主干线无法实现联络的单配变配置配电站。 2）在已实现低压智能台区功能的（可远程监测开关分合状态的），可采用快速应急低压接入装置接入低压主干线实现负荷转供电，但应谨防应急发电车的倒供电安全风险。 3）若同时存在发电车“停车难”的问题，则应同步将快速应急低压接入装置引至具备应急发电车出入通道和作业场地条件的路口，并做好相应的防护措施。

附录 D　开关站、配电站典型布置

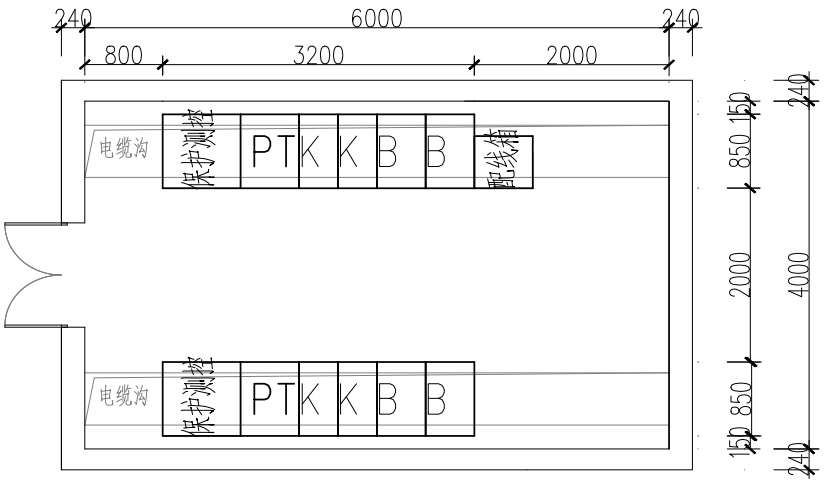


图 17-1D-1 开关站典型平面布置方案（净空尺寸不小于：长×宽×高=6m×4m×4m）

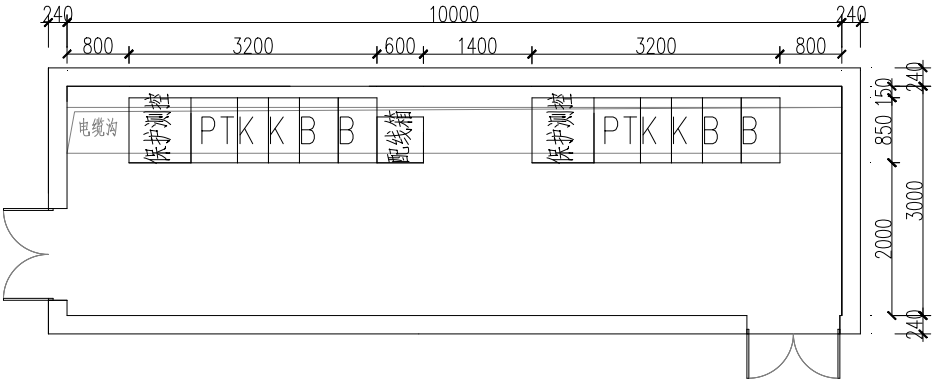


图 17-2D-2 开关站典型平面布置方案（净空尺寸不小于：长×宽×高=10m×3m×4m）

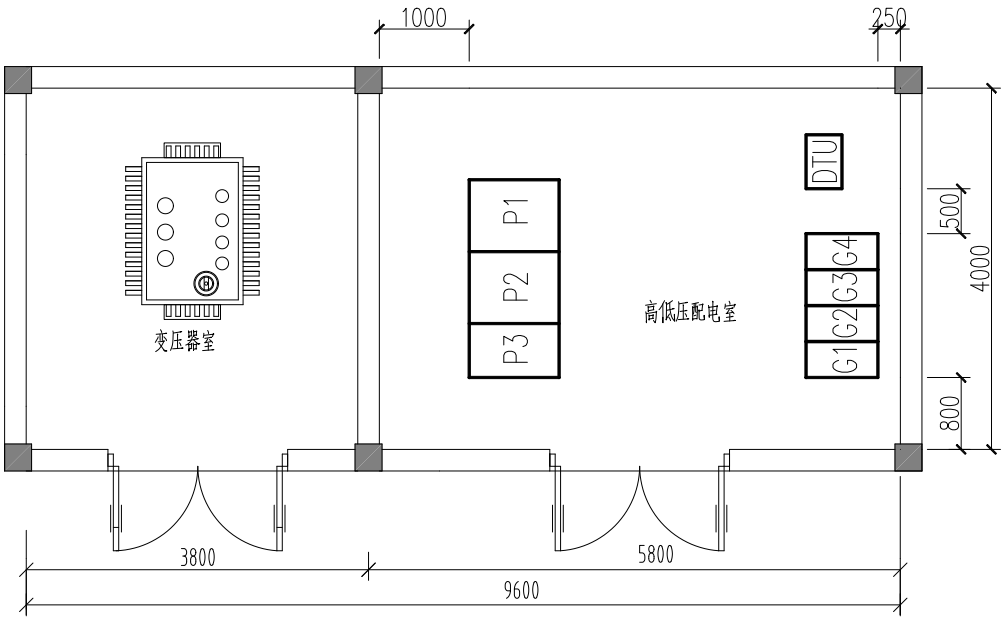


图 17-3D-3 单台油变配电站典型平面布置方案（单层，净空尺寸不小于：长×宽×高=9.6m×4m×4m）

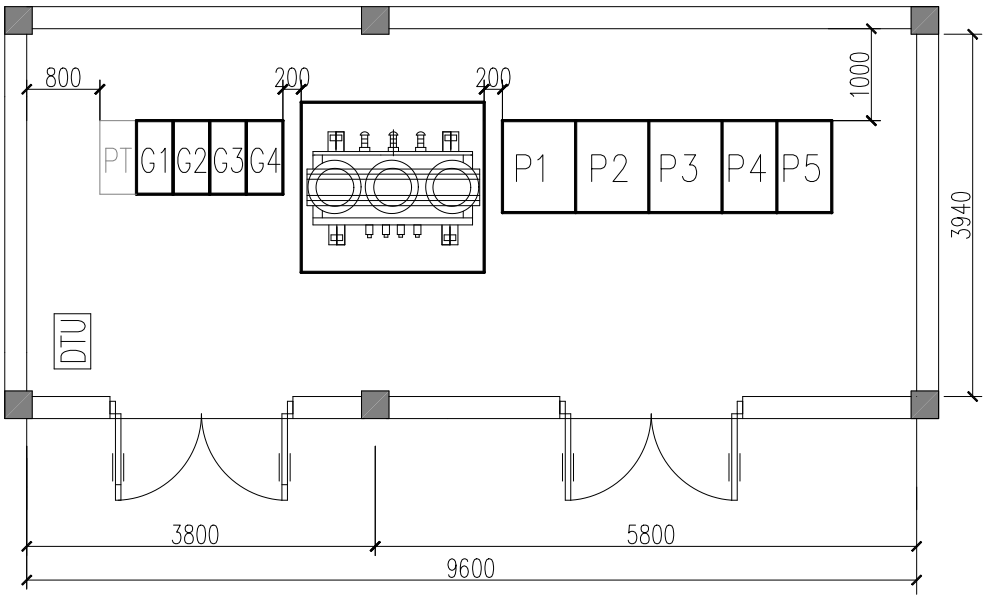


图 17-4D-4 单台干变配电站典型平面布置方案（单层，净空尺寸不小于：长×宽×高=9.6m×4m×4m）

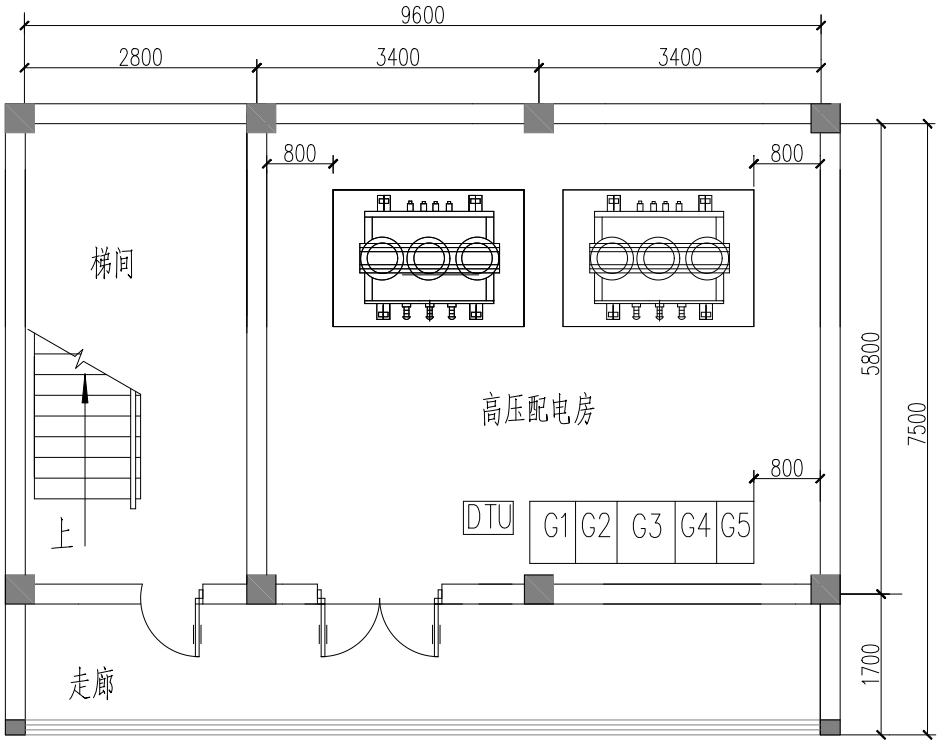


图 17-5D-5 两台干变配电站，一层典型平面布置方案（净空尺寸不小于：长×宽×高=9.6m×7.5m×4m）

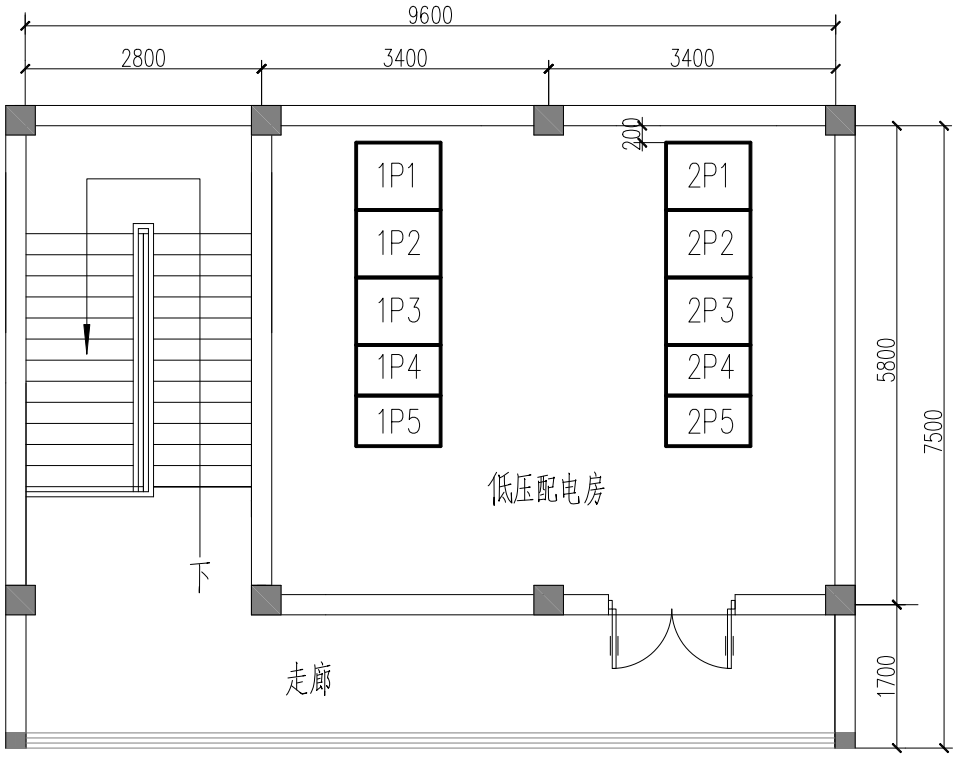
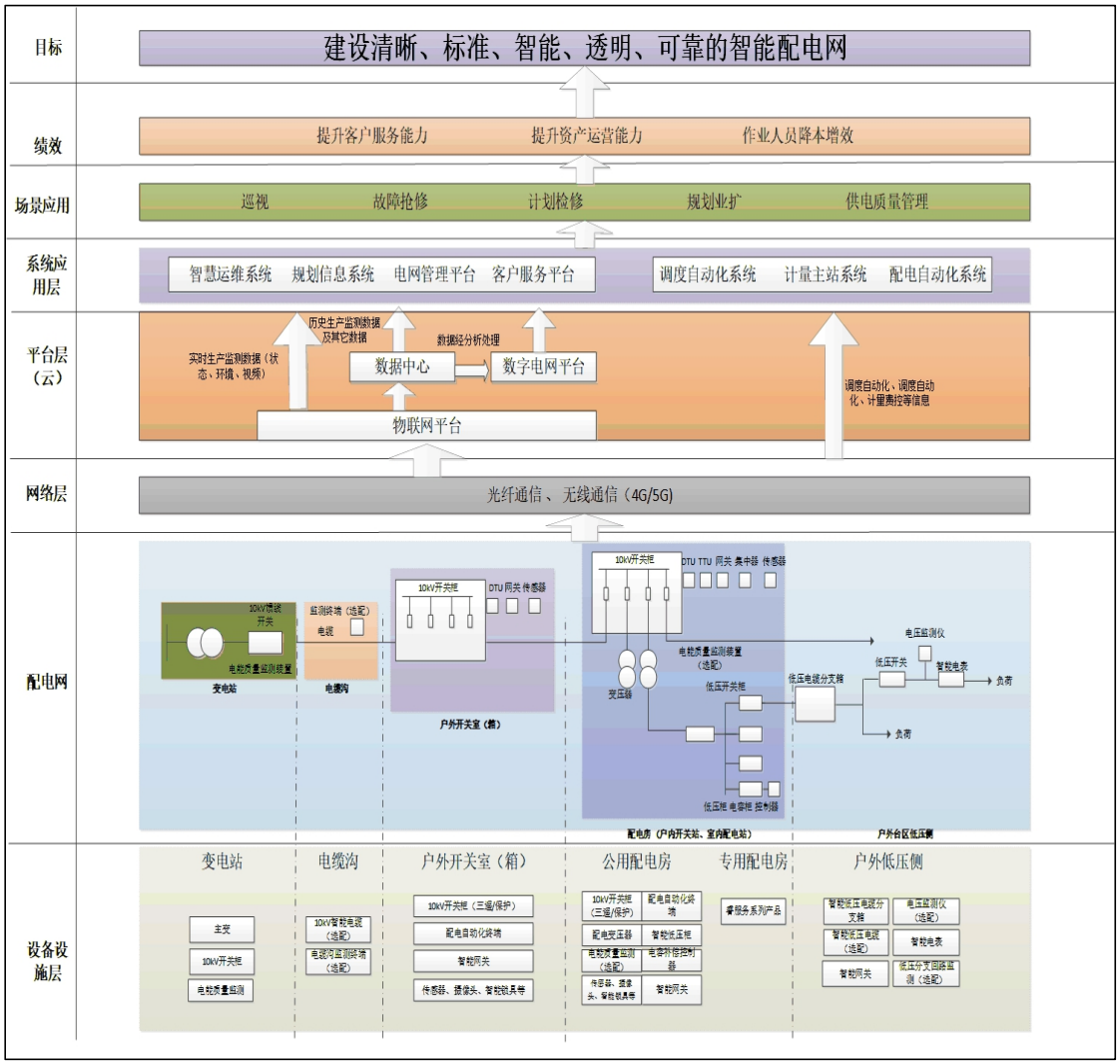


图 17-6 D-6 两台干变配电站，二层典型平面布置方案（净空尺寸不小于：长×宽×高=9.6m×7.5m×4m）

附录 E　智能配电网规划建设总体架构图



附录 F　配电自动化选点指引

F.1 供电 A+区域选点指引

F.1.1　技术方案说明

F.1.1.1 首端节点、分段节点、联络节点，以及两个相邻开关之间中压用户数不超过 10 户或总用户数不超过 800 户的主干节点，按照全覆盖要求、优先完成配电自动化建设，其选点要求和技术说明如下表：

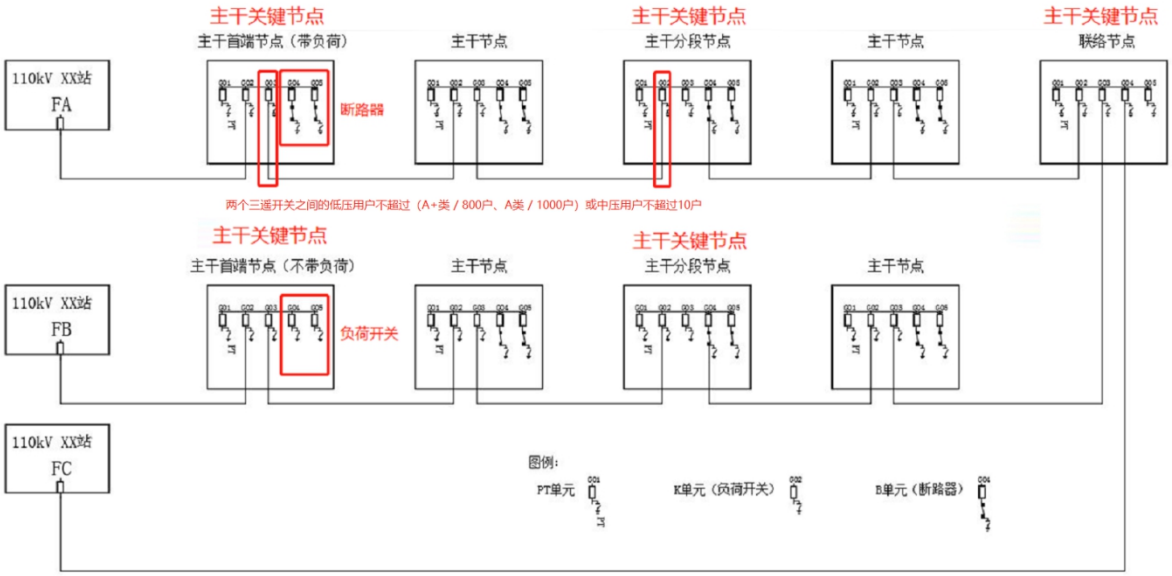
表 F-1 供电 A+区域三类主干节点选点要求及技术说明

节点类型	选点要求	技术要点和设备配置
分段节点	全部完成三遥功能建设	1、为进一步提升装备水平，避免重复投资，在投资能力、现场条件允许的条件下，基本方案采用“PT+DDDD”方案配置，优选网公司招标的自动化成套设备。 2、因公司物资库存原因，不采用基本方案的，应优先按照“PT+KKBB+监控柜”方案配置，选取公司定额物资的自动化成套设备； 3、因现场条件原因，采用非定额物资的，应按照单元柜配置要求，明确 PT、K、B 单元的先后排列顺序，监控柜独立布置或并排在开关单元外侧，应将 PT 单元和监控柜放置于开关柜不同侧，同时提供对应的配电一次系统图、设备配置表、平面布置图等设计资料。 4、未采用基本方案的，分段节点按“K 进 B 出”要求配置主干进出线开关，断路器单元配置保测一体化装置，实现断路器单元后侧故障快速切除的要求。 5、断路器保护装置功能的投退应根据公司配电自动化技术路线及运维管理相关要求进行整定。
联络节点	全部完成三遥功能建设	按照“PT+KKKK+DTU”方案配置，暂无自动化成套设备物资，开关柜体和 DTU 应单独配置，由施工单位在现场完成组装，设备配置要求参照分段节点。
带负荷的首端节点	全部完成三遥功能建设	按分段节点的技术要点和设备配置要求执行。
不带负荷的首端节点	按现状条件确认三遥功能建设	1、因变电站出线电缆较长，为方便电缆运维检修而设置的首端节点，不带任何用电负荷，正常运行无操作需求，仅起到电缆分段检修作用。 2、如已为三遥功能设备，纳入配电自动化建设范围，接入配电自动化主站系统。 3、如非三遥功能设备，不纳入配电自动化建设范围，可不计入主干节点统计基数，开关设备达到报废年限、需要更换设备时，可按“PT+KKKK+DTU”三遥功能方案设计，接入配电自动化主站系统，同步计入主干节点统计基数。
供电安全准则标准下用户数	按主干线两个三遥开关之间的居民用户不超 800 户或中	按分段节点的技术要点和设备配置要求执行。

节点类型	选点要求	技术要点和设备配置
限定要求的主干节点	压用户不超 10 户为要求，选取主干节点进行三遥功能建设	

备注：1、在线路分段节点的选取方面，应充分发挥分段断路器级差保护配合、快速隔离线路后段故障的技术特点，综合考虑线路长度、用户负荷均分、故障发生概率以及重要用户等因素，主干线选取 1 个分段点，启用断路器就地保护跳闸功能。
2、采用集中式馈线自动化方案的线路，主干线仅配置一个带保护功能的断路器单元，且应设置在分段节点处，其他带保护功能的断路器单元，需将跳闸功能退出；采用分布式馈线自动化方案的线路，采用全断路器方案，保护功能按照分布式馈线自动化方案配置。
3、本备注内容适用于供电 A 区域选点指引。

典型接线选点指引如下图所示：



F.1.1.2 主干其他节点，选点要求和技术说明如下：

主干其他节点采取优选节点、分阶段建设方式，满足优选条件的节点，应及时纳入配网常规项目批次；在判定配电自动化建设的优选条件，应侧重于故障发生时、有利于故障隔离并恢复重要用户、较多用户供电的主干节点。如投资金额受限，应以提高供电可靠性为第一要素、叠加其他要素项的总数为基准，按由多到少的顺序进行配电自动化建设。

优选条件基于《深圳中低压配电网规划技术实施细则（2020 年修编版）的“F.1.1 选点要求”的内容进行优化，如下所述：

①主干线首段、分段、联络节点，以及供电安全准则标准下用户数限定要求的主干节点，能显著提高供电可靠性、带重要用户负荷、居民用户数较多的主干节点（具备可自动转供电能力的重要用户除外）。

②带有频繁停电设备、施工临变、负荷混供、开挖破坏次数多等风险的主干节点。

③带多分支、长分支、分支线上有架空线路、分支之后再分支情况之一的主干节点。

主干其他节点技术要点和设备配置，参照分段节点的技术要点和设备配置要求执行。

F.1.2　设备建设方案

F.1.2.1 新出线应全部满足配电自动化有效覆盖要求；新增开关设备全部按照配电自动化要求建设。

F.1.2.2 具备三遥功能改造条件的节点，应通过改造现有设备完成自动化建设，三遥功能改造条件认定要素限如下四点：

①选用网公司生技部和公司现行满足自动化技术条件的开关柜节点。

②用户自建、资产移交等方式取得，已具备三遥功能、因终端标准不满足而无法接入配电自动化主站的节点。

③与公司三遥功能改造成功先例、能够返厂改造的开关柜同厂家和同型号的节点。

F.1.2.3 不具备三遥功能改造条件的节点，应依据以下要求推进配电自动化建设：

①对于主干节点资产年限大于 20 年、且资产净值率低于 30%的设备，无条件更换；

②主干节点资产年限不低于 12 年、且资产净值率低于 30%的设备，原则上应经鉴定为报废后才允许更换；

③主干关键节点资产年限低于 12 年，且属于①运行时间超过 10 年且有较多缺陷的半绝缘柜、②防误装置功能不完善或存在重大缺陷，经改造防误装置后仍无法恢复防误功能、③设备属已停产型号，关键部件故障，原供应商已无法提供替代部件的情况，也可鉴定为报废允许更换。

④无法满足条件①、②和③的主干节点，暂不进行配电自动化建设，与指标考核部门协商指标统计基数。

F.1.2.4 对于未报废的资产，退出后由对应项目所在区、分局完成设备的二次使用，二次使用类型包括本项目直接利用、其他项目调拨利用、转交配网培训、应急抢修、临时设施备用等。

F.1.3　节点要求

在符合选点要求基础上，原则上按线路节点进行三遥点节点覆盖，高品质供电引领区线路中主干线路三遥节点覆盖率达到 100%，其他 A+类区域主干线路覆盖率十四五末期按 95%进行选点。

F.1.4　项目实施

主动改造为主，以网格为单元一次项目下达实施。

F.2 供电 A 区域选点指引

F.2.1 技术方案说明

F.2.1.1 首端节点、分段节点以及联络节点，以及两个相邻开关之间中压用户数不超过 10 户或总用户数不超过 1000 户的主干节点，选点要求和技术说明与供电 A+区域保持一致。

F.2.1.2 主干其他节点，选点要求和技术说明如下：

主干其他节点采取优选节点、分阶段建设方式，满足优选条件的节点，应及时纳入配网常规项目批次；在判定配电自动化建设的优选条件，应侧重于故障发生时、有利于故障隔离并恢复重要用户、较多用户供电的主干节点。如投资金额受限，应以一类、二类、三类的顺序进行配电自动化建设；同类别条件下，应以提高供电可靠性为第一要素、减少中压主干线故障频率为第二因素、叠加其他要素项的总数为基准，按由多到少的顺序进行配电自动化建设。

优选条件基于《深圳中低压配电网规划技术实施细则（2020 年修编版）的“F.2.1 选点要求”的内容进行优化，结合供电 A 区域的优选条件，分类汇总出六类条件，如下所述：

①主干线首段、分段、联络节点，以及供电安全准则标准下用户数限定要求的主干节点，能显著提高供电可靠性、带重要用户负荷、居民用户数较多的主干节点（具备可自动转供电能力的重要用户除外）。

②带有频繁停电设备、施工临变、负荷混供、开挖破坏次数多等风险的主干节点。

③运行环境差、运维检修难的主干节点。

④目标网架清晰、资产净值率低、配电自动化建设条件较好的主干节点。

⑤分支线故障率较高、急需配置分界断路器的主干节点。

⑥带多分支、长分支、分支线上有架空线路、分支之后再分支情况之一的主干节点。

主干其他节点技术要点和设备配置，参照分段节点的技术要点和设备配置要求执行。

供电 A 区域中压配电网线路分类与《深圳中低压配电网规划技术实施细则（2020 年修编版）的“F.2.1 选点要求”的分类一致，如下表所示。

表 F-2 供电 A 区域中压配电网线路分类

类别	分类	备注
一类	已形成目标网格接线，满足以下条件之一： 近三年内线路故障 2 次及以上； 主干线存在重要客户。	
二类	已形成目标网格接线，满足以下条件之一； 1）1 公里内已有具备接入条件的光纤网络；	

类别	分类	备注
	2）网格内已有 2 个及以上三遥节点或已有分段断路器柜具备三遥改造条件。	
三类	一、二类以外的其它情况。	

F.2.2 设备建设方案

F.2.2.1 新出线应全部满足配电自动化有效覆盖要求；新增开关设备全部按照配电自动化要求建设。

F.2.2.2 具备三遥功能改造条件的节点，应通过改造现有设备完成自动化建设，三遥功能改造条件认定要素与供电 A+区域一致。

F.2.2.3 不具备三遥功能改造条件的节点，推进配电自动化建设要求与供电 A+区域一致。

F.2.2.4 对于未报废的资产，退出后由对应项目所在区、分局完成设备的二次使用，二次使用类型包括本项目直接利用、其他项目调拨利用、转交配网培训、应急抢修、临时设施备用等。

F.2.3 节点要求

F.2.3.1 在符合选点要求基础上，原则上按线路节点进行三遥点节点覆盖，高品质供电引领区线路中主干线路三遥节点覆盖率达到 100%，其他 A 类区域主干线路覆盖率“十四五”末期按 85%进行选点。

F.2.3.2 三类情况，安装 1～2 个带配网自动化功能的分段（界）断路器。

F.2.4 项目实施

主动改造为主，以网格为单元一次项目下达实施。

F.3 自愈能力提升指引

借助配电自动化主站馈线自动化（FA，Feeder Automation）功能，在满足配电自动化有效覆盖和可转供电能力的条件下，配电线路在故障发生后，配电自动化主站自动完成故障定位、隔离和非故障区段恢复供电，实现配网线路的自愈功能。

在提升配电自动化有效覆盖的同时，应同步提高配网线路自愈投入比例。为提升馈线组自愈能力水平，应加强配网线路主干节点自动化的建设，以线路主干分段节点、联络节点自动化建设为基本要求，不断提升主干节点自动化的覆盖率，提升馈线组自愈水平。特别是主干分段点不足、设备故障率高、故障分布过于集中的线路，应加快完成线路主干节点的自动化建设。

F.4 通信通道提升指引

配电数据网光纤专网是保证配电自动化系统稳定和可用的基本保障，为中压配电网自愈功能的投入奠定基础，应提升光纤专网的建设力度，促进电力设施的光纤全覆盖。

对于新建三遥点，其数据传输通道原则上应采用光纤通信方式。新建三遥点的配套光纤建设在技术路线、组网方案、设备选型原则上与当前配电数据网光纤专网基本保持一致。

对于无电力沟管通道，且无法开挖顶管的，可暂时采用无线公网通道完成三遥点覆盖。在具备光纤建设条件时，应及时完成光纤通道的覆盖。

F.5 其它原则

F.5.1 空载线路、备用线路、单用户线路等其它特殊情况经过论证后可视情况开展配网自动化站点选点。

F.5.2 高品质供电引领区配网自动化技术方案及配置原则应另做论证分析。

附录 G　配网分界断路器配置策略

针对配网中压用户设备，提出“公用侧设防为主，用户侧管控为辅，增量简单适用配置，存量逐步改造调整”的分界断路器配置策略。具体如下：

G.1 技术原则

G.1.1 针对各类配网中压用户设备接入方式，在具备条件的情况下，优先在产权分界点，更换或解口新建带有断路器单元的公用开关柜，并将用户设备以分支形式接入公用开关柜断路器单元。具体可根据接线方式，采用“2 单元负荷开关（KK）+2 单元断路器（BB）+PT”组合柜、“4 单元断路器（DDDD）+PT”或柱上断路器。

G.1.2 分界断路器定值设置原则参考《南方电网 10kV（20kV）中压配电网继电保护整定原则（试行）》和《深圳供电局有限公司 10kV（20kV）配网继电保护整定计算原则》规定。

G.2 安装策略

G.2.1 新建策略

G.2.1.1 开展业扩配套工程、存量公用设备改造、改迁工程、客户资产接收等工作时，应根据分界断路器配置技术原则，结合南方电网公司受电工程典型设计，综合考虑用户性质及继电保护选择性要求，同步配置分界断路器。

G.2.1.2 配置分界断路器应依据配网自动化技术方案及相关同步建设指导意见，具备配网自动化及通信功能。

G.2.1.3 分界断路器柜选用应符合配网分界断路器配置策略，统一在主干馈线上配置分界断路器，分支线原则上不配置分界断路器（架空分支线路除外）。对于故障频发的大分支、长分支、分支再分支经论证可配置分界断路器，并具备配网自动化及通信功能。

G.2.2 改造策略

针对存量暂未配置分界断路器的中压用户设备，应综合考虑用户设备的运行情况以及公用设备建设改造难度逐步推进。其中，存量用户设备接入公用侧为非分界断路器的结合网公司投资策略和资产全生命周期进行改造。对于故障高发、运行情况差、用电检查难等特点的用户设备，应优先考虑配置分界断路器。具体如下：

表 G-1 存量未配置分界断路器设备的改造策略

类别	分类原则	改造策略
一类	1、近三年内用户设备故障出门 2 次及以上； 2、主干线存在重要客户； 3、上年度中压线路跳闸次数超过 10 次（不含重合闸成功、重大自然灾害除外），且无法转供电、无法通过运维和修理手段解决的； 4、上年度发生 2 次及以上重大停电事件，且无法转供电、无法通过运维和修理手段解决的； 5、针对存在安全隐患的用户，给予 2 次及以上整改通知书，但其拒绝整改加装分界断路器的；	通过专项项目主动改造，分批次分年度实施。

类别	分类原则	改造策略
	6、分支线中压用户数 5 户以上。	
二类	1、存在重大缺陷； 2、分支线中压用户数 3～5 户； 3、A+供电区域内非“一类”情况； 4、上年度跳闸率排名省内前 20%（不含重合闸成功、重大自然灾害除外），确需通过电网改造方式整改的； 5、解决单一客户年停电时间超过 12 小时（剔除重大事件影响后），且无法通过运维和修理手段解决的； 6、对存量故障出门次数排名地市前 10%或用户设备存严重隐患且经技术评估存在故障出门风险的高压供电客户，确需在产权分界点加装故障隔离装置的； 7、针对存在安全隐患的用户，给予 1 次整改通知书，但其拒绝整改加装分界断路器的。	综合考虑可靠性影响、资产报废净值率、用户性质、改造难易程度、继电保护选择性等因素，依照优先级，以专项项目主动改造为主，分批次分年度实施；结合配基项目、业扩配套、改迁工程、资产接收等工作同步改造为辅。
三类	一、二类以外的其它情况。	结合配基项目、业扩配套、改迁工程、资产接收等工作同步改造。

附录 H　分支、节点、不合理分支改造指引、配变“挂灯笼”改造指引示意图

H.1 分支定义：T 接于主干线的辐射型线路。

H.2 节点定义：电缆线路单一主干节点设备或架空线路两个开关间的线路设备。

H.3 仅统计存在低压用户及大于 2MW 的中压用户的分支、节点；不统计公线专用、双电源用户。

H.4 分支和节点定义如图 H-1～图 H-4 所示。

H.5 不合理分支改造指引如表 H-1 所示。

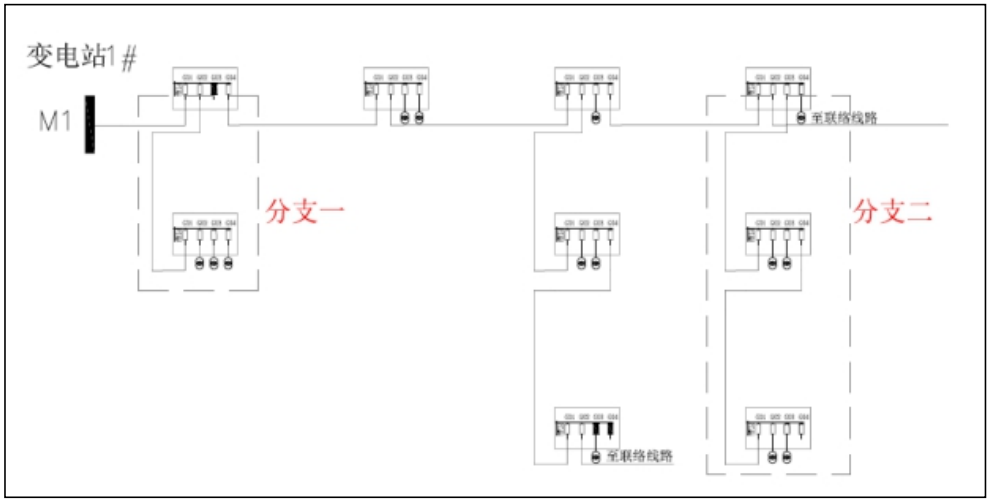


图 H-1 分支示意图（电缆线路）

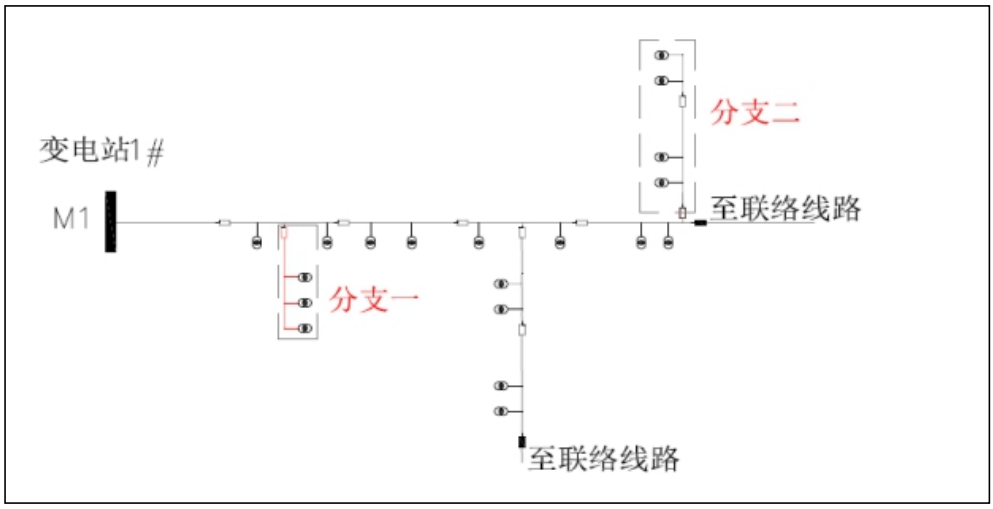


图 H-2 分支示意图（架空线路）

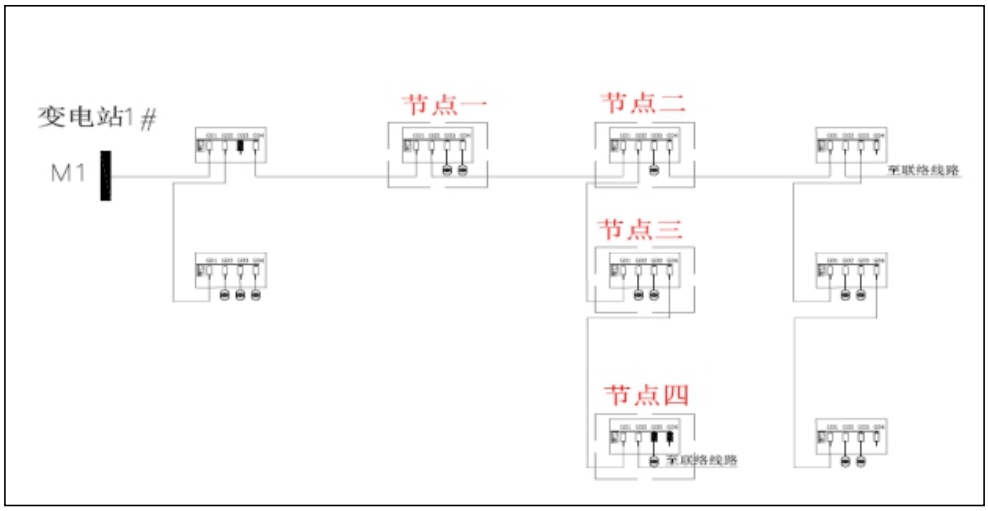


图 H-3 节点示意图（电缆线路）

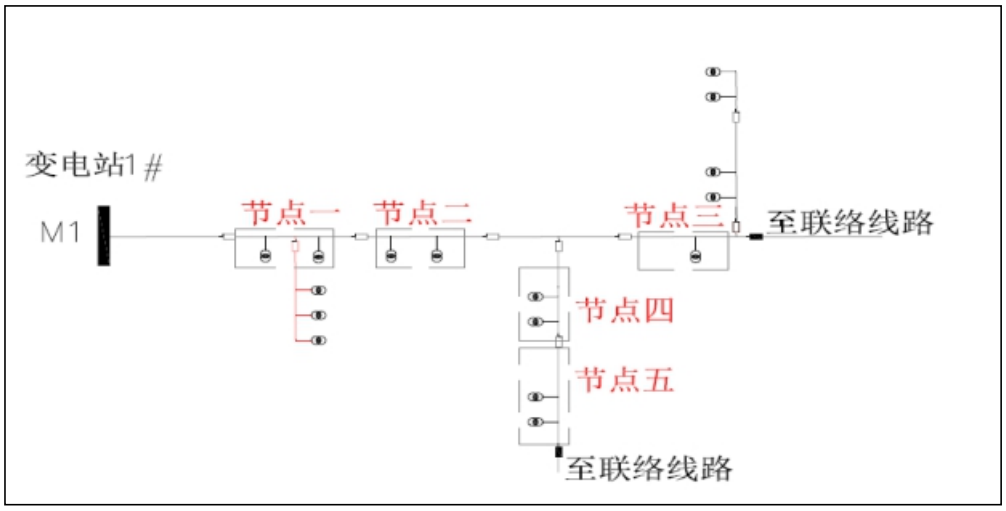
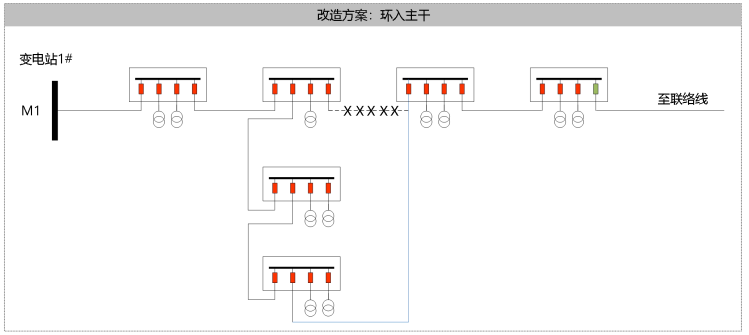
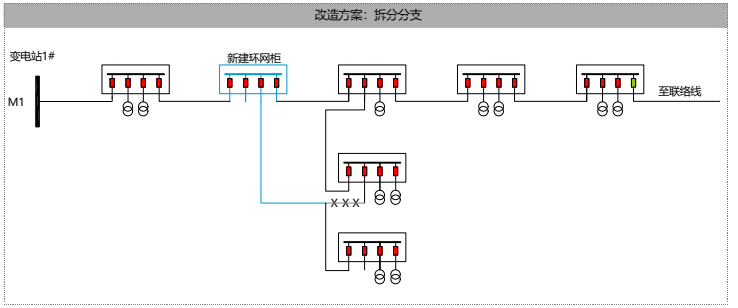


图 H-4 节点示意图（架空线路）

H.6 配变“挂灯笼”定义：是指配变（包括公变和专变）直接 T 接于主干线或未设置分界断路器（或自动化开关）分支线的情形，在配变故障时影响线路供电可靠性。

H.7 配变“挂灯笼”改造指引如表 H-2 所示。

表 H-1 分支线改造策略

分支线改造策略		定义	适用情况（同时满足）	改造要求	典型方案
环入主干层		将分支环入主干，在不停电作业过程中可以通过转供电的方式给原来的分支用户供电。	1）分支末端环网柜有备用间隔 2）分支线有 1 个以上环网柜可进行配电自动化改造	1）分支线环入主干后，应重新核算节点的负荷和用户数，合理配置自动化选点，原分支线上的环网柜至少应配置一个自动化三遥点。 2）在改造过程中需要考虑分支线路与主干线路导线型号的匹配问题。	
分支线拆分	拆分至同一主干环网	将分支线分拆为 2 回或以上分支线，分别改接至主干环网，或拆分至周边有裕度的线路，以此减少单一分支的用户数。	1）分支末端环网柜无备用间隔，但分支线中段有具备备用间隔的环网柜 2）分支线首端和中段环网柜能进行配电自动化改造，或加装分支断路器	1）应按照用户均分的原则拆分分支线； 2）拆分后形成的小分支，当分支线中压用户接近 10 户或低压客户接近 1000 户时，应在分支线首端设置自动化分界断路器，实现支线故障快速隔离。	

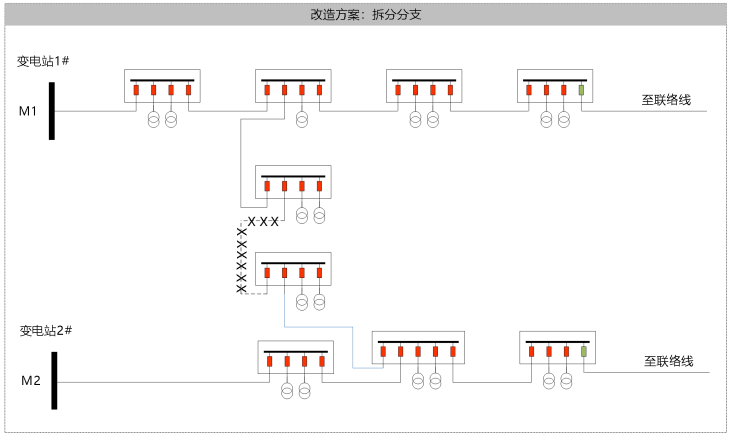
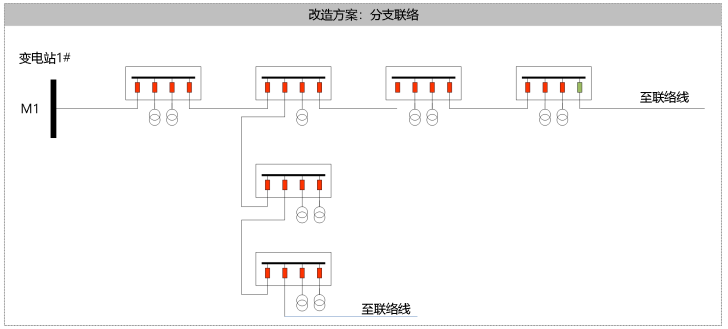
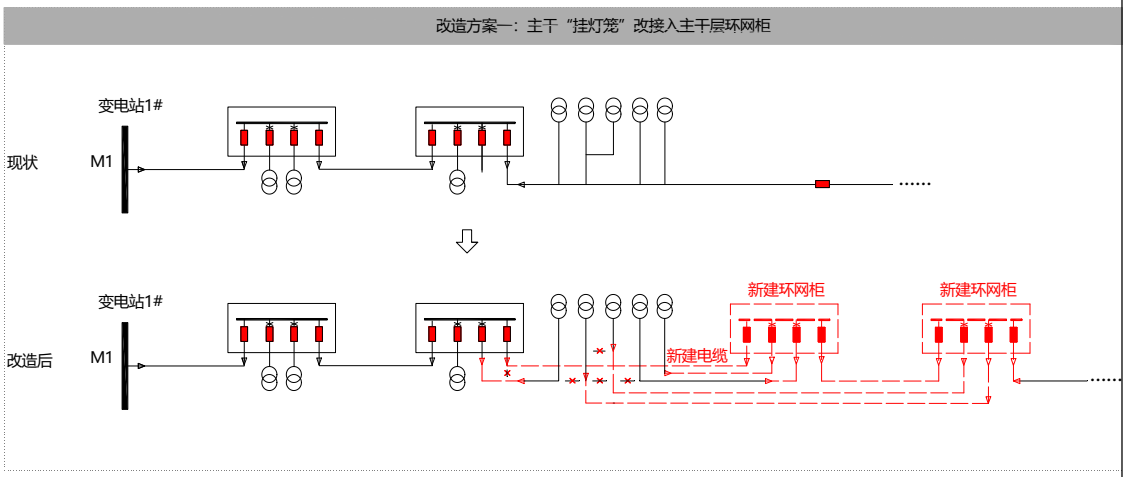
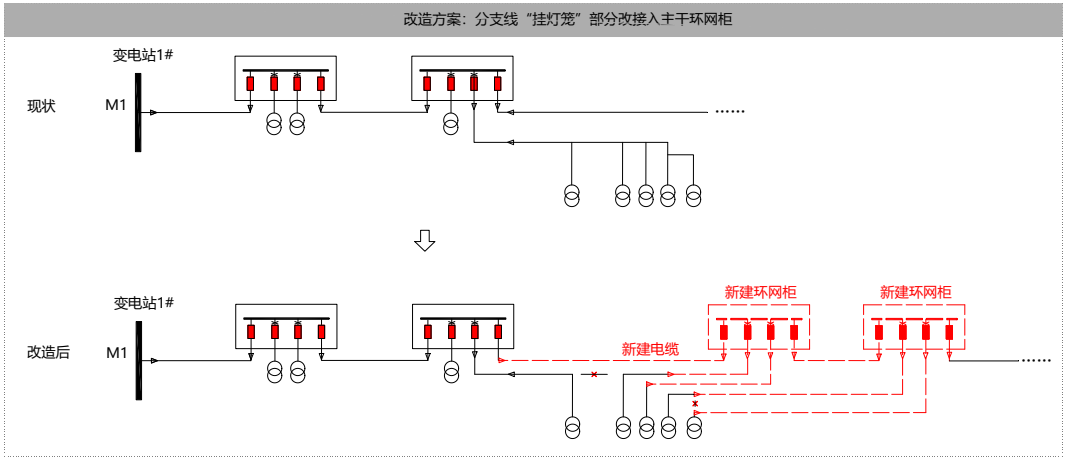
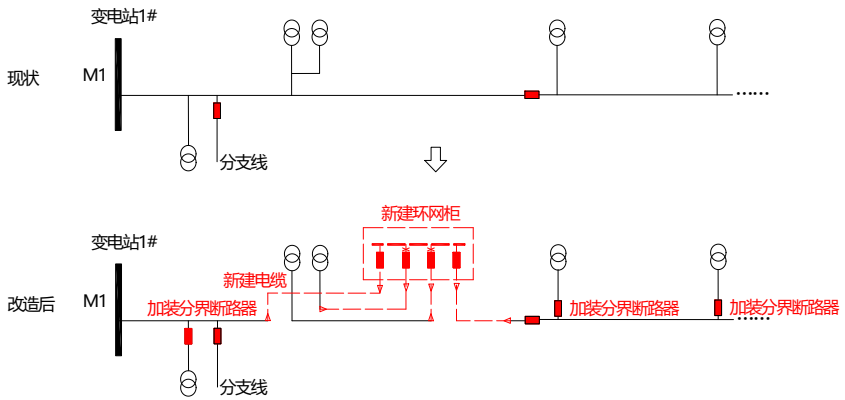
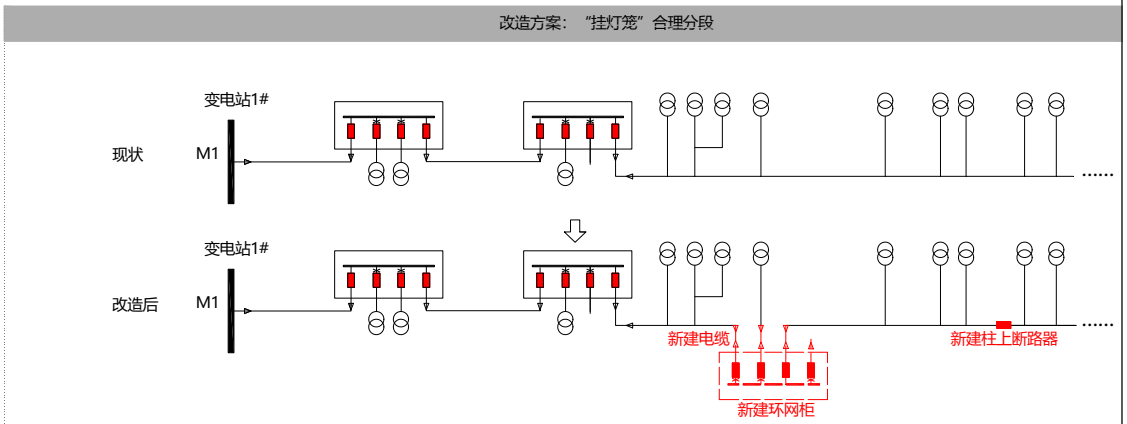
分支线改造策略		定义	适用情况（同时满足）	改造要求	典型方案
	拆分至周边线路				
分支联络（过渡方案）		将分支线上某一个环网柜作为联络节点，与其他线路联络。	1）末端分支环网柜有备用间隔 2）分支线首端和末端环网柜能够进行配电自动化改造	1）应考虑形成站间联络。 2）优化选择联络点，缩短原支线供电半径。两回新形成的主干线路长度不宜超过 15km。 3）原有线路若不满足转供条件，可考虑进行局部线路改造。	

表 H-2 配变“挂灯笼”情况改造指引

配变“挂灯笼”改造指引	定义	适用情况（同时满足）	改造要求	典型方案
主干“挂灯笼”改接入主干层环网柜	将主干线上直接 T 接的配变改接入主干新建环网柜或就近已有环网柜备用间隔，新建部分主干线，在不停电作业过程中可以通过转供电的方式给线路其他用户供电，涉及改造的公变供电用户可通过应急电源车等方式临时供电。	1）针对电缆线路或架空电缆混合线路，主干“挂灯笼”比较集中，就近有新建环网柜位置或就近原有环网柜具备接入备用间隔条件。 2）新建环网柜应具备配电自动化功能，存量环网柜应满足网公司和公司配网自动化建设需求。	1）主干“挂灯笼”接入主干环网柜后，应重新核算节点的负荷和用户数，合理配置自动化选点。 2）在改造过程中需要考虑节点不超容，即：①A+类供电区：每个节点中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 800 户。②A 类供电区：每个节点中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 1000 户。 3）存在架空电缆混合线路主干“挂灯笼”时，除以上要求外还应考虑预留针对架空线的带电作业操作空间。	

配变“挂灯笼”改造指引	定义	适用情况（同时满足）	改造要求	典型方案
分支线“挂灯笼”部分改接入主干环网柜	将分支线上直接 T 接的配变改接入主干新建环网柜或就近已有环网柜备用间隔，新建部分主干线，在不停电作业过程中可以通过转供电的方式给线路其他用户供电，涉及改造的公变供带用户可通过应急电源车等方式临时供电。	1）针对电缆线路或架空电缆混合线路，分支线“挂灯笼”比较集中，就近有新建环网柜位置或就近原有环网柜具备接入备用间隔条件。 2）新建环网柜应具备配电自动化功能，存量环网柜应满足网公司和公司配网自动化建设需求。	1）分支线“挂灯笼”接入主干环网柜后，应重新核算节点的负荷和用户数，合理配置自动化选点。 2）在改造过程中需要考虑节点不超容，即：①A+类供电区：每个节点中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 800 户。②A 类供电区：每个节点中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 1000 户。 3）存在架空电缆混合线路分支线挂灯笼时，除以上要求外还应考虑预留针对架空线的带电作业操作空间。	

配变“挂灯笼”改造指引	定义	适用情况（同时满足）	改造要求	典型方案
架空线路“挂灯笼”就近接入现有分支线	架空线路“灯笼”分散分布，优先增加分界断路器，其次改接入就近已有环网柜备用间隔或主干新建环网柜间隔。	1）针对架空线路配变“挂灯笼”比较分散的情况，优先考虑应在 T 接点处加装分界断路器，其次在条件允许下改接入就近已有环网柜备用间隔或主干新建环网柜间隔。 2）新建开关设备应具备配电自动化功能，存量环开关应满足网公司和公司配网自动化建设需求。	1）架空线路“挂灯笼”改接入分支线后，应重新核算分段/节点的负荷和用户数，合理配置自动化选点。 2）在改造过程中需要考虑分段/节点/分支线不超容，即：①A+类供电区：每个分段/分支线中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 800 户。②A 类供电区：每个分段/分支线中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 1000 户。 3）架空线路应考虑合理分段，以及预留相应带电作业操作空间。	改造方案：架空线路“挂灯笼”就近接入现有分支线 

配变“挂灯笼”改造指引	定义	适用情况（同时满足）	改造要求	典型方案
“挂灯笼”合理分段	“灯笼”分散分布，同时因场地建设条件影响，配变无法全部改接入就近已有环网柜备用间隔或主干新建环网柜间隔，仅可通过新建环网柜或柱上断路器进行合理分段。	1）针对配变“挂灯笼”比较分散的情况，且受场地建设条件影响的，新建环网柜或柱上断路器进行合理分段，具备条件的配变可接入就近已有环网柜备用间隔或主干新建环网柜间隔。 2）新建开关设备应具备配电自动化功能，存量环开关应满足网公司和公司配网自动化建设需求。	1）合理分段后，应重新核算分段/节点的负荷和用户数，合理配置自动化选点。 2）在改造过程中需要考虑分段/节点/分支线不超容，即：①A+类供电区：每个分段/分支线中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 800 户。②A 类供电区：每个分段/分支线中压用户不超过 10 户或低压客户不超过 1000 户。 3）架空线路应考虑合理分段，以及预留相应带电作业操作空间。	

附录 I　基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引策略

基于《中国南方电网有限责任公司电力事故事件调查规程（2021 版）》和中压线路供电安全水平要求，结合深圳电网可靠性特征线路影响范围分析成果，细化并提出关于基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引策略，具体如下表所示。

表 I-1 基于供电安全准则的中压线路供带用户数控制细化指引策略

线路供带中压用户数范围（户/回）	线路供带低压用户数范围（户/回）	指引策略	判定依据
30 及以上	6000 及以上	1）10（20）kV 线路正常运行或“N-1 停运”方式下，必须严格控制单回线路供带中压、低压用户数分别不超过 30、6000 户。 2）非正常运行方式馈线组应尽快恢复为正常运行方式。 3）过渡期间应重点加强不停电作业等运维手段以减少检修和故障停电影响范围。	《调规》四级事件判定标准：市区或城镇减供负荷（不含 110kV 以上直供大用户）在 30MW 以上 50MW 以下或停电影响用户数量在 6000 户以上 1 万户以下。
10-30	2000-6000	1）A+类区域：满足公司供电安全准则，主干线路两个相邻三遥自动化开关之间控制中压用户数应不超过 10 户或低压用户数 800 户，且满足节点控制要求。 2）A 类区域：满足公司供电安全准则，主干线路两个相邻三遥自动化开关之间控制中压用户数应不超过 10 户或低压用户数 1000 户，且满足节点控制要求。 3）优先解决供带中压、低压用户数分别在 10-30 户之间、4000 户及以上的可靠性高损潜在风险线路，应重点加强自动化建设和运维手段。	1）《调规》五级事件判定标准：市区或城镇减供负荷（不含 110kV 以上直供大用户）在 10MW 以上 30MW 以下或停电影响用户数量在 2000 户以上 6000 户以下。 2）全局特征线路供带低压用户数超 4000 户后故障概率呈现阶跃攀升趋势。
10 以下	2000 以下	至少满足配网自动化“一分段一联络”要求，且分段应设置在用户分布均衡点。	《调规》六级事件判定标准：市区或城镇减供负荷（不含 110kV 以上直供大用户）在 5MW 以上 10MW 以下或停电影响用户数量在 1000 户以上 2000 户以下。

注 1：线路供带中、低压用户数范围（户/回）为或关系。

注 2：未指出供电分区的条款适用于 A+、A 类供电区；2、适用于 10、20 千伏电压等级线路。