

DB 11

北京市地方标准

DB11/T ××××—××××

城市副中心 新型电力系统 10kV 及以下配
电网设施配置技术规范

Technical specification for the configuration of 10kV and below
distribution network facilities for new power system of Beijing municipal
administrative center

(征求意见稿)

××××—××—××发布

××××—××—××实施

北京市市场监督管理局 发布

目 次

前 言.....2

1 范围.....3

2 规范性引用文件..... 3

3 术语和定义.....5

4 基本要求..... 9

5 一般技术原则.....9

6 配电网结构.....12

7 分布式电源接入..... 14

8 电动汽车、电动自行车充换电设施接入.....18

9 电化学储能系统接入..... 20

10 电力用户接入..... 20

11 配电网设备设施.....25

12 配电自动化及通信.....31

13 继电保护.....34

14 数字化..... 35

附 录 A （资料性） 10kV 架空网典型接线.....37

附 录 B （资料性） 10kV 电缆网典型接线..... 38

前 言

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

本文件由北京城市副中心管委会提出并归口。

本文件由北京城市副中心管委会组织实施。

本文件起草单位：国网北京市电力公司 国网北京通州供电公司

本文件主要起草人：XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

城市副中心 新型电力系统 10kV 及以下配电网设施配置 技术规范

1 范围

本文件规定了北京城市副中心新型电力系统10kV及以下配电网的网架结构、设备设施、自动化、数字化、通信、继电保护、分布式电源接入、电化学储能系统接入、电力用户接入、电动汽车充换电设施接入的基本要求。

本文件适用于北京城市副中心范围内新型电力系统10kV及以下配电网设施的规划、设计、建设及改造。

2 规范性引用文件

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

GB/T 156 标准电压
GB 3096 声环境质量标准
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 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 14549 电能质量公用电网谐波
GB/T 15543 电能质量三相电压不平衡
GB/T 15945 电能质量电力系统频率偏差
GB/T 18857 配电线路带电作业技术导则
GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级
GB/T 22239 信息安全技术 网络防护安全等级保护基本要求
GB/T 23858 检查井盖
GB 26859 电力安全工作规程 电力线路部分
GB/T 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/T 30137 电能质量 电压暂降与短时中断
GB/T 31989 高压电力用户用电安全
GB/T 33589 微电网接入电力系统技术规定
GB/T 33593 分布式电源并网技术要求
GB/T 36278 电动汽车充换电设施接入配电网技术规范
GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定
GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
GB 50016 建筑设计防火规范
GB 50052 供配电系统设计规范

GB 50053 20kV及以下变电所设计规范
GB 50054 低压配电设计规范
GB 50061 66kV及以下架空电力线路设计规范
GB 50147 电气装置安装工程高压电器施工及验收规范
GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB 50168 电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准
GB 50173 电气装置安装工程66kV及以下架空电力线路施工及验收规范
GB 50217 电力工程电缆设计标准
GB 50293 城市电力规划规范
GB 50352 民用建筑设计统一标准
GB 50613 城市配电网规划设计规范
GB 50966 电动汽车充电站设计规范
GB 51302 架空绝缘配电线路设计标准
NB/T 32015 分布式电源接入配电网技术规定
NB/T 33010 分布式电源接入电网运行控制规范
NB/T 33011 分布式电源接入电网测试技术规范
NB/T 33012 分布式电源接入电网监控系统功能规范
DL/T 256 城市电网供电安全标准
DL/T 516 电力调度自动化系统运行管理规程
DL/T 544 电力通信运行管理规程
DL/T 596 电力设备预防性试验规程
DL/T 698 电能信息采集与管理系统
DL/T 836 供电系统供电可靠性评价规程
DL/T 985 配电变压器能效技术经济评价导则
DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程
DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T 5220 10kV及以下架空配电线路设计规范
DL/T 5221 城市电力电缆线路设计技术规定
DL/T 5352 高压配电装置设计规范
DL/T 5542 配电网规划设计规程
DL/T 5729 配电网规划设计技术导则
DB11/T 147 检查井盖结构、安全技术规范
DB11/T 527 配电室安全管理规范
DB11/T 963 电力管道建设技术规范
DB11/ 1134 高压电力用户安全用电规范
DB11/T 1455 电动汽车充电基础设施规划设计标准
DB11/ 1624 电动自行车停放场所防火设计标准
DB11/T 1894 10kV及以下配电网设施配置技术规范
国家发展和改革委员会令第14号 电力监控系统安全防护规定

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

新型电力系统 new power system

以新能源为供给主体、以确保能源电力安全为基本前提、以满足经济社会发展电力需求为首要目标，以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。

3.2

配电网 distribution network

从电源侧（输电网、发电设施、分布式电源等）接受电能，并通过配电设施逐级或就地分配给各类用户的电力网络，对应电压等级一般为110kV及以下。其中，110kV-35kV电网为高压配电网，10（20、6）kV电网为中压配电网，220/380V电网为低压配电网。

3.3

新型配电系统 new distribution network

包含源、网、荷、储四类要素，是向用户供应电能、分配电能以及接入分布式电源的重要环节，是承载分布式新能源规模化供给、灵活性调节资源规模化接入、能源消费高度电气化的枢纽平台，是新型电力系统形态在中低压配电网的体现。具有能源供给清洁化、多元化，网架结构有源化、柔性化，设备电力电子化、智能化，用户负荷多样化、互动化，运营管理数字化、集约化，能源服务平台化、生态化的特点。

3.4

开关站 switching substation

设有10kV配电进出线、对功率进行再分配的配电装置，相当于变电站母线的延伸，可用于解决变电站进出线间隔数量有限或进出线走廊空间受限，并在区域中起到电源支撑的作用。

3.5

电缆分界室 cabled division facilities

用于10kV电缆线路环进环出及分接负荷，且不含配电变压器的户内配电设备及土建设施的总称。

3.6

配电室 power distribution room

设有10kV配电进线（可有少量出线）、配电变压器和低压配电装置，带有低压负荷的户内配电场所，分为公用配电室和用户配电室。

3.7

环网柜 ring main unit

用于10kV电缆线路环进环出及分接负荷的配电装置。环网柜中用于环进环出的开关—及用于分接负荷的开关一般采用断路器。环网柜按结构可分为共箱型和间隔型，一般按每个间隔或每个开关称为一面环网柜。

3.8

开闭器 ring main unit cabinet

安装于户外、由多面环网柜组成、有外箱壳防护，用于10kV电缆环进环出及分接负荷、且不含配电变压器的配电设施。

3.9

箱式变压器 cabinet/pad-mounted distribution substation

由10kV开关、配电变压器、低压出线开关、无功补偿装置、计量装置等设备共同安装于一个封闭箱体户的户外配电装置，分为公用箱式变压器和用户箱式变压器。

3.10

电力箱体“三化” invisible、miniaturized、exquisite electric cabinet

电力、照明及其他设施供电所需的开闭器、箱式变压器等具备隐形化、小型化、景观化特点。隐形化是指通过迁移入建筑物、入地等方式，实现电力箱体隐蔽设置；小型化是指通过新技术、新材料、新工艺，实现电力箱体外形尺寸、占地面积最小化；景观化是指通过外形设计、外观装饰等方式，实现电力箱体与周边环境相融合。

3.11

配电自动化系统 distribution automation system

应用现代电子技术、通信技术、计算机及网络技术，将配电网实时信息、离线信息、用户信息、电网结构参数、地理信息进行安全集成，构成完整的自动化及管理系统，实现配电网正常运行及事故情况下的监测、保护、控制和配电管理。它是配电自动化与配电管理集成为一体的系统。

3.12

10kV通信接入网 10kV communication access network

10kV出线至配电网开关站、配电室、分界室、开闭器、柱上开关、配电变压器、分布式电源站点、电动汽车充换电站等之间配置的通信网。

3.13

分布式电源 distributed resources

在用户所在场地或附近建设安装、运行方式以用户侧自发自用为主、多余电量上网，且以配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施。包括太阳能、天然气、生物质能、风能、地热能、海洋能、资源综合利用发电（含煤矿瓦斯发电）等。

3.14

能源运营平台 energy operation corp

具有能源信息的汇集管理、设备运行的监控调度及数据共享、业务融合等功能的综合性平台，包括碳监测系统、虚拟电厂系统、群调群控系统、智能运维系统等系统。

3.15

智能运维系统 intelligent operation and maintenance system

建立在物联网、大数据、云计算、移动应用、人工智能等现代信息技术发展基础上，结合传统电气、自控、通信等领域新技术对配电室设备和环境进行监测，用于支持配电室智能化运维的综合管理系统。

3.16

智能化运维 intelligent operation and maintenance

依托配电室智能运维系统，以实时监测数据为基础，以可视化手段，以智能化功能为依托，利用智能化数据分析技术，实时监控配电室运行状态，结合线下巡检、抢修等工作，共同保障配电室的安全运行，提高运维效率，降低运维成本，实现配电室无人值班，少人值守的运维模式。

3.17

智能运维中心 intelligent operation and maintenance center

依托智能运维系统，具备对所辖各高压电力用户配电室相关设备及其运行情况进行远方监控、调度、运行管理、数据分析、设备操作与维护、隐患排查与消除、巡视、抢修等功能的指挥中心，可由电力用户建立也可由第三方运维服务公司建立。

3.18

智能运维操作队 intelligent operation and maintenance team

依托智能运维系统，负责所辖配电室现场运行维护工作的团队，包括但不限于配电室的设备操作与维护、隐患排查与消除、巡视、抢修等工作。

3.19

交直流柔性互联 AC/DC flexible interconnection

交直流电网通过柔性电力电子互联装置闭环运行，实现交直流电网间潮流双向连续可调。

3.20

虚拟电厂 virtual power plants

通过信息通信技术和软件系统，实现分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等的聚合、协调、优化，作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统，也称负荷聚合商平台。

3.21

负荷聚合商 load aggregator

通过专业技术评估用户的需求响应潜力，整合分散的需求响应资源参与电力系统运营的服务企业。

3.22

碳监测 carbon monitoring

通过综合观测、结合数值模拟、统计分析等手段，获取温室气体排放强度、环境中浓度、生态系统碳汇等碳源汇状况及其变化趋势信息，为应对气候变化和管理提供服务支撑。主要监测对象为《京都议定书》和《多哈修正案》中规定控制的7种人为活动排放的温室气体，包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟化碳、全氟化碳、六氟化硫和三氟化氮。

3.23

碳计量 carbon measurement

即碳排放量计量，针对某种产品，碳排放量是指在生产、运输、使用、回收和处理该产品时产生的平均温室气体量；针对某机构或企业，碳排放量是指其在运作过程中产生的直接、间接和其他碳排放量。

3.24

碳核算 carbon accounting

测量工业活动向地球生物圈直接和间接排放二氧化碳及其当量气体的措施，是指控排企业按照监测计划对碳排放相关参数实施数据收集、统计、记录，并将所有排放相关数据进行计算、累加的一系列活动。

3.25

碳交易 carbon trading

温室气体排放交易权的统称，温室气体排放权交易以每吨二氧化碳当量为计算单位，将二氧化碳排放权作为一种商品，从而形成了二氧化碳排放权的交易，简称碳交易。

3.26

数字电网 digital power grid

以云计算、大数据、物联网、移动互联网、人工智能、区块链等新一代数字技术为核心驱动力，以数据为关键生产要素，以现代电力能源网络与新一代信息网络为基础，通过数字技术与能源企业业务、管理深度融合，不断提高数字化、网络化、智能化水平，而形成的新型能源生态系统。

3.27

低碳电网 low carbon power grid

在电力输送过程中可以实现节能、高效率、低排放等低碳目标的电网。

3.28

低压配电系统物联网 internet of things of low-voltage power distribution network

利用用电信息采集数据集中器、低压边缘融合控制器等设备，以配电台区为最小单元及边缘计算节点，以基于物联网边缘计算的低压边缘融合控制器为配电台区数据中心，构建的低压配电物联网管理体系。

3.29

新型电力负荷控制系统 new power load management system

通过建设采集客户端实时用电信息的基础平台，运用通信技术，计算机技术，自动控制技术对电力负荷进行监控，通过开展电力负荷精准控制盒全量监测，实现电力负荷资源统一监控、统一调度，统一服务。

3.30

供电区域统 power supply area

供电区域是配电网差异化规划的重要基础，用于确定区域内配电网的规划建设标准。主要依据行政级别或饱和负荷密度，也可参考经济发达程度、城市功能地位、用户重要程度、用电水平、GDP等因素确定，供电区域等级可分为A+、A、B、C、D、E六类。

3.31

供电分区power supply partition

在地市或区、县域内部，高压配电网网架结构完整、供电范围相对独立、中压配电网联系较为紧密的区域。

3.32

供电网格power supply mesh

在供电分区划分基础上，与国土空间规划相衔接，具有一定高压配电网供电电源、中压配电网供电范围明确的独立区域。

3.33

供电单元power supply unit

在供电网格划分基础上，结合城市用地功能定位，综合考虑用地属性、负荷密度、供电特性等因素划分的若干个相对独立的单元。

4 基本要求

4.1 坚强智能的配电网是能源互联网基础平台、智慧能源系统核心枢纽的重要组成部分，应安全可靠、经济高效、公平便捷地服务电力客户，并促进分布式可调节资源多类聚合，电、热、冷、气多能互补，实现区域能源管理多级协同，提高能源利用效率，降低社会用能成本，优化电力营商环境，推动能源转型升级。

4.2 配电网应具有科学的网架结构、必备的容量裕度、适当的转供能力、合理的装备水平和必要的数字化、信息化、智能化水平，满足分布式电源和多样化负荷规模化接入需求，提高供电保障能力、应急处置能力、资源配置能力，提升整体效率。

4.3 配电网规划应坚持各级电网协调发展，将配电网作为一个整体系统，满足各组成部分间的协调配合、空间上的优化布局和时间上的合理过渡。各电压等级变电容量应与用电负荷、电源装机和上下级变电容量相匹配，各电压等级电网应具有一定的负荷转移能力，并与上下级电网协调配合、相互支援。

4.4 配电网应面向智慧化发展方向，加大智能终端部署和配电通信网建设，加快推广应用先进信息网络技术、控制技术，推动电网一、二次和信息系统融合发展，提升配电网互联互通能力和智能互动能力，有效支撑分布式能源开发利用和各种用能设施“即插即用”，实现“源、网、荷、储”协调互动，保障个性化、综合化、智能化服务需求，促进能源新业务、新业态、新模式发展。

4.5 配电网应推动电源侧低碳化、清洁化，消费侧高效化、电气化，满足碳计量、碳核算、碳交易等活动对配电网的数据需求，促进形成绿色低碳、环境友好的能源供应和消费体系。

4.6 配电网规划应与地区发展规划相衔接，按行政区开展电力设施空间布局规划，规划成果纳入地方国土空间规划，推动开关站、电缆分界室、配电室站点、线路走廊用地及电缆通道合理预留。

5 一般技术原则

5.1 电压等级

5.1.1 配电网标称电压等级的选择应符合 GB/T 156 的规定，本标准中压配电电压为 10kV、低压配电电压为 220V/380V。

5.2 供电区域划分

5.2.1 依据设计水平年的区域范围、行政级别、饱和负荷密度，参考经济发达程度、用户重要程度、用电水平等划分供电区域。北京地区电网分为五个区域类别，供电区域范围划分如表 1 所示。

表 1 供电区域划分表

供电区域	A+	A	B	C	D
划分范围 [饱和负荷密度 σ (MW/km ²)]	首都功能核心区、城市副中心、中关村科学城、怀柔科学城、亦庄新城核心区等重要区域以及 $\sigma \geq 30$	中心城区、通州、亦庄新城除 A+类区域外地区以及 $15 \leq \sigma < 30$	各新城、工业园和其他开发区以及 $6 \leq \sigma < 15$	全市除 A+、A、B 类以外的平原地区以及 $1 \leq \sigma < 6$	山区（除 A+、A、B、C 类以外的地区）以及 $\sigma < 1$
注 1：供电区域面积一般不小于 5km ² 。 注 2：供电区域划分过程中需计算负荷密度时，应扣除可靠性要求不高的 110kV 高耗能专线负荷，以及高山、水域、森林等无效供电面积。 注 3：首都功能核心区包括东城区、西城区，总面积约 92.5 km ² ；中心城区包括东城区、西城区、朝阳区、海淀区、丰台区、石景山区，总面积约 1378 km ² ；北京城市副中心为原通州新城规划建设区，总面积约 155 km ² 。					

5.3 供电可靠性

5.3.1 各类供电区域的供电可靠性和电压合格率应满足表 2 中的目标。

表 2 供电可靠性和电压合格率目标

供电区域	供电可靠性	电压合格率
A+	年平均停电时间不高于 5min ($\geq 99.999\%$) 高可靠性供电区域户均停电时间不高于 30s ($\geq 99.9999\%$)	100%
A	年平均停电时间不高于 26min ($\geq 99.995\%$)	
B	年平均停电时间不高于 52min ($\geq 99.990\%$)	
C	年平均停电时间不高于 5h ($\geq 99.94\%$)	99.99%
D	年平均停电时间不高于 9h ($\geq 99.90\%$)	99.98%
注 1：供电可靠性、电压合格率基于目标网架测算得出。 注 2：各类供电区域宜由点至面、逐步实现相应的供电可靠性目标。 注 3：供电可靠性计及故障停电和预安排停电（不计系统电源不足导致的限电）。 注 4：高可靠性供电区域为政治用户、党政机关、广播电视、交通枢纽等重要电力用户集中的区域。		

5.4 供电安全准则

5.4.1 A+、A、B、C类供电区域的中压配电网结构应满足供电安全“N-1”准则要求，A+类供电区域高可靠性供电区域应满足“N-1-1”原则，D类供电区域的中压配电网结构可满足供电安全N-1准则的要求。

5.4.2 双电源电力用户应满足供电安全N-1准则的要求。

5.4.3 单电源电力用户非计划停运时，应尽量缩短停电时间。

5.5 电能质量

5.5.1 供电电压偏差

各类电力用户的供电电压偏差限值执行以下规定：

- a) 10kV及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ ；
- b) 220V单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ ， -10% ；
- c) 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。

5.5.2 电压波动和闪变

配电网公共连接点电压波动和闪变应符合GB/T 12326的规定。

5.5.3 电压暂降

配电网公共连接点电压暂降和短时中断的统计和检测按照GB/T 30137的规定执行。

5.5.4 三相电压不平衡

配电网公共连接点的三相电压不平衡度应符合GB/T 15543的规定。

5.5.5 谐波

低压配电网（220V/380V）公共连接点电压总谐波畸变率应小于5%，中压配电网（10kV）公共连接点电压总谐波畸变率应小于4%，分配给用户的谐波电流允许值应保证各级电网公共连接点处谐波电压在限值之内。注入公共连接点的谐波电流允许值、公用电网谐波电压和谐波电流的测量和计算按照GB/T 14549的规定执行。

5.5.6 电网运行方式变动和大负荷接入前，应对电网转供负荷能力进行评估。

5.5.7 中、低压供电回路的元件如开关、电流互感器、电缆及架空线路等载流能力应匹配，不应因单

一元件的载流能力而限制线路可供负荷能力及转移负荷能力。

5.5.8 采用双路或多路电源供电时，供电线路宜采取不同路径架设（敷设）。

5.6 不停电作业技术

5.6.1 配电线路检修维护、用户接入（退出）、改造施工等工作，以不中断用户供电为目标，按照“能带电、不停电”，“更简单、更安全”的原则，优先考虑采取不停电作业方式。

5.6.2 配电网工程方案编制、设计、设备选型等环节，应考虑不停电作业的要求。

5.6.3 配电网不停电作业可采取架空线路带电作业和电缆不停电作业，作业项目和工作要求应按照GB/T 18857的规定执行。

5.7 规划与设计

5.7.1 配电网规划应按照 GB 50613 的规定编制，并适时滚动修编。

5.7.2 根据城乡发展规划和电网规划，结合区域用地的饱和负荷预测结果，确定目标电网的线路走廊路径及通道规模，以满足预期供电容量的增长。

5.7.3 公用架空线路现阶段仍是配电网的重要组成部分，应充分发挥其作用。随着城市建设的不断发展，在有条件的地区应逐步发展电缆网络，电缆通道的建设应与地区规划建设同步实施。

5.7.4 规划 A+、A 类供电区域及北京市政府划定的规划架空线入地区域，不应新设置永久性 10kV 及以下电力架空线路，现状 10kV 及以下电力架空线路应逐步予以入地改造。

5.7.5 市政道路沿线新建开闭器、箱式变压器、低压电缆分支箱等电力箱体应满足电力箱体“三化”要求，现状市政道路沿线不满足“三化”要求电力箱体应结合市政道路建设改造工程逐步进行迁移、改造，满足电力箱体“三化”要求。

5.7.6 配电设备应标准化、免（少）维护、安全可靠、节能环保、与环境协调，并具备通用性、可互换性，考虑不同设备的寿命周期差异，对附着在一次设备上的二次设备，应便于拆卸更换。供电可靠性要求较高、环境条件恶劣及灾害多发的区域，应适当提高设备选型标准。

5.7.7 各地区应结合实际，开展差异化设计和针对性措施，应对严重自然灾害和恶劣运行环境：

- a) 中低压配电架空线路不应跨越铁路、高速公路、一级公路（城市主干路），确需跨越时，应采用电缆从铁路、高等级公路下方穿过，现状跨越铁路、高等级公路的中低压配电架空线路应逐步改造为电缆穿越。
- b) 城市配电网的重要线路应采用电缆；
- c) 通过覆冰地区的架空线路可根据评估结果，采取加强导线强度等防冰措施；
- d) 易受大风、覆冰等影响地区的架空线路应采用钢管塔、加固电杆基础、装设防风拉线、减小档距、减小耐张段长度等措施；
- e) 新建开关站、分界室、配电室以及为电梯、供水、应急照明等重要负荷的用电设施，应设置在地面一层及以上，高于当地防涝用地高程，并设置应急保安用电接口。既有住宅小区结合城市更新和老旧小区改造工程，具备迁移条件的地下站房和重要负荷用电设施应迁移至地面一层；确实无法迁移的，按防涝标准要求加固改造，同时在地上设置应急保安用电接口。

5.8 建设与改造

5.8.1 中压架空和电缆线路应深入低压负荷中心，应采取“小容量、密布点、短半径”的供电方式配置配电变压器，按照“先布点、后增容”的原则进行中低压配电网建设改造。

5.8.2 线路和通道等设备设施应一次性建设改造到位，避免反复增容或升级改造。开关站、分界室、开闭器、配电室应按照目标网架结构及远期用电负荷，确定建设规模和接线方式，站内设施、设备应预留扩展空间。中低压架空主干线路应按照全寿命周期不更换导线原则进行选型。

5.8.3 配电网建设和改造时，根据负荷性质和供电可靠性要求，应预留必要的接入位置或端口，适应应急发电机（车）或移动式配电变压器的快速接入。

5.8.4 配电网设备选型和配置应适应新型电力系统发展要求，在配电自动化实施和规划区域内，应满足配电自动化建设要求一次建成，避免重复改造，所涉及配电设备应预留自动化接口，相关站室预留配电自动化终端安装位置。

5.8.5 电缆通道建设时，应根据建设场合、地质状况采取相适应的敷设方式和管道材料，应采用先进施工技术，防止隧道井壁渗漏水、地基不均匀沉降，封堵设备电缆孔洞、电缆排管端口，避免设备凝露管孔淤塞等。

5.8.6 电力设施应采取技术安防措施，包括开关站智能监控、无线智能监控电缆井盖、配电变压器防盗技术等。

6 配电网结构

6.1 一般要求

6.1.1 配电网应根据供电区域类型、负荷密度及负荷性质、供电可靠性要求等，结合上级电网网架结构、本地区电网现状及廊道规划，合理选择目标电网结构。

6.1.2 A+、A、B、C类供电区域配电网结构应满足以下基本要求：

- a) 正常运行时，各变电站（包括直接配出10kV线路的220kV变电站）应有相对独立的供电范围，供电范围不交叉、不重叠，故障检修时，变电站之间应有一定的负荷转供能力。
- b) 变电站（包括直接配出10kV线路的220kV变电站）的10kV出线所供负荷应均衡，应有合理的分段和联络；故障或检修时，应具有转供非停运段负荷的能力。
- c) 接入一定容量的分布式电源时，应合理选择接入点，控制短路电流及电压水平。
- d) 高可靠性供电区域的配电网结构应具备网络重构的条件，便于实现故障自动隔离。

6.1.3 变电站间和中压线路间的转供能力，主要取决于正常运行时的变压器的容量裕度、线路容量裕度、中压主干线的合理分段数和联络情况等，应满足供电安全准则及以下要求：

- a) 变电站间通过中压配电网转移负荷的比例，A+、A类供电区域应控制在70%至100%，高可靠性供电区域应达到100%，B、C类供电区域应控制在30%至50%。为提高配电网设备利用效率，原则上不设置变电站间中压专用联络线或专用备用线路。
- b) A+、A、B、C类供电区域或中压线路的非停运段负荷应能够全部转移至邻近线路（同一变电站出线）或对端联络线路（不同变电站出线）。

6.1.4 配电网的拓扑结构包括常开点、常闭点、负荷点、电源接入点等，在规划时需合理配置，以保证运行的灵活性。各电压等级配电网的主要结构如下：

- a) 中压配电网结构应适度加强、范围清晰，中压线路之间联络应尽量在同一供电网格之内，避免过多接线组混杂交织，主要有双环式、单环式、多分段适度联络、多分段单联络结构。
- b) 低压配电网实行分区供电，结构应尽量简单，一般采用辐射结构。

6.1.5 在配电网建设的初期及过渡期，可根据供电安全准则求和实际情况，适当简化目标网架作为过渡电网结构。

6.2 10kV 配电网网架结构

6.2.1 各类供电区域 10kV 配电网目标网架结构可参考表 3 确定。

表 3 目标电网结构

供电区域类型	电缆网结构					架空网结构	
	双射式	对射式	单环式	双环式	网格式	多分段、适度（3-4）联络	多分段、适度（2-3）联络
A+			√	√	√		
A			√	√		√	

B	√	√	√	√		√	
C	√	√	√				√
D							√
注 1：架空网结构参见附录 A，电缆网结构参见附录 B。							
注 2：“双射式”指双路放射式，“对射式”指双方向放射式。							
注 3：D 类区域以满足基本用电需求为主，当电源不充足时可仅有一个联络。							

6.2.2 规划 A+、A、B、C 类供电区域 10kV 架空线路应采取多分段、适度联络接线方式；D 类供电区域可采取多分段、单辐射接线方式，具备条件时可采取多分段、适度联络或多分段、单（末端）联络接线方式；符合以下原则：

- a) 架空线路的分段数一般为3段，根据用户数量或线路长度在分段内可适度增加分段开关，缩短故障停电范围，但分段数量不应超过6段；
- b) 架空线路联络点的数量根据周边电源情况和线路负载大小确定，一般不超过3个联络点，联络点应设置于主干线上，且每个分段一般设置1个联络点。

6.2.3 规划 A+类供电区域电缆线路接线方式应采用双环式、单环式，A+供电区域内高可靠性供电网络（单元）可采用网格式接线方式；A、B 类供电区域 10kV 电缆线路接线方式应采用双环式、单环式，C 类供电区域 10kV 电缆线路应采用单环式，符合以下原则：

- a) 规划A+类供电区域中双电源用户较为集中的地区,10kV电缆线路应按双环式结构规划。根据负荷性质、负荷容量及发展可一步到位，亦可初期按双环式、双(对)射接线建设，根据需求和可能逐步过渡至网格式、双环接线。接入双环、双射、对射网的电缆分界室和配电室的两段母线之间可配置手动操作的母联开关；
- b) 规划A、B类供电区域中双电源用户较为集中的地区，10kV电缆线路应按双环式结构规划。根据负荷性质、负荷容量及发展可一步到位，亦可初期按双(对)射接线建设，根据需求和可能逐步过渡至双环接线。接入双环、双射、对射网的环网室和配电室的两段母线之间可配置手动操作的母联开关；
- c) 规划 A+、A、B、C 类供电区域中单电源用户较为集中的地区，10kV 电缆线路应按单环式结构规划。组成单环网的2条配电线路应来自不同变电站或开关站，电源点受限时可来自同一变电站或开关站的不同母线。

6.2.4 组成电缆双环式结构的线路应来自不同变电站或开关站，满足变电站全停负荷转移率目标要求及电缆线路 N-1 运行要求。形成双环网的主要方式为：

- a) 现状变电站馈出的电缆线路分界室与对端变电站馈出电缆线路分界室形成双环网接线方式；
- b) 现状开关站馈出的电缆线路分界室或配电室与对端开关站馈出电缆线路分界室或配电室形成双环网接线方式，现状开关站与对端开关站上级电源应为不同变电站；
- c) 现状变电站供电的开关站与对端变电站供电的开关站形成双环网接线方式，双环网内串接开关站的数量最大为2座。

6.3 220/380V 配电网结构

- 6.3.1 220/380V 配电网应以配电变压器或配电室的供电范围进行分区供电，不宜交叉或重叠，一般采用放射式、树干式、环式接线等形式，主干线路运行负载率不应超过额定载流量 50%。
- 6.3.2 环式接线电源应引自不同配电变压器的 220/380V 母线。
- 6.3.3 220/380V 配电网网架结构应简洁，以利于配电网设施的级间配合。

6.3.4 在建筑物内，应采用树干式或分区树干式配电网结构，对集中负荷或重要用电设备，应采用放射式配电网结构。

6.3.5 多路供电的重要电力用户，对电源切换有特殊要求的负荷可配置机械或电力电子快速切换设备。

6.3.6 在分布式电源及储能装置集中并网的配电台区可采用交直流混合供电方式，并通过低压柔性互联系统实现配电台区间的柔性互联。

7 分布式电源接入

7.1 接入一般技术原则

7.1.1 分布式电源接入配电网的电压等级，可根据装机容量进行初步选择：在分布式电源容量合计不超过配电变压器额定容量和线路允许载流的条件下，**8kW** 及以下可接入 **220V** 电压等级；**8kW~400kW** 可接入 **380V** 电压等级；**400kW~6000kW** 可接入 **10kV** 电压等级；并网总装机容量超过 **6000kW**，宜采用多并网点接入 **10kV** 电压等级；**10kV** 电压等级分布式电源项目建议采用专线方式接入系统，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比较选择论证确定。若高低两级电压均具备接入条件，优先采用低电压等级接入。

7.1.2 分布式电源接入系统方案应明确用户进线开关、并网点位置，并对接入分布式电源的配电线路载流量、变压器容量进行校核，电网侧设备选型应按用户用电报装容量进行核算。接有分布式电源的配电变压器台区，不得与其他台区建立低压联络（配电室低压母线间联络除外）；分布式电源接入时应综合考虑该区域已接入的分布式电源情况。

7.1.3 分布式电源并网运行，应装设专用的并、解列装置和开关（建议使用具备远程控制功能的智能型开关）。解列装置应具备电压、频率保护，同时应装设电网企业和电力监管机构相关标准要求规定的保护装置，满足相关运行技术要求。分布式电源故障时应立即与电网解列，在电网正常运行后方可重新同期并网。

7.1.4 分布式电源并网运行信息采集及传输应同时满足 **NB/T 33012** 和《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会令第 **14** 号[2014]）等国家相关规定的要求。

7.1.5 分布式电源接入后，其与公用电网连接处的电压偏差、电压波动和闪变、谐波、三相电压不平衡、间谐波等电能质量指标应满足 **GB/T 12325**、**GB/T 12326**、**GB/T 14549**、**GB/T 15543**、**GB/T 24337** 等电能质量国家标准的要求。

7.1.6 分布式电源继电保护和安全自动装置配置应符合相关继电保护技术规程、运行规程和反事故措施的规定。

7.1.7 分布式电源接入后，被接入变电站母线的最大短路电流不应大于 **20kA**，且比没有接入分布式电源时的上升幅度小于 **2kA**，分布式电源 **10kV** 接入点的最大短路电流也不应大于 **20kA**。

7.1.8 接入分布式电源的 **380（220）V** 用户进线计量装置后开关以及 **10（35）kV** 用户公共连接点处分界开关，应具备电网侧失压延时跳闸、用户单侧及两侧有压闭锁合闸、电网侧有压延时自动合闸等功能，确保电网设备、检修（抢修）作业人员以及同网其他客户的设备/人身安全。其中，**380（220）V** 用户进线计量装置后开关失压跳闸定值宜整定为 **20%UN**、**10s**，检有压定值宜整定为大于 **85%UN**。

7.1.9 装机容量大于 **400kW** 的分布式电源用户应能接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化控制指令，满足本标准 **7.5** 的要求。对于由同一业主开发的整县屋顶分布式光伏发

电项目或分布式电源聚合商，应配置集中监控系统，具备接收调度控制指令的能力，有功功率控制应满足电力系统调度控制要求。

7.1.10 配置有全线差动保护功能的分布式光伏电站，应采用光纤通信方式，在不满足光纤建设的情况下，需论证无线通信通道指标可行性后采用无线通信方式。

7.1.11 通过 10kV 电压等级并网的分布式光伏的测控装置应具备对时功能，可以采用北斗或 GPS 对时方式，也可采用网络对时方式。

7.1.12 分布式光伏通信运行、调度自动化和并网运行信息采集、传输及安全防护应满足 GB/T 36572、DL/T 516、DL/T 544、国家发展改革委员会 2014 年第 14 号令等相关制度标准要求。

7.2 分布式光伏电站接入

7.2.1 分布式光伏接入电压等级、接入形式（交流或直流）应根据装机容量（以单并网点汇集规模计算）、传输能力、对电网造成的影响等因素进行选择。分布式光伏接入配电系统方式分为交流接入及直流接入两种方式：

- a) 分布式光伏接入容量 $\leq 400\text{kW}$ 且并网线路长度 $\leq 500\text{m}$ 的，可采用 $\pm 375\text{V}$ 直流或 220/380V 交流接入方式；
- b) 分布式光伏接入容量 $\leq 400\text{kW}$ 、并网线路长度介于 500m~1000m 之间的，采用 $\pm 375\text{V}$ 直流接入方式；
- c) 分布式光伏接入容量介于 400kW~500kW 之间且并网线路长度 $\leq 1000\text{m}$ 的，优先采用 $\pm 375\text{V}$ 直流接入方式；
- d) 分布式光伏接入容量 $> 400\text{kW}$ 且并网线路长度 $> 1000\text{m}$ 的，采用 10kV 交流接入方式；
- e) 分布式光伏接入容量介于 500kW~6MW 的，采用 10kV 交流接入方式。

7.2.2 配电台区因分布式光伏接入出现以下问题时，应采用台区柔性互联方式：

- a) 分布式光伏分别接入各自治台区时，存在运行电压越线、台区过载等运行风险；
- b) 互联台区间供电负荷特性存在时空互补特征、台区用电负载率水平差异较大；
- c) 互联台区通过低压互联互通，较互联前分布式光伏接入消纳能力改善效果明显。

7.3 并网测试

7.3.1 通过 220V/380V 电压等级接入电网的分布式电源，应按 NB/T 33011 的要求进行测试，并应在并网前向电网企业提供由具备相应资质的单位或部门出具的设备检测报告，检测结果应符合 NB/T 32015 的相关要求。

7.3.2 通过 10kV 电压等级接入电网的分布式电源，应按 NB/T 33011 的要求进行测试，并应在并网后 6 个月内向电网企业提供运行特性检测报告，检测结果应符合 NB/T 32015 的相关要求。

7.3.3 分布式电源接入配电网的检测点为电源并网点，应由具备相应资质的单位或部门进行检测，并在检测前将检测方案报所接入电网调度机构备案。

7.3.4 检测内容

检测应按照国家或有关行业对分布式电源并网运行制定的相关标准或规定进行，应包括但不限于以下内容：

- a) 功率控制和电压调节；
- b) 电能质量；
- c) 运行适应性；
- d) 安全与保护功能（包括电压与频率保护、线路保护、防孤岛保护等）；

e) 启停对电网的影响；

7.4 运行维护原则

7.4.1 分布式电源并网前，配电网运维单位应组织对分布式电源的防孤岛保护、逆功率保护（自发自用，余电不上网分布式电源）进行测试；对公共连接点的电能质量、功率因数进行检测；对分布式电源的逆变器、继电保护装置、通信装置及分布式电源接入引起的公共配电网改造部分进行验收。

7.4.2 分布式电源并网运行应满足 NB/T 33010 的要求，接入 10kV 配电网的分布式电源，其调度运行管理应按照电源性质实行，系统侧设备消缺、检修优先采用不停电作业方式，系统侧设备停电检修工作结束后，分布式电源用户应按次序逐一并网。接入 220V/380V 配电网的分布式电源，系统侧设备消缺、检修优先采用不停电作业方式，系统侧设备停电消缺、检修，应按照供电服务相关规定，提前通知分布式电源用户。

7.4.3 接有分布式电源的配电网电气设备倒闸操作和运维检修，应严格执行 GB 26859 等有关安全组织措施和技术措施要求。

7.5 分布式电源有功功率群调群控

7.5.1 分布式电源的分类、配置通信方式、运行数据接入系统参照表 4 确定。

表 4 分布式电源分类表

类别	名称	容量	属性	通信方式	终端配置要求	运行数据接入系统
A类	大容量分布式电源	大于等于 6MW	非自然人，企业、园区	光纤或 5G 通信	调度数据网或分布式电源综合控制终端	区级电网控制系统
B类	聚合型分布式电源	400kW 至 6MW	非自然人，企业、园区或基于分布式电源送电为主的用户	光纤或 5G 通信	分布式电源综合控制终端	分布式电源群调群控系统
C类	一般用户分布式电源	小于等于 400kW	一般用户（自然人）等以自发自用为主余电上网的用户	4G 或 5G 通信	智能融合终端	用电采集系统

7.5.2 群调群控系统应支持以下方式，实现对分布式电源的“可观、可测、可控、可调”：

a) 对于A类分布式电源，由区级电网调度控制中心的调度控制系统通过调度数据网进行整体接入控制，实现“可控、可调”；群调群控系统应与地调系统进行信息交互，获取分布式光伏容量、实时有功、无功量测等数据，满足“可观、可测”的要求。

b) 对于B类分布式电源，群调群控系统应采用直采直控的方式接入B类分布式电源的实时量测数据，具备对B类分布式电源有功、无功的实时调节能力，满足“可观、可测、可控、可调”的要求。

c) 对于C类分布式电源，群调群控系统应通过市级电网调度控制中心调控云平台获取用电采集系统中的C类分布式电源容量、实时有功、无功量测等数据，满足“可观、可测”的要求；在用电采集系统具备对用户分布式光伏调节功能的情况下，群调群控系统具备通过市调调控云平台对C类分布式电源调节的扩展功能，满足“可控、可调”的要求。

7.5.3 分布式电源群调群控综合控制终端技术要求如下：

- a) 数据传输要求：
- 1)应支持采集总开关、智能并网开关、分路监测单元、逆变器、储能等设备的数据并上传至主站；
 - 2) 上行通信应支持DL/T 634.5104协议，支持同时与不少于两个主站通信，数据传输通道宜采用5G通信；
 - 3)下行通信应支持 DL/T645-2007、DL/T645-1997电能表通信协议，支持标准或特定的MODBUS RTU串行通信协议或MODBUS TCP协议；
 - 4) 综合控制终端与逆变器、电能表、智能并网开关、分路（支）监测单元、储能等传输通道可采用RS-485总线、宽带载波、Lora、以太网等通信方式；
- b) 数据采集与处理要求：
- 1)应能采集并网点电压、电流、功率、功率因数等；
 - 2) 应能采集位置状态、控制输出回路开关接入状态和其它状态信息，发生变位时应存储事件并主动上报；
 - 3) 应能采集智能并网开关的分/合状态、电压/电流和事件报警等信息，并可以控制开关分合；
 - 4) 应能采集逆变器包括但不限于以下数据：逆变器状态、电流、电压、功率、功率因数、发电量、有功功率设定值、无功功率设定值、功率因数设定值等，并支持有功、无功、功率因数的调节；
 - 5) 应能采集储能PCS包括但不限于以下数据：电池电压、模组温度、充放电量、电流、电压、功率、功率因数等，并支持有功、无功、功率因数的调节；
 - 6) 终端按照要求可以采集所辖范围内其他端设备数据并上送主站。
- c) 控制功能要求：
- 1)具备开出节点，能够与各种类型断路器、负荷开关、智能开关配合执行分合闸操作同一时刻不允许两个主站对同一个遥控点进行遥控；遥控过程通讯中断，遥控应自动取消；
 - 2) AGC/AVC群调群控要求：作为区域功率、电压调节的聚合中心，实现区域内AGC/AVC功能，将调度的目标值经逻辑计算后分散到每个逆变器，实现闭环调节；
 - 3) 校时功能要求：支持北斗卫星、GPS或主站时钟校时功能。综合监控终端应有计时单元，在无对时源的情况下，其守时精度应 $\leq \pm 2s/d$ ；
 - 4) 电能质量监测要求：应具备电压监测、谐波监测、电压不平衡度越限、电流不平衡度越限等监测要求，并将监测结果上送给主站。

7.5.4 分布式电源与相关系统通信的要求满足本标准13.2要求。

8 电动汽车、电动自行车充换电设施接入

8.1 接入一般技术原则

8.1.1 充换电设施所选择的标准电压应符合国家标准 GB/T 156 的要求。供电电压等级应根据充换电设施的负荷，经过技术经济比较后确定。供电电压等级一般可参照表 5 确定。

表 5 充换电设施供电电压等级

供电电压等级 kV	充换电设施总负荷
0.22	10kW 及以下单相设备

0.38	100kW 及以下
10	100kW 以上

8.1.2 根据峰谷电价政策，在满足用车需求的前提下可采取随机延时、排队延时合闸等技术措施保证

有序充电，避免高峰负荷叠加，改善电网负荷特性，提高电网运行经济性、可靠性。

8.1.3 采用 220V 电压等级供电的充电设施，应接入低压电缆分支箱或低压配电箱；采用 380V 电压等级供电充电设备，应接入低压线路或变压器的低压母线；采用 10kV 电压等级供电的充换电设施，总容量小于 4000kVA 的，在上级电源及线路供电容量允许的情况下，应接入公用电网 10kV 线路或分界室等，总容量大于 4000kVA 的应采用变电站或开关站馈出的专用线路接入。

8.1.4 新建、改建、扩建居住小区应考虑给充电设施的配电容量留有裕度，交流小功率充电桩可设置在居住小区，应引导有序充电，避免高峰负荷叠加冲击配电网和谐波污染。

8.2 充换电设施建设

8.2.1 电动汽车充换电站的选址、供配电、监控及通信系统的建设应符合 GB 50966、GB/T 29772 的规定。

8.2.2 电动汽车充电设施宜具有以下功能：

- a) 提供对于有序充电的技术支持，使高峰负荷不叠加；
- b) 具备经济模式，能够适应峰谷电价的机制；
- c) 谐波检测和电能质量监测。

8.2.3 新建电动汽车交流充电桩应全部具备功率可调功能，充电桩功率调节速率不应低于最大调节能力的 1.5%/min，调节精度不应大于最大调节能力的 1%，响应时间不应高于 60s。

8.2.4 电动汽车充换电设施建设应符合以下要求：

- a) 公共建筑配建停车场应建设充电设施停车泊位，应符合现行北京市地方标准 DB11/T 1455 的规定，住宅类比例不低于 18%，办公类比例不低于 25%，商业类不低于 20%，交通枢纽不低于 20%，游览场所不低于 15%，其他类不低于 15%，并按设计比例预留建设安装条件；
- b) 电动汽车充换电站接入电网时应进行论证，分析各种充电方式对配电网的影响；
- c) 充换电设施的供电电压等级，应根据充电设备及辅助设备总容量，综合考虑需用系数、同时系数等因素，经过技术经济比较后确定，应按照 GB/T 36278 相关规定执行；
- d) 充换电设施的用户等级应满足 GB/T 29328 的要求。具有重大政治、经济、安全意义的充换电设施，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换电站可作为二级重要电力用户，其他可作为普通电力用户；

8.2.5 大型公用电动汽车充换电站应采用专用变压器，其不应接入其他无关的负荷。

8.2.6 电动自行车充电设施建设运营应满足 DB11/ 1624 及《电动自行车充电设施运营管理服务规范》的要求。

8.2.7 新建、改建、扩建居住小区应根据规划电动汽车、电动自行车充电设施的位置、数量及用电容量配套建设充电设施的供电设施及电缆通道，符合以下要求：

a) 充电设施一般由小区配电室供电，低压线路供电半径应通过负荷距校核，满足末端电压质量的要求，小区配电室应预留满足充电设施供电要求的容量及低压出线间隔；

b) 规划机动车位区域及充电设施位置应建设满足充电设施供电要求的低压电缆分支箱及配电箱，低压电缆分支箱至小区配电室应建设电缆通道及低压电缆，并与小区其它供电设施同步投入运行，为充电设施接入预留条件。

8.3 电能质量

8.3.1 应合理布设分散型交流充电桩，与电网公共连接点三相电压不平衡允许限值应符合 GB/T 15543 的规定。充电桩的接入应三相交叉及间隔均衡布设，避免低压系统中性点偏移、电压异常。

8.3.2 充电站中的充电机等非线性用电设备接入电网产生的谐波分量，应符合 GB 17625.1 和 GB/Z 17625.6 的有关规定，充电站中接入电网所注入的谐波电流和引起公共连接点电压的正弦畸变率应符合 GB/T 14549 的有关规定。集中布设的充电设施应采取装设滤波器等措施改善电能质量。

8.3.3 对于非车载充电机应采用专用变压器供电，应安装相应滤波、电能质量监测装置，符合 GB/T 29316 的规定。具有向电网输送电能的充换电设备，其向电网注入的直流分量不应超过其交流定值的 0.5%。

9 电化学储能系统接入

9.1.1 电化学储能系统接入配电网的电压等级应综合考虑储能系统额定功率、当地电网条件确定，可参考 GB/T 36547 的相关规定，接入电压等级可参考表 4：

表 6 储能接入电网电压等级推荐

储能额定功率	接入电压等级	接入方式
8kW 及以下	220V/380V	单相或三相
8kW 至 1MW	380V	三相
0.5MW 至 5MW	10kV	三相

9.1.2 电化学储能系统接入配电网应进行短路容量校核。

9.1.3 储能接入电网公共连接点电能质量应符合现行国家标准相关规定，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

9.1.4 储能的接地形式应与原有电网的接地形式一致，不应抬高接入电网点原有的过电压水平和影响原有电网的接地故障保护配合装置；

9.1.5 储能与电力系统连接的联络线应根据建设规模、接入系统情况及运行要求配置保护，应采用光纤差动保护；

9.1.6 储能的关口计量点应设置与两个供电设施产权分界点或合同协议规定的贸易结算

9.1.7 电化学储能系统并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显断开指示的并网断开装置。

9.1.8 电化学储能系统接入配电网时，功率控制、频率适应性、故障穿越等方面应符合 GB/T 36547 的相关规定。

9.1.9 储能系统有功、无功频率控制应满足应用需求，动态响应速度应满足并网调度协议的要求。容量大于 400kVA 的储能设施应能接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化控制指令，有功功率及有功功率变化率应满足电力系统调度控制要求。

9.1.10 储能项目站址选择应符合地区国土空间规划，应注意与邻近设施、周围环境、周边人群的相互影响和协调，原则上避开人口密集区、公共建筑或商业建筑的地下和室内、重大火灾隐患或爆炸危险区域。

10 电力用户接入

10.1 电力用户接入容量和供电电压等级

10.1.1 电力用户的供电电压等级应根据当地电网条件、电力用户分级、用电最大需量或受电设备总容量，经过技术经济比较后确定。除有特殊需要，供电电压等级一般可参照表 7 确定。最大负荷大于 10MW 且 35kV 及以上电压等级供电困难时，应采用 10kV 多路供电。

表 7 电力用户供电电压等级的确定

供电电压等级 kV	用户设备容量	受电变压器总容量
0.22	10kW 及以下单相设备	—
0.38	100kW 及以下	50kVA 及以下
10	—	50kVA 至 10MVA
注 1：供电半径超过本级电压规定时，可按高一级电压供电。 注 2：小微企业用电设备容量 160kW 及以下可接入低压配电网，具体要求按照国家能源主管部门和地方主管部门相关政策执行。		

10.2 电力用户供电方式

- 10.2.1 电网经营企业与用户产权分界具体位置应明确，产权分界处应加装具有自动故障隔离功能的分界断路器。
- 10.2.2 按照电力用户报装容量选择相应电压等级电网，按区域配电网规划接入，严格控制专线数量；规划 A+、A 类供电区域及北京市政府划定的规划架空线入地区域不应再发展架空线路，电力用户新报装容量原则上全部接入电缆网。
- 10.2.3 电力用户接入容量较大时（10kV 变压器总容量 1000kVA 及以上），原则上不应接入公用架空线路，有条件时可采用双电源供电。
- 10.2.4 电缆网中，10kV 电力用户配电室应经开关站或分界室接入公用电网。
- 10.2.5 各类单位建筑物和各类住宅应根据低压线路健康水平采用剩余电流分级保护，含末端保护，并完善自身接地系统。剩余电流超过额定值切断电源时，因停电可能造成重大经济损失及不良社会影响的电气装置或场所，应安装报警式剩余电流保护装置。

10.3 重要电力用户

- 10.3.1 重要电力用户的供电电源应满足 GB 50052 和 GB/Z 29328 的规定。
- 10.3.2 按供电可靠性的要求以及中断供电的危害程度，将重要电力用户分为特级、一级、二级重要电力用户和临时性重要电力用户。重要电力用户的供电电源及自备应急电源配置应满足以下技术要求：
- 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满足保安负荷持续供电；

- b) 特级重要电力用户至少需配置三路供电电源；一级重要电力用户至少应配置两路来自不同变电站的供电电源；二级重要电力用户至少应配置双回路供电电源；
- c) 临时性重要电力用户按照用电负荷的重要性，在条件允许情况下，可通过临时敷设线路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重要电力用户允许断电时间的要求。切换时间不能满足重要负荷允许断电时间要求的，重要电力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。如果用户对电能质量有特殊需求，应自行加装电能质量控制装置；
- f) 重要电力用户应自备应急电源，电源容量至少应满足全部保安负荷正常供电的要求，自备应急电源与正常供电电源间应有可靠的闭锁装置，防止向配电网反送电，并应符合国家有关安全、消防、节能、环保等技术规范和标准要求。

10.3.3 特级重要电力用户，是指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。

10.3.4 一级重要电力用户，是指中断供电将可能产生下列后果之一的电力用户：

- a) 直接引发人身伤亡的；
- b) 造成严重环境污染的；
- c) 发生中毒、爆炸或火灾的；
- d) 造成重大政治影响的；
- e) 造成重大经济损失的；
- f) 造成较大范围社会公共秩序严重混乱的。

10.3.5 二级重要电力用户，是指中断供电将可能产生下列后果之一的电力用户：

- g) 造成较大环境污染的；
- h) 造成较大政治影响的；
- i) 造成较大经济损失的；
- j) 造成一定范围社会公共秩序严重混乱的。

10.3.6 临时性重要电力用户，是指需要临时特殊供电保障的电力用户。

10.3.7 两路及以上电源供电的重要电力用户母联开关应安装可靠的闭锁机构。

10.3.8 双电源、多电源和自备应急电源应与供用电工程同步设计、同步建设、同步投运、同步管理。

10.3.9 特殊电力用户

- a) 用户因畸变负荷、冲击负荷、波动负荷、不对称负荷和分布式电源对公用电网造成污染的，应提交有关评估报告，并按照“谁污染、谁治理”和“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则进行治理；
- b) 电压敏感负荷用户应自行装设电能质量补偿装置。

10.3.10 高层建筑电力用户

- a) 按照 GB 50045 及 JGJ 16 的规定，高层建筑一级负荷应采取两路电源供电，一级负荷中特别重要负荷，还应增设应急电源，二级负荷应采取两回线路供电；
- b) 设置在高层建筑物内的配电室应采用干式变压器和无油断路器；
- c) 低压自备应急电源发电系统应采用 IT 接地型式，其中性点不接地、也不引出。

10.4 自备应急电源配置

10.4.1 重要电力用户应自备应急电源，其配置标准应符合 GB/T 29328 的规定。

10.4.2 自备应急电源配置容量应至少满足全部保安负荷和全部重要负荷正常供电的需要，并应符合国家有关技术规范和标准要求，有条件的可设置专用应急母线。

10.4.3 特级、一级、二级重要电力用户应具备外部自备应急电源接入条件，临时性重要电力用户及有特殊供电需求的普通电力用户，应配置外部应急电源接入装置。

10.4.4 重要电力用户允许断电时间的技术要求如下：

- a) 负荷允许断电时间为毫秒级的，用户应选用满足相应技术条件的储能不间断电源（如 UPS），且采用在线运行的运行方式；
- b) 负荷允许断电时间为秒级的，用户应选用满足相应技术条件的静态储能电源、快速自动启动发电机组等电源，且自备应急电源应具有自动切换功能；
- c) 负荷允许断电时间为分钟级的，用户应选用满足相应技术条件的发电机组等电源，可采用手动方式启动自备发电机。

10.4.5 自备应急电源与电网电源之间应装设可靠的电气装置。自备应急电源的切换时间、切换方式、允许停电持续时间和电能质量应满足用户安全要求。

10.4.6 对于环保、防火、防爆等有特殊要求的用电场所，应选用满足相应要求的自备应急电源。根据生产特点、负荷特性，配置非电性质保安措施，满足无电情况下保证用户安全的需要。

10.5 负荷控制

10.5.1 供电电压为 10kV 的电力用户应接入新型电力负荷管理系统。新接入电网的电力用户接入新型负荷控制管理系统应与用户受电工程同步设计、同步施工、同步验收、同步投运。存量电力用户逐步接入新型电力负荷管理系统。

10.5.2 电力用户根据受电设备产权范围出资开展负荷控制建设工作，包括开关改造、负荷确认、接入系统等，电力用户保安负荷不接入新型电力负荷管理系统。

10.5.3 新接入电网的公共建筑、学校、医院、商业楼宇、充电设施等电力用户原则上需要配置柔性负荷控制装置或者智能运维系统，具备参与电网需求侧响应的能力。存量电力用户根据用电负荷性质逐步通过改造具备需求侧响应能力。

10.5.4 新型电力负荷管理系统具有直接参与需求响应能力，原则上新型电力负荷管理系统用户均需要参与需求侧响应。

10.6 虚拟电厂（负荷聚合商平台）

10.6.1 负荷聚合商平台应支持对接入的可调节负荷终端的数据实时采集及管理，负荷聚合量测应支持以变化数据和全数据两种模式上送调度机构，其中全数据上送周期不宜大于 30s。

10.6.2 聚合商平台应将虚拟电厂中单体负荷的模型和量测信息通过文本或接口规约报文形式以触发或周期上送，上送调度机构的时间周期应不大于 1 分钟。

10.6.3 聚合商上送的数据应满足调度机构要求：

- a) 遥信：终端采集、控制装置投入信号、单体负荷是否在线等状态信号；
- b) 遥测：装置测量的负荷电压（单位：kV 或 V）、电流（单位：A）、功率（单位：kW）等；
- c) 其他：单体负荷电量等其他业务所需数据。

10.6.4 聚合商平台采集单体负荷终端的实时遥测数据周期宜不大于 30s，数据采集误差应不大于 0.5%，遥信数据从负荷侧变化到调度侧收到的延迟应不大于 5 秒。

10.6.5 负荷聚合商平台应具备主备冗余的通信网关机制与调度机构通信，主备间至少保持热备状态，确保单台装置（模块）从异常发生到完成自动切换的时间应不大于 10s。

10.6.6 负荷聚合商平台应通过适当的主备链路通道分配策略和数据保全机制，确保在故障切换期间不发生数据丢失和数据跳变，并具备响应负荷调控系统发出的数据补召上送能力。

10.6.7 负荷聚合商平台应确保周期性上传调度机构的完整性和规范性，在聚合商侧进行动态数据和静态数据的数据校验，每日信息的完整率应大于 99%。

10.6.8 负荷聚合商应向运营范围内负荷终端下发自动功率控制实时指令或计划曲线，其中具备实时指令或计划值接收能力的负荷终端数量及总容量占比均应不低于 80%。

10.6.9 负荷聚合商进行单体控制目标分解时，应结合动态评估负荷聚合和单体的实际调节能力（如功率上下限和持续时间等）后，确保下发的单体控制目标满足终端设备安全边界和用户用电需求等多重约束。

10.6.10 负荷聚合商平台应在确保终端设备安全的前提下尽快实现功率目标响应，从虚拟电厂收到调度总指令到负荷终端收到分解指令的时延应不大于 5s。

10.6.11 负荷聚合商平台在正式接入参与实际调控业务前，应与调度机构开展 APC 闭环联调试验并通过审核。

10.6.12 负荷聚合商平台在参与调控业务期间的自动功率控制月可用率应不低于 98%，APC 月投入率应不低于 98%。

10.6.13 新增单体负荷通过负荷聚合商平台首次聚合接入调度机构时，其上送数据应稳定运行超过 15 日且完成装置的自动功率控制性能测试报告编制并通过审核。

10.6.14 可调节负荷聚合后的自动功率控制等效调节性能应满足所接入调度机构的最低要求。应根据负荷类型、响应等级和业务需求的差异制定分级标准，结合调峰、调频和事故紧急处置等场景逐步提高性能要求。对参与自动功率控制实时控制的负荷资源可参考如下要求：

- a) 分布式储能、V2G 及有序充电桩等电池类可调节负荷资源的调节速率不宜低于最大调节能力的 1.5%/min，调节精度不宜大于最大调节能力的 1%，响应时间不宜高于 60s；
- b) 普通充电桩、电采暖和楼宇空调等类型资源的调节速率不宜低于最大调节能力的 1%/min，调节精度不宜大于最大调节能力的 1.5%，响应时间不宜高于 120s；
- c) 其他类型的可调节负荷资源性能要求应以所接入电网调度机构认定并发布的结果为准。

10.7 用户电气联络

10.7.1 10kV 用户电气主接线联络应符合以下规定：

- a) 对于普通用户，原则上 10kV 侧不联络；
- b) 对于重要电力用户，10kV 侧应装设联络母联断路器；
- c) 10kV 侧有联络用户，采用单母线分段运行。
- d) 10kV 侧具有联络设备应符合以下配置及运行原则：
- e) 一般情况下，只允许手动操作模式进行倒闸操作，不应具备自投功能；对高可靠性供电要求的用户可加装自投装置；
- f) 进行倒闸操作时，对无高可靠性供电要求的用户应加装闭锁装置（不应合环运行）；
- g) 与电网经营企业建立调度关系的用户，应与调度部门签署调度协议。

10.8 无功补偿

10.8.1 无功补偿装置的配置应按照 GB 50052 的规定执行。

10.8.2 10kV 供电的用户低压侧功率因数不应低于 0.95。其他用户和大、中型电力排灌站、趸购转售电企业，功率因数为 0.85 以上。农业生产用电，功率因数为 0.80 以上。

10.8.3 无功功率应分区、就地平衡。用户应按照功率因数要求配置无功补偿设备。

10.9 用户设备检修及试验

10.9.1 新建、改造、大修后的电气设备，应在投入运行前按 GB 50150 的要求进行交接试验，试验合格后方可投入运行。

10.9.2 电气设备应按照 DL/T 596 的试验项目，每 3 年对电力设备开展一次电气预防性试验。

10.9.3 继电保护和安全自动装置的调试、校验，应按 DL/T 995 的规定，每 3 年校验一次。

10.9.4 接地装置及系统的定期检查、测试和维护，应按 DL/T 995 的规定，每 3 年开展一次。

10.10 智能化运维

10.10.1 电力用户应根据受电设备产权范围出资开展智能化改造，由智能运维中心对配电室设备运行数据、状态及环境进行实时监控，智能运维中心职责包括但不限于以下内容：

- a) 负责工作任务下发与审核，保护定值的核对与修正、调度令的审核、指挥设备的操作及事故处理等；
- b) 负责实时监控，对监控数据巡视、浏览视频，分析采集数据，监测到设备故障缺陷时，应迅速、准确对异常信号做出初步分析判断，根据情况通知智能运维操作队对设备进行检查，并启动相应的缺陷处理流程；
- c) 根据预警信息及运行数据做好事故预判，发现配电室设备的运行管理数据达到或超过阈值时，应做好记录，必要时通知智能运维操作队加强现场巡视；
- d) 报警信息应实时同步至配电室负责人、智能运维操作队，并监视报警处理情况，故障消除后应与智能运维操作队核对配电室内信号状态，并做好记录；
- e) 负责组织事故分析、设备故障记录归档、对配电室设备的运行管理数据进行综合分析，出具配电室运行报告，配电室运行报告应包含负荷情况分析、电量统计分析、预警信息分析、故障统计分析、巡检记录及分析、设备缺陷及异常分析等。

10.10.2 智能运维操作队的工作职责应包含以下内容：

- a) 负责配电室巡视、现场检查、责任区卫生、倒闸操作、故障隔离、与智能运维中心的调度联系、组织抢修等工作；
- b) 每次工作完毕后，应将巡视记录、内容、结果及时上报智能运维中心及配电室相关负责人；
- c) 智能运维操作队接到智能运维中心通知后应在不超过 1 小时内到达现场，处理接收到的任务，及时上报处理结果；
- d) 发生智能运维中心对配电室全部或重要设备失去监视或控制、设备异常影响电网运行安全或设备异常影响重要负荷范围较大情况后，智能运维操作队的人员应留守。

11 配电网设备设施

11.1 一般要求

11.1.1 配电网设备应有较强的适应性。变压器容量、导线截面、开关遮断容量应留有合理裕度。

11.1.2 配电网设备选型应实现标准化、序列化。同一供电区域内中压配电线路、配电变压器、低压线路的选型，应根据电网网络结构、负荷发展水平与全生命周期成本总和确定，并构成合理的序列。

11.1.3 配电网设备选型和配置应适应智能化发展，在计划实施配电自动化的规划区域内，应同步考虑配电自动化的建设需求。

11.1.4 开关站、电缆分界室、配电室等配电设施选址及电缆通道应纳入地方国土空间规划，开关站、电缆分界室、配电室等配电设施应设置在地面以上。

11.2 短路电流

11.2.1 10kV 设备按照短路电流不小于 20kA，低压设备根据实际短路容量进行核算。

11.3 10kV 开关站

11.3.1 在距电源变电站距离较远，且需要较多分支的电缆网，可建设开关站。

11.3.2 开关站应建于负荷中心区，一般配置双路电源，优先取自不同方向的变电站，也可取自同一座变电站的不同母线。电力用户较多或负荷较重、并难于有新电源站点的地区，可考虑建设或预留第三路电源。

11.3.3 位于居住区开关站应地上独立设置，位于非居住区内开关站可与公共建筑或工业建筑联合建设，应设置在地上，用地面积为 $270\text{m}^2 \sim 300\text{m}^2$ 。土建设计应满足防汛、防渗漏水、防小动物、防火、防盗、温度调节和通风等要求。

11.3.4 开关站应采用单母线分段接线，开关站电源应采用电缆线路；

11.3.5 双路电源进线的开关站，馈电出线应为 10~12 路，最大允许接入负荷，按照每路 10kV 电源线路实际运行的高峰负荷考虑，所带最大负荷不能超过单一电源线路的额定载流量，即不超过双路 10kV 电源额定载流量的 50%；

11.3.6 采用两用一备电源的三路电源进线的开关站，馈电出线应为 10~16 回。三路电源至少有一路来自与其他两路电源不同方向的变电站。三路电源进线的开关站，最大允许接入负荷，按照双路 10kV 电源电缆额定载流量的 80%考虑，另一路电源作为备用电源。

11.3.7 开关站 10kV 设备采用具有“五防”闭锁功能的金属铠装移开式开关柜，也可采用气体绝缘断路器柜；断路器配置电动操作机构，具有综合微机保护和配电自动化远方遥控功能；直流 110V 系统采用高频开关一体化装置；设置 2 台 30kVA 干式变压器作为站用电。

11.3.8 高可靠性供电区域内开关站 10kV 侧应选用气体绝缘（应优先选用环保气体）断路器柜。

11.3.9 开关站应配置具备环境温湿度测量、溢水报警、安防、可视化等功能监测装置，并接入自动化系统，高可靠性供电区域内开关站应配置智能监控系统，由智能传感器网络单元、站内监测平台、数据综合汇聚主站、站内电源与通信系统，以及移动巡检机器人五部分构成。具备开关柜局放检测、仪器仪表识别、红外温度测量、噪音拾取与分析、环境温湿度测量、溢水报警、安防、可视化等功能，并接入自动化系统。

11.4 10kV 电缆分界室

11.4.1 10kV 用户接入电缆网时，应建设电缆分界设施（专用线除外），作为单个用户与电网的产权分界处，并具备电缆分支功能；

11.4.2 电缆分界室宜地上独立设置，在不具备条件时可与其它公共建筑或工业用房联合建设，应设置在地面一层，建筑面积为 $25\text{m}^2 \sim 35\text{m}^2$ 。

11.4.3 电缆分界室应具备独立（不经用户内部）的人员进出和检修通道，应在贴近用户红线内侧建设（门向红线外侧开启），满足设备的安装、操作、检修、试验及进出线的要求。

11.4.4 电缆分界室土建设计应满足抗震、防火、通风、防洪、防水、防凝露、防尘、防小动物等各项要求，设备层梁下净高不小于 3.0m，电缆夹层板底净高不小于 1.9m。

11.4.5 电缆分界室供电电源应采用双电源，中压为两条独立母线，配置两组环网柜，环网柜采用 2 个进线间隔、2 个环出线间隔，2 个联络线（备用）间隔及 4 个用户馈出线间隔。

11.4.6 电缆分界室配置的环网柜进线、联络线、环出线及用户馈出线均采用断路器柜。断路器应采用真空开关，绝缘介质应采用空气绝缘、气体绝缘及固体绝缘等材料，优先采用环保型开关设备，应具有电缆终端测温的功能。

11.4.7 电缆分界室配置的断路器柜内部应采用弹簧操作机构或快速操作机构（分闸时间稳定在 15ms 以内），断路器柜外部配置电动操作机构，具有配电自动化远方遥控功能；电动操作机构操作电源应选用直流 48V，环网柜内安装电压互感器。

11.5 公用配电室

11.5.1 公用配电室宜地上独立设置，在不具备条件时可与居住小区公共建筑联合建设，应设置在地面一层，建筑面积为 150m²~180m²。

11.5.2 公用配电室供电电源应采用双电源，中压为两条独立母线，配置两组环网柜，环网柜进线间隔采用 2 个负荷开关柜，环出线间隔根据需要采用 2 至 4 个负荷开关柜或断路器柜，变压器配出间隔选用 2 个负荷开关-熔断器组合柜，环网柜应优先采用环保型开关设备；设置 2 台变压器，低压为单母线分段接线，设有应急电源（发电机）接入装置。

11.5.3 公用配电室土建设计应符合以下要求：

- 应满足抗震、防火、通风、防洪、防水、防凝露、防尘、防小动物等各项要求；
- 噪声值应符合 GB 3096 的相关规定；
- 独立公用配电室与居民区的距离应符合 GB 50016 的规定；
- 应具备人员进出和检修通道，满足设备的安装、操作、检修、试验及进出线的要求；
- 不应布置在住宅楼的正下方；
- 与其它建筑物合建时，建筑物的各种管道不得从配电室内穿过；
- 设备层的板底净高不小于 3.5m，梁底净高不小于 3.0m；电缆夹层的板底净高不小于 1.9m。
- 配电室距离可停放发电车的地面停车场或道路的距离不宜超过 30m，并应预留便于应急电缆便捷、快速引入的路径及孔洞。

11.5.4 公用配电室应采用两台变压器，单台变压器容量不应超过 1000kVA。公用配电室内配电变压器宜采用节能环保型、低损耗、低噪声干式变压器，接线组别为 Dyn11，节能标号不小于 SC（B）12，变压器应带有金属屏蔽罩、温控、风机，配置减振降噪措施；独立建筑配电室建有变压器间时，可选用全密封的油浸式变压器，节能标号不小于 S13。

11.6 用户配电室

11.6.1 10kV 侧符合以下条件时，宜选用断路器柜：

- 进线所带变压器总容量大于 3200kVA 或单台干式变压器容量在 1250kVA 及以上或单台油浸式变压器容量在 800kVA 及以上时；
- 由 220kV 变电站直接供电时；
- 用户 10kV 侧加装联络开关时；
- 对供电可靠性要求高时。

11.6.2 10kV 配电室进线所带变压器总容量小于 3200kVA（含 3200kVA）且单台干式变压器容量在 1250kVA 以下或单台油浸式变压器容量在 800kVA 以下时，可选用负荷开关柜。

11.6.3 采用环网开关柜时，变压器出线单元应采用负荷开关熔断器组，馈线单元应装设故障指示器。

11.6.4 非独立建筑的配电室，应采用无油化配电设备。安装于公建内的 10kV 配电室应选用干式节能型变压器，节能标号不小于 SC（B）12；独立建筑配电室建有变压器间时，可选用全密封的油浸式变压器，节能标号不小于 S13。

11.6.5 低压主开关、联络开关应配置至少带有长延时、短延时保护功能的电子脱扣器，馈线开关宜配置至少带有长延时、瞬时保护功能的电子脱扣器。

11.6.6 低压联络开关应装设自动投切及自动解环装置。

11.6.7 用户应根据自身需求选择加装应急自备电源。

11.6.8 重要电力用户的用户配电室宜预留发电车电源接入接口，满足发电车的接入条件。

11.6.9 用户配电室智能运维应满足本标准 10.10 章节要求。

11.7 电力管道

11.7.1 电力管道的建设应按照 DB11/T 963 执行。

11.7.2 城市主干路按照双侧隧道或一侧隧道一侧管井的目标建设；城市次干路按照一侧隧道一侧管井的目标建设；支路按照单侧管井的目标建设；在交叉路口形成环形管沟通道。

11.7.3 电力隧道和管井应随道路的修建同期建设，在穿越规划及现状铁路、高速公路、地铁等交通基础设施位置应预留满足远期电力规划要求的电力管线通道；规划 A+、A、B 类供电区域，交通运输繁忙或地下工程管线设施较多的城市主干道、地下铁道、立体交叉等工程地段的电缆通道，可根据城市总体规划纳入综合管廊工程，建设标准符合 GB 50838 的规定。

11.7.4 电缆通道建设改造应同时建设或预留通信光缆管孔或位置。

11.7.5 电缆通道与其它管线的距离及相应防护措施应符合 GB 50217 的固定。

11.7.6 用电缆进出线的变电站，出站隧道至少具备两个方向。

11.7.7 高负荷密度、电缆预测规模超过 12 回的区域应选用隧道敷设方式。

11.7.8 电力隧道建设应符合以下要求：

a) 电力隧道断面规格应为 2.0m × 2.1m（明开）、2.0m × 2.3m（暗挖）或 2.6m × 2.4m（明开）、2.6m × 2.9m（暗挖），或直径为 3m、3.5m、5.4m 的圆形隧道；

b) 电力隧道应按照重要电力设施标准建设，应采用钢筋混凝土结构；主体结构设计使用年限不应低于 100 年；防水等级不应低于二级；

c) 电力隧道内接地系统应符合以下规定：

1) 电力隧道内接地系统应形成环形接地网，接地网应与发电厂、变电所接地网两点及以上相连接；

2) 电力隧道接地装置的接地电阻应小于 5Ω ，综合接地电阻应小于 1Ω ；

3) 电缆支架与接地装置焊接牢固，防腐符合规范要求。

d) 电力隧道内应建设低压电源系统，安装照明系统，设置通风设施，建设排水设施，加装通讯系统；含有充油电缆的隧道需配备消防设施。

11.7.9 电力排管建设应符合以下要求：

a) 电力排管应沿现状或规划道路建设，断面规格为一般道路同路径埋设 $\Phi 150 \times 12 + \Phi 150 \times 2$ ，专用道路（非市政道路）可采用 $\Phi 150 \times 8 + \Phi 150 \times 2$ ；

- b) 电力排管工作井应采用钢筋混凝土结构，设计使用年限不应低于 50 年；防水等级不应低于三级；
- c) 电力排管工作井设置间距应为 50m 至 80m；
- d) 电力排管与建（构）筑物、其他市政设施之间的允许最小安全距离应符合 GB 50217 的规定；
- e) 管材的内径不应小于电缆外径或多根电缆包络外径的 1.5 倍，且不应小于 150mm。

11.7.10 新建电力管道应与现状电力管道连通，连通建设不应降低原设施建设标准。

11.7.11 电力管道井盖应符合 GB/T 23858 和 DB11/T 147 技术要求的规定，应具有防水、防盗、防滑、防位移、防坠落等功能，并设置二层子盖。

11.7.12 电力管道井盖二盖应采用无线智能监控井盖，包括智能井盖本体、无线通讯模块、后台监控系统、手机监控终端（APP）和智能蓝牙钥匙，实现井盖非授权开启报警、远程状态监控、高安全性智能开启等功能，同时具备地下水位、通道气体、电缆表温监控等扩展功能接入条件。

11.7.13 电力管道内电缆支架、爬架、拉力环、爬梯、工作平台、护栏、篦子、接地极、地线等钢构件均应采用防腐处理的预制标准件。

11.7.14 电力隧道内、电力排管与变、配电站室连通的工作井内应进行防水封堵，电缆沟（隧）道通过站区围墙或与建筑（构）物的交接处，应设防火隔断（防火隔墙或防火门），其耐火极限不应低于 1h，隔墙上穿越电缆的空隙应采用非燃烧材料密封。

11.7.15 沿市政道路及横过路建设的电力排管应采用热浸塑钢管，沿绿地、人行步道建设的电力排管可采用 CPVC 等材质管材。

11.7.16 电缆直埋敷设仅适用于敷设距离较短、数量较少、远期无增容需求的场所，电缆主干线和重要负荷供电电缆不应采用直埋方式。

11.8 10kV 电缆线路

11.8.1 电缆线路的设计、施工应按照 GB 50168、DL/T 5221 的相关规定执行。

11.8.2 10kV 电缆应符合以下要求：

- a) 变电站 10kV 馈线的干线可选用 400mm²、300mm²铜芯电缆；开关站电源线路应选用铜芯 400mm²、300mm²电缆；开关站 10kV 馈线应选用铜芯 240mm²、150mm²电缆；
- b) 电缆主绝缘应为交联聚乙烯(XLPE)绝缘材料，三芯统包电缆内护套应选用聚氯乙烯(PVC)材质，外护套应选用聚氯乙烯(PVC)材质；
- c) 用户内部电缆应满足载流和热稳定要求。

11.8.3 双环、双射、单环电缆线路的最大负荷电流不应大于其额定载流量的 50%，转供时不应过载。

11.8.4 敷设于综合管廊、电缆隧道等对防火要求较高位置的 10kV 电力电缆应选用 A 级阻燃三芯统包铠装电缆或单芯互绞集束电缆。

11.9 10kV 开闭器

11.9.1 开闭器的防护等级应符合 GB 4208 的规定，外壳的防护等级不应低于 IP33。

11.9.2 开闭器应采用全绝缘、全封闭、防内部故障电弧外泄、防潮、防凝露等技术，内置环网柜单间隔宽度应小于 350mm 以节省用地资源，开闭器外壳应具有耐候、防腐蚀等性能，并与周围环境相协调，满足隐形化、小型化、景观化的要求。

11.9.3 开闭器供电电源采用单电源时，一般配置一组环网柜，中压为单条母线，应采用 1 个进线间隔、1 个环出线间隔、1 个联络线(备用)间隔、1-3 个馈出线间隔的配置；供电电源采用双电源时，一般配置两组环网柜，中压为两条独立母线。

11.9.4 开闭器所配置的环网柜进线、联络线、环出线及用户出线均采用断路器柜，断路器应采用真空开关，绝缘介质应采用气体绝缘，优先采用环保型开关设备。

11.9.5 开闭器应配置 PT 柜及自动化终端，实现自动化功能。

11.9.6 开闭器所配置的环网柜应具备可靠的“五防”功能，出线侧带电显示装置应与接地刀闸实行联锁，电动操作机构及二次回路封闭装置的防护等级不应低于 IP55。

11.9.7 开闭器基础底座应高出地面不小于 300mm，配置安全警示标识，必要时装设防护围栏。

11.10 10kV 箱式变压器

11.10.1 箱式变压器仅用于架空线路入地改造、临时用电、防火间距不足、地势狭小、选址困难区域以及现有配电室无法扩容改造的场所。

11.10.2 箱式变压器的防护等级应符合 GB 4208 的规定，外壳的防护等级不应低于 IP33。

11.10.3 箱式变压器应采用全绝缘、全封闭、防内部故障电弧外泄、防潮、防凝露等技术，外壳应具有耐候、防腐蚀等性能，并与周围环境相协调，满足隐形化、小型化、景观化的要求。

11.10.4 箱式变压器一般配置一组环网柜，中压为单条母线。

11.10.5 变压器应选用全密封油浸式三相变压器，单台变压器容量不应超过 630kVA，节能标号不小于 S13，接线组别应采用 Dyn11。

11.10.6 低压进线主开关应采用框架式空气断路器，并配置电子脱扣器。低压出线开关应采用塑壳断路器，并配置电子脱扣器。

11.10.7 安装在 B 类及以上区域的公用箱式变压器应预留发电车电源接入接口，满足发电车的接入条件。

11.10.8 箱式变压器所配置的环网柜应具备可靠的“五防”功能，出线侧带电显示装置应与接地刀闸实行联锁，电动操作机构及二次回路封闭装置的防护等级不应低于 IP55。

11.10.9 箱式变压器基础底座应高出地面不小于 300mm，配置安全警示标识，必要时装设防护围栏。

11.10.10 公用箱式变压器 10kV 设备应采用负荷开关柜；负荷开关配置电动操作机构，负荷开关操作电源应选用直流 48V 开关柜，公用箱式变压器负荷开关还应具有配电自动化远方遥控功能。

11.10.11 用户箱式变压器单台容量不应超过 630kVA，临时用电及电动车充电站可采用多台箱式变压器串接供电方式，其它场所用户箱式变压器不应采用串接方式供电。

11.11 10kV 架空线路及柱上设备

11.11.1 10kV 架空线路及柱上设备选型及建设应满足 DB11/T1894 要求。

11.11.2 10kV 用户的柱上产权分界开关，应采用真空开关断路器，绝缘介质应采用气体绝缘，配置弹簧操作机构或快速操作机构（分闸时间稳定在 15ms 以内）；接入分布式电源的 10kV 用户的柱上产权分界开关，还应具备方向过流保护、方向接地保护功能，区分界内、界外故障；应具有被动式检测孤岛技术，具备电网侧失压延时跳闸、用户单侧及两侧有压闭锁合闸、电网侧有压延时自动合闸等功能，与继电保护功能相配合，实现防孤岛功能。

11.12 低压配电网设备

11.12.1 低压架空线路应采用绝缘导线。一般区域采用耐候铝芯交联聚乙烯绝缘导线，主干线截面采用 150mm^2 ，支线导线截面采用 70mm^2 。

11.12.2 各类供电区域低压架空线路应选用 10m 环形混凝土电杆，必要时可选用 12m 环形混凝土电杆，环形混凝土电杆应采用非预应力电杆，交通运输不便地区可采用其他型式电杆。考虑负荷发展需求，可按 10kV 线路电杆选型，为 10kV 线路延伸预留通道。

11.12.3 低压架空接户线一般采用耐候交联聚乙烯绝缘铜线，沿墙敷设时应选用具有阻燃、耐低温等性能的绝缘铜线。一基电杆引下接户线回路数较多时，可采用低压接户线分支箱分接电力用户，低压接户线分支箱可装设在建筑物外墙上、电杆上或其他合适位置，以减少外力破坏。低压接户线分支箱外壳应具有耐候、防腐蚀等性能。

11.12.4 低压电缆线路一般采用交联聚乙烯绝缘铜芯电缆，电缆截面应根据负荷及配置系数、同时率等进行选择，并综合考虑敷设环境温度、并行敷设、热阻系数及埋设深度等因素，宜一步到位，避免重复更换，干线截面不应小于 240mm^2 。电缆进入建筑或集中敷设应选用 C 级及以上阻燃电缆。低压电缆敷设应采用排管、沟槽等敷设方式，穿越道路时，应采用抗压力的保护管进行防护。

11.12.5 户内低压电缆分支箱应采用一进三出方式，进出线采用固定式安装低压智能塑壳断路器。结构为框架组装结构，箱体为全封闭型单面操作，可以靠墙安装，箱体应选用非金属材料（SMC）制作，应预留发电车电源接入接口。

11.12.6 户外低压电缆分支箱（落地式和壁挂式）应采用一进三出方式，进出线采用固定式安装低压智能塑壳断路器，应采取双重绝缘措施，采用耐候绝缘箱体、对箱内带电导体进行绝缘封闭，箱壳防护等级不应低于 IP44，应预留发电车电源接入接口。

11.12.7 分布式光伏低压并网开关应具备光伏专用保护、HPLC 或 HPLC 双模通信、电能质量监控与精确计量、电力物联网等功能，并满足以下要求：

- a) 防孤岛保护：当电网侧停电时，应不依托逆变器的防孤岛保护，断开光伏发电系统与低压配电网的连接；
- b) 过载及短路保护：低压电网侧或光伏发电侧任意一侧出现短路或过载时，应断并网连接；
- c) 测量功能：具备对并网点电压、电流、电压、频率及功率的测量功能。

11.13 低压配电系统接地型式及保护

11.13.1 低压配电系统接地型式应根据电力用户用电特性、环境条件或特殊要求等具体情况进行选择，并根据 GB 13955 的有关规定采取剩余电流保护，完善自身接地系统，防范接地故障引起火灾及电击事故。

11.13.2 配电室设置在建筑物内，低压系统应采用 TN-S 接地型式。供电电源设置在建筑物外，低压系统应采用 TN-C-S 接地型式，配电线路主干线末端和各分支线末端的保护中性线（PEN）应重复接地，且不应少于 3 处。

11.13.3 农村等区域低压系统采用 TT 接地型式时，除变压器低压侧中性点直接接地外，中性线不得再重复接地，且与相线保持同等绝缘水平。同时应装设剩余电流总保护（综合配电箱内低压分支出线开关），新建及改造变压器台区应在用户表计后装设剩余电流保护装置。

11.13.4 根据低压系统接地型式，配置塑壳式断路器保护或熔断器-刀闸保护。低压馈电断路器应具备过流和短路跳闸功能。

12 配电自动化及通信

12.1 一般要求

12.1.1 配电自动化应适应智能电网的要求，随一次系统建设同步规划、同步设计、同步建设、同步验收、同步运行。无配电自动化功能的联络开关、干线分段开关应有计划地更换，使其具备配电自动化功能。

12.1.2 配电自动化终端按照监控对象分为站所终端（DTU）、馈线终端（FTU）、台区智能融合终端、故障指示器等，实现“三遥”、“二遥”等功能。配电自动化终端配置原则应满足DL/T 5542、DL/T 5729要求，按照供电安全准则及故障处理模式合理配置，各类供电区域配电自动化终端的配置方式见表8。

表 8 配电自动化终端配置方式

供电区域	终端配置方式
A+	三遥为主
A	三遥为主
B	三遥或二遥
C	三遥或二遥
D	二遥为主、必要时三遥

12.1.3 配电自动化终端设备安装于电缆分界室、开关站、配电室、箱式变压器、环网单元、柱上开关、配电变压器、分布式电源、架空线路等场所，实现数据采集、监测或控制。A+及A类供电区域采用单环网、双环网、网格式等接线方式的电缆线路，应配置智能分布式FA功能的自动化终端。

12.1.4 10kV配电网应依托配电自动化，综合运用智能分布式就地FA（含纵联电流/方向保护等模式）和级差保护和，实现线路故障的快速隔离、恢复非故障设备供电。

12.1.5 接入10kV及以上电压等级的分布式电源、储能设施、电动汽车充换电设施的信息采集应遵循GB/T 33593、GB/T 36547、GB 50966标准，并将相关信息上送至相应业务系统。

12.1.6 10kV通信接入网应随一次系统建设同步规划、同步设计、同步建设、同步验收、同步运行。

12.1.7 10kV通信接入网应满足配电自动化、用电信息采集系统、分布式电源群调群控等业务需求。

12.1.8 10kV通信接入网通信方式应以光纤为主，无线公网可作为过渡方式。光纤通信应依据变电站站端通信设备型式，采用以太无源光网络（EPON）技术或工业以太网技术。变电站至末端业务节点光缆长度不超过20km的线路，可采用EPON技术或工业以太网技术；变电站至末端业务节点光缆长度超过20km的线路，应采用工业以太网技术。

12.1.9 10kV通信接入网通信光纤的建设应结合配电网的一次网架结构及线路路径资源组网。对于一次网架结构为环网或放射网的配电网，配电光纤通信网应主要采用总线型、手拉手型拓扑结构的EPON系统；对于一次网架结构为多分段多联络的配电网，配电光纤通信网应主要采用树型、星型拓扑结构的EPON系统。

12.1.10 采用工业以太网组网时，应采用环形拓扑结构形成通道自愈保护，汇聚层需两座变电站同时具备上传业务能力，工业以太网交换机需采用三层机架式设备。

12.1.11 10kV通信接入网采用光纤方式建设时，光缆沿电力线路一次路径进行建设，沿10kV架空线路架设的光缆应选用ADSS光缆；沿电力隧道、管井敷设的光缆应选用非金属管道阻燃光缆。以变电站为通信系统接入点，覆盖配电站点及设施。光缆以48芯为主，纤芯使用率较高的区段可适当增加光

缆芯数；保护专用光纤需采用单独光缆，纤芯按每回线路不少于4芯配置，且不允许通过其它站点进行光纤跳接。

12.1.12 无线通信采用双通道方式，支持4G及5G通信网络，并满足相关信息安全防护要求。

12.1.13 采用无线公网通信方式时，应采用专线接入点（APN）/虚拟专用网络（VPN）访问控制、认证加密等安全措施。

12.1.14 配电自动化通信系统设计应全面满足相关安全防护要求，电网设备控制指令内容均应进行有效加密，跨区信息交互内容均应进行安全隔离，满足《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36号）相关要求。

12.2 配电自动化终端

12.2.1 A+、A类区域架空线路馈线自动化模式采用集中型，架空线路分段开关（架空电缆混合线路主要分段开关）、联络开关实现“三遥”功能。

12.2.2 B、C类区域架空线路馈线自动化模式采用集中型，小电阻接地系统至少3个分段、1个联络实现“三遥”功能，小电流接地系统还应至少安装3套“两遥”故障定位装置。

12.2.3 D类区域采用就地型，至少有1个主要分段位置安装柱上断路器，实现“三遥”功能，至少安装3套“两遥”故障定位装置。

12.2.4 A+、A类区域电缆环网结构馈线自动化模式可采用智能分布式和集中型，B、C类区域采用集中型。

12.2.5 采用智能分布式的环网结构中全部站室实现“三遥”功能。采用集中型的环网结构中开关站全部实现“三遥”功能，双环网联络点所在站室实现“三遥”功能、联络点两侧线路中段各有1个站室实现“三遥”功能，单环网全部站室实现“三遥”功能。

12.2.6 非环网结构电缆线路馈线自动化模式采用集中型，开关站全部实现“三遥”功能。从变电站（开关站）出线至供电末端至少选择一个重要分段位置站室实现“三遥”功能。

12.2.7 配电室、箱式变压器、柱上变压器等公用变压器应安装台区智能融合终端，作为配电台区数据监测及处理的中心，具备信息采集、物联代理及边缘计算功能，支持配电、营销及新兴业务。

12.3 通信配置原则

12.3.1 10kV配电设备通信终端设备应选用一体化、小型化、低功耗设备，电源应与配电自动化终端电源一体化配置，电源采用直流24V或48V。

12.3.2 开关站、配电室、分界室、开闭器、箱式变压、柱上开关、柱上变压器等配电设备通信配置满足以下要求：

- a) 具备光缆敷设条件的配电设备应建设光缆，主干光缆芯数不少于48芯。根据业务需求，应至少配置1套配电光通信设备。
- b) 开关站应具备两个及以上方向的光缆，且不能同一沟道同一竖井敷设，每条光缆芯数不少于48芯，应至少配置两套配电光通信设备。
- c) 配电光通信设备采用小型化设备，优先采用配电自动化设备电源供电，不具备配电自动化设备的采用低压配电箱电源供电。暂时不具备光缆敷设条件的配电站点，可采用无线公网通信方式过渡。
- d) 采用EPON通信技术的配电设备，ONU设备应支持根据MAC地址进行交换，应支持10/100M电接口，根据需要可选支持RS232/485串行接口。

- e) 采用工业以太网通信技术的配电设备，工业以太网交换机应支持根据 MAC 地址进行交换，支持至少 6 个 10/100M 电接口、3 个 100M 光接口。
- f) 开关站、配电室、分界室、开闭器、箱式变压器的光纤通信设备应安装在 DTU 测控终端屏中，柱上变压器的光纤通信设备应安装在一体化低压配电箱内，未安装一体化低压配电箱的柱上变压器及柱上开关的光纤通信设备可配置独立通信箱体；无线通信模块与自动化终端一体集成。

12.3.3 并网的分布电源通信配置要求应结合并网电压等级、业务需求等统筹考虑，技术原则应与电网内同电压等级的厂站技术原则一致，通信配置满足以下要求：

- a) 分布式电源应具备与电网调度机构进行双向数据通信能力，通信系统应覆盖但不限于群调群控综合控制终端等设备，应满足继电保护、调度运行、配电自动化、用电信息采集等业务对电力通信的要求。
- b) 通过 10kV 电压等级并网的分布式光伏应采用专网通信方式，优选采用调度数据网络通信方式，具备与电网调度机构之间进行数据通信的能力，能够采集电源的电气运行工况，上传至电网调度机构，同时具有接受电网调度机构控制调节指令的能力。暂不具备光纤通信条件时，可采用无线通信方式。采用无线通信方式时，应采取网络安全防护措施。其并入电力通信光传输网、调度数据网的分布式电源通信设备，应纳入电力通信网管系统统一管理。通信规约应符合 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 中的规定。通过 10kV 电压等级并网的分布式光伏与电网调度机构之间通信方式和信息传输，应满足电力系统二次安全防护要求。传输的遥测、遥信、遥控、遥调信号可基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议；
- c) 通过 380/220V 电压等级并网的分布式光伏，可采用无线、光纤、载波等通信方式。采用无线通信方式时，应采取信息通信安全防护措施，满足无线控制安全要求标准方可开展遥控、遥调操作。传输的遥测、遥信、遥控、遥调信号可基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。
- d) 大容量分布式电源（A 类）及聚合型分布电源（B 类）的群调群控综合控制终端宜采用光纤或无线通信方式，一般用户分布电源（C 类）可采用 4G 或 5G 无线通信方式。
- e) 分布式电源与电网之间的通信方式应满足电力系统二次安全防护要求，5G 通信应满足国调《5G 电力虚拟专网承载控制类业务安全防护方案（试行）》要求。
- f) 分布式电源直采直控安全通信应遵循《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号）相关要求，应采用国家密码管理局审批的密码算法对传输的数据进行保护，保证数据的真实性、机密性和完整性。具体要求如下：
 - 1) 主站应支持在生产控制大区与群调群控综合控制终端通过纵密/微纵有线通信方式。
 - 2) 主站应支持在生产控制大区通过安全接入区与群调群控综合控制终端通过纵密/微纵或者 5G 安全通信方式。
 - 3) 群调群控综合控制终端应采用统一密钥管理，支持安全接入主站系统；向每个主站进行数据传输应建立独立的加密隧道，确保隧道之间逻辑隔离。

12.3.4 电动汽车充换电站通信配置满足以下要求：

- a) 具备光缆敷设条件的电动汽车充换电站应建设光缆通信网，光缆应具备两个方向，每条光缆芯数不少于 24 芯。
- b) 暂时不具备光缆敷设条件的电动汽车充换电站，可采用无线公网方式过渡。如采用光纤通信方式，应配置两套配电光通信设备。根据实际需求可配置 1 套 IAD 设备。配电光通信设备与自动化设备共屏安装，采用自动化设备电源供电。

13 继电保护

13.1 一般要求

13.1.1 继电保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，采用综合数字式保护装置；电流互感器和电压互感器的选用应满足保护精确等级的要求。

13.1.2 变电站 10kV 馈线开关配置两段式相电流保护，低电阻接地系统还应配置两段式零序电流保护；有全线速动要求可配置纵联电流差动保护，通道宜采用专用光纤通道方式，交流电流应采自电流互感器的保护级二次绕组，且线路两端保护装置接入的电流互感器特性应一致，电流互感器在通过系统最大故障电流时，其传变误差不应超过电流互感器的标称误差。

13.1.3 10kV 线路应配置级差保护：

- a) 供电半径较短的配电线路，应采用保护动作延时时间级差配合实现故障有选择性的切除；
- b) 供电半径较长的配电线路，应采用电流定值与延时级差配合的方式实现线路分段多级保护配合，有选择性地快速切除故障；
- c) 分支线较多的线路，应采用变电站出线断路器—分支首端断路器—分界开关三级保护的形式。
- d) 供电半径较长且分支线较多的线路，当线路分段开关采用快速操作机构断路器时，应采用变电站出线断路器—主干线分段断路器—分支首端段断路器—分支分段断路器—用户分界开关五级保护的形式；

13.1.4

13.1.5 220/380V 线路公用配电变压器低压侧主断路器应具备长延时、短延时两段式电流保护功能。馈线开关应与主断路器进行级间配合，应具备瞬时、长延时两段式电流保护。

13.1.6 变压器配置电流速断和过流保护，若 10kV 侧为低电阻接地系统，还应配置两段式零序过流保护。干式变压器的过温及超温保护分别动作于报警和跳闸；配有瓦斯保护的油浸型变压器瓦斯保护应动作于跳闸。

13.1.7 有快速切除故障要求或保护配合需要时，如双环、网格接线合环运行，应配置 10kV 母线差动保护。母线差动保护交流电流应采自电流互感器的保护级二次绕组，电流互感器在通过系统最大故障电流时，其传变误差不应超过电流互感器的标称误差。

13.1.8 接入分布式电源的电网继电保护应符合相关继电保护技术规程、运行规程：

- e) 分布式电源具备向系统故障点送出短路电流能力且可能导致系统侧相关保护误动时，系统侧相应保护应增加配置方向元件；
- f) 接入旋转设备时，线路保护应采用纵联差动保护；
- g) 若有稳定、上下级配合、设备安全运行等需求时，应配置母线差动、线路纵联电流差动保护；
- h) 电网侧重合闸投入时，重合闸方式应由三相一次重合闸改为检线路无压重合闸，条件不具备时重合闸应退出运行；
- i) 分布式电源接入导致 110kV 主变高压侧带接地故障运行产生零序过电压时，应加装主变中性点零序过电压保护，零序过电压保护动作跳开分布式电源并网开关；
- j) 由分布式电源单独带变电站母线运行时，分布式电源侧并网开关应在 0.2s 内断开与电网连接；
- k) 并网不上网的分布式电源项目应装设防逆功率保护装置；
- l) 通过 10kV 电压等级直接接入公共电网，其电压保护配置应满足电网对低电压穿越能力的要求；
- m) 分布式电源应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力。

13.2 安全自动装置

13.2.1 10kV 架空线路和电缆与架空混合线，应装设三相自动重合闸装置。

13.2.2 产权分界处前的开关站进线应配置一段相间过流保护和一段零序过流，动作时闭锁相邻母联开关自投；母联开关应配置备自投及时间可整定的复合电压闭锁相间后加速保护；母联开关应配置合环保护。

13.2.3 两台变压器的低压侧有母联开关时，应加装母联自投装置（宜设置为自投不自复）和自动解环装置。

13.2.4 分布式电源侧应具备低频低压解列功能和防孤岛保护功能，其防孤岛保护应与电网侧线路保护及重合闸相配合。

14 数字化

14.1 一般要求

14.1.1 能源运营平台应实现配电网各业务系统之间的信息交互，实现数据共享、流程贯通、服务交互和业务融合，满足配电网业务应用的灵活构建、快速迭代，并具备对其他行业业务系统的数据支撑和业务服务能力。

14.1.2 公共配电网、电力用户的用能数据及分布式电源、储能设施的运行数据原则上应统一接入能源运营平台，并开展数据储存、应用以及服务工作。接入数据类型包含电类数据、非电类数据以及碳类数据：

- a) 公共配电网的运行数据应通过调度控制系统、配电自动化系统接入能源运营平台。
- b) 分布式电源、储能设施、需求侧响应负荷的运行数据，应通过分布式电源群调群控系统、调度控制系统、负荷聚合商平台接入能源运营平台。
- c) 电力用户的用能信息应通过用电信息采集系统、智能运维系统接入能源运营平台。

14.2 公共配电网设施运行信息接入

14.2.1 数据接入类型

- a) 电类数据：应包含高低压柜、变压器、直流站用电源等公共配电网设备遥测、遥信、遥控数据接入（包含但不限于电压、电流、功率、谐波、位置、保护等）；
- b) 非电类数据：应包含环境监测、安防监测、视频监控、消防监控以及设备状态监测等数据；
- c) 碳数据：应包含储能设施、分布式电源并网点的相关采集数据。

14.2.2 数据采集

- a) 电类数据采集：通过配电自动化装置（DTU、FTU）、台区融合终端、智能电表、继电保护装置、保护管理机、数据采集器、集中器等装置，实现配电高压柜、低压线路、变压器、直流屏、低压电缆分支箱、低压联络箱等设备数据采集。
- b) 非电类数据采集：通过站室综合监控装置、数据汇控终端、智能网关、硬盘录像机、环境监测终端等装置，实现开关站、配电站室、分界室、箱式变压器、开闭器、低压电缆分支箱、低压联络箱等站室数据采集。
- c) 碳类数据：通过智能网关、数据汇控终端、智能电表、采集器、数据集中器等装置，实现储能设施、分布式电源、氢能源发电车等设备数据采集。

14.2.3 数据传输：

- a) 电类数据传输：由 10kV 通信接入网进行数据传输，开关站、配电室、分界室等设备采用电力光纤专网进行数据传输，开闭器、箱变、低压电缆分支箱、低压联络箱等设备采用加密无线虚拟专网通信为主、电力光纤通信为辅通信模式。
- b) 非电类数据采集：由 10kV 通信接入网进行数据传输工作，开关站、配电室、分界室等场所采用电力光纤专网进行数据传输，箱式变压器、开闭器、低压电缆分支箱、低压联络箱等设备采用加密无线虚拟专网通信为主、电力光纤通信为辅通信模式。
- c) 碳类数据：由用电信息采集通信系统进行数据传输工作，储能设备、风力发电设备、光伏设备、氢能源发电车等设备应采用加密无线虚拟专网通信。

14.2.4 数据存储：由能源运营平台对配电网电类、非电类、碳类数据采集量进行统一储存。

14.2.5 数据应用：

- a) 电类数据应用：由配电自动化系统提供业务支持，构建配网管理、供电服务指挥应用；
- b) 非电类数据应用：由配电自动化系统进行实时监测，并对数据进行统计、分析、总结，及时发现站室电力设备运行情况和环境中存在的安全隐患及故障先兆；
- c) 碳类数据应用：由能源运营平台的碳排放监测服务平台开展电力系统碳监测、碳计量、碳交易等业务。

14.3 电力用户运行信息接入

14.3.1 数据接入类型：

- a) 电类数据：应包含用户配电室高低压柜、变压器、直流站用电源等设备遥测、遥信数据接入（包括但不限于电压、电流、功率、谐波、位置、保护等）；
- b) 非电类数据：应至少包含环境监测、安防监测、视频监控、消防监控以及设备状态监测等数据；
- c) 碳数据：应覆盖用户全量用能数据，包含储能、光伏发电、风力发电等分布式能源接入数据以及天然气、热力、汽油等其他能源数据，对于空气源热泵、地源热泵等采用电力的供冷供热设备原则上应单独接入。

14.3.2 数据采集：

- a) 用户配电网数据原则上须统一接入能源运营平台，用户根据产权范围出资开展感知装置建设。

14.3.3 数据传输：

- a) 用户配电网数据根据用户重要级别，可选择通过电力光纤专网、加密无线虚拟专网以及公共互联网进行数据传输，原则上重要用户或者用户有涉密需求的应通过电力光纤专网接入，不具备电力光纤专网的，应至少通过加密无线虚拟专网接入，其他用户可通过公共互联网接入。

14.3.4 数据存储：

- a) 由能源运营平台向用户提供数据统一储存服务。

14.3.5 数据应用：

- b) 通过能源运营平台向用户提供用能监测分析、配电室在线监测、碳管理等能源服务。

附 录 A
(资料性)
10kV 架空网典型接线

10kV架空配电网为环网布置接线开环运行和单放射方式。宜通过采用柱上开关（自动分段器）将线路多分段和适度联络，见图A.1。分段与联络数量应根据用户数量、负荷性质、线路长度和环境等因素确定。优先采取线路尾端联络，逐步实现对线路大支线的联络。线路分段点的设置应随网络接线及负荷的变动而做相应调整。

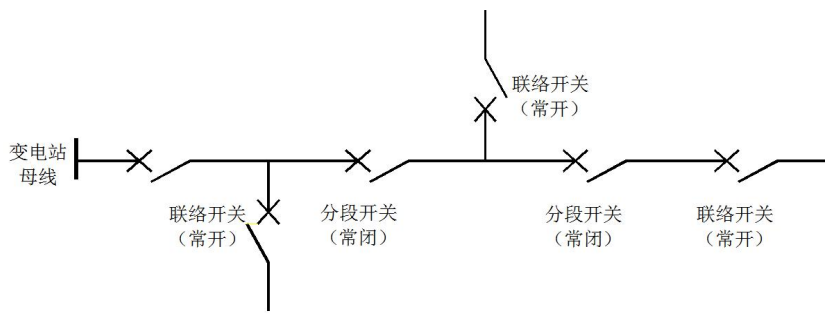


图 A.1 10kV 架空线路三分段三联络接线图

A

附录 B
(资料性)
10kV 电缆网典型接线

B.1 10kV电缆网接线形式

10kV电缆网采用双射接线、对射接线、单环网接线、双环网、网格式接线等形式。

B.2 双射接线方式

自一座变电站或一座开关站的不同10kV母线引出双回线路，或自同一供电区域的不同变电站引出双回线路，形成双射接线方式，见图B.1。有条件、必要时，可过渡到双环网接线方式，见图B.4。

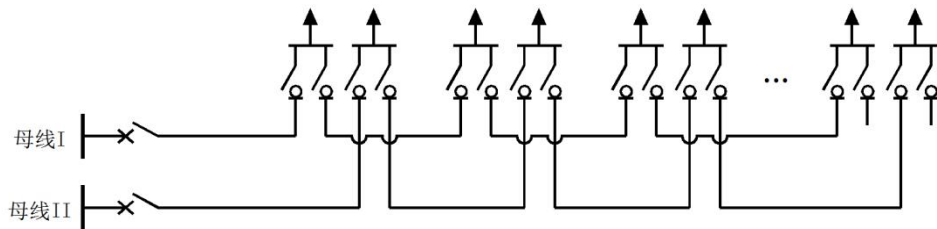


图 B.1 双射网接线图

B.3 对射接线方式

自不同方向电源的两座变电站的10kV母线馈出单回线路组成对射网接线方式，宜由改造形成。见图B.2。有条件、必要时，可过渡到双环网接线方式，见图B.4。

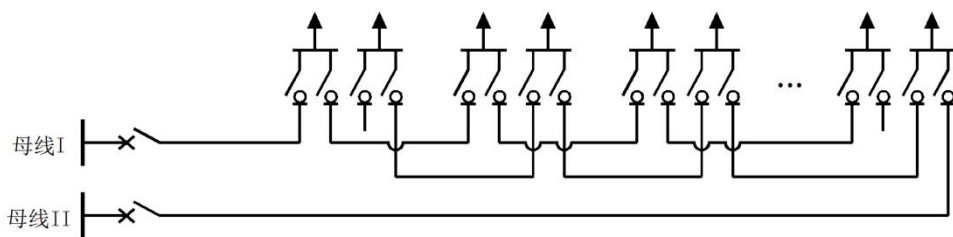


图 B.2 对射网接线图

B.4 单环式接线方式

The diagram shows a horizontal line representing a busbar system. On the left, it is labeled '母线I' (Busbar I) and on the right, '母线II' (Busbar II). Between them, there are three circuit breakers, each represented by two vertical lines with a diagonal slash. Above each circuit breaker is an upward-pointing arrow. Ellipses (...) are placed between the second and third circuit breakers, indicating more than three breakers in total. The busbar system is connected to two external points, each marked with an 'X' and a diagonal slash.

图 B.3 单环式接线图

自同一供电区域的两座变电站的不同10kV母线各引出一回线路,构成双环式的接线方式,见图B.4。

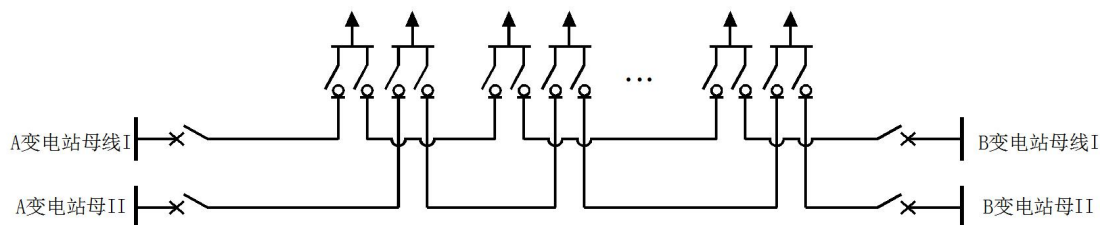


图 B.4 双环式接线图

自一座变电站的两台主变所带的不同10kV母线段各引出一回线路，构成双环式的接线方式，该双环网与其他相同接线的双环网之间进行联络，形成网格式接线方式，见图B.5。

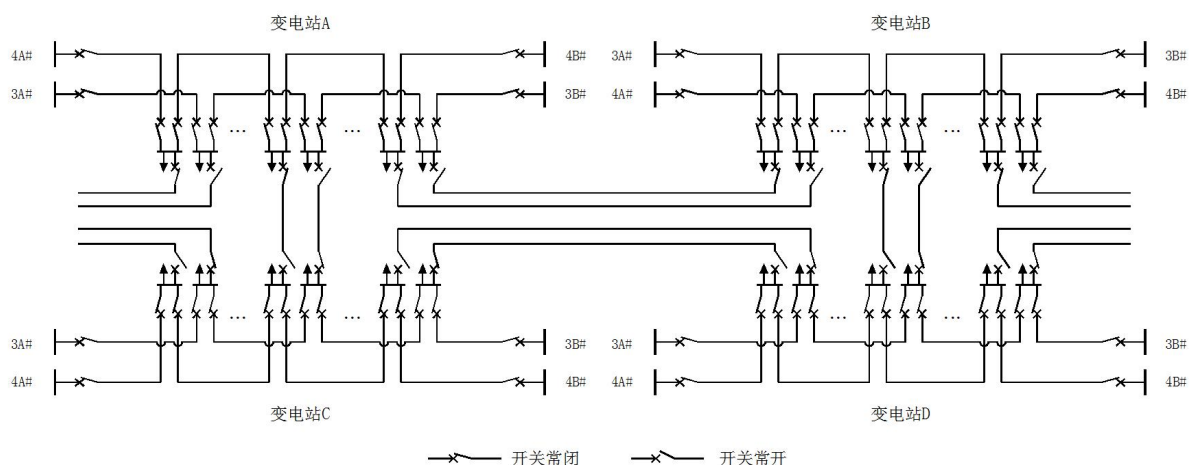


图 B.5 网格式接线图
