

ICS 29.240.01
CCS K 01
备案号: 97864-2023

DB11

北京市地方标准

DB11/T 2077—2023

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

2023 - 03 - 30 发布

2023 - 07 - 01 实施

北京市市场监督管理局 发布

目 次

前 言 11

1 范围..... 1

2 规范性引用文件..... 1

3 术语和定义..... 2

4 总体要求..... 3

5 一般技术原则..... 4

6 配电网结构..... 7

7 配电网设备设施..... 9

8 配电自动化..... 15

9 10kV 通信接入网 16

10 继电保护..... 19

11 数字化..... 20

12 分布式电源及电化学储能系统接入要求 22

13 电力用户接入要求..... 28

14 电动汽车、电动自行车充换电设施接入要求 32

附 录 A （资料性） 10kV 架空网典型接线 35

附 录 B （资料性） 10kV 电缆网典型接线 36

附 录 C （资料性） 基于柔性互联装置的光伏并网典型方案 38

参 考 文 献..... 41

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。

本文件由北京市城市副中心管理委员会提出并归口。

本文件由北京市城市副中心管理委员会组织实施。

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：闫承山、邱明泉、张立军、姚伟龙、李兵兵、邱立志、于宏海、赵长青、康琦、马文营、牟磊、赵永良、王朝凤、张文军、刘艳生、王永华、马学军、郭琦、周志宇、房静静、王显锋、李偲旸、王春雷、张国瑞、王延辉、张宏炯、阎阳、刘洋、程序、梁颖、王雅群、陈翠环、王立峰、赵迎辉、张运、罗鹏、胡宝玉、何方明、李昕、赵树本、董浩、张海涛、潘正阳、杨楠、洪海涛、李晓桐、尹健鑫、陈建树、范星宇、李鹏飞、韩冰、朱月、靳友豪。

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及以下配电网的结构、设备设施、自动化、通信接入网、继电保护、数字化的技术要求，以及分布式电源、电化学储能系统、电力用户、电动汽车及电动自行车充换电设施接入配电网的基本要求。

本文件适用于北京城市副中心核心区及拓展区范围内10kV及以下配电网所有新建和改建电力工程。

2 规范性引用文件

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

GB/T 156 标准电压

GB 3096 声环境质量标准

GB 4208 外壳防护等级（IP代码）

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 13955 剩余电流动作保护装置安装和运行

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 17625.1 电磁兼容 限值 谐波电流发射限值（设备每相输入电流 $\leq 16\text{A}$ ）

GB/Z 17625.6 电磁兼容 限值 对额定电流大于16A的设备在低压供电系统中产生谐波电流的限值

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 23858 检查井盖

GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波

GB 26859 电力安全工作规程 电力线路部分

GB/T 29316 电动汽车充换电设施电能质量技术要求

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 29772 电动汽车电池更换站通用技术要求

GB/T 30137 电能质量 电压暂降与短时中断

GB/T 33593 分布式电源并网技术要求

GB/T 35727 中低压直流配电电压导则

GB/T 33589 微电网接入电力系统技术规定

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

DB11/T 2077—2023

GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
GB/T 37973 信息安全技术 大数据安全管理指南
GB 50016 建筑设计防火规范
GB 50045 高层民用建筑设计防火规范
GB 50052 供配电系统设计规范
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 50217 电力工程电缆设计标准
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 51348 民用建筑电气设计标准
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 516 电力调度自动化运行管理规程
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 634.5101 远动设备及系统 第5-101部分：传输规约 基本远动任务配套标准
DL/T 634.5104 远动设备及系统 第5-104部分：传输规约 采用标准传输协议集的IEC60870-5-101

网络访问

DL/T 645 多功能电能表通信协议
DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程
DL/T 1527 用电信息安全防护技术规范
DL/T 5221 城市电力电缆线路设计技术规定
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

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

以确保能源电力安全为前提,以满足经济社会高质量发展的电力需求为目标,以高比例新能源供给消纳体系建设为任务,以源网荷储多向协同、灵活互动为支撑,以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台,具有清洁低碳、安全可控、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。

3.2

10kV 通信接入网 10kV communication access network

10kV配电业务终端(含FTU、DTU、TTU等)、用电信息采集业务远程通信终端(含集中器、专变采集终端及直接采集的用户表计)至骨干通信网设备的通信接入网络。

3.3

能源运营平台 energy operation center

通过广泛接入区域多类能源数据,打造数据监测、运行分析、故障预警、策略下发等一系列功能,提升区域能源供应保障能力,服务智慧城市建设,助力社会治理现代化,为客户提供更加优质用能服务的区域统一能源管理平台。

3.4

新型电力负荷控制系统 new power load control 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和全量监测,实现电力负荷资源统一监控、统一调度、统一服务。

3.5

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。

3.6

负荷聚合商平台 load aggregator management system

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。

3.7

需求侧响应 demand side response

用户根据实时电价、相关激励措施,主动做出调整用电需求的反应。

3.8

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,可实现配电室无人值班,少人值守的运维模式。

[来源: DB11/T 527, 3.4]

4 总体要求

4.1 新型电力系统 10kV 及以下配电网应满足经济社会发展电力需求,促进源、网、荷、储各侧资源的协调发展,增强分布式电源和多样化负荷的接纳能力,推动电、冷、气、热多能互补,全面适应售电主体多元化和客户用电需求多样化的要求,提高能源利用效率,降低社会用能成本,优化电力营商环境,推动城市副中心实现碳达峰、碳中和。

4.2 新型电力系统10kV及以下配电网应具有坚强的网架结构、科学的容量裕度及灵活的负荷转供能力，达到结构规范、运行灵活、适应性强。现状电网结构应通过建设和改造逐步向目标网架结构过渡，实现近远期电网有效衔接，避免电网重复建设。

4.3 新型电力系统10kV及以下配电网设备选型应安全可靠、经济适用、节能环保、寿命周期合理，积极稳妥采用成熟的新技术、新设备、新材料和新工艺。开关站、电缆分界室、配电室及电力管道等电力设施应合理预留，满足配电网中长期发展需求。

4.4 新型电力系统10kV及以下配电网自动化建设应与配电网发展水平相适应，并根据配电网实际需求统筹规划、分步实施，实现安全可靠、经济实用，运用调度、监控及数据分析等手段，提升配电网运行状态管控能力。

5 一般技术原则

5.1 电压等级

配电网标称电压等级的选择应符合GB/T 156及GB/T 35727的规定，本标准中压交流配电系统电压等级为10kV、低压交流配电系统电压等级为380V、220V，低压直流配电系统电压等级为1500（±750）V、750（±375）V、220（±110）V。

5.2 供电区域划分

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。北京城市副中心核心区及拓展区电网分为二个区域类别，供电区域范围划分符合表1的规定。

表1 供电区域划分表

供电区域	A+	A
划分范围	城市副中心核心区，面积 155km ² ，包括：通运片区、临河里片区、梨园片区、通州老城片区、富河片区、潞邑片区、宋庄片区、召里片区、行政办公区、城市绿心片区、张家湾片区及文化旅游区。	城市副中心拓展区，面积 751 km ² ，包括：宋庄镇、潞城镇、西集镇、张家湾镇、漷县镇、台湖镇、马驹桥镇、于家务乡、永乐店镇及亦庄新城（通州部分）。

5.3 供电可靠性目标

各类供电区域的供电可靠性和电压合格率目标应符合表2的目标值。

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（≥99.999%） 高可靠性供电区域户均停电时间不高于 30s（≥99.9999%）	100%

表2 供电可靠性和电压合格率目标（续）

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 26min（≥99.995%）	100%
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 类供电区域10kV电缆网中一条线路或一台配电变压器故障或计划退出运行情况下，负荷转供率为100%；10kV架空网中一条线路或一台配电变压器发生故障停运时，除故障段外不停电，并且不应发生电压过低和设备过负荷。
- 5.4.2 A+类高可靠性供电区域应满足“N-1-1”供电安全准则。
- 5.4.3 双电源电力用户应满足供电安全“N-1”供电安全准则。
- 5.4.4 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。
- 5.4.5 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相互匹配，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供负荷能力。
- 5.4.6 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。

5.5 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±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。

5.6 不停电作业

5.6.1 配电网检修维护、用户接入/退出、改造施工等工作，应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 电缆分界室、配电室、开闭器应预留1个10kV进线间隔满足电缆旁路作业、中压发电车接入等不停电作业需求。

5.6.4 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。

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，确定并预留目标配电网的线路走廊路径及电力管道规模，满足预期供电容量的增长。

5.7.3 下列情况应采用电缆线路，并建设电力管道：

- a) 规划A+类供电区域；
- b) 依据市政规划，明确要求采用电缆线路且具备相应条件的地区；
- c) 走廊狭窄，架空线路难以通过而不能满足供电需求的地区；
- d) 供电可靠性要求较高并具备条件的工业园区；
- e) 经过重点风景旅游区的区段；
- f) 电网结构或运行安全的特殊需要。

5.7.4 实施电力架空线路入地改造为电缆线路的区域，应按照电缆线路的目标网架结构规划、设计和预留，不得降低供电能力及供电可靠性水平。

5.7.5 市政道路沿线电力架空线入地工程新建开闭器、箱式变电站、低压电缆分支箱等电力箱体应满足“隐形化、小型化、景观化”的要求。

5.7.6 新建开关站、电缆分界室、公用配电室以及为电梯、供水、应急照明等重要负荷供电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，并设置应急电源接入装置。

5.7.7 用户配电室不应设在地势低洼和可能积水的场所，建于建筑物内的用户配电室应设置在地上首层或地下一层，不应设置在地下最底层。

5.7.8 配电架空线路不应跨越铁路、高速公路、一级公路，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、高等级公路的配电架空线路应逐步改造为电缆穿越。

5.7.9 在现状及规划铁路、高速公路、地铁等关键节点位置，应预留满足电网长期发展需求的电力管道。

5.7.10 现状配电架空线路、直埋电缆等配电网设备设施位于铁路、高速公路、地铁等交通基础设施保护区内的，应结合基础设施建设对配电架空线路进行入地改造，对直埋电缆等配电设施进行迁移改造。

5.8 建设与改造

5.8.1 配电线路主干线、电力管道、配电自动化、通信接入网等设备设施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，一次性建设改造到位，避免反复增容或升级改造。

5.8.2 10kV 配电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。

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，应预留必要的应急电源接入位置或端口，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 电力用户内部电力设备存在下列情况的，电力用户应对其电力设备及时进行更换改造：

- a) 影响公用电网电能质量超过国家标准的设备；
- b) 运行中且存在安全运行隐患的设备；
- c) 国家明令淘汰的设备。

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，结合上级电网的网架结构、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；
- b) 变电站设备检修或故障情况下，变电站之间应有一定的负荷转供能力；
- c) 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，线路故障或检修时，应具有转供非停运段负荷的能力；
- d) 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；
- e) A+类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 10kV 配电线路间的负荷转供能力，主要取决于正常运行时变压器的容量裕度、线路容量裕度、10kV 主干线的合理分段数和联络情况等，目标网架建成后，应符合以下要求：

- a) 变电站间通过 10kV 配电线路转供负荷的比例，A+类供电区域应达到 100%，A 类供电区域建设初期应在 70%以上，最终形成站间负荷转供能力 100%；
- b) A+、A 类供电区域或 10kV 配电线路的非停运段负荷应能够全部转供至邻近线路（同一变电站出线）或对端联络线路（不同变电站出线）。

6.1.4 10kV 配电线路负载率应根据线路接线方式进行控制，负载率不应超过表 3 的规定标准。

表3 10kV 配电线路负载率控制标准

接线方式	负载率
架空线单联络	50%
架空线多分段适度联络	70%
电缆单环网	50%
电缆双射线	50%
电缆双环网	50%

6.1.5 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，10kV线路之间联络应在同一供电网格之内，主要有双环网、单环网、多分段适度联络结构；
 - b) 低压配电网实行分区供电，结构应简单，一般采用树干式、放射式或环式结构。
- 6.1.6 在配电网建设的初期及过渡期，可根据供电安全准则要求和实际情况，适当简化目标网架作为过渡电网结构。
- 6.1.7 目标网架形成后，后续用户接入、配电设备迁移、改造等工程应充分考虑对网架结构的影响，不应降低、改变原有网架结构。

6.2 10kV 配电网结构

6.2.1 各类供电区域 10kV 配电网目标网架结构应符合表 4 的规定。

表4 10kV 配电线路目标电网结构

供电区域类型	电缆网结构					架空网结构
	双射式	对射式	单环网	双环网	网格式	多分段、适度（3~6）联络
A+				√	√	
A			√	√		√

注1：架空网结构参见附录A，电缆网结构参见附录B。

- 6.2.2 规划A类供电区域10kV架空线路应采用多分段、适度联络接线方式，应符合以下要求：
- 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可适度增加分段，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 6 个联络点，联络点应设置于主干线上或分支线末端，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10kV电缆线路结构以双环网和网格式为主，A类供电区域10kV电缆线路结构应采用双环网、单环网，应符合以下要求：
- a) 规划A+、A类供电区域中双电源用户较为集中的地区，10kV电缆线路应按双环网结构规划。根据负荷性质、负荷容量及发展可一步到位，亦可初期按双环网、双射接线建设，根据需要和可能逐步过渡至网格式、双环接线；
 - b) 规划A类供电区域中单电源用户较为集中的地区，10kV电缆线路应按单环网结构规划。
- 6.2.4 组成电缆单环网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供率目标要求及电缆线路N-1供电安全准则，电源点受限时可来自同一变电站或开关站的不同母线。
- 6.2.5 组成电缆双环网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供率目标要求及电缆线路N-1供电安全准则。组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的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，两座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。

6.2.6 A+、A类供电区域，可构建局部单环网，将单侧电源的开闭器、箱式变电站改造为单环网接线方式。

6.3 低压配电网结构

6.3.1 低压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、环网式等接线形式，主干线路运行负载率不应超过额定载流量 50%。

6.3.2 A+、A类供电区域公用配电室及箱式变电站馈出的低压电缆线路宜组成环网式结构，环网式接线的电源应引自不同配电变压器的低压母线，开环点一般设置在低压电缆线路末端的低压电缆分支箱。

6.3.3 为“煤改电”用电负荷供电及季节性负荷差异较大的配电变压器，应构建低压环网式结构，提高低压电网供电可靠性及经济性。

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应配置快速切换设备。

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的接线方式，并通过低压柔性互联系统实现配电台区间的柔性互联。

7 配电网设备设施

7.1 一般要求

7.1.1 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。

7.1.2 配电网设备选型应实现标准化、序列化。同一供电区域内10kV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、负荷发展水平与全寿命周期成本总和确定，并构成合理的序列。

7.1.3 配电网设备选型和配置应适应智能化、数字化的发展，应同步考虑配电自动化的建设需求。

7.1.4 开关站、电缆分界室、配电室土建设计应满足抗震、防火、防汛、防渗漏、防凝露、防尘、防毒、防小动物、防盗、温度调节和通风等要求，并接入给排水、污水处理等市政管线。

7.1.5 开关站、电缆分界室、配电室设备层板底净高不小于3.5m，梁底净高不小于3m，电缆夹层板底净高不小于1.9m。

7.1.6 配电变压器能效等级应符合GB 20052的规定，应选用能效等级不低于2级的产品。

7.1.7 开闭器、箱式变电站的防护等级应符合GB 4208的规定，外壳的防护等级不应低于IP33。

7.1.8 开闭器、箱式变电站应采用全绝缘、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，满足隐形化、小型化、景观化的要求。

7.1.9 开闭器、箱式变电站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。

7.1.10 开闭器、箱式变电站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。

7.1.11 10kV电压等级设备短路电流水平不应小于20kA，低压设备根据实际短路容量进行核算。

7.1.12 开关站、电缆分界室、公用配电室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。

7.1.13 A+类高可靠性供电区域内的开关站、电缆分界室、公用配电室应配置智能监控系统，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。

7.1.14 重要电力用户、政治供电常态化用户、有重要负荷不能中断供电或对供电可靠性有特殊需求的

普通电力用户（医院、学校、养老院、党政机关、广播电视、交通枢纽、防汛设施、公交充换电站、数据中心、重点企业、居民小区配套设施等）的配电室及箱式变电站应预留应急电源接入装置，满足发电车的接入条件。

7.2 10kV 开关站

7.2.1 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、并难以有新电源站点的地区，可考虑建设或预留第三路电源。

7.2.2 开关站应地上独立设置，不具备条件时可结合其他建筑建设；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。

7.2.3 开关站建筑面积为 $270\text{m}^2\sim 300\text{m}^2$ ，对于联合建设开关站，应地上设置。

7.2.4 开关站应采用单母线分段接线，电源应采用电缆线路。

7.2.5 双路电源进线的开关站，馈电出线应为 $10\sim 14$ 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%。

7.2.6 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 $10\sim 16$ 路。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。

7.2.7 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，也可采用环保气体绝缘断路器柜。

7.2.8 开关站10kV开关柜应配置电动操作机构，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。

7.3 10kV 电缆分界室

7.3.1 10kV 用户接入电缆网时，应建设电缆分界室（专用线除外），作为单个用户与电网的产权分界，具备用户界内故障自动隔离及电缆线路组网功能。

7.3.2 电缆分界室应地上独立设置，在不具备条件时可结合其他公共建筑建设，应设置在地面一层，建筑面积为 $25\text{m}^2\sim 35\text{m}^2$ 。

7.3.3 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。

7.3.4 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，配置二个进线间隔、八个出线间隔。

7.3.5 电缆分界室配置的环网柜应全部采用断路器柜，断路器应采用真空灭弧，采用环保气体绝缘或固体绝缘。

7.3.6 电缆分界室配置的断路器应采用快速操作机构，具有配电自动化远方遥控功能；电动操作机构操作电源宜选用直流 48V，环网柜内安装电压互感器。

7.4 公用配电室

7.4.1 公用配电室应地上独立设置，在不具备条件时可结合其他公共建筑建设，应设置在地面一层，建筑面积为 $150\text{m}^2\sim 180\text{m}^2$ 。

7.4.2 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，设置 2 台变压器，低压为单母线分段接线，设有应急电源接入装置。

7.4.3 公用配电室环网柜进线间隔采用负荷开关柜，环出线间隔根据需要采用负荷开关柜或断路器柜，变压器配出间隔采用负荷开关-熔断器组合柜，环网柜应采用环保气体绝缘或固体绝缘。

7.4.4 公用配电室土建设计应符合以下规定：

- a) 噪声值应符合GB 3096的相关规定；
- b) 独立公用配电室与居民区的距离应符合GB 50016的规定；
- c) 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；
- d) 不应与住宅楼合建或布置在住宅楼的正下方；
- e) 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；
- f) 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。

7.4.5 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。

7.4.6 公用配电室内配电变压器应采用节能环保型、低损耗、低噪声干式变压器，接线组别为 Dyn11，变压器应带有金属屏蔽罩、温控、风机，配置减振降噪措施。

7.4.7 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。

7.4.8 低压进线开关、出线开关、联络开关应具备过载长延时、短路短延时、短路瞬时保护功能，应具备数据采集、对上通信、就地及远方控制功能，宜具备双向电气量监测、失压保护、两侧有压闭锁合闸等功能。

7.4.9 低压联络开关应装设自动投切及自动解环装置。

7.5 用户配电室

7.5.1 用户配电室符合以下条件之一时，10kV侧应选用断路器柜：

- a) 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；
- b) 由220kV变电站直接供电时；
- c) 用户10kV侧加装联络开关时；
- d) 对供电可靠性要求高时。

7.5.2 用户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。

7.5.3 采用负荷开关柜时，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。

7.5.4 非独立建筑的配电室，应采用无油化配电设备。安装于公共建筑内的 10kV 配电室应选用干式节能型变压器；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。

7.5.5 低压进线开关、出线开关、联络开关应具备过载长延时、短路短延时、短路瞬时保护功能，应具备数据采集、对上通信、就地及远方控制功能，宜具备双向电气量监测、失压保护、两侧有压闭锁合闸等功能。

7.5.6 低压联络开关应装设自动投切及自动解环装置。

7.5.7 用户应根据自身需求选择加装应急自备电源。

7.6 电力管道

7.6.1 电力管道的建设应符合 DB11/T 963 的规定。

7.6.2 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。

7.6.3 规划 A+、A 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力管道，可根据城市总体规划纳入综合管廊工程。

7.6.4 电力管道建设改造应同时建设或预留通信光缆管孔或位置。

7.6.5 电力管道与其它管线的距离及相应防护措施应符合GB 50217的规定。

7.6.6 采用电缆进出线的变电站，出站隧道至少具备两个方向。

7.6.7 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。

7.6.8 电力隧道建设应符合以下规定：

- a) 电力隧道断面规格应为 $2.0\text{m}\times 2.1\text{m}$ （明开）、 $2.0\text{m}\times 2.3\text{m}$ （暗挖）或 $2.6\text{m}\times 2.4\text{m}$ （明开）、 $2.6\text{m}\times 2.9\text{m}$ （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防火设施；
- d) 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。

7.6.9 电力排管建设应符合以下规定：

- 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~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。

7.6.10 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。

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

7.6.12 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。

7.6.13 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。

7.6.14 电力隧道、电力排管与变电站、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。

7.6.15 在市政道路机动车道及横过路位置建设的电力排管应采用热浸塑钢管，在绿地、人行步道下建设的电力排管可采用CPVC等材质管材。

7.6.16 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。

7.6.17 电缆直埋敷设时，应增加电缆保护管（水泥包封）及检修工作井等保护措施。

7.7 10kV 电缆线路

7.7.1 电缆线路的设计、施工应按照GB 50168、DL/T 5221的规定执行。

7.7.2 10kV电缆应符合以下规定：

- a) 变电站10kV馈线的干线应选用300mm²铜芯电缆，线路负荷较大时可选用400mm²铜芯电缆；开关站10kV馈线应选用240mm²、150mm²铜芯电缆；
- 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。

7.7.3 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。

7.7.4 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电缆。

7.8 10kV开闭器

7.8.1 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。

7.8.2 开闭器内置环网柜单个间隔宽度应小于400mm，位于道路沿线有小型化要求的开闭器内置环网柜单个间隔宽度应小于350mm。

7.8.3 供电电源采用双电源时，开闭器(分界箱)一般配置两组环网柜，中压为两条独立母线。

7.8.4 开闭器所配置的环网柜均采用断路器柜，断路器应采用真空灭弧，采用环保气体绝缘或固体绝缘。

7.8.5 开闭器应配置PT柜及自动化终端，实现自动化功能。

7.9 10kV 箱式变电站

7.9.1 箱式变电站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。

7.9.2 箱式变电站一般配置一组环网柜，中压为单条母线。

7.9.3 变压器应选用全密封油浸式三相变压器或干式变压器，单台变压器容量不应超过 630kVA，接线组别应采用 Dyn11。

7.9.4 低压进线开关、出线开关应配置过载长延时、短路短延时、短路瞬时保护功能，应具备数据采集、对上通信、就地及远方控制功能，宜配置双向电气量监测、失压保护、两侧有压闭锁合闸等功能。

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

7.9.6 用户箱式变电站单台容量不应超过 630kVA，临时用电或电动车充电站等无配电室建设条件的场所可采用多台箱式变电站串接供电方式，其它场所用户箱式变电站不应采用串接方式供电。

7.10 10kV 架空线路及柱上设备

7.10.1 10kV架空线路及柱上设备选型和建设应符合DB11/T 1894的规定。

7.10.2 10kV柱上产权分界开关应采用真空开关断路器，绝缘介质采用环保气体，配置弹簧操作机构或快速操作机构。

7.10.3 分布式电源并网的用户，其10kV柱上产权分界开关还应具备以下功能：

- a) 具备方向过流保护、方向接地保护功能，区分界内、界外故障；
- b) 具有被动式检测孤岛功能，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。

7.11 低压配电网设备

7.11.1 低压架空线路应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 。受条件所限时，可采用集束式导线，截面选用 120mm^2 和 70mm^2 。

7.11.2 低压架空线路应选用 12m 环形混凝土电杆，对于现场使用环境受限区域，可选用高强度非预应力电杆、组装型杆或方铁杆等。

7.11.3 考虑负荷发展需求，低压架空线路电杆可按 10kV 线路电杆选型，为 10kV 线路延伸预留通道。

7.11.4 低压架空接户线一般采用耐候交联聚乙烯绝缘铜线，截面选用 10mm^2 和 16mm^2 两种，“煤改电”用户选用 16mm^2 。

7.11.5 低压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。

7.11.6 低压接户线分支箱外壳应具有耐候、防腐蚀等性能。

7.11.7 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，主干电缆截面不应小于 240mm^2 。

7.11.8 低压电缆进入建筑或集中敷设应选用 C 级及以上阻燃电缆。

7.11.9 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。

7.11.10 户内低压电缆分支箱宜采用一进两出方式，进出线开关采用固定式安装熔断器式隔离开关或低压智能断路器。分支箱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，箱体宜选用非金属材料（SMC）制作，应预留应急电源接入接口。

7.11.11 户外低压电缆分支箱宜采用一进三出方式，进出线开关采用固定式安装熔断器式隔离开关或低压智能断路器。分支箱结构为框架组装结构，箱体为全封闭型单面操作，采取双重绝缘措施，可以落地式或壁挂式安装，箱体宜选用非金属材料（SMC）制作，箱壳防护等级不应低于 IP44，应预留应急电源接入接口。

7.11.12 低压电缆分支箱采用低压智能断路器时，应配置过载长延时、短路短延时、短路瞬时保护功能，应具备数据采集、对上通信、就地及远方控制功能，当低压母线预留应急电源接入接口时，分支箱进线开关应具备双向电气量监测、失压保护、两侧有压闭锁合闸等功能。

7.11.13 柱上低压综合配电箱内应安装低压智能开关设备，具有实时监测各分支低压负荷负载率、三相不平衡度、电压电流等数据的功能，安装计量及测控装置、保护电气、通讯设备和辅助设备，实现计量、测量、控制、保护、电能分配和无功补偿等集成功能。

7.11.14 分布式光伏低压并网开关应具备光伏专用保护、HPLC 或 HPLC+HRF 双模通信、电能质量监控等功能，并符合以下要求：

- a) 具备防孤岛保护功能，当电网侧停电时，应不依托逆变器启动防孤岛保护，断开光伏发电系统与低压配电网的连接，具备电网侧失压闭锁合闸的功能；
- b) 具备过载及短路保护功能，低压电网侧或光伏发电侧任意一侧出现短路或过载时，应断开并网连接；
- c) 具备测量功能，对并网点电压、电流、频率及发电功率进行测量。

7.12 低压配电系统接地型式及保护

7.12.1 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。

7.12.2 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。

7.12.3 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。低压用户的计量表计后应装设剩余电流保护装置。

7.12.4 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。

8 配电自动化

8.1 一般要求

8.1.1 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。

8.1.2 无配电自动化功能的联络开关、分段开关应有计划地更换，使其具备配电自动化功能。

8.1.3 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(TTU)、故障指示器等，实现“三遥”“二遥”等功能。

8.1.4 配电自动化终端配置原则应符合DL/T 5542、DL/T 5729的规定，按照供电安全准则及故障处理模式合理配置，配电自动化终端的配置应以“三遥”为主。

8.1.5 开关站、电缆分界室、配电室、开闭器、箱式变电站、柱上开关、柱上变压器、分布式电源等设备应安装配电自动化终端，实现数据采集、监测及控制。

8.1.6 A+、A 类供电区域应采用集中型或智能分布式馈线自动化模式，符合表5的规定。

表5 10kV 配电线路馈线自动化模式

供电区域	架空线路	电缆线路		系统接地方式
		单环/双环	双射/对射/单射	
A+	主站集中+级差配合式馈线自动化	集中型 智能分布式（5G纵差、光纤纵差）	集中型 智能分布式（5G纵差、光纤纵差）	小电阻
A	主站集中+级差配合式馈线自动化	集中型 智能分布式（5G纵差、光纤纵差）	集中型	小电阻 小电流

8.2 配电自动化终端

8.2.1 架空线路馈线自动化模式应采用集中型，架空线路全部分段开关、联络开关及架空电缆混合线路的主要分段开关实现“三遥”功能。

8.2.2 暂态录波型架空故障指示器应安装于架空线路出站首端、主干线主要分段、大分支线首端及电

缆和架空线路连接处，安装间隔 1km~2km。

8.2.3 电缆线路自动化终端配置应符合表 6、表 7 的规定。

表6 10kV 环网（单环、双环、网格式）结构电缆线路自动化终端配置标准

供电区域	馈线自动化模式	配置标准	系统接地方式
A+	智能分布式 集中型	全部配电站室实现“三遥”功能。	小电阻 小电流
A	智能分布式 集中型	开关站全部实现“三遥”功能； 双环网联络点配电站室实现“三遥”功能，分段点配电站室终端具备“三遥”功能占比不低于60%。 单环网全部配电站室实现“三遥”功能。	小电阻 小电流

表7 10kV 双射、对射、单射结构电缆线路自动化终端配置标准

供电区域	馈线自动化模式	配置标准	系统接地方式
A+、A	集中型 智能分布式	开关站全部实现“三遥”功能； 分段点配电站室终端具备“三遥”功能占比不低于60%。	小电阻 小电流

8.2.4 配电线路非关键节点，未装设 DTU 的电缆分界室、配电室以及环网型箱式变电站、开闭器等，宜装设电缆二遥故障指示器；关键节点在未安装电动操作机构和 DTU 前，可暂时安装电缆二遥故障指示器过渡。

8.2.5 电缆二遥故障指示器，采集单元宜安装在环进环出间隔和重要馈出间隔。

8.2.6 开关站的馈出线及母联开关、配电线路的分段及联络开关、电缆分界室、开闭器及配电室的开关设备应安装具备双向计量功能的自动化终端和计量用 TV、TA，实现电量数据的自动采集与上传。

8.2.7 配电室、箱式变电站、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。

9 10kV 通信接入网

9.1 一般要求

9.1.1 新型电力系统10kV通信接入网应满足配电自动化、用电信息采集系统、分布式电源地区电网调度自动化新能源管理系统等业务需求，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。

9.1.2 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。

9.1.3 10kV 通信接入网原则上采用光纤通信方式，不具备光纤接入条件的采用无线公网方式作为过渡。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。

9.1.4 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。

9.1.5 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。

9.1.6 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。

9.1.7 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。

9.1.8 无线通信采用双通道方式,支持 4G 及 5G 通信网络,并符合国家能源信息安全防护要求。

9.1.9 配电自动化通信系统设计应符合国家能源安全防护要求,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。

9.1.10 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。

9.2 通信配置原则

9.2.1 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。

9.2.2 开关站、重要配电室等配电设备通信配置应符合以下要求:

- a) 具备两个及以上方向的光缆,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,配电光通信设备应采用配电自动化设备电源供电;
- b) 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;
- c) 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;
- d) 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;
- e) 配电光通信设备应安装在独立通信机柜中。

9.2.3 电缆分界室、开闭器、箱式变电站、柱上开关、柱上变压器等配电设备通信配置应符合以下要求:

- 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) 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不间断电源供电;
- c) 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) 电缆分界室、开闭器、箱式变电站具备独立机柜的配电光通信设备应安装在机柜中,不具备独立机柜的可安装在 DTU 测控终端屏中,柱上变压器的配电光通信设备应配置独立通信箱体;无线通信模块与自动化终端一体集成。

9.2.4 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,通信配置符合以下要求:

- 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地区分布式电源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光纤通信方式,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;
- c) 通过 10kV 电压等级并网的分布式光伏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。通信应基于 DL/T 634.5101 或 DL/T 634.5104 通信协议;
- d) 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、遥调信号应基于 DL/T 634.5101 或 DL/T 634.5104 通信协议;
- e) 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、遥调信号应基于 DL/T 634.5101 或 DL/T 634.5104 通信协议;
- f) 大容量分布式电源(A类)及聚合型分布电源(B+类)的分布式电源综合控制终端宜采用光纤或 5G 无线通信方式,一般用户分布电源(B类)可采用 4G 或 5G 无线通信方式;
- g) 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;
- h) 分布式电源直采直控安全通信应符合国家能源安全的相关要求,应采用国家密码安全要求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,应符合以下要求:
 - 1) 主站应支持在生产控制大区经安全接入区与分布式电源综合控制终端通过纵密/微纵或者 5G 安全通信方式通信;
 - 2) 分布式电源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。

9.2.5 电动汽车充换电站通信配置应符合以下要求:

- 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) 采用光纤通信方式时,应配置两套配电光通信设备,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;
- c) 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。

9.2.6 并网发电厂通信配置应符合以下要求:

- a) 应具备两个及以上方向的光缆,每条光缆芯数不少于 48 芯;
- b) 应至少配置两套配电光通信设备,配置 1 套调度数据网设备,配置 1 套综合数据网设备和 1 套 SDH 设备。

10 继电保护

10.1 一般要求

10.1.1 新型电力系统10kV及以下配电网继电保护应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，各电压等级电网保护策略协同，下一级电网发生故障，不对上一级电网产生影响。

10.1.2 继电保护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，相关继电保护及安全自动装置配置应符合GB/T 14285的要求。

10.1.3 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。

10.1.4 10kV 线路应配置级差保护，并符合以下要求：

- 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。

10.1.5 220V/380V 线路公用配电变压器低压进线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。

10.1.6 用户变压器应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。

10.1.7 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。

10.1.8 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，并符合以下规定：

- a) 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；
- b) 接入旋转设备时，线路保护应采用纵联差动保护；
- c) 若有稳定、上下级配合、设备安全运行等需求时，宜配置母线差动、线路纵联电流差动保护；
- d) 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；
- e) 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；
- f) 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；
- g) 自发自用余电不上网的分布式电源项目应装设防逆功率保护装置；
- h) 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；
- i) 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。

10.2 安全自动装置

10.2.1 10kV 架空线路和电缆与架空混合线路，应装设三相自动重合闸装置。

10.2.2 外电源为双射网接线方式的开关站进线应配置一段相间过流保护和一段零序过流保护，动作时闭锁相邻母联开关自投；母联开关应配置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。

10.2.3 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。

10.2.4 分布式电源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。

11 数字化

11.1 一般要求

11.1.1 新型电力系统 10kV 及以下配电网应面向数字化发展方向，推动配电网一、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，有效支撑分布式电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。

11.1.2 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。

11.1.3 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，符合以下规定：

- 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，应通过地区电网调度自动化新能源管理系统、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。

11.1.4 能源运营平台的数据采集、传输、存储及应用应符合 GB/T 37973、DL/T 1527 的规定。

11.2 配电网设施运行信息接入

11.2.1 数据接入类型应符合以下规定：

- 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。

11.2.2 数据采集应符合以下规定：

- a) 电类数据采集：通过配电自动化装置（DTU、FTU）、台区智能融合终端、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、电缆分界室、配电室、开闭器、箱式变电站、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。

11.2.3 数据传输应符合以下规定：

- a) 电类数据传输：由 10kV 通信接入网进行数据传输，开关站、电缆分界室、配电室等设备采用电力光纤专网进行数据传输，开闭器、箱式变电站、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、电力光纤通信为辅的通信模式；
- 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、电缆分界室、配电室等场所采用电力光纤专网进行数据传输，箱式变电站、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。

11.2.4 数据存储

由能源运营平台对配电网电类、非电类、碳类数据采集并进行统一储存。

11.2.5 数据应用应符合以下规定：

- 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。

11.3 电力用户运行信息接入

11.3.1 数据接入类型应符合以下规定：

- 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、水力、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。

11.3.2 数据采集

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。

11.3.3 数据传输应符合以下规定：

- 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；
- b) 不具备电力光纤专网接入条件的，应至少通过加密无线虚拟专网接入。

11.3.4 数据存储

由能源运营平台向用户提供数据统一储存服务。

11.3.5 数据应用

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。

11.4 负荷聚合商平台

11.4.1 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。

11.4.2 负荷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 1min。

11.4.3 负荷聚合商上送的数据应满足调度机构要求，应符合以下规定：

- 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。

11.4.4 负荷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 5s。

11.4.5 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，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。

11.4.6 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。

11.4.7 负荷聚合商平台应确保周期性上传调度机构数据的完整性和规范性，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%。

11.4.8 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%。

11.4.9 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。

11.4.10 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。

11.4.11 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。

11.4.12 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不应低于 98%，APC 月投入率不应低于 98%。

11.4.13 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。

11.4.14 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。参与自动功率实时控制的负荷资源应符合以下规定：

- 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 1min；
- 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。

12 分布式电源及电化学储能系统接入要求

12.1 一般要求

12.1.1 分布式电源接入 10kV 及以下配电网应遵循资源节约、环境友好、应接尽接的原则，分布式电源的电能质量、有功功率及其变化率、无功功率及电压、电网侧电压、频率发生异常时的响应，需满足现行国家、行业标准的有关规定。

12.1.2 统筹推进源、网、荷各侧的储能装置接入，保障电力系统中高比例新能源的稳定运行，提升系统调节能力，支撑电力系统实现动态平衡。

12.1.3 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，应符合以下规定：

- a) 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量的条件下, 8kW 及以下可接入 220V 电压等级, 8kW~400kW 可接入 380V 电压等级;
- b) 400kW~6000kW 可接入 10kV 电压等级;
- c) 并网总装机容量超过 6000kW, 宜采用多并网点接入 10kV 电压等级;
- d) 10kV 电压等级分布式电源项目建议采用专线方式接入系统;
- e) 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。

12.1.1.4 在分布式电源接入前, 应以保障电网安全稳定运行和分布式电源消纳为前提, 对接入的配电线路载流量、变压器容量进行校核。不满足要求时, 应进行相应的电网改造或重新规划分布式电源的接入。

12.1.1.5 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及上一级线路的允许容量。

12.1.1.6 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, 电网侧设备选型宜按用户用电报装容量进行核算。

12.1.1.7 接有分布式电源的配电变压器台区, 不宜与其他台区建立低压联络(配电室低压母线间联络除外)。

12.1.1.8 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。

12.1.1.9 分布式电源并网应符合 GB/T 33593 的规定

12.1.1.10 分布式电源并网运行, 应装设专用的并、解列装置和开关, 宜使用具备远程控制功能的智能开断设备。

12.1.1.11 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。

12.1.1.12 分布式电源故障时应立即与电网解列, 在其恢复正常运行后方可重新同期并网。

12.1.1.13 分布式电源并网运行信息采集及传输应符合 NB/T 33012 的规定。

12.1.1.14 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符合 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规定。

12.1.1.15 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。

12.1.1.16 分布式电源接入后, 被接入变电站 10kV 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。

12.1.1.17 接入分布式电源的 220V/380V 用户进线计量装置后开关以及 10kV 用户公共连接点处分界开关, 应具备电网侧失压延时跳闸及闭锁合闸、用户单侧及两侧有压闭锁合闸、电网侧有压延时自动合闸。

12.1.1.18 220V/380V 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。

12.1.1.19 发电设施装机容量大于 400kW 的分布式电源用户应可以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。

12.1.1.20 对于由同一业主开发的整区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。

12.1.1.21 配置有全线差动保护功能的分布式光伏, 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。

12.1.1.22 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。

12.1.23 分布式光伏通信运行、调度自动化和并网运行信息采集、传输及安全防护应符合 GB/T 36572、DL/T 516、DL/T 544 的规定。

12.1.24 微电网并网应符合 GB/T 33589 的规定。

12.2 分布式光伏接入

12.2.1 分布式光伏可接入公共配电网或用户配电网，并网点应根据消纳能力及周边电网情况进行灵活选择，并网点指分布式电源设施本体与电网的连接点，并网点的选择应符合以下规定：

- a) 直流（±375V）并网点，包括：
 - 1) 柔性互联装置直流母线；
 - 2) 直流馈出线路或柔性互联直流线路；
- b) 220V/380V 交流并网点，包括：
 - 1) 公共配电网低压配电箱或低压线路；
 - 2) 公共配电网配电室、箱式变电站或柱上变压器的低压母线；
 - 3) 用户配电箱、低压线路、配电室、箱式变电站或柱上变压器的低压母线；
- c) 10kV 交流并网点，包括：
 - 1) 公共电网变电站、开关站的 10kV 母线；
 - 2) 公共配电网电缆分界室、开闭器的 10kV 母线；
 - 3) T 接公共配电网 10kV 架空线路；
 - 4) 用户配电室或箱式变电站的 10kV 母线。

12.2.2 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，并符合以下规定：

- a) 分布式光伏接入容量≤400kW 且并网线路长度≤500m 的，可采用±375V 直流或 220V/380V 交流接入方式；
- b) 分布式光伏接入容量≤400kW、并网线路长度介于 500m~1000m 之间的，宜采用±375V 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≤1000m 的，优先采用±375V 直流接入方式；
- d) 分布式光伏接入容量>400kW 且并网线路长度>1000m 的，宜采用 10kV 交流接入方式；
- e) 分布式光伏接入容量介于 500kW~6000kW 的，建议采用 10kV 交流接入方式。

12.2.3 分布式光伏接入配电网的方案应符合表 8 的规定。

表8 分布式光伏接入配电网典型方案

接入电压	并网点	汇集及单个并网点参考容量
直流±375V	直流馈出线路或柔性互联直流线路	汇集容量≤100kW，其中：单点容量 8kW 及以下可分散 T 型接入
	柔性互联装置的直流母线	100kW~500kW

表8 分布式光伏接入配电网典型方案（续）

接入电压	并网点	汇集及单个并网点参考容量
220V/380V	公共配电网配电箱或低压线路	汇集容量 $\leq 100\text{kW}$ ，其中：单点容量 8kW 及以下可单相接入
	公共配电网配电室、箱式变电站或柱上变压器的低压母线	汇集容量 $100\text{kW}\sim 400\text{kW}$
	用户配电变压器的低压母线、配电箱或低压线路	汇集容量 $\leq 400\text{kW}$ ，其中：单点容量 8kW 及以下可单相接入
	与分散式柔性互联装置有电气联系的公共配电网低压线路、公共配电网配电室、箱式变电站或柱上变压器的低压母线、用户配电室、箱式变电站或柱上变压器的低压母线、低压线路（含单相）	汇集容量 $\leq 400\text{kW}$
10kV	专线接入公共电网变电站、开关站的 10kV 母线	$3000\text{kW}\sim 6000\text{kW}$
	专线接入公共配电网电缆分界室、开闭器的 10kV 母线	$400\text{kW}\sim 6000\text{kW}$
	T接公共配电网 10kV 架空线路	$400\text{kW}\sim 3000\text{kW}$
	接入用户配电室或箱式变电站的 10kV 母线	$400\text{kW}\sim 6000\text{kW}$

12.2.4 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，基于柔性互联装置的光伏并网典型方案见附录 C：

- a) 分布式光伏分别接入各自台区时，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济，较互联前分布式光伏接入消纳能力改善效果明显。

12.2.5 在台区柔性互联装置布置的条件下，当光伏容量小于 8kW 时采用直流分散 T 型接入柔性互联装置的直流馈出线路或柔性互联直流线路；当光伏汇集容量 $8\text{kW}\sim 100\text{kW}$ 时采用直流集中接入柔性互联装置的直流馈出线路或柔性互联直流线路；当光伏汇集容量 $100\text{kW}\sim 500\text{kW}$ 时采用直流集中接入柔性互联装置的直流母线。

12.3 分布式电源并网测试

12.3.1 通过 $220\text{V}/380\text{V}$ 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。

12.3.2 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。

12.3.3 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。

12.3.4 检测内容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。

12.4 分布式电源运行维护原则

12.4.1 分布式电源并网运行应符合 NB/T 33010 的规定，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。

12.4.2 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。

12.4.3 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。

12.5 地区电网调度自动化新能源管理系统

12.5.1 分布式电源的分类、配置通信方式、运行数据接入系统应符合表 9 的规定：

表9 分布式电源分类表

类别	名称	容量	并网电压等级	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6000kW	10kV	非自然人、企业、园区等通过10kV电压等级直接接入公共电网，以及通过35kV电压等级并网的分布式电源。	光纤	调度数据网	智能电网调度控制系统
B+类	聚合型分布式电源	400kW~6000kW	10kV/380V	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	地区电网调度自动化新能源管理系统
B类	一般用户分布式电源	通常小于等于400kW	220V/380V	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	智能融合终端或用电采集终端	用电采集系统

12.5.2 为实现对分布式电源的“可观、可测、可控、可调”，地区电网调度自动化新能源管理系统应支持以下方式：

- 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”；地区电网调度自动化新能源管理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，为保证有源配电网运行安全，应配置符合安全规范的分布式电源综合控制终端，在地区电网调度自动化新能源管理系统接入该类分布式电源的实时量测数据，使其具备对该类分布式电源有功、无功具备实时调节能力，满足“可观、可测、可控、可调”的要求；
- c) 对于 B 类分布式电源，由用电采集系统采集运行数据，地区电网调度自动化新能源管理系统应通过北京市电力公司企业中台获取用电采集系统中的相关数据，满足“可观、可测”的要求；后期在用电采集系统升级具备对用户分布式光伏实现调节功能的情况下，满足“可控、可调”的要求。

12.5.3 分布式电源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/T 645 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) 分布式电源综合控制终端与逆变器、智能电表、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、以太网等通信方式。
- b) 数据采集与处理要求：
 - 1) 采集并网点电压、电流、功率、功率因数等；
 - 2) 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) 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) 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) 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 地区电网调度自动化新能源管理系统要求：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。终端应有计时单元，在无对时源的情况下，其守时精度应 $\leq \pm 2\text{s/d}$ ；
 - 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。

12.6 电化学储能系统接入

12.6.1 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，接入电压等级应符合表 10 的规定。

表10 电化学储能接入电网电压等级

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~1000kW	380V	三相
500kW~5000kW	10kV	三相

- 12.6.2 电化学储能系统接入配电网应进行短路容量校核。
- 12.6.3 电化学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%。
- 12.6.4 电化学储能的接地型式应与原有电网的接地型式一致，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。
- 12.6.5 电化学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，宜采用光纤差动保护。
- 12.6.6 电化学储能的关口计量点应设置于两个供电设施产权分界点或合同协议规定的贸易结算点。
- 12.6.7 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。
- 12.6.8 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。
- 12.6.9 装机容量大于 400kW 且并网运行的电化学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。
- 12.6.10 电化学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。

13 电力用户接入要求

13.1 一般要求

- 13.1.1 电力用户接入 10kV 及以下配电网应根据用电容量及重要程度，遵循经济、便捷、可靠的原则，接入合理的供电线路，应用负荷聚合商平台、综合能源、虚拟电厂等技术，提升用户侧灵活调节能力。
- 13.1.2 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，供电电压等级应符合表 11 的规定。最大负荷大于 10000kW 且 35kV 及以上电压等级供电困难时，应采用 10kV 多路供电。

表11 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~10000kVA
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。		

13.2 电力用户供电方式

- 13.2.1 用户供电方案的编制应符合 DB11/T 1894 的要求。
- 13.2.2 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。
- 13.2.3 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，除施工临时用电外，电力用户新报装容量原则上全部接入电缆网。
- 13.2.4 电力用户接入容量较大时（10kV 变压器总容量 1000kVA 以上），原则上不应接入公用架空线路，应接入电缆网，有条件时可采用双电源供电。
- 13.2.5 电缆网 10kV 电力用户配电室应经开关站或电缆分界室接入公用电网，不具备电缆分界室建设条件的，可经开闭器（分界箱）接入公用电网。

13.3 重要电力用户

- 13.3.1 重要电力用户的供电电源应符合 GB 50052 和 GB/T 29328 的规定。
- 13.3.2 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。
- 13.3.3 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。
- 13.3.4 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。
- 13.3.5 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：
- a) 造成较大环境污染的；
 - b) 造成较大政治影响的；

- c) 造成较大经济损失的；
- d) 造成一定范围社会公共秩序严重混乱的。

13.3.6 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。

13.3.7 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。

13.3.8 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。

13.3.9 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。

13.3.10 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。

13.3.11 高层建筑电力用户供电应符合以下规定：

- a) 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，符合 GB 50045 及 GB 51348 的规定；
- 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。

13.4 自备应急电源配置

13.4.1 重要电力用户、有重要负荷不能中断供电或对供电可靠性有特殊需求的普通电力用户，应配置自备应急电源。

13.4.2 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，其配置标准应符合 GB/T 29328 及 DB11/ 1134 的规定，有条件的可设置专用应急母线。

13.4.3 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。

13.4.4 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。

13.4.5 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。

13.5 负荷控制

13.5.1 供电电压为 10kV 的电力用户应接入新型电力负荷管理系统。

13.5.2 新接入电网的电力用户接入新型负荷控制管理系统的工程应与用户受电工程同步设计、同步施工、同步验收、同步投运。存量电力用户应逐步接入新型电力负荷管理系统。

13.5.3 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应接入新型电力负荷管理系统。

13.5.4 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。

13.5.5 新型电力负荷管理系统应具有直接参与需求响应的能力，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。

13.6 用户电气联络

13.6.1 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。

13.6.2 10kV 侧具有联络设备应符合以下配置及运行原则：

- a) 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，对有高可靠性供电要求的用户可加装自投装置；
- b) 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）；
- c) 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。

13.7 无功补偿

13.7.1 无功补偿装置的配置应按照 GB 50052 的规定执行。

13.7.2 无功功率应分区并就地平衡。

13.7.3 用户应按照以下功率因数要求配置无功补偿设备：

- a) 10kV 供电的用户低压侧功率因数不应低于 0.95；
- b) 农业生产用电功率因数应为 0.80 以上；
- c) 其他用户和大、中型电力排灌站功率因数应为 0.85 以上。

13.8 用户设备检修及试验

13.8.1 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。

13.8.2 电气设备应按照 DL/T 596 的规定，每 3 年开展一次电气预防性试验。

13.8.3 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。

13.8.4 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。

13.9 智能化运维

13.9.1 用户配电室安全管理应符合 DB11/T 527、DB11/ 1134 的规定。

13.9.2 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，智能运维中心包括但不限于以下内容：

- a) 负责工作任务的下发与审核，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。

13.9.3 智能运维操作队的工作应符合以下规定：

- a) 智能运维操作队负责配电室巡视、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) 智能运维操作队每次工作完毕后，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 1h 内到达现场，处理接收到的任务，及时上报处理结果；
- d) 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时，智能运维操作队的人员应留守。

14 电动汽车、电动自行车充换电设施接入要求

14.1 一般要求

14.1.1 优化电动汽车充电设施网络布局，推动电动汽车与配电网协同互动，提高充电设施柔性控制能力，助力交通设施能源消费低碳转型。

14.1.2 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。供电电压等级应符合表 12 的规定。

表12 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

14.1.3 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。

14.1.4 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。

14.1.5 采用 380V 电压等级供电的充电设施应接入低压线路或变压器的低压母线。

14.1.6 采用 10kV 电压等级供电的充换电设施且总容量小于 4000kVA 的，在上级电源及线路供电容量允许的情况下，可接入公用电网 10kV 线路或电缆分界室等，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。

14.1.7 新建、改建、扩建居住小区应考虑预留充电设施的配电容量，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。

14.2 充换电设施接入

14.2.1 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/T 29772、GB 50966 的规定。

14.2.2 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。

14.2.3 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。

14.2.4 电动汽车充换电设施建设应符合以下规定：

- a) 公共建筑配建停车场应建设充电设施停车泊位，应符合 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符合 GB/T 29328 的要求。

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

14.2.6 电动自行车充电设施选址应符合 DB11/ 1624 的规定。

14.2.7 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用于充电设施供电的电缆线路、电力管道、低压电缆分支箱等设施，并符合以下规定：

- 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) 规划机动车停车位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、配电箱及计量表箱，低压电缆分支箱至小区配电室应建设电力管道及低压电缆，并与小区其它供电设施同步建设、同步投入运行。

14.2.8 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。

14.2.9 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。

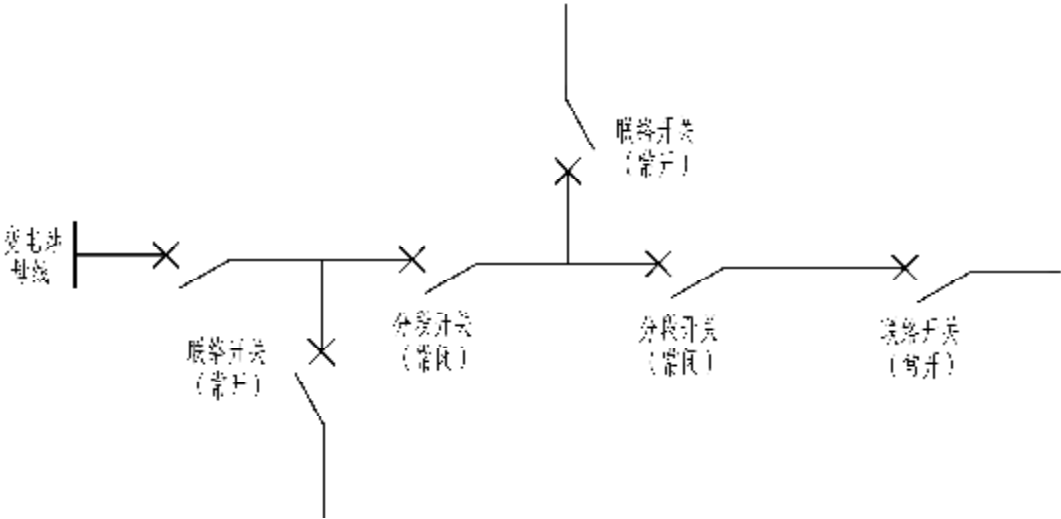
14.2.10 对于非车载充电机应采用专用变压器供电，应安装相应滤波、电能质量监测装置，符合 GB/T

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%。

附录 A
(资料性)
10kV 架空网典型接线

A.1 10kV 架空线路三分段三联络接线图

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

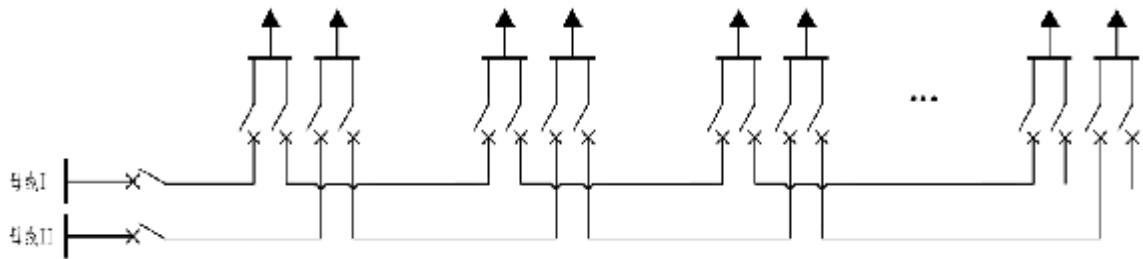
附录 B
(资料性)
10kV 电缆网典型接线

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、双环网接线、网格式接线等形式。

B.2 双射接线方式

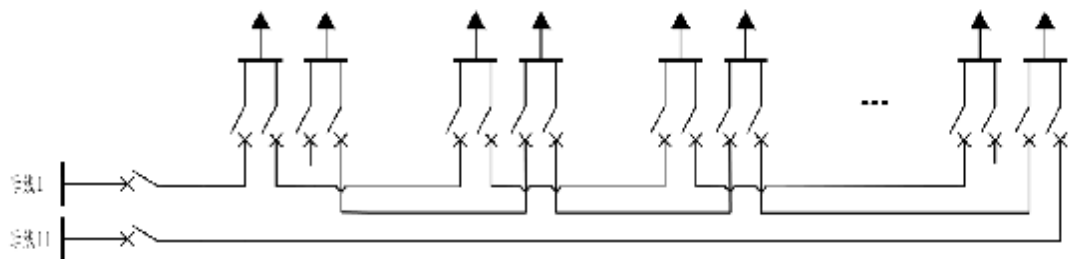
自一座变电站或一座开关站的不同10kV母线引出双回线路，或自同一供电区域的不同变电站引出双回线路，形成双射接线方式，见图B.1。有条件、必要时，可过渡到双环网接线方式，见图B.4。



图B.1 双射线接线图

B.3 对射接线方式

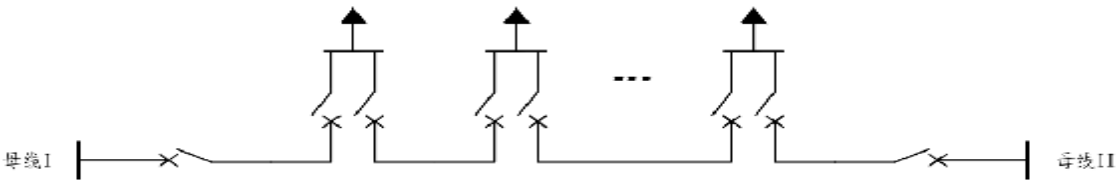
自不同方向电源的两座变电站（或两座开关站）的10kV母线馈出单回线路组成对射网接线方式，宜由改造形成。见图B.2。有条件、必要时，可过渡到双环网接线方式，见图B.4。



图B.2 对射线接线图

B.4 单环网接线方式

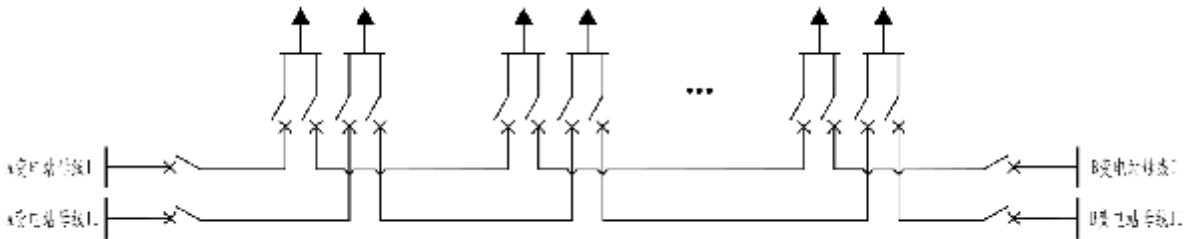
自同一供电区域的两座变电站的10kV母线（或一座变电站的不同10kV母线），或两座开关站的10kV母线（或一座开关站的不同10kV母线），馈出单回线路构成单环网，开环运行，见图B.3。



图B.3 单环网接线图

B.5 双环网接线方式

自同一供电区域的两座变电站（或两座开关站）的不同10kV母线各引出一回线路，构成双环网的接线方式，见图B.4。



图B.4 双环网接线图

B.6 网格式接线方式

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，构成双环网的接线方式，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。

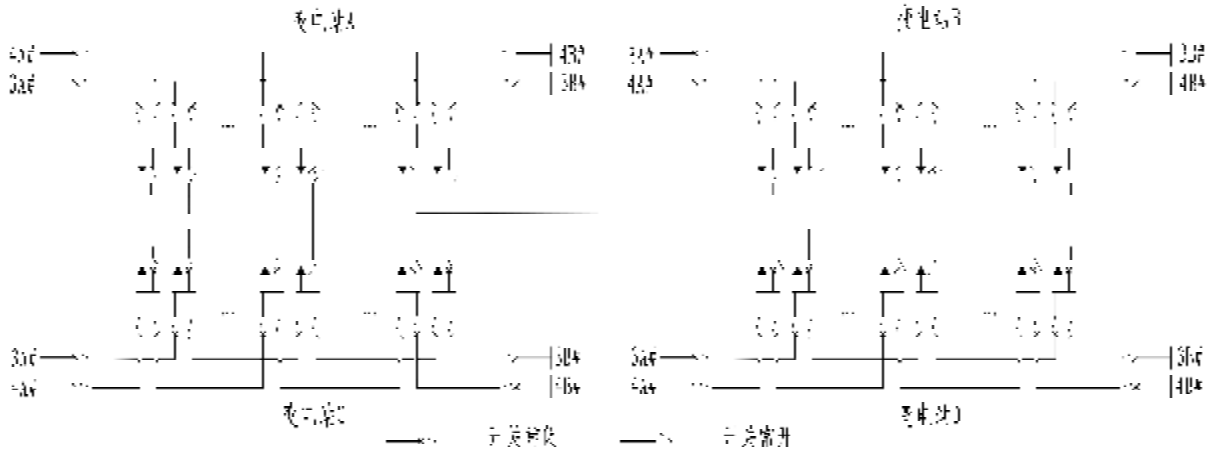


图 B.5 网格式接线图

附录 C
(资料性)

基于柔性互联装置的光伏并网典型方案

C.1 基于柔性互联装置的集中式光伏电站直流并网方式

本方案通过 $\pm 375\text{V}$ 直流线路实现各台区柔性互联装置的直流母线互联，以实现对台区接入光伏的优化管控。本方案适用于采用直流并网方式的集中接入、集中计量、全部上网的分布式光伏电站接入，装机总容量不大于 500kW 。各台区柔性互联装置的直流接线距离不超过 1000m ，接入点与所连接的台区柔性互联装置直流母线的直流接线距离不超过 1000m ，见图C.1。

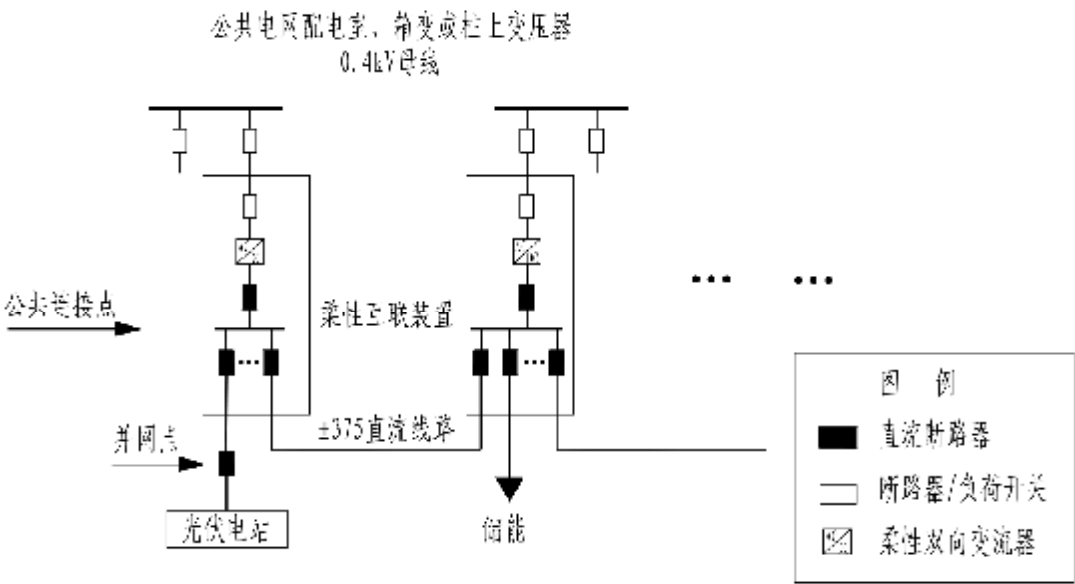


图 C.1 基于柔性互联装置的集中式光伏电站直流并网方案

C.2 基于柔性互联装置的光伏电站交流并网方式

本方案通过±375V直流线路对各台区柔性互联装置的直流母线进行互联，以实现台区交流侧接入光伏的优化管控。本方案主要适用于采用交流并网方式的分散/集中接入、分散/集中计量、余量/全部上网的分布式光伏，装机总容量不大于400kW，各台区柔性互联装置的直流接线距离不超过1000m，见图C.2。

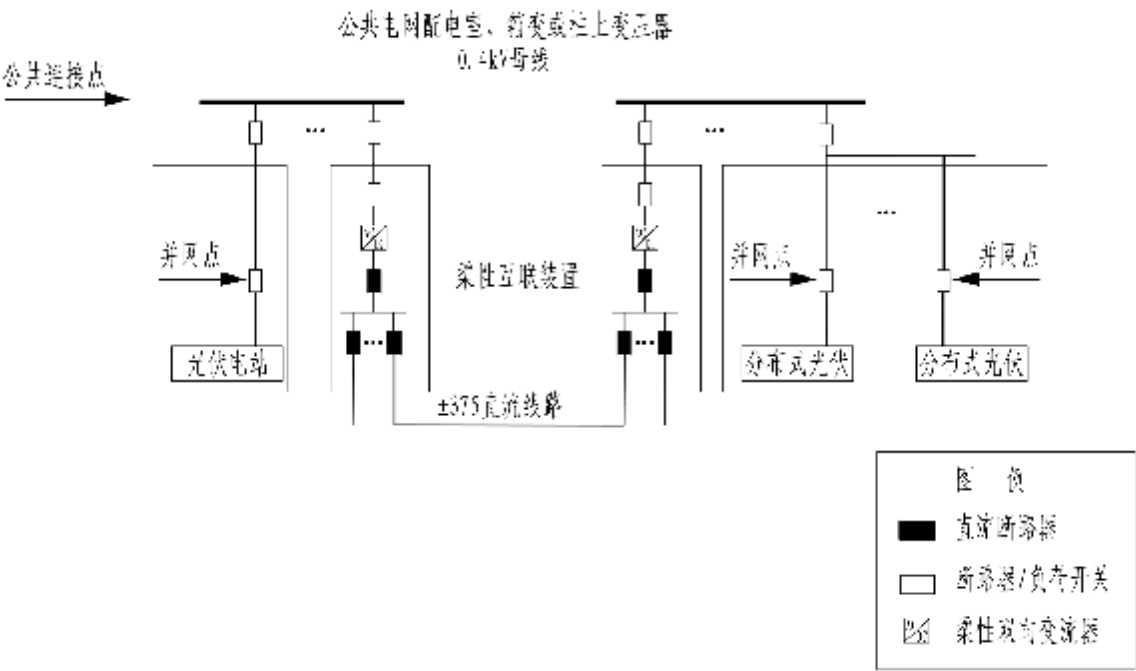


图 C.2 基于柔性互联装置的光伏电站交流并网方案

C.3 基于柔性互联装置的分散式光伏直流并网方案

本方案为分散式光伏直流并网方式，接入与柔性互联装置直流配电柜母线或母线馈出线路相连的 $\pm 375\text{V}$ 直流线路。本方案主要适用于采用直流并网方式的分散接入、分散计量、余量/全部上网的分布式光伏，装机总容量不大于300kW，各台区柔性互联装置的直流接线电气距离不超过1000m，接入点与所连接的台区柔性互联装置直流母线的直流接线电气距离不超过1000m，见图C.3。

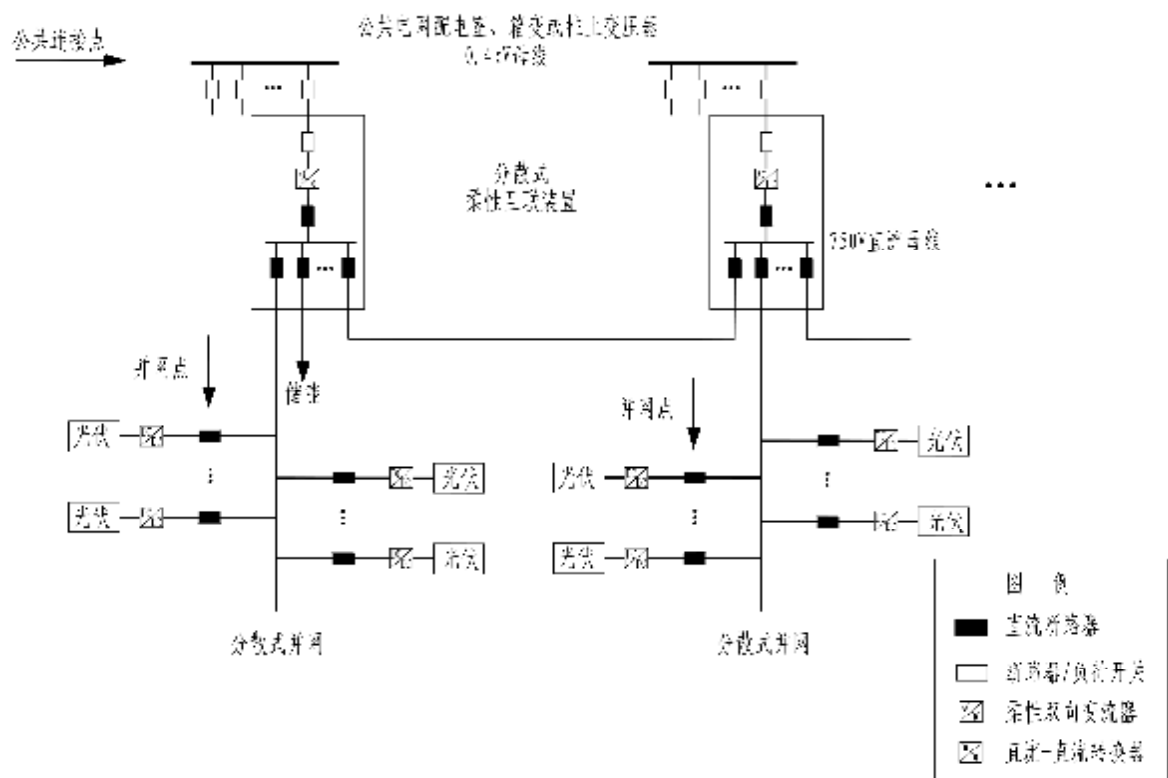


图 C.3 基于柔性互联装置的分散式光伏直流并网方案

参 考 文 献

- [1] GB/T 22239 信息安全技术 网络防护安全等级保护基本要求
 - [2] GB/T 31989 高压电力用户用电安全
 - [3] GB 50053 20kV及以下变电所设计规范
 - [4] GB 50054 低压配电设计规范
 - [5] GB 50147 电气装置安装工程高压电器施工及验收规范
 - [6] 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
 - [7] GB 50293 城市电力规划规范
 - [8] DL/T 256 城市电网供电安全标准
 - [9] DL/T 698 电能信息采集与管理系统
 - [10] DL/T 836 供电系统供电可靠性评价规程
 - [11] DL/T 985 配电变压器能效技术经济评价导则
 - [12] DL/T 5352 高压配电装置设计规范
 - [13] 电力监控系统安全防护规定（国家发展和改革委员会 2014年第14号令）
 - [14] 电力监控系统安全防护总体方案（国家能源局 国能安全〔2015〕36号）
 - [15] 北京市城市道路电力箱体三化设置要求（北京市城市管理委员会 2020年3月）
-