

ICS 点击此处添加 ICS 号

CCS 点击此处添加 CCS 号

T/CIEP

中国工业环保促进会团体标准

T/XXX XXXX—XXXX

绿电直连项目建设指南

Green power direct connection project construction guidelines

草案版次选择

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中国工业环保促进会 发布

目 次

前言	II
引言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 项目规划与设计	2
5 布局设计	3
6 设备选择	4
7 储能系统	6
8 并网参数（并网型）	7
9 电力线路	9
10 施工建设	9
11 调试验收	12

前 言

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

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国工业环保促进会提出并归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

引 言

随着我国新能源装机规模的不断攀升，部分地区因电网消纳能力不足，弃电现象时有发生，且风光资源与负荷中心呈逆向分布，传统跨区输电损耗高。国家发改委、国家能源局顺应形势，发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，对绿电直连项目的规划引导、运行管理、交易与价格机制、组织保障等方面做出规定。绿电直连通过“源网荷储”协同，让新能源项目与周边负荷直接对接，可减少中间环节损耗，提升消纳率，并可降低产品碳足迹，提升国际市场竞争力。

绿电直连作为一种新型并网模式，通过简化系统结构、优化运行控制，能够有效降低输电损耗、提高能源利用效率，是构建新型电力系统的重要技术路径。然而，当前绿电并网主要以传统集中式并网为主，而“直连并网”作为一种可减少中间环节、提升绿电使用效率的新模式，在项目策划、设计、施工、验收等全过程缺乏统一的建设指导，导致项目实施中面临技术路线选择、设备选型、并网协调等诸多挑战。不同新能源发电设备与电网之间的接入标准不统一，导致设备兼容性差，储能系统的配置与调度缺乏明确规范，影响绿电供应的稳定性。因此，制定《绿电直连项目建设指南》，对于突破技术瓶颈、推动绿电直连并网模式的规模化应用具有重要意义。不仅有助于统一技术标准与接口要求，还能有效解决不同主体设备系统间的兼容性问题，从而保障项目的安全稳定运行，并显著降低项目建设与运营成本。

绿电直连项目建设指南

1 范围

本文件给出了绿电直连项目在规划与设计、布局设计、设备选择、储能系统建设、并网、电力线路选择、施工建设、调试验收环节的建议性信息。

本文件适用于风电、太阳能发电、光热发电、生物质能发电通过专用线路向特定电力用户供电的新建、改建和扩建项目的建设参考。

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 1094.11 电力变压器 第11部分：干式变压器
- GB/T 2900.58
- GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求
- GB/T 7251.1 低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则
- GB/T 11022 高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验
- GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 第3部分：射频电磁场辐射抗扰度试验
- GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
- GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验
- GB/T 17626.6 电磁兼容 试验和测量技术 射频场感应的传导骚扰抗扰度
- GB/T 18451.1 风力发电机组 设计要求
- GB/T 19960 风能发电系统 风力发电机组通用技术条件和试验方法
- GB/T 20047.1 光伏组件安全鉴定 第1部分：结构要求
- GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级
- GB/T 20321 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器
- GB/T 25388.1 风力发电机组 双馈式变流器 第1部分：技术条件
- GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB/T 42288 电化学储能电站安全规程
- GB/T 42313 电力储能系统术语
- GB/T 43462 电化学储能黑启动技术导则
- GB/T 45427 光热电站太阳能资源评估规范
- GB 50060 3~110kV高压配电装置设计规范
- GB 50061 66KV及以下架空电力线路设计规范
- GB 50204 混凝土结构工程施工质量验收规范
- GB 50233 110kV~750kV架空输电线路施工及验收规范
- GB 50545 110KV~750KV架空输电线路设计规范
- GB 50797 光伏发电站设计标准
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- GB 51096 风力发电场设计规范
- GB 51121 风力发电工程施工与验收规范
- 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 运动设备及系统 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 5210.1 电力建设施工质量验收规程 第1部分：土建工程

DL/T 5210.3 电力建设施工质量验收规程 第3部分：汽轮发电机组

JGJ 146 建设工程施工现场环境与卫生标准

NB/T 11681 电力系统新型储能电站规划设计技术导则

NB/T 11811 生物质发电工程质量管理规程

NB/T 11870 太阳能光热发电工程监理规范

DB11/T 1893 电力储能系统建设运行规范

IEC 61215-1 地面用光伏（PV）组件 设计鉴定和定型 第1部分：试验要求（Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements）

3 术语和定义

GB/T 2900.58、GB/T 42313界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

绿电直连

指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，实现供给电量清晰物理溯源的模式。

4 项目规划与设计

4.1 适用场景分析

绿电直连模式可重点考虑应用于以下典型场景：

- a) 具备较大稳定负荷的工业园区或产业聚集区，区内企业有用电协同和绿电消费的共性需求；
- b) 年用电量巨大且持续稳定的单一大型工业用户，如数据中心、电解铝、化工、钢铁等企业；
- c) 拥有自有土地或屋顶资源，且用电负荷与新能源发电时序具有一定匹配度的工商业用户；
- d) 对产品碳足迹有明确要求，需要通过使用绿电来满足国际供应链标准或国内绿色认证的出口导向型企业；
- e) 在选择场景时，宜综合评估负荷特性、资源条件、地理距离、政策环境及投资回报等因素。

4.2 项目架构设计

绿电直连项目架构分为以下3类，宜通过技术经济比较确定最优架构：

- a) 分布式就近直连架构：电源（如分布式光伏）分散建设在用户场地或附近，通过低压或中压配电网直供。电源点与负荷点距离不宜超过 5km，适用于城市工业园区（如苏州工业园区）、大型社区（万科零碳社区）、高校校园等场景；
- b) 点对点专线直连架构：在资源富集区建设集中式新能源电站，通过一条专用的中压或高压输电线路，跨越一定距离（如 10km ~ 50km）直接送至用户变电站。适用于年用电量不小于 1 亿 kWh 的工业用户（如汽车工厂、化工企业）、超大型数据中心等场景；
- c) 跨区域网格直连架构：多个绿电基地与多个用户集群通过特高压/超高压通道连接，形成“多对多”网格状直连网络，由区域调度中心统一协调。

4.3 可行性研究与经济性评估

项目的可行性研究报告宜包含但不限于以下内容：

- a) 建议优先采用经行业认可的、长期（宜不少于 10 年）的典型气象年数据，作为发电量模拟的核心输入，采用专业设计软件评估发电量；
- b) 详细分析用户历史用电数据及未来发展规划，预测项目周期内的负荷曲线；
- c) 提出电源、线路、接入系统的整体技术方案，进行电气计算和主要设备选型；

- d) 计算项目总投资、运营成本、全生命周期平准化度电成本（LCOE）及财务内部收益率（IRR）。建议进行敏感性分析，评估资源、投资、电价等关键变量的影响；
- e) 量化项目带来的碳减排、污染物减排等环境效益；
- f) 经济性评估时，除常规的财务指标外，宜将绿电的潜在环境溢价、碳资产价值以及对用户品牌形象的提升等无形收益纳入综合考量。

4.4 负荷测算与容量匹配

设计前宜对用户进行负荷测算，并基于负荷特性进行容量匹配，宜包含以下内容：

- a) 宜收集用户不少于 3 年的逐时用电数据，分析其日负荷曲线、季节特性、工作日与节假日差异。对于生产型企业，还宜了解其生产工序和可调节负荷潜力；
- b) 基于负荷特性和发电出力特性（如光伏的日内、季节曲线），宜采用时序生产模拟软件，以最大化自发自用率、最小化外购电或上网电量为目标，优化确定电源装机容量。可考虑配置储能系统来“平移”发电曲线，提升匹配度；
- c) 在确定最终装机容量时，宜考虑一定的安全裕度和用户负荷的自然增长，但宜避免过度设计造成投资浪费。电源容量与用户峰值负荷的匹配系数宜根据具体情况在 0.8~6.0 之间优化选取。

5 布局设计

5.1 一般规定

5.1.1 项目整体布局设计宜以最终规模为目标，布局可统筹电源、储能、直连线路、升压站及接入系统的工艺要求，并综合考虑施工、运行、检修的便利性以及生态环境保护的需要。

5.1.2 项目站址及路径选择宜与所在地的国土空间规划、能源规划及生态环境保护规划相协调。建议充分利用就近已有的或规划的电力、交通、消防等公共基础设施，以降低建设成本，提高系统可靠性。

5.1.3 项目布局宜贯彻节约集约用地原则。在满足工艺布置和安全运行的前提下，可结合自然地形和环境条件进行优化，尽量减少土（石）方工程量。场地宜采用平坡式布置，地形高差较大时可考虑采用阶梯式布置。

5.1.4 项目内各子系统（如光伏区、风电场、储能电站、升压站）的布局宜作为一个整体进行协同设计，以确保能量流与信息流畅通、管理便捷。电源（新能源场站）、直连专线、用户负荷端宜统一建设、同步投产，不宜出现只建电站不建专线，或者专线建好负荷未就位的情况。

5.1.5 直连线路的路径规划宜遵循短捷、安全、经济的原则，尽量减少对沿线土地的分割和生态环境的影响，宜避让生态保护红线、地质灾害易发区等敏感区域。

5.2 平面布置

项目站区总平面布置宜做到功能分区明确、工艺流程合理、交通组织顺畅，并有利于安全运行和应急救援。生产区与办公生活区建议相对独立设置，生产区宜参考以下内容：

- a) 电源区域布置宜考虑以下建议：
 - 1) 光伏发电单元的布置可根据地形、日照条件和设备选型进行优化，固定式方阵间距宜保证冬至日日照时间内无显著阴影遮挡，具体计算可参考 GB 50797 中 6.4 的相关内容；
 - 2) 风力发电机组的布置宜依据风资源评估结果进行选址，机组间距宜满足尾流影响最小化的要求，宜不小于 3 倍~5 倍风轮直径，布置可参考 GB 51096 中 4.3 的相关内容；
 - 3) 生物质发电、光热发电等厂区布置宜遵循工艺流程，使物料流、能量流顺畅短捷。
- b) 储能系统区域布置宜考虑以下建议：
 - 1) 储能系统宜集中布置在独立的区域内，且不应设置于地下或半地下，单层储能电站厂房单个储能电池室额定能量不宜超过 35MW·h，建筑面积不宜超过 500m²；多层储能电站厂房单个储能电池室额定能量不宜超过 20MW·h，建筑面积不宜超过 300m²。电池预制舱相邻分区的防火间距不宜小于 10m，具体宜符合 GB 51048 的相关内容；
 - 2) 储能系统布置宜靠近电源汇集点或负荷中心，以减少输电损耗，并便于接受统一调度。
- c) 升压站及电气设备区域布置宜考虑以下建议：

- 1) 主变压器、高压配电装置等设施的布置，其安全净距建议满足 GB 50060 的规定；
- 2) 控制楼（室）宜布置在站区受电磁干扰较小、便于观察主要设备且交通便利的位置；
- 3) 站区内电缆沟道、管线廊道宜统一规划，布局整齐，避免交叉。
- d) 站区内宜设置环形消防车道或满足消防救援要求的通道。道路设计建议满足大型设备运输、日常巡检和消防车辆通行的要求。

5.3 竖向布置及其他

项目竖向布置宜与总平面规划协同开展，并与站址外道路、排水及周边场地标高相协调。对于包含光伏区、风电区、储能站等多类场地的项目，可考虑分区制定适宜的竖向策略，并确保各区域衔接顺畅：

- a) 针对不同类型的场地，竖向设计宜有所侧重：
 - 1) 对于集中式的电源场区或储能站区，宜优先采用平坡式布置，以利于设备阵列化排布和施工；
 - 2) 对于地形复杂的山地光伏、风电场地，宜依自然地形灵活设计，可采用阶梯式布置，但应注意台阶的稳定性与连接；
 - 3) 对于分布式布置的电源点或储能点，其竖向设计宜简化，并服从于接入点及主要路径的整体规划。
- b) 项目内各关键区域（如主要建筑物、设备集中区、电缆沟道入口）的场地设计标高，建议高于所在地区频率为 1%~2% 的洪水位或历史最高内涝水位。当受条件限制难以满足时，宜设置可靠的防洪、排涝设施；
- c) 场地坡度与排水设计宜根据区域功能和地质条件确定：
 - 1) 设备布置区宜保持平整，综合坡度建议在 0.5%~2% 之间，以利于排水；
 - 2) 道路、巡检通道的纵坡宜满足运输与通行要求，最大坡度不宜超过 6%；
 - 3) 排水系统宜结合场地坡度和当地降雨强度设计，可采用散排、明沟或暗管等多种方式组合，确保排水路径短捷、畅通。
- d) 建筑物及重要设备基础的室内外地坪高差宜按下列原则考虑：
 - 1) 厂区出入口的路面标高宜高于厂外路面标高；
 - 2) 主控室、配电室等主要建筑物底层室内地坪宜高出室外场地至少 0.3m；
 - 3) 对于电池储能等对防水有特殊要求的设备区域，其设备基础顶面标高建议不低于 0.45m；
 - 4) 在填方区、软弱地基等不良地质区域，宜评估地基沉降影响，并在标高设计中预留适当裕量。
- e) 直连线路路径的纵断面设计宜综合考虑地形起伏、杆（塔）型选择、施工与维护便利性，优化定位，减少不必要的土方开挖和回填；
- f) 项目范围内的地下管线、电缆沟道等设施，宜在总体规划阶段统一协调其竖向位置，避免交叉冲突，并为远期扩建预留合理空间。

6 设备选择

6.1 绿电电源

6.1.1 电源配置

电源配置宜遵循“以荷定源”原则，绿电直连项目所服务的电力用户的负荷特性、消纳能力，并结合项目所在地的资源禀赋及技术经济性，综合确定新能源电源的类型、规模和组合方式。

6.1.2 光伏组件

光伏组件的选型宜参考 GB/T 20047.1 和以下内容：

- a) 光伏组件的选型宜考虑额定功率偏差、转换效率、温度系数及光谱响应范围等核心性能参数；
- b) 光伏组件的设计宜满足项目场址的特定环境条件（如温度、湿度、盐雾、沙尘等），确保在全生命周期内性能衰减符合承诺，机械强度与电气安全满足长期运行要求；
- c) 组件的质量可靠性与安全性能宜参考 IEC 61515-1 中内容，并宜结合项目所在地气候特点进行精细化选型与发电量评估。

6.1.3 风电机组

风电机组的选型宜参考GB/T 18451.1和以下内容：

- a) 风电机组的选型宜考虑叶轮直径、额定风速、切入/切出风速、发电机额定功率及功率因数等参数；
- b) 其设计与可靠性宜考虑项目场址的特定环境条件，包括极端风速、湍流强度、温度、湿度、海拔、盐雾及雷暴等，确保机组具备相应的环境适应性与长期运行稳定性；
- c) 机组的质量可靠性与安全性能宜参考 GB/T 19960 中内容。

6.1.4 光热发电机组

光热发电机组的选型宜参考GB/T 45427和以下内容评估后进行：

- a) 光热发电机组的选型宜考虑聚光集热方式（如塔式、槽式、线性菲涅耳式）、储热容量与时长、汽轮机主蒸汽参数及额定功率等参数；
- b) 光热发电机组设计宜满足项目场址的太阳能直接辐射资源与特定环境条件，确保聚光系统精度、吸热与储热系统效率、动力岛设备在高温高压工况下的长期可靠性，以及全厂协同控制能力，实现电力输出的稳定、可控与可调度；
- c) 光热发电机组重要辅机与控制回路宜设置备用措施，确保在单一设备故障工况下机组不发生非计划停机；
- d) 机组应设置完善的联锁保护系统，对集热场、吸热系统、储换热系统、蒸汽发生系统及汽轮发电机组实现全程安全监控；当出现工质超温超压、熔盐凝固风险、吸热器过热、镜场异常聚焦、循环泵停运、失电失控等危险工况时，能够自动触发紧急保护动作，包括镜场紧急散焦、系统泄压、工质循环维持、故障隔离等，防止设备损坏与安全事故。

6.1.5 生物质发电机组

生物质发电分为农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电三类，农林生物质发电使用农业废弃物或林业剩余物通过直接燃烧或气化方式发电，生物质发电机组的选型宜根据以下进行选择：

- a) 生物质发电机组的选型宜考虑燃料类型与特性（热值、含水率、灰分）、锅炉炉型、汽化炉炉型、蒸汽参数、额定功率及热电比（如为热电联产）等参数；
- b) 宜根据项目燃料供应的稳定性要求及厂址环境条件进行设计，确保设备对燃料特性具有良好的适应性，燃烧效率高，环保排放达标，并能实现连续、稳定运行；
- c) 生物质发电机组关键受热部件、燃烧设备、动力传动部件及辅机设备，宜适配生物质燃料含灰、含杂质、腐蚀性强、易结焦结渣的特性，可兼容各类农林生物质、生物质废弃物等不同原料，适应燃料含水率、热值波动工况；
- d) 机组宜配置温度、压力、流量、液位、料位、烟气成分、振动、泄漏等全覆盖监测点位，配备完善的分级联锁保护系统，实现燃烧、汽水、烟风、给料排渣全流程闭环监控，针对炉膛熄火、超温超压、燃料堵塞、水循环故障、风机停运、炉膛爆燃等危险工况，可自动触发紧急断料、系统吹扫、泄压减温、故障声光报警等保护动作。

6.2 电力输变电与控制设备

6.2.1 变流器

变流器的选型宜参考以下内容：

- a) 设备宜在-10℃ ~ 40℃环境中，电网频率为 48.5Hz ~ 50.5Hz、电网电压偏差±10%、电网电压不平衡度不大于 5%、电网电压总谐波畸变率小于 5%的情况下连续运行；
- b) 变流器绝缘强度、绝缘电阻等安全要求宜符合 GB/T 25388.1 中相关规定，电磁兼容性宜符合表 1 中规定；
- c) 变流器宜提供至少一种符合 IEC 61850、Modbus 或 DL/T 634.5-104 等标准协议的通信接口，用于上传运行数据、接收功率控制指令及软件升级；
- d) 对离网型或具备离网运行能力的绿电直连项目，变流器选型可参考 GB/T 20321。

表 1 变流器电磁兼容性

类型	等级	性能
静电放电抗扰度	GB/T 17626.2 中 3 级	能自行恢复暂时的性能降低,按预期要求继续运行。
射频电磁场辐射抗扰度	GB/T 17626.3 中 3 级	按预期要求继续运行。
电快速脉冲群抗扰度	GB/T 17626.4 中 3 级	能自行恢复暂时的性能降低,按预期要求继续运行。
浪涌(冲击)抗扰度	GB/T 17626.5 中 3 级	能自行恢复暂时的性能降低,按预期要求继续运行。
射频场感应的传导骚扰抗扰度	GB/T 17626.6 中 3 级	按预期要求继续运行。

6.2.2 变电站设备

变电站高压设备宜选用智能化的设备,具备“测量数字化、状态可视化”的特征,主要设备宜参考以下内容:

- a) 主变压器选型宜参考 GB/T 1094.11 和 GB/T 6451 中的内容,额定容量宜根据项目最大负荷、电源总装机容量及发展规划选择,宜按最大负荷的 1.1~1.3 倍配置。阻抗电压、空载损耗、负载损耗等参数宜优先满足 GB 20052 中 1 级或 2 级能效要求;
- b) 低压、高压开关设备选型宜分别参考 GB/T 7251.1 和 GB/T 11022 中的内容,开关柜宜具备完善的防误操作联锁功能;断路器宜配置智能操控装置,能实时监测分合闸状态、储能状态、手车位置、接地开关位置、电缆头温度等,并上传至站控系统,额定开断电流不小于系统最大短路电流。

7 储能系统

7.1 储能系统分类

储能系统按技术路线分为电化学储能系统、机械储能系统,按项目类型可分为并网型和离网型储能系统。储能系统选型宜参考 NB/T 11681 中 5 相关内容,充分考虑储能时长、储能系统的功率、容量等性能指标及安全风险,火灾分类等安全性指标。

7.2 并网型储能系统

7.2.1 功能设计

储能系统的功能设计宜参考 DB11/T 1893 中 4 和以下内容:

- a) 系统宜能根据电价信号、负荷预测或调度计划,提出日内“削峰填谷”策略。当检测到项目有向公共电网反送电趋势时,宜自动调整出力或充电以消除逆流;
- b) 宜根据电网管理部门的专项要求配置一次调频、自动发电控制 (AGC)、自动电压控制 (AVC) 等电网辅助服务功能。

7.2.2 设备选型

项目中储能系统主要包含储能单元、储能管理系统 (BMS)、储能变流器 (PCS) 等核心设备,核心设备选型宜参考以下内容:

- a) 电化学储能系统宜能在 6.2.1 a) 的电网条件下正常运行,宜根据系统应用功能需求进行选型和配置,其中超级电容器储能单元设备在 $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ 条件下能量效率宜不小于 80%,充放电循环 2500 次后充电能量保持率宜不小于 95%,放电能量保持率宜不小于 94%。锂离子电池、液流电池、铅酸/铅炭电池的能量效率宜不低于 94%、65%、88%;
- b) 电池管理系统能量状态估算最大允许误差宜为 $\pm 5\%$,系统运行寿命宜不小于 10 年,平均无故障工作时间不小于 20000h;
- c) 储能变流器的功率控制、报警和保护、绝缘电阻检测、通信、运行信息监测性能宜符合 GB/T 34120 中相关内容;

- d) 压缩空气储能系统宜满足不同运行工况下安全稳定需求和快速启停要求，设计寿命内启停次数宜不小于 9000 次，压缩机和膨胀机选型满足储气系统工作压力需求，并根据主气温度、再热温度优化；
- e) 弱电网场景或政策强制领域宜配置构网型设备为系统提供虚拟惯量支撑、快速调频调压及黑启动功能。

7.3 离网型储能系统

离网型储能系统除参考并网型储能系统设计外，还宜参考以下内容：

- a) 储能变流器（PCS）宜具备构网功能，能够自主建立、稳定并控制微电网的电压和频率，提供电压源特性。系统宜能提供不低于额定电流 1.5 倍的短路电流支撑，宜具备虚拟惯量和下垂控制功能，以维持系统动态稳定；
- b) 系统宜具备黑启动能力。黑启动技术条件宜参考 GB/T 43462 中相关内容，电站黑启动时间宜小于 2h；
- c) 系统设计宜考虑最恶劣的能源供需场景，功率配置宜覆盖最大单点负荷冲击，容量配置宜覆盖最长的预期缺电周期。在“最长预期无可再生能源供电时段”内对关键负荷的持续供电时长不宜低于 4h。系统宜在较宽的荷电状态（如 15%SOC ~ 95%SOC）内均能以额定功率恒功率输出；
- d) 对于可并/离网切换的系统，宜具备有缝（宜不大于 20ms）或无缝切换能力，保证重要负荷供电不中断。

8 并网参数（并网型）

8.1 并网点与接入系统

并网型绿电直连项目作为整体接入公共电网，电源直接接入用户侧，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，并网点与接入系统宜参考以下内容：

- a) 项目宜根据其总装机容量、电网结构及调度关系，在相关电网企业的指导下确定并网电压等级和接入系统方案，接入点不宜超过 2 个；
- b) 宜根据项目内所有电源设备及开关设备的运行要求进行并网点的短路容量、电压等级等系统条件的设计；
- c) 并网点宜设置清晰、可靠的物理断开点（如并网开关），具备就地与远程控制功能，并实现与电网侧相关设备的电气连锁；
- d) 项目作为整体满足电网的接入技术要求。当项目内部含多种电源时，宜根据本标准及电网相关规程设计其协同控制能力的对外并网特性；
- e) 对现货市场未运行地区，宜包含严格的闭锁逻辑和反送电保护装置（反向继电器、断路器、隔离刀闸等），不宜向公共电网反送电；
- f) 现货市场运行地区可进行余电上网，宜精确计量“自发自用”和“上网”两部分电量，上网比例不宜超过 20%。

8.2 电能质量

电能质量宜符合表2中内容。

表 2 电能质量限值

指标项目	限值
电压偏差	-10%~+10%
频率偏差	正常运行：49.8 Hz~50.2 Hz 异常运行：48.5 Hz~50.5 Hz（具备连续运行能力）
谐波电压畸变率	110kV及以下：总畸变率(THD)≤5.0%，奇次谐波含射率≤4%，偶次谐波含射率≤2%。 110kV以上：总畸变率(THD)≤2.0%，奇次谐波含射率≤1.6%，偶次谐波含射率≤0.8%。
闪变（P _{It} ）	110kV及以下：1 110kV以上：0.8
电压波动	GB/T 12326中表1

8.3 功率控制与电网支撑

8.3.1 有功功率控制

项目宜具备接收并执行调度机构或自身能量管理系统有功功率控制指令的能力。功率变化率宜为10%额定容量/min，控制误差绝对值不大于额定有功功率的1%，响应时间不大于5s。宜具备限制最大输出功率的功能。

8.3.2 无功功率与电压调节

电场宜配置无功电压控制系统，具备无功功率及电压控制能力，调节速度和控制精度满足电网电压调节需求。对于220kV以下电压等级电场，宜能控制并网点电压在标称电压的97%~107%范围内，对于220kV及以上电压等级，宜能控制并网点电压在标称电压的100%~110%范围内。

8.3.3 故障穿越能力

项目内电源宜具备规定的低电压穿越（LVRT）、高电压穿越（HVRT）能力和连续故障穿越能力。当并网点电压发生跌落或升高时，项目内的发电单元不宜脱离，并宜根据其技术特性向电网提供动态无功支撑，宜具备至少连续两次低电压穿越的能力。具体内容宜符合表3中内容。

表 3 电压穿越能力

电压范围	运行能力
标称电压的20%	不脱网连续运行625ms
标称电压的110%~120%	不脱网连续运行10s
标称电压的120%~125%	不脱网连续运行1s
标称电压的125%~130%	不脱网连续运行500ms

8.4 继电保护与安全自动装置

宜配备防孤岛保护，过/欠压、过/欠频保护，方向过流保护、距离保护等保护功能。宜根据电网要求，对项目配置低频/低压减载、高频切机、稳控系统执行站等安全自动装置，以确保系统稳定。发电站配备的故障录波设备宜能够记录故障前10s到故障后60s的情况。

8.5 计量与通信

在并网点宜安装双向关口计量电能表，精度等级不宜低于0.5s级。计量数据宜上传至相关电网企业和项目运营方。通信可采用无线专网、光纤专网、RS485等通讯方式，通信规约宜支持DL/T 634.5104和DL/T 634.5101的规定，下传指令宜包括有功功率+设定值、无功功率/电压设定值、开关遥控命令等。

项目监控系统宜符合GB/T 36572中内容，无限专网通信方式部署纵向加密、横向隔离等安全设备，确保网络安全。

9 电力线路

9.1 路径选择

路径选择宜符合GB 50061和GB 50545中3部分的规定，宜遵循“路径短、转角少、起伏小、交叉跨（穿）越少、施工运行维护方便、环境影响小”的原则。可使用GIS（地理信息系统）技术辅助选线，避开生态保护区、军事设施、地质灾害易发区等敏感区域。线路的路径宜与城市总体规划相结合，与各种管线和其他市政设施协调，线路杆塔的位置宜与城市环境美化相适应对于长距离线路，可进行多路径方案的技术经济比较。

9.2 气象条件

线路设计气象条件宜根据沿线气象资料的数理统计结果及附近已有线路的运行经验确定，基本风速、设计冰厚重现期宜符合表4中内容。

表 4 线路设计气象条件

电压等级	设计风速	覆冰厚度设计
66kV及以下	$\geq 23.5\text{m/s}$	轻冰区宜按无冰、5mm或10mm； 中冰区宜按15mm或20mm； 重冰区宜按20mm、30mm、40mm或50mm。
110kV ~ 330kV	$\geq 23.5\text{m/s}$	
500kV ~ 750kV	$\geq 27\text{m/s}$	

9.3 配电装置

配电装置宜符合以下内容：

- 宜根据用户要求的输送容量和距离，计算输送容量与距离的乘积对电压等级进行选择。电压等级不宜超过 220（330）kV；
- 宜基于回路正常工作电流选择导线截面积，宜校验导线的载流量、机械强度、电晕及无线电干扰水平，对于长线路，宜对电压降进行校验；
- 线路的绝缘水平（绝缘子片数、爬电距离）宜根据线路经过地区的污秽等级来确定，并留有适当裕度；
- 架空线路宜架设避雷线，并做好杆塔接地，金属杆塔接地电阻不宜大于 30 Ω ；
- 宜配置主保护和后备保护，对于重要的长距离直连线路，可考虑采用光纤纵联差动保护作为主保护，以确保快速、有选择性地切除故障。

10 施工建设

10.1 施工准备

10.1.1 技术准备

施工前宜参考以下内容进行技术准备：

- 施工宜委托具备相关资质的施工单位进行，办理合规手续，建立覆盖全过程的施工组织与管理体系统，包括但不限于进度计划、质量计划、安全生产计划、风险管理计划等内容；
- 施工前宜组织设计、监理、建设及施工单位开展图纸会审，重点核查绿电直连线路路径、厂站（电源、储能系统等）布局、设备安装尺寸、电缆敷设方式等内容。会审完成后，由设计单位向施工、监理单位进行全面技术交底，明确技术难点、关键工序及质量控制要点，形成书面交底记录并签字确认；
- 施工单位宜结合项目类型（并网型/离网型）编制专项施工组织设计，涵盖施工部署、进度计划、资源配置、关键工序施工方法、质量保证措施、安全防护方案及环保措施等内容。并网型项目宜额外明确与公共电网的衔接方案、产权分界点施工标准及防孤岛保护措施；离网型

项目宜重点编制源荷匹配方案、储能容量配置及应急供电保障措施。对于线路架设、电缆敷设、设备安装、调试等关键环节，宜单独编制专项施工方案，经监理单位审核、建设单位批准后实施，必要时组织专家论证；

- d) 施工单位宜对全体施工人员进行岗前技术培训，内容包括项目技术要求、施工规范、安全操作规程及环保要求等，考核合格后方可上岗。监理单位宜对特种作业人员（如高压电工、焊工、起重工等）持有的有效特种作业操作证进行严格核查。

10.1.2 现场准备

施工前宜参考以下内容进行现场准备：

- a) 根据施工图纸及现场勘察结果，对施工场地进行平整、清理，清除障碍物，合理划分施工区、材料堆放区、设备存放区、办公及生活区，设置明显的施工区域标识，场地排水系统宜能够避免雨水淤积影响施工，临时用电、用水宜按规范架设和铺设；
- b) 对于绿电直连线路路径，宜进行详细的现场勘察，标记地下管线（燃气、供水、通信、原有电力管线等）、地下构筑物、文物保护单位、生态敏感区等位置，制定相应的保护及避让措施。如需占用农田、林地或跨越道路、河流，宜提前办理相关审批手续，并组织开展清障工作，确保施工路径畅通；
- c) 监理单位宜对所有进场的设备（如变压器、开关柜、电缆、杆塔等）及材料的产品合格证、质量检验报告等相关资料进行抽样复检，检验合格后方可投入使用。设备存放宜避免受潮、受损，材料堆放宜分类整齐，做好标识及防护措施。

10.2 施工要求

10.2.1 新能源场站施工

10.2.1.1 新能源场站（光伏/风电/光热/生物质能）土建宜结合项目类型及场地条件，严格遵循对应规范要求，并网型项目宜预留与公共电网衔接的接口场地，按电网要求建设接地网及防雷设施；离网型项目宜重点强化储能区域土建，做好储热/储电设备基础的防腐、防渗及承重加固，配套建设应急检修场地。

10.2.1.2 光伏场站宜参考 GB 50797 中内容，光伏区宜平整场地，做好场地排水及地基处理，光伏支架基础宜采用现浇混凝土或预制桩基础，确保承载力满足设计要求。光伏组件安装宜参考厂家技术手册按设计间距排布，固定牢固，倾角符合光能利用最优要求，组件间接线规范，防水密封到位；逆变器、汇流箱安装宜确保通风良好，接线端子紧固，接地可靠。

10.2.1.3 风电场站宜参考 GB 51121 中内容，风电场风机基础宜控制基坑开挖、钢筋绑扎及混凝土浇筑施工精度，基础完工后进行沉降观测，合格后方可安装风机。风电机组安装宜选用适配的起重设备对机舱、轮毂、叶片等部件精准吊装，螺栓紧固力矩符合厂家技术手册要求，机舱内控制系统接线准确，防雷接地系统安装完善。

10.2.1.4 光热电站宜参考 NB/T 11870 中内容，光热镜场宜按设计坐标精准定位基础、吸热塔基础宜控制垂直度及混凝土强度，确保基础承载力及平整度满足反射镜精准聚光要求，储热装置基础宜做好防腐防渗处理。反射镜安装宜精准校准角度，确保聚光效果，吸热器安装宜保障密封性能及换热效率，储热系统（熔盐罐、换热器）安装宜做好防泄漏、防腐蚀处理，管道连接宜规范且保温到位；熔盐泵、循环泵等动力设备安装宜控制同轴度，确保运行稳定。

10.2.1.5 生物质能场站可参考 NB/T 11811 中内容，宜合理规划燃料储存区（青贮窖、干料仓）、发酵装置（厌氧消化罐）、预处理车间等土建，基础宜适配燃料堆放荷载及发酵设备运行需求，配套建设污水收集及处理池，保障环保要求。生物质能场站场内道路宜满足燃料运输车辆通行需求，集电线路沟道、燃料输送通道等配套土建宜同步施工，保障设备运输及后期运维通行。

10.2.1.6 生物质能场站设备安装重点考虑燃料预处理设备（破碎机、筛分机）、发酵装置（厌氧消化罐）、发电机组及环保设备（脱硫脱硝、污水处理设备）的安装，燃料输送系统（皮带输送机、螺旋输送机）安装宜保障运行平稳，接口密封良好，厌氧消化罐安装宜严格把控焊接质量及气密性，发电机组安装可参考 DL/T 5210.3 中要求。所有设备安装后宜进行外观检查及绝缘测试，发酵系统宜进行气密性试验。

10.2.2 储能系统施工

10.2.2.1 储能系统安装宜在平整硬化的场地进行，电池舱吊装宜轻拿轻放，避免剧烈震动，舱体固定牢固，密封良好，防水、防尘、防晒措施到位，检查 PCS（储能变流器）与电池舱、电网的接线极性正确。BMS（电池管理系统）安装后宜进行参数配置，确保对电池状态（电压、温度、SOC）实时监测及保护。

10.2.2.2 安装完成后，施工单位宜联合设备厂家、监理单位编制专项离网调试方案，重点明确源荷匹配验证、储能充放电循环测试、应急切换响应及孤网稳定控制等内容，经审批后实施。对新能源场站系统、储能系统、负荷控制系统、保护系统等进行分系统调试，重点测试储能 SOC 控制精度、源荷波动适配能力及故障情况下的负荷切除/恢复逻辑，确保各系统运行稳定。模拟离网运行全工况，测试新能源出力突变、负荷增减及储能充放电切换等场景下的系统稳定性，验证应急供电保障能力，确保项目可独立稳定运行。详细记录调试数据及工况，编制离网调试报告，经监理单位及建设单位审核确认。

10.2.3 线路施工

10.2.3.1 架空线路施工

架空线路施工宜参考以下内容：

- a) 根据地质条件选择合适的基础形式（如现浇混凝土基础、预制基础、桩基础等），宜按照设计尺寸开展基础开挖，做好边坡支护及排水措施。宜按照 GB 50204、GB 50233 中内容进行钢筋绑扎、模板安装及混凝土浇筑、执行，混凝土强度达到设计要求后进行杆塔组立；
- b) 杆塔组立前宜检查构件质量及连接螺栓，组立过程中宜控制杆塔垂直度及偏差，避免出现扭曲、变形等情况。采用起重设备组立时，宜根据施工现场实际情况选择吊点，做好防倾倒措施，确保施工安全。杆塔组立完成后，宜及时紧固所有螺栓，做好防腐处理；
- c) 导线架设前宜进行外观检查及拉力测试，确保导线质量符合要求。架设过程中宜对导线张力和导线弧垂进行控制，避免出现过度拉伸或松弛现象。跨越道路、河流、原有电力线路等区域时，宜设置安全防护网及警示标识，必要时采取停电跨越措施，确保施工安全。导线连接宜采用专用连接器件，连接后宜进行绝缘处理及拉力测试；
- d) 绝缘子、金具等附件安装宜牢固可靠，绝缘子宜擦拭干净，避免存在污渍或破损。宜根据设计的安装位置及数量进行防振锤、间隔棒等的安装，确保导线运行稳定。

10.2.3.2 电缆线路施工

电缆线路施工宜参考以下内容：

- a) 电缆沟开挖宽度、深度宜根据设计要求进行，沟底铺设黄沙或细土，做好防腐、防碾压措施。电缆敷设前宜检查电缆外观及绝缘性能，敷设过程中宜控制牵引速度，机械敷设时速度宜不大于 15m/min，避免电缆受拉力过大或出现机械损伤；
- b) 电缆接头制作宜由具备相应技术资质的操作人员在清洁、干燥的环境中进行。接头制作过程中宜按照工艺要求执行，确保绝缘层包裹紧密、密封良好，避免出现漏电现象。接头制作完成后，进行绝缘测试及耐压试验，合格后方可回填；
- c) 电缆敷设及接头制作完成后，宜在电缆上方铺设警示带，然后分层回填土并压实。回填后宜设置电缆路径标识桩，标识桩间距宜为 50m~100m，清晰标注电缆走向及埋深。宜对穿越道路、桥梁等区域的电缆采取套管保护措施。

10.3 施工质量

宜参考以下内容保障施工质量：

- a) 施工单位宜建立健全施工质量保证体系，明确质量控制目标及责任人，制定质量检验制度、工序交接制度及质量追溯制度。监理单位宜参考 DL/T 5210.1 中内容，对施工全过程进行质量控制，发现质量问题及时要求施工单位整改；
- b) 各施工工序按照设计要求及施工规范执行，工序完成后进行自检，自检合格后报监理单位验收，验收合格后可进入下一道工序。宜对关键工序及隐蔽工程，重点进行质量控制，隐蔽工程验收宜留存影像资料及验收记录；

- c) 施工过程中宜对设备、材料及施工质量进行抽样检验，检验项目及频率宜根据现场材料使用情况确定。项目完工后建设单位组织设计、监理、施工及相关单位进行竣工验收，验收合格后方可投入使用。

10.4 施工安全

10.4.1 安全体系建设

施工单位宜建立健全安全生产责任制，明确各级管理人员及施工人员的安全职责。设立专职安全管理人员，负责施工现场安全监督、检查及管理工作。宜根据现场施工情况制定安全生产管理制度、安全操作规程及应急预案，定期组织开展安全培训及应急演练，提高施工人员安全意识及应急处置能力。

10.4.2 现场安全防护

施工现场可参考以下内容进行安全防护：

- 施工现场宜设置明显的安全警示标识，如禁止标志、警告标志、指令标志、提示标志等，标识设置位置宜合理、清晰、醒目；
- 宜对高处作业区域、电缆沟开挖区域、设备安装平台等危险部位设置临时防护栏杆、安全网等防护设施，确保施工人员安全；
- 施工人员进入施工区域佩戴安全帽、安全带、绝缘手套、绝缘鞋等个人防护用品，特种作业人员作业时佩戴相应的特种防护用品；
- 施工现场临时用电宜设置专用的保护零线，配备漏电保护器，做到“一机、一闸、一漏、一箱”。电工定期对临时用电线路及设备进行检查维护，确保用电安全；
- 高处作业人员作业前检查作业平台、防护设施及安全用品是否完好。作业过程中系好安全带，严禁违章作业。遇有大风、大雨、大雾等恶劣天气，不宜进行高处作业；
- 动火作业办理动火审批手续时，宜明确动火作业范围、时间及安全措施。作业前清除周围易燃易爆物品，配备灭火器材，安排专人监护。动火作业完成后，检查并清理现场，确保无火灾隐患。

10.4.3 环境安全防护

宜参考JGJ 146中3的内容对施工现场环境进行防护：

- 施工现场宜采取洒水降尘、覆盖防尘网、设置围挡等措施，控制施工扬尘。运输车辆宜加盖篷布，出场前宜冲洗车轮，避免扬尘污染；
- 废水处理：施工废水宜经沉淀池处理后排放，避免直接排放污染水体。生活污水宜经化粪池处理后接入市政污水管网；
- 固废处理：施工产生的建筑垃圾及生活垃圾宜分类存放，及时清运至指定地点处理，避免随意丢弃污染环境；
- 施工完成后对施工场地进行清理整治，拆除临时设施，平整场地，恢复原有地貌及植被。对施工过程中造成的生态破坏，宜采取相应的修复措施，确保生态环境得到有效保护。

11 调试验收

11.1 并网调试

并网调试宜参考以下内容进行：

- 施工单位联合设备厂家、监理单位及电网公司编制专项并网调试方案，明确与公共电网的对接流程、同步调试参数、保护定值校验及安全隔离措施，经审批后实施；
- 宜对线路系统、换流站/变电站系统、新能源场站系统、储能系统、保护系统、测控系统等进行分系统调试，检查各系统运行状态，确保其满足设计要求。调试过程中记录相关数据，及时发现并处理存在的问题；
- 分系统调试合格后，宜进行整套启动调试，模拟项目正常运行工况，检查新能源场站、储能系统、输电线路、用户侧负荷的协同工作能力。调试内容包括绿电出力波动适配、储能充放电响应、电压调节、频率控制、功率输送、故障模拟等，确保项目能够安全稳定并网运行；

- d) 调试过程中详细记录各项数据及情况，调试完成后编制的并网调试报告，宜经监理单位、建设单位及电网公司审核确认。

11.2 离网调试

离网调试宜参考以下内容进行：

- a) 施工单位宜联合设备厂家、监理单位编制专项离网调试方案，重点明确源荷匹配验证、储能充放电循环测试、应急切换响应及孤网稳定控制等内容，经审批后实施；
- b) 对新能源场站系统、储能系统、负荷控制系统、保护系统等进行分系统调试，重点测试储能SOC控制精度、源荷波动适配能力及故障情况下的负荷切除/恢复逻辑，确保各系统运行稳定；
- c) 模拟离网运行全工况，测试新能源出力突变、负荷增减及储能充放电切换等场景下的系统稳定性，验证应急供电保障能力，确保项目可独立稳定运行；
- d) 详细记录调试数据及工况，编制离网调试报告，经监理单位及建设单位审核确认。

11.3 并网验收

并网验收宜参考以下内容进行：

- a) 绿电直连项目试运行，试运行的周期宜为 240 h，主要评估项目的发电能力、峰值功率与负荷匹配性、储能容量匹配性和设备可靠性等指标是否设计预期；
 - b) 绿电直连项目建成并网后宜由第三方机构进行检测，评估项目整体的性能指标是否满足标准要求，评估内容包含但不限于文件资料、施工质量、设备性能、项目整体性能、绿电消纳比例和负荷匹配性等；
 - c) 针对后期有认证需求的项目，尤其是产品碳足迹有明确要求，通过使用绿电来满足国际供应链标准或国内绿色认证的出口导向型企业相关的项目，宜根据相关认证标准的要求进一步收集认证所需的电量等关键数据，以保障后期相关认证的顺利进行。
-