

团 体 标 准

T/ZIUR XXXX—XXXX

分布式新能源接入智能配电网工程技术总
则

General Technical Specification for Distributed New Energy Access to Intelligent
Distribution Network Engineering

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

浙江省产学研合作促进会 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总体技术原则	2
5 分布式新能源接入条件	3
6 接入系统工程设计	3
7 并网运行控制要求	5
8 电能质量管控	7
9 施工安装系统调试	8
10 智能验收并网管理	9
11 运行维护安全管控	11

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××××提出。

本文件由浙江省产学研合作促进会归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

分布式新能源接入智能配电网工程技术总则

1 范围

本文件规定了分布式新能源接入配电网工程的术语和定义、总体技术原则、分布式新能源接入条件、接入系统工程设计、并网运行控制要求、电能质量管控、施工安装系统调试、智能验收并网管理和运行维护安全管控。

本文件适用于各类分布式新能源（包括但不限于分布式风电、分布式光伏发电、分布式储能、生物质能发电等）接入110 kV及以下智能配电网的新建、改建和扩建工程，涵盖工程规划、设计、施工、调试、验收、并网、运行、维护全流程智能化管控，适配智能配电网网源荷储协同、数字化感知、自动化控制、智能化调度的技术要求。

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 12325	电能质量 供电电压偏差
GB/T 14285	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 29319	光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T 33593	分布式电源并网技术要求
GB/T 36547	电化学储能电站接入电网技术规定
GB/T 36995	风力发电机组 故障电压穿越能力测试规程
GB/T 45418	配电网通用技术导则
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 2041	分布式电源接入电网承载力评估导则
NB/T 10911	分散式风电接入配电网技术规定
NB/T 31063	海上永磁同步风力发电机技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分布式新能源 distributed new energy

接入110 kV及以下电压等级电网、位于用户附近，以110 kV及以下电压等级就地消纳为主，利用新能源资源发电或配套储能的电源，包括同步发电机、异步发电机、变流器等类型电源。

注：新能源资源包括太阳能、生物质能、风能、水能、氢能、地热能、海洋能、资源综合利用发电（含煤矿瓦斯发电）和储能等类型。

[来源：GB/T 33593—2017，3.1，有修改]

3.2

分布式风电 distributed wind power

单机容量较小（通常不超过5 MW）、布置在用户附近，以就地消纳为主，直接接入110 kV及以下配电网的风力发电系统。

3.3

分布式光伏发电 distributed photovoltaic power generation

采用光伏组件，将太阳能直接转换为电能，安装在用户侧，以就地消纳为主，直接接入110 kV及以下配电网的发电系统。

[来源：GB/T 29319—2024，3.1，有修改]

3.4

分布式储能 distributed energy storage

与分布式新能源配套建设或独立布置，容量适中，用于平抑新能源出力波动、提升供电可靠性，接入配电网的储能系统（含电化学储能、机械储能等）。

3.5

生物质能发电 biomass power generation

以生物质为燃料，通过燃烧、气化等方式将生物质能转换为电能，规模适配配电网接入，就地消纳为主的发电系统。

3.6

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，并通过配电设备设施就地或逐级分配给各类用户的电力网络。

[来源：GB/T 45418—2025，3.1]

3.7

并网 grid connection

从技术上指发电机组或发电厂（场、站）或直调用户与电网之间的物理连接。从管理上指其与电网调度机构建立调度关系。

[来源：GB/T 31464—2022，3.3.2]

3.8

智能接入单元 intelligent access unit

具备数据采集、智能控制、远程通信、故障自愈功能，实现分布式新能源与智能配电网高效衔接的接口装置。

4 总体技术原则

4.1 基本要求

- 4.1.1 分布式新能源接入配电网工程应遵循安全可靠、经济合理、绿色环保、高效兼容的基本原则。
- 4.1.2 工程实施不应降低配电网原有供电可靠性、电能质量及安全运行水平。
- 4.1.3 系统配置宜兼顾技术先进性、运行灵活性与全生命周期经济性。

4.2 规划适配原则

- 4.2.1 分布式新能源接入应与区域配电网规划、能源发展规划及空间规划相协调。
- 4.2.2 接入方案应结合电网承载能力、负荷分布与新能源资源条件统筹确定。
- 4.2.3 高渗透率分布式新能源集群接入宜开展统一规划，确保电网安全消纳。
- 4.2.4 工程布局宜优先满足就地消纳，减少远距离输送与电网潮流反向压力。

4.3 多类型新能源兼容原则

- 4.3.1 分布式风电、分布式光伏、分布式储能、生物质能等各类电源接入应遵循统一技术底线要求。
- 4.3.2 系统设计宜利用不同类型新能源出力特性实现互补，降低功率波动对电网的影响。
- 4.3.3 多类型新能源联合运行时，应满足协调控制、保护配合及电能质量统一要求。

4.4 技术合规原则

- 4.4.1 工程全过程应符合国家现行法律法规、强制性标准及行业技术规定。
- 4.4.2 设计、施工、验收、运行维护应符合 GB/T 33593、GB/T 29319、DL/T 2041 等现行有效标准要求。
- 4.4.3 设备选型、并网性能与系统配置应满足电网准入条件，不得采用不符合标准要求的技术与设备。

4.5 智能适配原则

- 4.5.1 分布式新能源接入应适配智能配电网数字化、自动化、智能化运行特性，满足智能感知、快速

控制、协同互动要求。

4.5.2 接入系统应具备数据远程传输、智能分析、自动调节、故障自愈能力，支撑智能配电网调度运行。

4.5.3 宜采用智能终端、物联网、大数据等技术，实现分布式新能源全状态感知、全流程管控、全周期优化。

5 分布式新能源接入条件

5.1 接入电压等级划分

5.1.1 分布式新能源接入配电网电压等级应为 110 kV 及以下，包括 110 kV、35 kV、10 kV、0.4 kV。

5.1.2 接入电压等级应根据电源类型、装机容量及电网承载能力综合确定。

5.1.3 同一并网点应采用单一电压等级接入，不宜越级并网。

5.2 接入容量要求

5.2.1 分布式新能源接入容量应与配电网承载能力、调压能力相匹配。

5.2.2 0.4 kV 电压等级接入容量宜与用户配变容量、线路载流量相适应。

5.2.3 10 kV、35 kV 电压等级接入容量应经电网承载力评估后确定。

5.2.4 110 kV 电压等级接入容量应纳入区域电网规划统筹论证。

5.3 电网适配条件

5.3.1 分布式新能源接入前应开展配电网承载力评估，评估方法符合 DL/T 2041 规定。

5.3.2 接入后公共连接点电能质量指标应满足 GB/T 12325 中的标准要求。

5.3.3 配电网应具备相应无功补偿与电压调节能力，适应新能源出力波动。

5.3.4 电网侧保护、自动化、通信及计量装置应与接入规模、电源类型相适应。

5.3.5 接入方案应避免引起电网潮流大范围反向，保障系统安全稳定运行。

5.4 各类新能源专项接入条件

5.4.1 分布式风电接入专项条件

5.4.1.1 分布式风电的接入系统设计、并网性能、安全保护及运行控制应符合 GB/T 36995、NB/T 31063、NB/T 10911 等标准要求。

5.4.1.2 接入应以就地消纳为主，减少远距离功率外送。

5.4.1.3 风电机组应具备有功调节、无功支撑、电压频率适应及故障穿越能力。

5.4.1.4 集群式风电应实行统一协调控制，满足电网调度运行要求。

5.4.2 储能及生物质能接入专项条件

5.4.2.1 分布式储能的并网接口、功率调节性能、安全运行应符合 GB/T 29319、GB/T 33593 等标准要求。

5.4.2.2 户用及小规模光伏宜以 0.4 kV 电压等级就近接入。

5.4.2.3 中大规模光伏接入 10 kV 及以上电压等级时，应开展接入系统论证。

5.4.2.4 光伏并网逆变器应具备无功功率与电压调节、高低电压穿越及防孤岛保护功能。

5.4.2.5 光伏接入容量应与场地条件及配电网接纳能力相匹配。

5.4.3 储能及生物质能接入专项条件

5.4.3.1 分布式储能接入应符合 GB/T 36547 要求，具备快速功率调节能力。

5.4.3.2 储能系统宜与风电、光伏协同配置，平抑波动、提升消纳水平。

5.4.3.3 生物质能发电应具备稳定出力特性，满足环保、安全及并网保护要求。

6 接入系统工程设计

6.1 一次系统设计

6.1.1 接入点选择及接线方式

- 6.1.1.1 接入点应优先选择电网结构坚强、负荷消纳条件好、便于运维的区域。
- 6.1.1.2 接线方式应根据电源容量、电压等级及电网运行要求确定，宜简洁可靠。
- 6.1.1.3 分布式新能源接入应减少对现有电网运行方式的不利影响。

6.1.2 设备选型与配置

- 6.1.2.1 设备选型应满足并网性能、环境条件及系统运行工况，符合国家现行标准。
- 6.1.2.2 风电机组、箱变及控制系统应具备有功无功调节、电压频率适应与故障穿越能力。
- 6.1.2.3 光伏组件、逆变器应安全可靠，逆变器应具备无功调节、高低电压穿越及防孤岛保护功能。
- 6.1.2.4 储能系统与变流器应具备快速功率调节能力，满足稳定运行与协同控制要求。
- 6.1.2.5 变压器、开关设备、母线等额定参数、绝缘水平、短路耐受能力应与系统匹配。
- 6.1.2.6 防雷、接地、测温、消防等辅助设备应配置齐全，满足安全运行要求。

6.1.3 无功补偿与电压调节设计

- 6.1.3.1 系统应配置合理的无功调节手段，确保电压在允许范围内。
- 6.1.3.2 可利用电源自身无功能力或配置动态无功补偿装置实现电压调节。
- 6.1.3.3 10kV 及以上并网电源应具备连续无功调节与电压支撑能力。
- 6.1.3.4 电压调节策略应响应迅速、调节精准，满足电网稳定运行要求。

6.1.4 短路电流控制与保护配合

- 6.1.4.1 接入后应开展系统短路电流计算，校核设备耐受与开断能力。
- 6.1.4.2 新能源接入不应导致短路电流超出设备额定值。
- 6.1.4.3 新能源侧限流控制策略应合理设置，降低故障冲击。
- 6.1.4.4 电源侧与电网侧保护应满足可靠性、选择性、灵敏性、速动性要求。
- 6.1.4.5 保护定值、时限、逻辑应协调配合。
- 6.1.4.6 重要接入场景宜开展保护整定计算与仿真校核。

6.1.5 线路敷设设计

- 6.1.5.1 线路型式应根据电压等级、容量、环境条件选用电缆或架空线路。
- 6.1.5.2 线路截面应按载流量、电压损失、热稳定要求选取。
- 6.1.5.3 线路敷设应满足安全距离、防雷、防火及运维便利要求。

6.2 二次系统设计

6.2.1 继电保护配置

- 6.2.1.1 并网点应配置完善的继电保护与安全自动装置。
- 6.2.1.2 继电保护应包括电压、频率、过流、防孤岛及故障穿越适配逻辑。
- 6.2.1.3 分布式风电、光伏、储能应配置对应专项保护。
- 6.2.1.4 保护性能应符合 GB/T 14285 中的要求。
- 6.2.1.5 保护装置应动作可靠、参数可整定、便于运维。

6.2.2 自动化监控与数据采集

- 6.2.2.1 系统应配置智能自动化监控终端，实现运行状态实时感知、智能监测、自动告警。
- 6.2.2.2 采集内容应包括电压、电流、功率、频率、设备状态及故障信息，支持智能配电网数据交互与共享。
- 6.2.2.3 监控数据应智能上传至调度或集控系统，支持远程智能控制。
- 6.2.2.4 系统应具备事件智能记录、异常自动告警、远程闭环控制功能。

6.2.3 电能计量配置

- 6.2.3.1 计量点应设在产权分界点及并网点，满足双向计量要求。
- 6.2.3.2 计量装置精度、配置应符合 DL/T 448 及国家计量相关规定。
- 6.2.3.3 计量数据应可靠采集、传输，满足结算与监管需求。

6.2.4 通信系统设计与网络安全

- 6.2.4.1 通信方式宜选用光纤、电力载波或无线智能专网。
- 6.2.4.2 通信规约应采用标准远动规约，与智能配电网调度系统兼容。
- 6.2.4.3 通信通道应具备足够带宽与实时性、可靠性、智能自愈能力。
- 6.2.4.4 系统应满足智能配电网电力监控系统网络安全防护要求。
- 6.2.4.5 应实现安全分区、横向隔离、纵向认证、智能防护。

7 并网运行控制要求

7.1 通用控制要求

- 7.1.1 分布式新能源并网运行应服从智能配电网统一智能调度管理，执行调度机构下达的智能调节与自动控制指令。
- 7.1.2 并网电源应具备有功功率、无功功率可调能力，调节性能应满足电网运行需要。
- 7.1.3 功率控制响应指标应符合下列规定：
 - 10 kV 及以上电压等级并网电源，有功功率响应时间宜不大于 5 s；
 - 无功功率响应时间宜不大于 0.5 s；
 - 功率调节误差不应超过额定容量的 $\pm 1\%$ 。
- 7.1.4 电源输出功率变化率应受到限制，避免引起电网电压、频率大幅波动。
- 7.1.5 并网设备应具备运行状态监视、异常告警、事件记录及远程控制功能。

7.2 各类新能源专项并网控制

7.2.1 分布式风电功率调节与控制

- 7.2.1.1 风电机组应具备连续有功功率调节能力，可实现限功率、降功率运行。
- 7.2.1.2 机组应支持定功率因数、定无功功率、电压无功下垂控制模式，根据电网电压变化自动调节无功输出，维持电压稳定。
- 7.2.1.3 集群式风电应配置集中控制系统，实现多机协同调节。

7.2.2 分布式光伏并网控制

- 7.2.2.1 光伏系统应根据辐照强度自动调节出力，保持运行稳定。
- 7.2.2.2 逆变器应具备快速无功调节能力，参与并网点电压支撑。
- 7.2.2.3 中大规模光伏电站应配置功率管理系统，满足调度控制要求。
- 7.2.2.4 光伏系统启停应平缓，不应造成电压冲击或保护误动。
- 7.2.2.5 逆变器应具备限流运行功能，故障期间不向电网注入超标谐波与直流分量。

7.2.3 储能协同控制与调峰调频要求

- 7.2.3.1 储能系统应具备双向功率快速调节能力，响应时间宜不大于 200 ms。
- 7.2.3.2 储能与风、光联合运行时，宜实现出力平滑、计划跟踪、调峰、调频功能。
- 7.2.3.3 储能系统应设置合理的 SOC 运行区间，确保安全与使用寿命。
- 7.2.3.4 储能参与调频时，应满足电网频率响应指标与调节精度要求。

7.3 高低电压穿越要求

7.3.1 基本要求

- 7.3.1.1 分布式新能源在电网电压短时异常时，应具备不脱网连续运行能力。
- 7.3.1.2 电压穿越性能应满足现行标准规定的技术指标与运行要求。
- 7.3.1.3 分布式风电、光伏、储能均应满足统一的电压穿越技术要求。

7.3.1.4 电压穿越能力应经试验或检测验证，合格后方可并网运行。

7.3.2 低电压穿越要求

- 7.3.2.1 并网点电压处于标准电压轮廓线及以上区域时，电源应保持并网不脱网。
- 7.3.2.2 低电压穿越期间，变流器型电源应向电网注入动态无功电流支撑电压恢复。
- 7.3.2.3 穿越过程中不应触发电压保护、防孤岛保护等误动作。
- 7.3.2.4 故障期间有功出力可合理降低，但不应擅自退出运行。
- 7.3.2.5 穿越性能应满足三相、两相、单相故障下的不同考核要求。

7.3.3 高电压穿越要求

- 7.3.3.1 并网点电压短时升高至规定限值内时，电源应具备不脱网连续运行能力。
- 7.3.3.2 高电压期间应合理控制无功输出，避免加剧电压升高。
- 7.3.3.3 电压恢复后，电源应快速平滑恢复至正常运行状态。

7.4 防孤岛保护与控制

- 7.4.1 分布式新能源应配置独立可靠的防孤岛保护装置或内置保护功能，保护逻辑应与电网侧线路保护、自动化装置有效配合，多电源接入同一并网点时应实现保护协同配置。
- 7.4.2 防孤岛保护检测及动作总时间应不大于 2 s，保护动作后应可靠跳开并网点开关，正常工况及电压穿越期间不应误动，保护装置应具备动作记录、事件上传功能。
- 7.4.3 防孤岛保护动作后应自动闭锁，禁止自动重合并网，电网电压、频率恢复正常且满足并网条件后方可解锁，集群接入时应执行统一闭锁与恢复机制。

7.5 多类型新能源协同运行控制

7.5.1 协同控制总体要求

- 7.5.1.1 风、光、储联合接入时，应建立智能协调控制系统与自适应运行策略，支撑智能配电网网源荷储协同。
- 7.5.1.2 协同控制应保证整体出力平稳、电压与频率合格。
- 7.5.1.3 控制策略应自适应光照、风速、负荷及电网状态实时变化。
- 7.5.1.4 系统应具备指令执行、状态反馈、异常联动等完整功能。
- 7.5.1.5 协同控制平台应与调度系统实现数据双向交互。
- 7.5.1.6 高渗透率集群应采用分层分区协同控制架构。

7.5.2 功率协同控制

- 7.5.2.1 应实现多电源联合功率调节，平滑整体出力曲线。
- 7.5.2.2 储能应优先用于平抑风电、光伏出力波动。
- 7.5.2.3 高渗透率接入时应限制线路潮流反送与过载风险。
- 7.5.2.4 应按照调度指令实现联合限功率、跟踪计划出力曲线。

7.5.3 电压与无功协同控制

- 7.5.3.1 各电源应协同参与无功调节，共同支撑公共连接点电压稳定。
- 7.5.3.2 应避免无功调节冲突、过补偿或欠补偿。
- 7.5.3.3 分布式新能源集群宜采用分层分区电压协调控制。

7.5.4 故障与异常协同控制

- 7.5.4.1 电网故障期间，各电源应同步执行电压穿越与保护逻辑。
- 7.5.4.2 异常工况下应联动限制出力，保障系统安全稳定。
- 7.5.4.3 故障清除后应有序、同步恢复并网与出力。
- 7.5.4.4 协同控制应具备故障记录、事件追忆与分析能力。
- 7.5.4.5 异常信息应实时上传调度，支撑运行决策。

8 电能质量管控

8.1 电能质量限值

8.1.1 整体控制原则

8.1.1.1 分布式新能源并入配电系统后，全域电能质量应保持稳定合规，各类扰动指标不得持续越限，不得干扰公共电网平稳运行与周边用户正常用电。

8.1.1.2 电源侧应依托设备优化与运行调控，从源头降低电能质量污染，配合电网侧管控手段，形成双向协同治理模式。

8.1.2 电压波动与闪变控制

8.1.2.1 新能源出力随机变化引发的电压动态波动应合理约束，瞬时功率突变幅度加以限制，抑制频繁电压起伏现象。

8.1.2.2 风力发电等波动性较强的电源，应结合自身出力特性，配套设置平缓控制逻辑。

8.1.2.3 电网负荷峰谷切换时段，应同步协调新能源运行方式，避免叠加效应造成电压波动加剧。

8.1.2.4 局部台区电压工况脆弱区域，宜增加动态调节手段，提升电压耐受与恢复能力。

8.1.3 谐波与三相平衡管控

8.1.3.1 电力电子并网设备运行产生的谐波分量应严格管控，减少多台变流器叠加带来的谐波放大问题。

8.1.3.2 分散式单相新能源接入时，应合理规划相序分配，平衡各相接入容量。

8.2 各类新能源电能质量影响及治理

8.2.1 风电波动性与闪变抑制

8.2.1.1 应结合风能资源随机变化特征，优化机组出力调节逻辑，约束有功功率升降速率。

8.2.1.2 风机并网接口装置应优化电磁兼容设计，降低工况切换、启停操作产生的瞬时冲击扰动。

8.2.1.3 集中接入的分布式风电区域，可综合采取组合治理方式，主要措施包含：

- a) 依托储能装置开展短时功率平抑；
- b) 优化站内无功调节配合电压稳定控制；
- c) 合理错峰运行，规避负荷低谷时段集中出力。

8.2.2 光伏谐波治理管控

8.2.2.1 光伏并网设备应选用高品质变流装置，通过内部算法优化降低开关频次带来的谐波生成量。

8.2.2.2 大规模光伏集中并网点，应根据谐波实测水平，按需配置集中治理装置，实现就地治理、就地消纳。

8.2.2.3 光照剧烈变化时段，应平缓限制出力骤增骤减，防止动态谐波与电压偏差同步恶化。

8.2.2.4 日常运维中应定期检测谐波实际排放水平，结合季节辐照变化，动态调整控制参数。

8.3 电能质量监测与评估

8.3.1 监测布置要求

8.3.1.1 所有分布式新能源并网点应配置智能在线监测装置，持续采集关键运行参数，实现全天候不间断智能监测。

8.3.1.2 新能源高密度接入片区，应加密关键线路、配电台区智能监测点位，消除监测盲区，完整掌握区域质量水平。

8.3.1.3 监测设备应具备完整数据存储与远传能力，保障历史数据完整留存，满足后期分析追溯需求。

8.3.1.4 户外部署的监测设备，结构防护与运行环境适配性应满足现场工况条件。

8.3.2 日常监测管理

8.3.2.1 运行过程中应实时跟踪各项电能质量参数变化，识别短时越限、间歇性扰动等隐性问题。

8.3.2.2 应结合季节、气象、负荷变化规律，梳理新能源出力与电能质量指标的关联特征。

8.3.3 综合评估管理

8.3.3.1 应定期开展区域电能质量综合评价，结合监测数据、设备运行状态、电网结构变化综合研判。

8.3.3.2 新能源扩建、改造、接入容量调整后，应开展专项评估，校验新增电源对片区电网的扰动影响。

8.3.3.3 针对评估发现的薄弱环节，应提前制定优化方案，从网架、设备、控制策略多维度完善管控体系。

8.4 电能质量治理设备配置要求

8.4.1 设备选型适配原则

8.4.1.1 治理装置选型应结合新能源类型、接入规模、智能配电网结构短板，按需匹配智能型治理设备，实现自动调节、智能投切、闭环治理。

8.4.1.2 无功补偿、滤波装置、电压调节设备应具备快速动态响应能力，可跟随工况变化自适应调整运行状态。

8.4.2 安装与运行配合要求

8.4.2.1 治理设备应就近布置于扰动源侧，缩短治理响应链路，提升扰动抑制的实时性与有效性。

8.4.2.2 多类治理装置联合运行时，应统筹控制逻辑，避免装置之间动作冲突，防止出现无功震荡、参数耦合异常。

8.4.2.3 治理设备投退逻辑应合理设置，兼顾治理效果与设备运行损耗，保障长期经济可靠运行。

8.4.2.4 设备运行状态应纳入日常巡检范围，及时排查隐患，保证异常工况下可正常投入。

9 施工安装系统调试

9.1 施工安装基本要求

9.1.1 施工前期准备

9.1.1.1 施工前应完成施工方案编制、技术交底及安全培训，明确施工流程、质量标准与安全管控要点。

9.1.1.2 施工场地应清理平整，划分作业区域与安全通道，配备必要的安全防护设施与应急物资。

9.1.1.3 施工所用设备、材料应提前检验合格，规格型号与设计要求一致，杜绝不合格产品进场使用。

9.1.2 施工过程管控

9.1.2.1 施工操作应严格遵循施工规范与设计图纸，严禁擅自更改施工工艺、设备安装位置及接线方式。

9.1.2.2 电气施工应做好绝缘测试、接线紧固等关键工序，确保施工质量符合运行要求。

9.1.2.3 施工过程中应做好隐蔽工程记录，重点部位施工完成后及时验收，合格后方可进入下一道工序。

9.1.2.4 施工现场应落实安全管控措施，严禁违规作业、冒险施工，防范人身伤害与设备损坏事故。

9.1.3 施工环境要求

9.1.3.1 户外施工应避开暴雨、雷电、高温、严寒等恶劣气象条件，确需施工时应采取专项防护措施。

9.1.3.2 施工区域应做好防尘、防潮、防碰撞保护，避免设备、材料受损影响施工质量。

9.2 各类新能源设备施工安装

9.2.1 分布式风机安装专项要求

9.2.1.1 风机基础施工应符合设计要求，基础强度、平整度、接地电阻需经检测合格，方可进行风机吊装。

- 9.2.1.2 风机吊装作业应选用适配的吊装设备，严格控制吊装角度与速度，避免碰撞风机部件。
- 9.2.1.3 风机机舱、轮毂、叶片等部件安装应牢固可靠，接线规范，密封严密，防止雨水、灰尘侵入。
- 9.2.1.4 风机安装完成后，应检查机舱接地、防雷装置连接情况，确保符合安全防护要求。

9.2.2 光伏组件及储能设备安装要求

- 9.2.2.1 光伏组件安装应遵循设计倾角要求，排列整齐，组件间距合理，避免遮挡影响发电效率。
- 9.2.2.2 光伏组件固定支架应安装牢固，防腐处理到位，适配户外环境，防止长期运行变形、锈蚀。
- 9.2.2.3 储能设备安装应符合以下核心要求：
 - a) 储能舱、电池柜摆放整齐，间距满足散热与检修需求；
 - b) 电池接线规范，极性正确，避免接反、松动引发短路；
 - c) 储能设备接地可靠，防护措施到位，杜绝安全隐患。
- 9.2.2.4 光伏组件与储能设备的线缆敷设应规范，做好固定与防护，避免破损、老化。

9.2.3 配电设备及线路安装要求

- 9.2.3.1 配电柜体安装应水平、垂直，固定牢固，柜门密封良好，内部接线整齐规范，标识清晰。
- 9.2.3.2 变压器、开关设备等配电主设备安装应符合设计要求，接线牢固，绝缘测试合格。
- 9.2.3.3 线路敷设应遵循规范要求，电缆敷设需做好防护，架空线路应保证安全距离，固定可靠。
- 9.2.3.4 线路接头应处理规范，做好绝缘防护，避免接触不良、漏电等问题。
- 9.2.3.5 配电设备及线路安装完成后，应进行全面检查，确保无松动、无破损、无违规接线。

9.3 系统调试要求

9.3.1 设备单体调试

- 9.3.1.1 所有并网设备安装完成后，应逐一开展单体调试，检查设备运行状态、参数设置及保护功能。
- 9.3.1.2 风机单体调试应重点核查转速控制、变流器功能、防雷接地及告警信号准确性。
- 9.3.1.3 光伏逆变器、储能变流器调试应验证逆变功能、功率调节能力及保护逻辑有效性。
- 9.3.1.4 配电设备调试应检查开关动作、保护定值、绝缘性能，确保设备可正常投运。

9.3.2 系统联合调试

- 9.3.2.1 单体调试合格后，应开展系统联合调试，验证各设备协同运行能力、控制逻辑连贯性。
- 9.3.2.2 联合调试应模拟正常运行、出力调整、故障切换等工况，检查系统响应速度与运行稳定性。
- 9.3.2.3 调试过程中应重点核查功率调节、电压控制、无功补偿等功能，确保符合并网要求。
- 9.3.2.4 联合调试过程中发现的问题，应及时整改，重新调试直至合格。

9.3.3 并网前专项试验

- 9.3.3.1 并网前应开展专项试验，全面验证系统性能，试验内容包括：
 - a) 绝缘电阻测试，核查设备及线路绝缘性能；
 - b) 保护装置校验，确保保护动作准确可靠；
 - c) 电能质量测试，验证谐波、电压偏差等指标达标；
 - d) 并网联动试验，确认与电网协同运行正常。
- 9.3.3.2 专项试验应形成完整试验报告，试验合格后，方可申请并网投运。
- 9.3.3.3 试验过程中应做好安全防护，避免试验操作引发设备故障或人身安全风险。

10 智能验收并网管理

10.1 验收基本条件

10.1.1 前期准备条件

- 10.1.1.1 分布式新能源项目施工安装、系统调试应全部完成，所有设备应停止调试运行，处于待验收状态，无未完成施工、未整改缺陷。
- 10.1.1.2 施工、调试过程各类记录、试验报告应完整齐全，数据应真实有效，可满足验收核查需求。

10.1.1.3 安全防护设施、消防设施、应急物资应配置到位，符合安全运行要求，现场作业环境应清理完毕。

10.1.2 主体合规条件

10.1.2.1 项目建设应符合国家相关规范、设计图纸及电网并网要求。

10.1.2.2 所有并网设备、材料均应经检验合格，规格型号与设计文件一致。

10.1.2.3 电气安全防护、接地防雷、消防等专项设施应完成调试，具备正常投用条件。

10.1.2.4 运维管理制度、应急处置预案应编制完成，运维人员应完成培训，具备上岗能力。

10.2 验收内容与标准

10.2.1 施工质量验收

10.2.1.1 设备安装质量应符合施工规范要求，风机、光伏组件、储能设备、配电设备宜安装牢固、排列整齐，接线规范、标识清晰。

10.2.1.2 线路敷设应符合要求，电缆防护、架空线路安全距离、接头处理等应达标，无破损、松动、违规敷设现象。

10.2.1.3 隐蔽工程施工应记录完整，关键工序应验收合格，施工工艺宜符合设计标准，无偷工减料、违规操作情况，重点隐蔽工序应包含接地网敷设及连接工序、电缆沟、电缆敷设防护工序、设备基础浇筑及固定工序。

10.2.1.4 接地系统应安装规范，接地电阻达标，各设备接地宜连接可靠，满足安全防护要求。

10.2.2 设备质量验收

10.2.2.1 风机、光伏逆变器、储能设备、配电设备等主体设备，应提供产品合格证、检测报告，质量符合相关标准。

10.2.2.2 设备单体调试、联合调试记录完整，设备运行参数、保护功能、控制性能应符合设计要求，无异常告警。

10.2.2.3 辅助设备，包括防雷、接地、测温、消防等应配置齐全、性能完好，可正常发挥防护作用。

10.2.2.4 设备外观无破损、锈蚀、变形，应密封严密，适配现场运行环境，安装精度符合要求。

10.2.3 系统性能验收

10.2.3.1 分布式风机并网性能验收，应重点核查功率调节能力、转速控制精度、防雷接地有效性及运行稳定性。

10.2.3.2 光伏系统并网性能验收，应验证逆变器逆变效率、功率跟踪能力、谐波抑制效果及启停平稳性。

10.2.3.3 储能系统验收，应核查充放电调节能力、SOC控制精度、协同运行效果及安全防护性能。

10.2.3.4 整体系统性能验收宜满足以下核心标准：

- a) 电能质量指标（谐波、电压偏差等）符合管控要求；
- b) 功率调节、电压控制、无功支撑能力达标；
- c) 高低电压穿越、防孤岛保护等功能有效；
- d) 系统响应速度、运行稳定性满足并网要求。

10.2.3.5 系统联动运行验收，应验证各设备协同工作能力，模拟故障工况时，保护装置动作准确、响应及时。

10.2.3.6 智能功能验收应核查智能监控、远程控制、数据交互、网源荷储协同等功能，满足智能配电网接入要求。

10.3 验收流程与组织

10.3.1 验收组织

10.3.1.1 验收工作应由项目业主牵头组织，电网运营单位、施工单位、调试单位、监理单位共同参与，明确各方验收职责。

10.3.1.2 应成立验收小组，制定详细验收方案，明确验收内容、验收标准、验收流程及时间安排，确保验收工作有序开展。

10.3.2 验收流程

10.3.2.1 项目业主完成验收准备工作后，应向验收小组提交验收申请及相关资料，申请验收。

10.3.2.2 验收小组核查相关资料，确认资料齐全、符合要求后，应开展现场实地验收，逐项核查施工质量、设备质量及系统性能。

10.3.2.3 现场验收过程中，应对发现的问题详细记录，明确整改责任单位、整改要求及整改时限。

10.3.2.4 整改完成后，责任单位应提交整改报告，验收小组复核整改效果，直至所有问题整改闭环。

10.3.2.5 所有验收项目合格后，验收小组应出具验收报告，各方签字确认，验收工作完成。

10.4 并网审批与投运流程

10.4.1 并网审批

10.4.1.1 验收合格后，项目业主应向电网运营单位提交并网申请，同时提交验收报告、试验报告、运维方案等相关资料。

10.4.1.2 电网运营单位应对申请资料进行审核，结合电网运行情况，统筹安排并网时间，出具并网审批意见。

10.4.1.3 审批通过后，电网运营单位与项目业主应签订并网协议，明确并网运行要求、双方责任及调度管理规定。

10.4.2 投运流程

10.4.2.1 并网审批完成后，项目业主、电网运营单位、运维单位应协同开展投运前准备，检查设备状态、控制逻辑及调度通信情况。

10.4.2.2 应按照调度指令，逐步启动设备、投入系统，缓慢提升出力，验证并网后系统运行稳定性及各项指标达标情况。

10.4.2.3 投运过程中，应安排专人值守，实时监测运行参数，及时处置各类异常情况，确保投运过程安全可控。

10.4.2.4 投运后应试运行一段时间，确认系统运行正常、各项指标稳定，正式转入常态化并网运行。

10.5 资料移交要求

10.5.1 项目验收合格后，项目业主应向电网运营单位、监理单位、运维单位移交完整的项目资料，移交资料应包含：

- a) 项目设计图纸、施工方案、技术交底记录；
- b) 设备产品合格证、检测报告、说明书；
- c) 施工记录、调试记录、验收报告、专项试验报告；
- d) 并网协议、调度管理文件、运维管理制度；
- e) 安全防护、消防、应急相关资料及台账。

10.5.2 移交资料应齐全、完整、规范，字迹清晰、数据准确，无缺失、涂改、伪造现象，可满足后期运维、检修及追溯需求。

10.5.3 资料移交应办理移交手续，明确移交内容、移交数量，移交双方签字确认，形成资料移交台账。

10.5.4 纸质资料与电子资料应同步移交，电子资料应备份留存，确保长期可查阅、可使用。

11 运行维护安全管控

11.1 运行管理要求

11.1.1.1 应建立常态化运行监控机制，实时监测各类新能源设备、配电设施运行状态。

11.1.1.2 结合场站规模匹配巡检频次，分散式站点应以定期现场巡查为主，集中式场站实行全天候在线监视。

11.1.1.3 应完整留存运行记录与告警信息，为隐患分析、缺陷追溯及运行优化提供基础依据。

- 11.1.1.4 应严格管控设备运行参数，确保各项参数符合设计要求，严禁超范围、超负荷运行
- 11.1.1.5 应定期梳理运行参数变化规律，结合环境、负荷变化，合理调整参数设置。
- 11.1.1.6 应建立智能化运行监控机制，通过在线监测、远程管控、智能预警，实时监测各类新能源设备、智能配电设施运行状态。
- 11.1.1.7 宜采用智能运维平台，实现运行数据智能分析、缺陷自动预警、运维任务智能派发。

11.2 维护要求

11.2.1 各类新能源设备定期维护

- 11.2.1.1 风机维护应重点检查叶片、机舱、变流器运行状态，定期清理灰尘、紧固接线，排查机械故障与电气隐患。
- 11.2.1.2 光伏组件应定期清洁表面污渍、检查支架牢固性，排查组件破损、接线松动等问题，保障发电效率。
- 11.2.1.3 储能设备应定期检测电池状态、充放电性能，检查散热系统，防止过充过放、热失控等安全风险。

11.2.2 配电设备及线路维护

- 11.2.2.1 应定期检查配电柜体、开关、变压器等设备，清理内部灰尘，紧固接线，校验保护装置。
- 11.2.2.2 应排查线路敷设、接头处理情况，及时整改线路破损、老化、松动等问题。

11.2.3 故障研判与处置

- 11.2.3.1 设备出现故障后，应及时研判故障诱因，明确处置方案，严禁盲目操作、强行复运。
- 11.2.3.2 按故障等级分类处置，一般故障应限期整改，重大故障应立即停运隔离，处置完成后宜复核验收。

11.3 安全管控要求

11.3.1 电气安全防护

- 11.3.1.1 电气操作与检修作业，应严格执行停电隔离、验电确认、接地防护等标准化流程。
- 11.3.1.2 应定期检测设备绝缘水平，及时更换老化失效防护器件，从源头降低漏电、短路风险。
- 11.3.1.3 直流侧作业应强化专项管控，严格区分交直流回路，避免误操作引发电气事故。
- 11.3.1.4 宜配置智能安全监测装置，实现电气安全、作业安全、防雷接地的自动监测与智能告警。

11.3.2 作业安全管理

- 11.3.2.1 现场作业人员应具备对应操作能力，熟悉设备风险点与应急处置方式。
- 11.3.2.2 高处、吊装、有限空间等特殊作业，应增设现场监护，落实专项安全措施。

11.3.3 防雷接地与极端工况防护

- 11.3.3.1 全场接地装置应保持连通完好，周期性检测接地电阻数值，保证故障电流可靠泄放。
- 11.3.3.2 雷雨季节前应完成浪涌防护、接闪装置全面排查，提升区域雷电灾害抵御能力。
- 11.3.3.3 遭遇强降雨、强对流、低温冰冻等极端工况，应及时调整运行方式，必要时采取临时停运防护。
- 11.3.3.4 极端天气结束后应开展专项特巡，重点核查设备进水、结冰、形变等受损情况。

11.4 环保要求

- 11.4.1.1 应控制风机运行噪声，确保噪声排放符合环保标准，避免影响周边环境与居民生活。
- 11.4.1.2 应规范处置设备废旧零部件、废弃电池、油污等废弃物，分类存放、集中处理，严禁随意丢弃。
- 11.4.1.3 生物质能相关设备运行时，应做好废气、废渣处理，减少对周边生态环境的影响。