

ICS 27 160

CCS P 61

团 体 标 准

T/JSREA XXXX—XXXX

分布式光伏电站验收技术规范

Technical specification for acceptance of distributed photovoltaic power stations

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

江苏省可再生能源行业协会 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 验收工作内容	2
5 单位工程验收	2
6 工程启动验收	5
7 移交生产验收	6
8 工程竣工验收	7
附录 A（资料性） 验收工作各阶段记录表	10

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。

本文件由江苏省可再生能源行业协会提出并归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

分布式光伏电站验收技术规范

1 范围

本文件规定了分布式光伏电站的验收工作内容、单位工程验收、工程启动验收、移交生产验收和工程竣工验收要求。

本文件适用于分布式光伏电站的验收工作。

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 2297 太阳光伏能源系统术语
- GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型
- GB/T 20047.1 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求
- GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50010 混凝土结构设计规范
- GB 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50017 钢结构设计规范
- GB/T 50046 工业建筑防腐蚀设计标准
- GB 50345 屋面工程技术规范
- GB 50797 光伏发电站设计规范
- GB 51022 门式刚架轻型房屋钢结构技术规范
- GB 55030 建筑与市政工程防水通用规范
- DL 5027 电力设备典型消防规程
- NB/T 10115 光伏支架结构设计规程
- NB/T 10685 光伏发电用汇流箱技术规范
- NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范
- NB/T 42073 光伏发电系统用电缆
- IEC 61215-1 地面光伏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 (Edition 1.0)]

IEC 61646 地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型 [Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval (Edition 2.0)]

IEC 61730-1 光伏组件安全性鉴定第1部分：构造要求 [Photovoltaic (PV) module safety qualification—Part 1: Requirements for construction (Edition 1.2)]

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分部工程 partitioned project

分部工程是由若干个专业性质相同、施工关联紧密的分项工程组成的工程单元，其划分依据通常为工程的专业类别（如电气、土建）或功能区域（如光伏阵列区、控制机房），是检验批、分项工程的“汇总”，通常由施工单位自行组织验收。

3.2

单位工程验收 partitioned project

单位工程是指具有独立设计文件、可独立发挥功能的工程单元（如厂区光伏整体系统）。在所有分部工程验收合格后，应对整个单位工程的结构安全、系统性能、功能完整性、合规性及资料完整性进行的全面总结性验收，是工程从施工阶段转入并网准备阶段的关键节点。

3.3

工程启动验收 project commissioning and acceptance

并网前对电站是否具备安全、合规启动并网条件的专项验收，是连接施工与并网运行的准入检验。

3.4

工程竣工验收 final project acceptance

电站全流程建设完成后，对工程合规性、完整性、达标性的最终验收，是项目合法交付的标志。

4 验收工作内容

4.1 验收工作组成

验收工作应包含以下几个环节，单位工程验收、工程启动验收，完成上述环节后可申请并网，并网完成后再进行试运行和移交生产验收以及最终的工程竣工验收，验收流程见图1。



图1 验收内容流程图

4.2 验收组织

4.2.1 工程验收工作应由建设单位或其委托的具有相应资质的第三方机构负责组织实施。

4.2.2 应成立验收小组，成员不少于3人且为单数，成员需具备相关专业背景和工程验收经验。

5 单位工程验收

5.1 一般规定

5.1.1 验收由建设单位组织，施工单位提出申请，监理单位主持，参与单位包括设计单位、施工单位，可邀请运维单位参与。

5.1.2 验收应对工程质量、系统功能、资料完整性等进行综合评定，形成正式结论。

5.2 验收条件

5.2.1 单位工程所包含的所有分部工程均已验收合格，且分部工程验收中提出的整改问题已闭环。

5.2.2 工程实体已完成设计图纸及合同约定的全部施工内容，包括光伏组件、逆变器、监控系统等设备的安装调试工作。

5.2.3 施工单位已完成自检，且自检结果合格；监理单位已完成预验收，预验收结果合格。

5.2.4 质量控制资料、技术档案等齐全完整，并经监理审核通过。质量控制资料包括但不限于材料与设备合格证、检测报告、施工记录等；技术档案包括设计变更、隐蔽工程记录等。

5.3 验收内容

5.3.1 土建基础

5.3.1.1 分布式光伏工程的土建部分应依据以下国家标准和设计文件进行验收，包括但不限于 GB 50009、GB 50011、GB 50010、GB 50797、GB 50017、GB 51022 的相关规定。

5.3.1.2 结构评估单位应进行现场踏勘，并出具结构评估报告。报告应加盖设计章、注册结构工程师印章以及评估单位公章。

5.3.1.3 结构评估报告内容应包括屋顶的荷载情况、混凝土屋面防水层情况、彩钢瓦屋面的设计年限及使用年限、锈蚀情况、屋面形式及吊装点位荷载情况及厂房用途。

5.3.1.4 屋面荷载控制应满足光伏系统附加荷载要求：彩钢板屋面不 $>0.15\text{ kN/m}^2$ ，混凝土屋面不 $>0.75\text{ kN/m}^2$ ，施工过程中不应产生超过设计荷载的集中压力。

5.3.1.5 建筑结构应无不均匀沉降超标、无贯穿性或有损裂缝。

5.3.1.6 锚栓和预埋件的安装应平整、牢固，尺寸允许偏差应符合相关规范；地脚螺栓螺纹完整、螺母紧固无松动，构件连接部位应进行有效防腐处理，防护层应连续、附着良好。

5.3.1.7 屋面施工区域应完成防水或防渗处理，施工质量应符合 GB 50345、GB 55030 的相关规定。

5.3.1.8 消防安全应符合 DL 5027 相关规定，屋面布置应合理设置防火分区、安全通道、灭火器材及火灾报警系统等。

5.3.2 光伏发电单元及支架

5.3.2.1 晶体硅光伏组件应选用符合 IEC 61215-1、IEC 61730-1、GB/T 9535 和 GB/T 20047.1 的要求，通过型式鉴定和定型试验，取得认证的合格产品。薄膜光伏组件应符合 IEC 61646、IEC 61730-1 和 GB/T 20047.1 的要求，确保产品质量稳定可靠。

5.3.2.2 每块组件应贴有铭牌，标注清晰，包括标准测试条件下的最大输出功率及偏差、开路电压、短路电流、最大系统电压、最大保护电流、额定工作温度、安全等级与应用等级等参数，并附有制造商提供的运输、安装、电路连接说明书。

5.3.2.3 组件使用寿命不少于 25 年，线性功率输出质保不少于 25 年，产品材料与工艺质保期不少于 12 年。

5.3.2.4 单晶硅组件转换效率不低于 21%，N 型 TOPCon 组件转换效率不低于 22%，柔性组件转换效率不低于 19%，HJT 组件转换效率不低于 22%，BC 组件转换效率不低于 23%。

5.3.2.5 晶硅组件衰减率首年不高于 2.0%，后续每年不高于 0.55%，25 年内不高于 15%。N 型 TOPCon 组件衰减率首年不高于 1.0%，后续每年不高于 0.40%，25 年内不高于 11%。柔性组件衰减率首年不高于 2.5%，后续每年不高于 0.7%，25 年内不高于 19%。HJT 组件衰减率首年不高于 2.0%，后续每年不高于 0.25%，25 年内不高于 8%。BC 组件衰减率首年不高于 1.0%，后续每年不高于 0.35%，25 年内不高于 9.5%。

5.3.2.6 在标准试验条件下(即:大气质量 AM=1.5, 辐照度 1000W/m^2 , 电池工作温度为 $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$)，光伏组件的实际输出功率应在标称功率正偏差范围内。

5.3.2.7 光伏组件的电缆与直流连接器应连接可靠，无虚接、松动、进水、脱落等现象；组件连接线不应散落或直接暴露于阳光下，应有防护固定措施，保证电缆的整齐与安全。

5.3.2.8 组件安装应平整，间距均匀，角度偏差应 $<1^\circ$ ，相邻组件边缘高差 $<2\text{mm}$ ，相邻组件间平整度 $<5\text{mm}$ 。每块组件下沿方向应安装 2 块导流块，保障组件不沉积灰尘、泥污。导流块宜选用 304 不锈钢材质，满足项目长期使用。每个组串应与接地网有效连接，且连接点不少于 2 处。组件之间防雷接地应优先采用黄绿双色不 $<4\text{mm}^2$ 铜芯带端子的专用接地线，在组件接地安装孔进行可靠连接，BIPV 项目可采用防雷穿刺垫片进行接地连接，使用防雷穿刺垫片的，每个压块连接处均应准确安装穿刺垫片。

5.3.2.9 组串应与支架或接地扁铁进行可靠接地连接，接地电阻值应 $<4\Omega$ 。

5.3.2.10 不应短接组件或组串的正负极。

- 5.3.2.11 光伏支架系统应根据项目所在地区的风荷载、雪荷载、地震烈度等进行专项结构设计，其荷载参数应满足 GB 50009 和 GB 50017 的相关规定。
- 5.3.2.12 支架结构应满足承载力、刚度与整体稳定性要求，连接节点构造应合理可靠，设计应符合 NB/T 10115 的要求，不应出现过度变形或连接失效。
- 5.3.2.13 所有支架构件表面应具备良好的耐候性与防腐性能，采用如热镀锌、喷涂等方式处理，防护处理应满足 GB/T 50046 的相关要求，其设计防腐年限应不低于整个系统设计使用年限。
- 5.3.2.14 支架安装完成后，组件排列应整齐一致、承重均匀，支架结构稳定牢固，无松动、倾斜、锈蚀、结构变形等现象，整体视觉效果应协调规范。
- 5.3.2.15 支架基础（如混凝土基础、膨胀螺栓固定、屋面夹具固定等）应满足设计图纸要求。基础结构的尺寸允许偏差、垂直度、抗拔承载力等指标应通过现场抽检合格，并记录在案。
- 5.3.2.16 屋面场景下，支架系统安装应结合屋面类型、排水方向和结构承载力等因素，合理布局，并采取有效防水处理措施，不应破坏原有防水层或造成屋面渗漏隐患。
- ### 5.3.3 电气设备
- 5.3.3.1 汇流箱应符合 NB/T 10685 的相关要求，并具备合格的出厂检测报告及技术资料。
- 5.3.3.2 汇流箱（所有电气一、二次元器件）应能在 $-35^{\circ}\text{C}\sim+50^{\circ}\text{C}$ （无阳光直射）的气候条件下安全稳定运行，使用寿命应不低于 25 年，质保期应不低于 5 年。
- 5.3.3.3 汇流箱的输入电路对地、输出电路对地、输入对输出的绝缘电阻应 $\geq 20\text{M}\Omega$ ，绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。
- 5.3.3.4 汇流箱的输入对地、输出对地、输入对输出应承受 AC3500V，50Hz 的正弦交流电压 1min，不击穿，不飞弧，漏电流 $\leq 10\text{mA}$ 。
- 5.3.3.5 汇流箱外观应无变形、锈蚀、漆面脱落等缺陷，安装位置应合理、安全、便于维护，箱体安装高度、支架固定方式、电缆出入方向应符合施工图纸要求。
- 5.3.3.6 汇流箱的型号、功能配置、额定工作电压、电流、接入组串数等技术参数应与设计文件一致，满足光伏系统接线方式与电气保护设计的要求。
- 5.3.3.7 箱体应完整无损，防护等级应满足使用环境要求，室外安装防护等级不低于 IP65，室内不低于 IP54。箱体应具备良好的密封性、防尘性、防水性和耐腐蚀性能，并安装牢固，操作维护方便。
- 5.3.3.8 汇流箱应垂直安装，安装高度应便于操作、维护；汇流箱宜安装在组件方阵下方或安装雨棚，防止阳光直射和雨淋，汇流箱开门至最大角度时不应触碰组件。
- 5.3.3.9 汇流箱进、出线电缆防火泥应按标准要求封堵。
- 5.3.3.10 汇流箱进线电缆防水接头应紧固到位。
- 5.3.3.11 汇流箱应安装统一规格标示牌，具备防紫外线、防水等功能，标牌安装前应对汇流箱表面进行清洁，以保障标牌安装牢固。
- 5.3.3.12 交流汇流箱，当采用铜芯线缆时，应使用铜接线端子。当采用铜包铝线缆时，应使用铜接线端子。当采用铝合金线缆时，应使用铜铝过渡接线端子，或铝接线端子配合铜铝过渡垫片。
- 5.3.3.13 汇流箱接地采用 16mm^2 黄绿接地线，就近接入主接地网，当接地线长度超出 1.2m 时，宜采用扁铁引入，接地线与扁铁连接。接地电阻值应 $\leq 4\Omega$ 。
- 5.3.3.14 设备可开启门的铰链处应用 4mm^2 软铜导线（配备压接线鼻子）可靠连接。
- 5.3.3.15 箱式变压器应选用干式变压器，能耗等级不低于 II 级，且使用寿命应 ≥ 25 年。
- 5.3.3.16 宜选用变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站或高压/低压预装式箱式变电站。
- 5.3.3.17 箱式变压器内部隔室外壳防护等级不应低于 IP2X。
- 5.3.3.18 箱式变压器外壳防水等级不低于 IP54。
- 5.3.3.19 如使用室内变压器，应安装测控装置用以收集相关数据。
- 5.3.3.20 光伏发电用电缆应符合 NB/T 42073 的相关要求，具备良好的耐热性、抗紫外线性能和长期户外运行适应能力。
- 5.3.3.21 电缆的型号、规格、电压等级、绝缘材料、护套结构等技术参数应与设计文件完全一致。
- 5.3.3.22 所有使用电缆应为符合国家标准的合格产品，具备生产厂家提供的出厂合格证、型式试验报告及相关质量认证文件，不应使用“三无”产品或已老化电缆。

- 5.3.3.23 电缆敷设应符合设计图纸和施工规范的要求，敷设路径应避开高温区、易积水或机械损伤区域。电缆布线应排列整齐、固定牢靠，不应任意悬空、拖地或堆叠。
- 5.3.3.24 电缆弯曲半径应 \geq 电缆最小允许值，不应过度拉伸、强行扭曲。电缆不应长期暴露在阳光下或浸泡于水中，穿管处应采取防水密封处理。
- 5.3.3.25 所有电缆接头应连接牢固、端子压接规范，无松动、脱落、氧化或过热痕迹。接头应设置在可检修部位，并做好绝缘包扎、防水封闭及固定支撑。
- 5.3.3.26 电缆应设置清晰、统一的标识，包括电缆型号、规格、电压等级、用途、生产厂家等信息。
- 5.3.3.27 光伏发电用逆变器应符合 NB/T 32004、GB/T 37408 的相关要求，并通过国家或行业规定的认证与检测。
- 5.3.3.28 逆变器的型号、规格、额定功率、输入输出电压等级等参数应与设计文件一致。设备应安装在通风良好、干燥无尘、无障碍的位置，固定牢靠，便于运行维护。
- 5.3.3.29 逆变器的直流输入与交流输出端连接端子压接牢固，无虚接、松动、过热或电缆磨损现象。
- 5.3.3.30 配电房内的所有设备应布置合理，操作、巡检与维护空间充足，环境通风良好。

5.4 验收结论

5.4.1 验收组应根据实体检查、功能测试及资料审核的结果，形成以下验收结论：

- 合格：单位工程整体达标，可进入工程启动验收阶段。
- 整改后合格：存在非关键性问题（如个别标识缺失），要求施工单位在规定时间内（如 7d）内完成整改并复验，合格后可进入工程启动验收阶段。
- 不合格：存在影响安全或功能的重大问题（如接地电阻超标、逆变器频繁故障），施工单位需彻底整改后，重新组织验收。

5.4.2 验收结论应经验收组全体成员签字确认，填写附录 A 表 A.1，由建设单位存档。

6 工程启动验收

6.1 一般规定

- 6.1.1 启动验收应由建设单位组织成立验收委员会，监理单位主持，施工单位、设计单位、运维单位、电网接入单位共同参加。委员会成员不少于 6 人。
- 6.1.2 成立验收组，验收组成员应具备相应的专业技术能力，熟悉电网调度规程和光伏电站相关技术标准，人数不少于 3 人。

6.2 验收条件

- 6.2.1 单位工程验收已合格，且验收中提出的遗留问题已整改闭环，相关验收报告齐全有效。
- 6.2.2 并网相关手续完整有效，包括但不限于电网公司出具的《并网意见函》，调度协议、购售电合同已签订。
- 6.2.3 电站一次设备（光伏组件、逆变器、开关柜等）、二次设备（监控系统、保护装置等）已完成调试，功能正常，调试记录完整。
- 6.2.4 启动方案已编制完成，并经调度部门审核同意，方案应包含启动步骤、安全措施、应急预案等内容。
- 6.2.5 电站场地已清理完毕，无影响启动的障碍物；安全警示标识（如“高压危险”“禁止攀登”）设置齐全、规范。

6.3 验收内容

6.3.1 并网装置

- 6.3.1.1 计量装置：精度等级应 \geq 0.5S 级（符合电网规定），且已由法定计量机构校验合格，校验证书在有效期内。
- 6.3.1.2 并网开关：额定电流、短路开断能力应与设计一致（如 10kV 并网开关额定电流 \geq 630A，短路开断电流 \geq 25kA）；开关操作机构灵活可靠，分合闸指示准确。

6.3.1.3 各个 10kV 并网点应根据工程需要为当地供电局配置相应调度自动化设备，满足当地供电局调度自动化要求。

6.3.1.4 根据电网公司要求配置符合 DL/T 1227 的 A 级电能质量在线监测装置。

6.3.2 相关电气装置

6.3.2.1 逆变器应具备完善的安全保护功能，能在故障情况下自动切断输出。

6.3.2.2 散热器温度达 70℃-85℃时降额至额定功率 70%-80%，达 90℃-100℃时切断输出；IGBT 芯片达 120℃-150℃时 $\leq 10s$ 切断输出，温度降至阈值下 5℃-10℃后延迟 30s-60s 恢复，连续 3 次触发需手动复位。

6.3.2.3 铠装移开式交流金属封闭开关设备应具有“五防”功能。

6.3.2.4 光伏系统的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。无功补偿装置采用集中式时，宜选用成套设备，并且其性能应符合 GB/T 29321 的相关规定。

6.3.2.5 高压场站源自系统应配备可持续 2h 的 UPS 不间断电源，防止场站停运后数据中断。

6.4 验收结论

6.4.1 启动验收结论应明确为“合格”或“不合格”，并附验收意见，不应使用“基本合格”等模糊用语。

6.4.2 启动验收不合格的工程不应移交生产运行，应整改合格后重新组织验收。

6.4.3 验收合格后，应填写附录 A 表 A.2 启动验收交接书，作为系统正式投入运行前的法定交付依据，纳入工程竣工档案。

7 移交生产验收

7.1 一般规定

7.1.1 移交生产验收应由建设单位牵头组织，监理单位主持，施工、设计、调试、运维等单位共同参加。

7.1.2 移交应严格依据验收结论、调试记录、运行状态、交接手续和技术资料，确保运维单位具备全面接管条件。

7.2 验收条件

7.2.1 单位工程验收和启动验收已通过，工程处于稳定运行状态。

7.2.2 运维单位人员已到岗并完成系统结构、操作规程、安全防护等培训，具备运行管理能力。

7.2.3 系统运行记录连续不少于 72h，发电数据、运行参数、告警情况稳定无异常。

7.2.4 所有运行相关资料（调试报告、设备说明书、运维手册、应急预案等）已交接完毕并归档。

7.2.5 项目现场安全标识、运行记录制度、防护设施、工具与备件配置齐全。

7.2.6 建设单位已完成工程总结与履约说明，明确后续服务、质保期内义务等内容。

7.3 验收内容

7.3.1 试运行指标

7.3.1.1 30d 累计发电量与设计值偏差 $\leq \pm 5\%$ （扣除阴天、设备检修等非计划停机时间）。

7.3.1.2 日均发电量达到设计日均发电量的 90%及以上。

7.3.1.3 最大发电功率与设计值偏差 $\leq \pm 3\%$ （在标准日照条件下测试）。

7.3.1.4 逆变器平均无故障运行时间 $\geq 1000h$ 。

7.3.1.5 汇流箱平均无故障运行时间 $\geq 2000h$ 。

7.3.1.6 全站设备故障停机时长累计 $\leq 24h/30d$ 。

7.3.1.7 监控系统数据采集成功率 $\geq 99.5\%$ ，数据传输延迟 $\leq 10s$ 。

7.3.1.8 并网电压偏差 $\leq \pm 7\%$ （如 220V 并网电压波动范围 198-235V）。

7.3.1.9 频率偏差 $\leq \pm 0.5Hz$ （50Hz 系统为 49.5-50.5Hz）。

7.3.1.10 注入电网的总谐波畸变率（THD） $\leq 5\%$ ，各次谐波电流符合 GB/T14549 中的限值要求。

7.3.1.11 功率因数在 0.9（超前）-0.9（滞后）范围内可调节，调节响应时间 $\leq 10s$ 。

7.3.2 资产清点

7.3.2.1 光伏组件、逆变器、电缆、开关柜等设备的数量、规格型号与采购合同及台账一致。

7.3.2.2 备品备件数量与合同约定一致，且在有效期内，备品备件清单完整准确，包含存放位置、规格、数量等信息。

7.3.2.3 工具、仪器仪表等辅助设备齐全，且在检定有效期内，清单完整。

7.3.3 人员资质及操作能力

7.3.3.1 至少 2 名运维人员持有低压电工证或高压电工证（根据并网电压等级确定），证书在有效期内。

7.3.3.2 运维人员经专业培训合格，培训记录完整，包括培训内容、时间、参与人员签字、考核成绩等。

7.3.3.3 特种作业人员（如登高作业人员）持有相应的特种作业操作证，证书在有效期内。

7.3.3.4 运维人员能独立完成逆变器启停、参数设置等操作，操作准确率 100%。

7.3.3.5 运维人员能熟练查询监控系统数据（如发电量、设备状态、故障信息等），查询响应时间 $\leq 5min$ 。

7.3.3.6 运维人员能正确处理常见设备故障（如逆变器通讯中断、汇流箱支路跳闸、组件清洗等），故障处理准确率 $\geq 90\%$ 。

7.3.3.7 运维人员能正确使用消防器材、急救设备等，操作规范。

7.4 验收结论

7.4.1 验收结论应明确为“合格”或“不合格”。

7.4.2 不合格项目不应移交，应整改闭环后重新验收。

7.4.3 验收合格后，填写附录 A 表 A.3 移交生产交接书，作为运维单位接管运行的正式依据，存入项目竣工资料，并提交至主管单位备案。

8 工程竣工验收

8.1 一般规定

8.1.1 竣工验收应在单位工程验收、启动验收、移交生产验收均完成的基础上开展。

8.1.2 验收应由建设单位主持，施工、设计、监理、调试、运维单位及电网企业（如涉及）共同参与。必要时可邀请行业主管部门或第三方机构参与。

8.2 验收条件

8.2.1 工程建设内容已按照批准的设计文件全部完成，未留有重大缺项或遗留问题。

8.2.2 单位工程、启动验收及生产移交验收均已通过，相关问题闭环处理到位。

8.2.3 所有设备设施运行稳定，满足安全、功能和经济运行要求，试运行累计发电量达到设定考核基准（如适用）。

8.2.4 工程竣工资料、竣工图纸、检测报告、变更记录、监理资料、安全资料、技术交底等文件齐全，归档规范。

8.2.5 工程相关的行政许可和审批手续（如并网批复、消防验收、环保验收等）完成，具备正式投产和运营条件。

8.2.6 运维交接工作完成，运行单位已接管工程，具备持续稳定运行能力。

8.3 验收内容

8.3.1 前期手续及合规性

8.3.1.1 项目立项批复、可行性研究报告批复、初步设计批复等文件齐全有效，与项目实际建设内容一致。

8.3.1.2 规划许可、施工许可、土地使用证（或屋顶租赁协议及产权证明）等文件合法有效，有效期覆盖建设周期。

8.3.1.3 勘察、设计、施工、监理等合同齐全，条款明确，签字盖章完整。

8.3.1.4 招投标文件（含中标通知书）与合同内容一致，招投标程序符合《招标投标法》规定，资料归档完整率 100%。

8.3.2 前期验收结果复核

8.3.2.1 检验批验收、分项工程验收、分部工程验收、单位工程验收、启动验收、移交生产验收的记录齐全，签字手续完整，合格率 100%。

8.3.2.2 各阶段验收提出的整改问题已全部闭环，闭环率 100%，整改复查记录完整。

8.3.2.3 单位工程验收中功能测试指标（如整体发电效率）与设计值偏差 $\leq\pm 5\%$ 。

8.3.2.4 移交生产验收中试运行 30d 累计发电量达标率 $\geq 95\%$ ，设备无故障运行时间达标。

8.3.3 投资及结算验收

8.3.3.1 工程总投资与概算偏差 $\leq\pm 5\%$ ，其中建安工程费偏差 $\leq\pm 3\%$ ，设备购置费偏差 $\leq\pm 4\%$ ，并提供超支原因说明及审批文件。

8.3.3.2 单位千瓦造价 \leq 可行性研究报告批复值的 105%，投资构成与概算一致，无擅自调整资金用途情况。

8.3.3.3 工程结算书经第三方审计机构审核，审计结论为“无重大偏差”，核减率 $\leq 5\%$ 。

8.3.3.4 竣工结算资料（工程量清单、签证单、变更单）完整，签字盖章齐全，与实际施工内容吻合度 100%。

8.3.4 资料完整性及归档验收

8.3.4.1 检验批验收记录：按施工段、工序或材料批次划分的检验批验收单，包含主控项目和一般项目的检查结果，每个检验批均有施工单位自检记录、监理单位验收意见，签字齐全。

8.3.4.2 分项工程验收记录：涵盖光伏组件安装、逆变器调试等各分项工程的验收汇总表，明确各检验批的合格率及整体质量评定结果，附带分项工程质量评估报告。

8.3.4.3 分部工程验收记录：包含光伏区工程、电气设备安装工程等各分部工程的验收报告，附有分部工程所含分项工程的验收情况统计表、关键性能测试数据（如接地电阻、组件效率）。

8.3.4.4 单位工程验收、启动验收、移交生产验收记录：分别包含验收申请、验收组组长名单、验收会议纪要、验收结论及签字页，附带各阶段的整改通知及闭环报告。

8.3.4.5 设计及施工资料：

——设计图纸：包括初步设计图纸、施工图（含建筑、结构、电气、给排水等专业）、设计计算书（如支架受力计算、发电量测算），图纸会审记录（含参会人员签字、答疑内容）；

——竣工图纸：与现场实际施工情况完全一致，标注清晰的修改部位及说明，加盖竣工图章（含施工单位、监理单位、设计单位签字），电子版与纸质版同步归档；

——设计变更单：所有设计变更均有原设计单位出具的正式变更文件，包含变更原因、变更内容、影响分析及审批流程（建设单位、监理单位签字确认），变更执行记录（施工单位按变更施工的证明）完整；

——施工记录：包含施工日志（每日施工内容、人员、天气、设备使用情况）、测量放线记录（光伏阵列定位、支架基础轴线测量数据）、混凝土浇筑记录（开盘鉴定、浇筑时间、养护记录）、设备安装记录（组件安装角度、逆变器接线端子力矩值等）；

——材料/设备合格证：光伏组件的 CE/UL 认证、电缆的 3C 认证、逆变器的型式试验报告等，按设备类别分类整理，附合格证复印件与原件核对记录；

——检测报告：包含材料进场检测报告（如电缆绝缘测试、钢材力学性能试验）、设备开箱检验报告（组件外观检查、逆变器参数抽检）、第三方检测报告（EL 检测、防雷装置检测），报告结论均为合格；

——隐蔽工程记录：涵盖电缆沟开挖与回填、接地极敷设、屋顶防水基层处理等隐蔽部位的验收记录，附有隐蔽前的影像资料（照片或视频，标注拍摄时间、部位），验收人员签字齐全；

- 项目资金使用台账：按时间顺序记录每笔资金的支出金额、用途、收款单位、付款凭证编号，与银行转账记录、发票一一对应；
- 支付凭证：包含工程款支付申请表、进度款支付证书（监理单位出具）、发票（合规性审核记录）、银行回单，凭证链完整；
- 合同台账：建立勘察、设计、施工、监理等合同的台账，包含合同编号、签订日期、金额、履行期限、违约责任等信息，与合同原件一一对应；
- 施工单位、监理单位资质文件：包含营业执照、资质证书（等级符合项目要求）、安全生产许可证，证书在有效期内，资质范围覆盖本项目工程类型；
- 人员上岗证书：项目经理的注册建造师证、安全员的安全生产考核合格证（C证）、电工的特种作业操作证等，证书在有效期内，人员与投标文件承诺一致，证书复印件加盖单位公章归档。

8.4 验收结论

- 8.4.1 工程竣工验收结论应明确为“合格”或“不合格”，附具验收意见说明。
- 8.4.2 验收不合格的工程不应进行竣工备案及财务结算，应限期整改，整改后重新验收。
- 8.4.3 验收合格后，由各单位签署填写附录 A 表 A.4 工程竣工验收书，作为项目备案、决算和质保期管理的依据，归入项目完整档案，并提交主管部门存档。

附录 A

(资料性)

验收工作各阶段记录表

表A.1 单位工程质量检验评定表

工程名称：

单位工程名称：

编号：

质量情况	一、分部工程共 个			评定等级	
	其中关键分部 个				
	二、技术资料核查共 项，核查结论：_____				
	三、观感质量评定，应得 分，实得 分，得分率 %				
序号	分部工程名称		质量等级	备注	
核查意见				核定等级	
签署	施工单位		施工队/处		
	项目监理部		建设单位		
	质监部门		日期	年 月 日	

本表一式五份，由施工单位填报，建设单位、监理部、质监部门、施工单位、施工队/处各存一份。

表A.2 启动验收交接书

光伏电站 工程

启动验收交接书

建设单位： _____

生产单位： _____

监 理 部： _____

主体设计单位： _____

主体施工单位： _____

主体调试单位： _____

验收交接日期： 年 月 日

工 程 名 称				
工 程 地 点				
建 设 依 据				
建 设 规 模				
工程正式开工日期	年 月 日	机组移交 试生产日期	年 月 日	
机组整套启动日期	年 月 日 时至 年 月 日 时			
形成额定发电能力				
工程和机组试运概况及主要问题：				
启动验收委员会意见：				
启动验收委员会名单				
姓 名	启委会职务	工 作 单 位	原单位 职务、职称	签 名
	主 任 委 员			
	副主任委员			
	副主任委员			
	委 员			
	委 员			

表A.3 移交生产交接书

光伏电站 工程

移交生产交接书

建设单位： _____

生产单位： _____

监理部： _____

主体设计单位： _____

主体施工单位： _____

主体调试单位： _____

交接日期： 年 月 日

工 程 名 称	
工 程 地 点	
建 设 依 据	
建 设 规 模	
机组试生产日期	年 月 日 时至 年 月 日 时
形成额定发电能力	
机组试生产概况和主要问题：	

表A. 4 工程竣工验收书

光伏电站 工程

工程竣工验收书

建设单位代表： _____

生产单位： _____

监 理 部： _____

主体设计单位： _____

主体施工单位： _____

主体调试单位： _____

竣工验收日期： 年 月 日

工 程 名 称			
工 程 地 点			
建 设 依 据			
建 设 规 模			
开 工 日 期	年 月 日	竣 工 日 期	年 月 日
总 概 算 值		总 决 算 值	
形成额定发电能力			
工程概况：			
启动验收委员会意见：			

