



中国质量认证中心认证技术规范

CQC XXXX-2014

并网光伏电站性能监测与质量评估 技术规范 (申请备案稿)

Guideline of Performance Monitoring and Quality Assessment for
Grid-connected PV Power Plants

2014-XX-XX 发布

2014-XX-XX 实施

中国质量认证中心 发布

前 言

为推动我国光伏产业的健康发展，合理评价并网光伏发电系统的质量，为光伏电站的股权融资、产权交易、质量担保提供依据，特起草本认证规范，规范并网光伏电站的性能监测、质量评估和试验方法。

本技术规范由中国质量认证中心提出并归口。

本技术规范主要起草单位：中国科学院电工研究所、北京科诺伟业科技有限公司、北京市计科电中心、中科院风能、太阳能质量检测中心。

本技术规范主要起草人：许洪华、王斯成、吕芳、翟永辉、康巍、桑时雨、张烨、李海玲

并网光伏电站性能监测与质量评估技术规范

1. 范围

本标准规定了并网光伏电站性能监测和质量评估相关的定义、技术要求、试验方法和判定原则。

本标准适用于地面安装的并网光伏电站，与建筑结合的分布式光伏系统可参照执行。

2. 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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/T18210-2000	晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性的现场测量
GB/T19964-2012	光伏电站接入电力系统技术规定
GB/T20513-2006	光伏系统性能监测-测量、数据交换和分析导则
GB/T29196-2012	独立光伏系统技术规范
GB/T29319-2012	光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T50797-2012	光伏电站设计规范
CNCA/CTS0004-2010	并网光伏发电系统验收技术规范
CNCA/CTS 0023-2013	光伏发电系统专用电缆产品认证技术规范
JGJ/T 264-2012	光伏建筑一体化系统运行与维护规范
	光伏制造行业规范条件（工业和信息化部，2013年第47号文）
IEC61140-2009	电击防护、装置和设备的通用要求
IEC62446-2009	并网光伏系统--系统文件、投运测试和检查的最低要求
IEC TC82	光伏系统能量性能评估方法技术标准

3. 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1. 质量评估周期 **Quality Assessment Duration**

评估质量的时间间隔。质量评估周期的单位可以是天、周、月或年。光伏电站的质量评估周期一般取一年。用 τ 表示。

3.2. 水平面辐照度 **horizontal Solar Irradiance**

水平面上的太阳辐照强度，用 G_h 表示，单位： $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$

3.3. 光伏方阵面辐照度 in plane solar irradiance

光伏方阵面上的太阳辐照强度，用 G_i 表示，单位： $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ 。

3.4. 辐射量 solar irradiation

评估周期内辐照度对时间的积分，水平面辐射量用 H_h 表示，光伏方阵面辐射量用 H_i 表示，单位： $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\tau^{-1}$ 。

3.5. 环境温度 ambient air temperature

将温度传感器放置在避免辐照且空气流通防护罩内测量到的环境温度，用 T_{amb} 表示，单位： $^{\circ}\text{C}$ 。

3.6. 光伏组件温度 PV module temperature

将温度传感器贴在光伏组件背面测量得到的组件温度，用 T_{mod} 表示，单位： $^{\circ}\text{C}$ 。

3.7. 标准测试条件 standard test condition (STC)

1000 W/m^2 ， 25°C 电池温度，GB/T 6495.3 的标准太阳光谱辐照度分布。

3.8. 正常工作条件 normal working condition (NOC)

- 倾角：与水平面夹角 45°
- 总辐照度： 800 W/m^2
- 环境温度： 20°C
- 风速： 1 m/s
- 电负荷：零(开路)

3.9. 光伏组件衰降率 degradation of PV module

光伏组件初始 STC 标称功率与评估时实测修正 STC 标称功率之差与初始功率的比值，用百分比表示。

3.10. 光伏系统串并联失配损失 mismatch losses

光伏组串中所有组件最大功率的代数和与光伏组串最大功率的差值与所有组件最大功率代数和之比值称作光伏组件的串联失配损失，用百分比表示。

并联回路中所有光伏组串的最大功率之和与该并联回路最大功率（或该回路的实际工作功率）的差值与所有组串最大功率代数和之比值称作光伏组串的并联失配损失，用百分比表示。

3.11. 直流线损 DC cable losses

一条直流线路的电压降与该条直流线路的入口电压的比值，用百分比表示。

3.12. 交流线损 AC cable losses

一条交流线路的电压降与该条交流线路的入口电压的比值，用百分比表示。

3.13. 逆变器效率 efficiency of inverter

任意时刻逆变器输出功率与输入功率的比值，用百分比表示。

3.14. 逆变器加权效率 weighted efficiency of inverter

逆变器不同负载率出现的几率与该负载率条件下逆变器效率的乘积之和。如逆变器加权效率： $\eta_{\text{china}} = 0.02\eta_{5\%} + 0.03\eta_{10\%} + 0.06\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.25\eta_{50\%} + 0.37\eta_{75\%} + 0.15\eta_{100\%}$

3.15. 光伏方阵额定功率 PV array rated power

光伏方阵额定功率是组成方阵的所有组件在标准测试条件下的功率之和，用 P_0 表示，单位：kWp。采用时必须指定如下三种定义之一：

- 1) 所有组件标签功率之和；
- 2) 所有组件含误差的标签功率之和；
- 3) 所有组件初始 STC 下实测功率之和。

3.16. 光伏电站发电量

评估周期内光伏电站并网计量点的交流发电量，用 E 表示，单位：kWh/ τ 。

3.17. 光伏等效利用小时数

光伏电站发电量除以光伏方阵额定功率，用 Y_f 表示，单位是 h/T，是评估周期内基于光伏额定功率的发电小时数。数学表达式： $Y_f = E/P_0$

3.18. 峰值日照时数 solar peak hours

光伏方阵面辐射量除以标准测试条件辐照度（1000W/m²），单位：h，是标准辐照度条件下的日照小时数。数学表达式： $Y_r = H_i/G_{\text{stc}}$

3.19. 性能比 performance ratio

光伏等效利用小时数与峰值日照时数的比值，用百分比表示，性能比评估光伏电站质量的综合性指标。数学表达式： $PR = Y_f / Y_r = (E / P_0) / (H_i / G_{\text{stc}})$ 。
PR 还可以表示为光伏电站发电量与基于光伏方阵额定功率的直流发电量的比值： $E / (P_0 \cdot (H_i / G_{\text{stc}}))$ ，因此，性能比还可以定义为光伏电站综合能量效率。

3.20. 标准性能比 standard performance ratio

进行了温度修正到光伏电池结温 25℃ 之后的性能比，标准 PR 排除了由于使用地点环境温度不同造成的性能比的差异，更准确反映了光伏电站的实际质量。具体计算公式见本标准 6.3 节。

4. 实时参数监测、处理和存储

4.1. 气象环境参数

4.1.1. 太阳辐照度

系统应当具有水平面辐照度和方阵面辐照度的实时测量，辐照度传感器的光伏范围：300 ~ 3000 nm，测量范围：0 ~ 2000 W/m²，测量精度：≤±5%。

监测系统应将辐照度数据对时间积分，自动处理成给定时间内的太阳辐射量。采样周期为 5 秒，辐射量存储周期为 5 分钟平均值；辐射量输出报表数据应至少包括：小时辐射量，日辐射量，月辐射量和年辐射量。

4.1.2. 环境温度

环境温度测量应避免阳光直射，且保持空气流通。测量范围： $-40^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ ，测量精度： $\leq \pm 1^{\circ}\text{C}$ 。采样周期 5 秒，存储周期为 5 分钟平均值；环境温度输出报表数据至少包括：小时温度值，每日最高、最低和平均温度，每月最高、最低和平均温度，每年最高、最低和平均温度。

4.1.3. 光伏组件温度和电池结温

光伏组件温度 T_{mod} 通过粘贴在组件背后的温度传感器测量，传感器的位置选择按照 GB/T18210-2000（晶体硅光伏(PV)方阵 I-V 特性的现场测量）的要求进行。对于不同类型的组件，每一种组件至少安装一套组件温度测量装置。测量范围： $-40^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ ，测量精度： $\leq \pm 1^{\circ}\text{C}$ 。采样周期 5 秒，存储周期为 5 分钟平均值。要求温度传感器与组件之间具有良好的热传导，导热系数应达到 $500\text{ W/m}^2\text{-K}$ 或更高。注意温度传感器的安装不应影响前面电池的温度；光伏电池结温 T_{cell} 要比实测组件温度高 $1\text{-}3^{\circ}\text{C}$ ，一般按照高 2°C 处理；组件温度和电池结温输出报表数据：只需要工作时段（光伏电站从发电到停止发电的时段）结温：小时值，每日最高、最低和平均值，每月最高、最低和平均值，每年最高、最低和平均值。

4.1.4. 风速/风向测量

光伏电站应安装风速和风向监测装置。风速检测范围： $0\sim 35\text{ m/s}$ ，风速检测精度： $\pm 0.5\text{ m/s}$ ；风向检测范围： $0\sim 360^{\circ}$ ，风向检测精度： $\leq \pm 5^{\circ}$ 。采样周期 5 秒，存储周期为 5 分钟平均值。输出报表数据至少包括：小时平均风速/风向，每日平均风速和最大风速，每月平均风速和最大风速，每年平均风速和最大风速。

4.2. 电气参数

4.2.1. 直流电压、电流和功率

如果采用智能汇流箱，检测到每一光伏组串的输出电流、电压和功率，汇流箱的输出电流、电压和功率，以及逆变器的输入电流、电压和功率；如果采用普通汇流箱，则检测到每一个汇流箱的输出电流、电压和功率和逆变器的输入电流、电压和功率。电流和电压的检测范围不得低于最高值的 1.2 倍，但也不要超过最高值的 2 倍；检测精度： $\leq \pm 1.5\%$ ，采样周期 5 秒，数据存储周期 5 分钟平均值。输出报表数据至少应包括小时发电量、日发电量、月发电量和年发电量。

4.2.2. 交流电压、电流和功率

每台逆变器的输出电流、电压和功率，每台变压器的输入电流、电压和功率，每台逆变器的输出电流、电压和功率，交流配电柜的输入电流、电压和功率以及并网计费点的电流、电压和功率。电流和电压的检测范围不得低于最高值的 1.2 倍，但也不要超过最高值的 2 倍。检测精度： $\leq \pm 1.5\%$ ；

采样周期 5 秒，数据存储周期为 5 分钟平均值。输出报表数据至少应包括小时发电量、日发电量、月发电量和年发电量。

4.2.3. 电能质量和功率因数

并网计费点应设置电能质量（电压偏离、频率偏移、谐波和闪变、三相不平衡等）和功率因数（有功功率、无功功率、功率因数）的实时监测。采样周期 5 秒，数据存储周期为 5 分钟平均值。

4.3. 预留测试基准

4.3.1. 光伏组件功率基准

对电站不同类型的组件各选取 2 块作为功率基准，安装时预留该组件的标准测试条件下的 I-V 特性和电气参数（ V_{oc} , I_{sc} , V_m , I_m , P_m , α , β , δ , NOCT）。组件功率衰减测试的参考值为预留基准组件的参数。

4.3.2. 电池结温基准

按照 GB/T18210-2000（IEC61829-1995）现场 I-V 曲线测试标准，光伏电池结温的测量很复杂，为了现场测试方便，在光伏电站安装时应预留电池结温基准片，预先测试电池结温与开路电压的关系，现场测试时根据开路电压即可快速、准确得到电池的结温数据；注意：基准片的材质应与被测组件的材质一致，测试的条件也要尽量保持一致，尤其是风速条件。

4.3.3. 污渍/灰尘遮挡基准

光伏电站安装时应预留污渍/灰尘遮挡损失基准片，由于工作电流受多种因素影响，不能很好反应污渍遮挡损失，建议采用短路电流法进行监测，光伏组件的短路电流与污渍遮挡成反比（或与透光率呈正比），并设定需要清洗的判定指标，如 4%，即当污渍/灰尘遮挡损失达到 4% 时，即自动通知值守人员电站需要清洗。为了排除光伏基准片的衰减影响，每次清洗组件，同时清洗基准片时，自动重新校准光强与短路电流的相关性。

5. 文件和资料收集

5.1. 文件收集

- 1) 光伏电站电气连接图;
- 2) 光伏电站平面布置图;
- 3) 不同类型光伏组件技术参数: 开路电压 V_{oc} , 短路电流 I_{sc} , 额定工作电压 V_m , 额定工作电流 I_m ; 电流温度系数 α , 电压温度系数 β , 功率温度系数 δ , NOCT 值;
- 4) 光伏组串结构和电参数;
- 5) 逆变器的主要技术参数: 额定功率, MPPT 电压范围, 逆变器最高和加权效率等;
- 6) 光伏方阵设计及组件排布图;
- 7) 主要设备产品说明书: 光伏组件, 逆变器, 汇流箱, 变压器等。

5.2. 实测数据收集

- 1) 气象环境监测数据 (数据格式见附件 1 中表 26);
- 2) 光伏电站直流侧监测数据 (数据格式见附件 1 中表 27);
- 3) 光伏电站交流侧监测数据 (数据格式见附件 1 中表 28);
- 4) 电站故障记录: 故障的时间、地点、人员、现象、现场照片、原因、解决办法、耗时以及发电量影响等参考因素。并且详细统计电站运行期间由于限电引起的发电量损失, 记录限电方式 (限功率或是限峰值功率)、限电时间段等信息。

6. 光伏电站总体性能评估

从光伏电站收集必要的的数据, 并通过这些数据完成对光伏电站总体性能的评估。

6.1. 必要的的数据

- 1) 光伏方阵面年辐射量 H , 单位: $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\tau^{-1}$;
- 2) 光伏电池年平均结温 T_{cell} , 单位: $^{\circ}\text{C}$;
- 3) 并网计费点的年发电量 E , 单位: $\text{kWh}/\text{年}$;
- 4) 光伏电站额定功率 P_0 , 单位: kWp ;
- 5) 不同类型光伏组件技术参数: 开路电压 V_{oc} , 短路电流 I_{sc} , 额定工作电压 V_m , 额定工作电流 I_m ; 电流温度系数 α , 电压温度系数 β , 功率温度系数 δ , NOCT 值;
- 6) 光伏电站总直流发电量, 采用不同类型光伏组件的直流发电分量, 计算出不同光伏组件直流发电量占总直流发电量的比例 q 。

6.2. 光伏电站性能比 PR

$$PR = (E/P_0)/(H_i/G)$$

PR: Performance Ratio 性能比, 或光伏电站综合能量效率;

G: 标准测试条件辐照度, $1000\text{W}/\text{m}^2$;

6.3. 光伏电站标准性能比 PR_{stc}

不同气候区或不同季节由于环境温度不同而会影响到性能比，而温度差异造成的 PR 不同并不属于电站质量问题。为了排除温度的影响，可以用标准性能比 PR_{stc} 对光伏电站进行评估，标准性能比是将温度条件修正到标准测试条件（25 °C）的性能比。为了进行温度修正，引入温度修正系数 C_i：

$$C_i = 1 + \delta_i \times (T_{\text{cell}} - 25^\circ\text{C})$$

δ ：光伏组件的功率温度系数

T_{cell} ：实测评估周期内电池平均工作结温

下标 i：第 i 种组件的温度修正系数 C_i 和功率温度系数 δ_i

如果光伏电站只有一种组件，则标准性能比的计算公式如下：

$$PR_{\text{stc}} = (E / (C \times P_0)) / (H/G)$$

如果电站采用多种（k 种）光伏组件，则标准性能比的计算公式如下：

$$PR_{\text{stc}} = (E / \sum_k C_i \times q_i P_0) / (H_i/G)$$

即将不同类型光伏组件直流发电量占比作为该类组件额定功率的占比,计算出该类组件的额定功率，然后再进行温度修正。

7. 现场检查和测试规则

7.1. 抽样原则

光伏组件和逆变器不同于普通产品，特点是一致性强。对于不同厂家、不同类型和不同型号的光伏阵列、汇流箱和逆变器，抽样原则如下：

逆变器、汇流箱和光伏组串的抽样原则			
单元分档	逆变器抽样	汇流箱抽样	光伏组串抽样
好	≥ 1	1 台/逆变器	好-中-差各 1 串
中	≥ 1	1 台/逆变器	好-中-差各 1 串
差	≥ 1	1 台/逆变器	好-中-差各 1 串

7.2. 检测基本条件和修正原则：

- 1) 污渍遮挡损失：光强 ≥ 700W/m²，修正到标准测试（STC 或 NOC）条件；
- 2) 光伏组串温升损失：光强 ≥ 700W/m²，修正到结温 25 °C 条件；
- 3) 光伏组件性能衰减：光强 ≥ 700W/m²，修正到标准测试（STC）条件；
- 4) 光伏组件/组串的串并联失配损失：光强 ≥ 700W/m²，修正到正常工作条件（NOC）；等比例关系
- 5) MPPT 偏离损失：光强 ≥ 700W/m²，修正到正常工作条件（NOC）；等比例关系

- 6) 热斑及功率损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到 STC 条件；
- 7) 隐裂及功率损失：光强 $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ ，修正到 STC 条件；
- 8) 光伏方阵相互遮挡损失：与国家标准 GB/T29196-2012 规定条件的遮挡损失相比较；
- 9) 直流线损：修正到正常工作条件（NOC）或标准测试条件（STC）；
- 10) 逆变器效率：全负载率效率曲线，按照加权效率给出结果；
- 11) 逆变器 MPPT 效率：至少 3 个不同负载率条件下检测，取平均值；
- 12) 变压器效率：全负载率效率曲线，按照加权效率给出结果；
- 13) 交流线损：修正到正常工作条件（NOC）或标准测试条件（STC）；
- 14) 并网点电能质量：至少 3 个不同负载率条件下检测；
- 15) 并网点功率因数：至少 3 个不同负载率条件下检测；
- 16) 对地绝缘性能检测：按照 IEC62446-2009 要求检测；
- 17) 接地连续性检测：按照 IEC61140-2009（防电击）的要求检测；
- 18) 防孤岛检测：接入配电网时，按照 IEC62446-2009 要求检测；
- 19) 低电压穿越检测：接入输电网时，按照 GB/T19964-2012 要求检测。

注：正常工作条件：辐照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ ，环境温度 20°C ，风速 $1\text{m}/\text{s}$ ，光伏阵列倾角 45° ，开路状态。NOCT：正常工作条件下的电池结温。该结温由生产厂家提供。

7.3. 光强和结温的修正

7.3.1. 光强修正

检测条件：辐照度 $> 700\text{W}/\text{m}^2$ ；

修正方法：线性等比例修正，仅对电流进行修正，不对电压进行修正（认为 $700\text{W}/\text{m}^2$ 以上光强的变化对光伏工作电压无影响。因此，光强对功率也可以采用线性修正。

7.3.2. 温度修正

检测条件：无温度范围限制；

1) **精确修正**：按照 GB/T18210-2000（IEC61829-1995）的方法 A 根据实测光伏背板温度推算结温，或方法 B 根据不同辐照度下开路电压推算结温。依据推算出

的结温和温度系数对电流、电压或功率进行修正；

2) **简化修正**：在辐照度高于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 时，实际测量光伏组件的背板温度，以此作为电池结温。以此结温对电流、电压和功率进行修正。**采用简化修正。**

7.4. 电流、电压和功率的修正计算公式

1) 组件（或组串）参数：实测电压 V_c ，实测电流 I_c ，实测功率 P_c ，修正电压 V_x ，修正电流 I_x ，修正功率 P_x ，测试温度 T_c ，测试光强 Q_c ；电流温度系数 α ，电压温度系数 β ，功率温度系数 δ ；

2) 修正到 STC 的基准条件：辐照度基准为 $1000\text{W}/\text{m}^2$ ，温度基准为 $25\text{ }^\circ\text{C}$ ；

3) 不对光谱进行修正；

4) 从电压和电流的功率修正计算公式：

$$V_x = V_c + \beta (25 - T_c) \quad V_x \quad V_x = V_c / (1 - \beta (25 - T_c))$$

$$I_x = I_c (1000/Q_c) + \alpha (25 - T_c) \quad I_x = I_c (1000/Q_c) / (1 - \alpha (25 - T_c))$$

$$P_x = V_x \cdot I_x$$

5) 从功率直接修正的计算公式：

$$P_x = P_c (1000/Q_c) + \delta (25 - T_c) \quad P_x = P_c (1000/Q_c) / (1 - \delta (25 - T_c))$$

注：修正到正常工作（NOCT）条件时，辐照度基准为 $800\text{W}/\text{m}^2$ ，温度基准为 NOCT。

8. 光伏电站质量检查

光伏电站现场检查包括：电站实际装机功率，光伏组件目测质量，光伏方阵支架形式和质量，光伏方阵基础形式和质量，光伏组件/阵列排布及安装质量，直流电缆型号和质量，电缆铺设质量，汇流箱功能及质量，汇流箱内电气间隙/爬电距离，光伏与逆变器容量比，逆变器集中度/位置和机房质量，变压器安装方式/距离，防雷接地及建设质量，电站围栏及质量，光伏方阵清洗方案/用水量，环境评估，设备标识等 17 项。

8.1. 确认光伏电站实际安装功率

光伏电站的实际功率需要认真核准，精确到瓦。

8.2. 光伏容量和逆变器容量配比

光伏电站实际光伏装机容量（W_p）与逆变器容量（W 或 VA）之比需要确认，精确到 10 分位。

8.3. 光伏组件目测质量

抽检电池方阵和方阵内光伏组件，并记录光伏组件的故障。对于有故障的光伏组件应附照片。

表 1 光伏组件目测质量记录表

项目	数量	位置	备注
EVA 变黄			
电池片变色			
电池片破碎			
电池片位移			
背板变形			
鼓泡			
开裂			
边框变形			
边框开裂			
接线盒脱落			
可视热斑			

8.4. 支架安装形式，支架材料，防腐蚀措施和质量

光伏方阵支架应设计简洁、安装方便、符合当地抗风要求，而且应有良好的防腐蚀措施。应附支架或方阵后视照片。

表 2 支架安装现场核查记录表

支架形式			
方阵倾角			
方阵方位角			
地基平整度			
支架材料			
防腐等级			

防腐措施			
------	--	--	--

8.5. 方阵基础形式

确定光伏方阵基础形式以及水泥标号、防腐等级、防腐措施、支架入土深度、冻土深度、持力层深度等信息。应附光伏方阵基础地面部分照片。

8.6. 光伏阵列排列方式和安装质量

组件安装应平整，东西向光伏阵列应无明显高差，光伏组件应可靠固定在方阵支架上，方阵间应有可靠的等电位连接。应在图 1 中标明尺寸和倾角度数，并附光伏方阵前视和后视照片。

表 3 光伏阵列排列方式和安装质量记录表

组件排布方向		横向组件数量	
纵向组件数量		光伏方阵东西长度	
方阵面纵向宽度 L		光伏方阵东西向间距	
光伏方阵前后间距 D		光伏方阵距地面高度	
光伏方阵倾角 A		阵列之间高差	
光伏组件安装平整度		组件螺丝紧固度	
光伏方阵间等电位连接		组件螺丝紧固度	

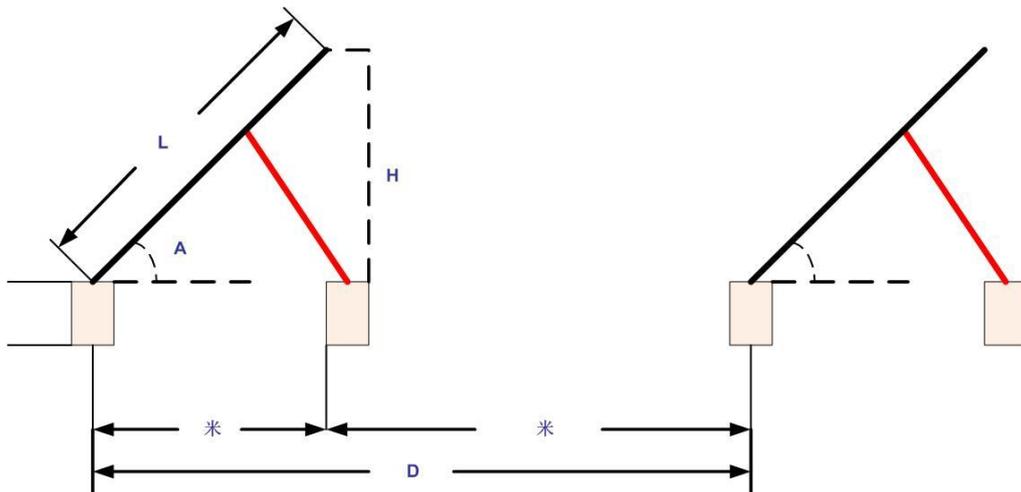


图 1 方阵面纵向宽度 L、光伏方阵前后间距 D、光伏方阵倾角 A 示意图

8.7. 直流电缆质量

组串引出电缆应符合 CNCA/CTS 0023-2013 标准要求，应为双绝缘、软铜线电缆。确定电缆型号、长度和线径。

8.8. 电缆铺设质量

确定交、直流电缆铺设方式：穿管、捆扎、埋地等，并考察电缆铺设质量。直流电缆包括组串到汇流箱和汇流箱到逆变器机房；交流电缆包括逆变器机房到变压器和变压器到电站输出配电室或升压站。

8.9. 汇流箱的安装位置、安装质量和功能

检查汇流箱的安装位置是否与所连接光伏组串保持最短和等距；汇流箱应有闭锁装置，没有专用工具不能随意打开；检查汇流箱功能是否齐全，汇流箱内的部件和功能应包括：接线端子，防过电流器件，断路器，防雷器，接地端子，智能数据采集（可选）等功能；检查汇流箱的防护等级和安装质量。应附汇流箱外观和内视照片。

8.10. 汇流箱内正负极间的电气间隙/爬电距离

检查汇流箱内裸露的正负极铜排、接线端子或电缆是否符合下表 4 要求：

表 4 汇流箱电气间隙和爬电距离要求值

额定直流工作电压 (V)	最小电气间隙 (mm)	最小爬电距离 (mm)
≤ 250	15	20
$> 250 \sim 690$	20	25
$> 690 \sim 1000$	25	35

8.11. 逆变器安装集中度，机房的安装位置，通风条件和建设质量

逆变器的集中度直接影响到电站的建造成本、直流线损和光伏组串和汇流箱的功率失配。逆变器的集中度和机房的布局应合理，机房内应有良好通风。应附光伏电站平面布置图以及逆变器机房的外观和内景照片。

8.12. 变压器的类型、安装位置和安装质量：

检查变压器的类型、电气参数、安装位置和安装质量，变压器安装布局合理且散热良好，应附变压器外观和标识照片。

8.13. 防雷接地安装方式和安装质量

检查电站机房、变电站和光伏方阵的防雷接地装置和建设质量。应附防雷接地装置的照片。

8.14. 电站围栏形式、高度和建设质量

检查电站围栏的材质、高度和建设质量应符合设计图纸要求。应附电站围栏的照片。

8.15. 光伏方阵清洗方案和用水量

检查光伏方阵的清洗方案、用水量、水源和清洗费用，10MW 光伏方阵平均清洗一次的用水量应不超过 60 吨。

8.16. 环境评估：

光伏电站的建设和运行应与环境友好。考察光伏电站对地表环境的破坏程度，对光伏电站建设和运行对环境的影响（地表、水资源等）。

8.17. 标识检查：

- 1) 所有光伏组件背后应有性能标签；
- 2) 所有设备的直流正负极应能够明显区分；
- 3) 交流主隔离开关要有明显的标识；
- 4) 双路电源供电的系统，应在两电源点的交汇处粘贴警告标签；
- 5) 应在设备柜门内侧粘贴系统单线图；
- 6) 应在逆变器室合适的位置粘贴逆变器保护的设定细节的标签；
- 7) 应在合适位置粘贴紧急关机程序；
- 8) 所有的标志和标签都必须以适当的形式持久粘贴在设备上。

9. 光伏电站性能测试

光伏电站现场检测项目包括：污渍遮挡损失，光伏组件性能衰减，光伏组件/组串的串并联失配损失，MPPT 偏离损失，光伏组串温升损失，热斑功率损失，隐裂及功率损失，光伏方阵相互遮挡或远端障碍物遮挡损失，直流线损，逆变器效率，逆变器 MPPT 效率，变压器效率，交流线损，并网点电能质量，并网点功率因数等 15 个技术参数。

9.1. 光伏系统污渍和灰尘遮挡损失

检测方法：

- 1)如果有污渍遮挡基准片(光伏电池的断路电流与污渍遮挡程度呈线性关系)，

则可以不必检测，以基准片的监测结果为准。

2) 现场找出基本代表积灰普遍情况的组串，清洗前检测一次 I-V 曲线，并记录光强和组件温度；清洗后，再检测一次组串的 I-V 曲线：分别修正到 STC 条件。将组串清洗前后修正功率进行比较，得出该种状态下的灰尘/污渍损失率，同时记录清洗周期以及上一次的清洗时间。应附清洗前和清洗后被测组串照片。

计算公式：组串灰尘当前损失=（组串清洁后修正功率值-组串清洁前修正功率值）/组串清洁后修正功率值 100%

判定条件：不应超过 5%。

检测记录表：

表 5 污渍和灰尘遮挡损失测试记录表

测试项目	组串灰尘损失测试					
组串 I-V（清洁前）修正到 STC 条件						
测试组串位置	标称功率 (W)	辐照度 (W/m ²)	组件背板温度 (°C)	电池结温 (°C)	测试功率 (W)	修正后功率 (W)
组串（清洁后）I-V 修正到 STC 条件						
测试组串位置	标称功率 (W)	辐照度 (W/m ²)	组件背板温度 (°C)	环境温度 (°C)	测试功率 (W)	修正后功率 (W)
组串灰尘损失计算值						
测试组串位置	组串清洁后的修正功率值 (W)	组串清洁前修正功率值 (W)	组串标称功率值 (W)	组串灰尘当前损失计算值		
组串灰尘当前损失=（组串清洁后测试的修正功率值-组串测试修正功率值）/组串清洁后测试的修正功率值 100%						
清洗周期：				上次清洗时间：		

9.2. 光伏组件功率衰减

检测方法：

1) 待测试现场光强超过 700W/m² 时，检测选定且清洗干净的组串中每一块组件 I-V 曲线，同时记录光强和组件温度。修正到 STC 条件，同标称功率比较，得到光伏组件功率衰减率。

2) 如果投运时设置了功率基准组件, 则检测基准组件的 I-V 曲线, 并与标准组件初始值比较, 得到光伏组件功率衰降率。

判定条件: 多晶硅组件 1 年内不超过 2.5%, 2 年内衰降率不超过 3.2%; 单晶硅组件 1 年内衰降不应超过 3.0%, 2 年内衰降不应超过 4.2%, 薄膜组件不应超过 5%

检测结果:

表 6 光伏组件功率衰降率测试记录表

测试项目		光伏组件 I-V 测试								
被测组件位置										
组件编号	标称功率(W)	Voc	Isc	Vpm	Ipm	Pmax	辐照度	背板温度/电池结温(°C)	修正功率(W)	功率衰降(%)
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	(W/m ²)			
1								/		
2								/		
3								/		
4								/		
5								/		
6								/		
7								/		
8								/		
9								/		
10								/		
11								/		
12								/		
平均功率衰降率(%)										

注: 标明现场环境温度 °C。

表 7 光伏组串功率衰降记录表

组串编号	标称功率(W)	Voc	Isc	Vpm	Ipm	Pmax	辐照度	背板温度/电池结温(°C)	修正功率(W)	组串功率衰降(%)
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	(W/m ²)			

注: 组串功率衰降中包含组件串联失配损失, 仅供参考。

9.3. 光伏系统串并联失配损失

光伏电站的串并联失配损失是由于组件或组串电、性能不一致造成的, 对于光伏电站, 各个方阵的距离远近不同, 线路压降也不同, 同样会造成失配损失。光伏电站的失配损失主要包括组件到组串的失配损失, 组串到汇流箱的失配损失以及汇流箱到逆变器的失配损失。

9.3.1. 组串内光伏组件的失配损失

检测方法：断开选定组串，对选定组串中每一块组件检测 I-V 曲线，记录光强和组件温度；再检测一次整个组串的 I-V 曲线，记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度（STC 条件）。

计算公式：光伏组件的失配损失=（各组件修正功率之和 - 组串修正功率值）/各组件修正功率值之和 100%

判定条件：组件串联失配损失最高不应超过 1%。

检测结果：

组件修正功率之和：

组串修正功率：

光伏组件串联失配损失：

9.3.2. 多个组串并联的失配损失

检测方法：断开选定汇流箱，对选定汇流箱中每一个组串检测 I-V 曲线，记录光强和组件温度；接通汇流箱，使其处于工作状态，记录工作电压和工作电流（如 I-V 测试仪允许，最好检测选定汇流箱的 I-V 曲线），同时记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度（STC 条件）。

计算公式：光伏组串的失配损失=（各组串修正功率之和 - 汇流箱修正功率值）/各组串修正功率值之和 100%

判定条件：组串并联失配损失最高不应超过 2%。

检测结果：

各组串修正功率之和：

汇流箱修正功率值：

光伏组串的失配损失：

9.3.3. 多个汇流箱并联的失配损失

检测方法：断开逆变器的输入开关，对选定逆变器中每一个汇流箱检测 I-V 曲

线，记录光强和组件温度；接通逆变器输入开关，是所有汇流箱处于正常工作状态，记录工作电压和工作电流，同时记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度（STC 条件）。

计算公式： 光伏汇流箱的失配损失=（各汇流箱修正功率之和 - 逆变器光伏输入修正功率值）/各汇流箱修正功率值之和 100%

判定条件： 汇流箱并联失配损失最高不应超过 2%。

检测结果：

各汇流箱修正功率之和：

逆变器光伏输入修正功率值：

光伏汇流箱的失配损失：

9.4. 光伏组串 MPPT 偏离损失

检测方法： 断开选定汇流箱，对选定汇流箱中每一个组串检测 I-V 曲线，记录光强和组件温度；接通汇流箱，使其处于工作状态，记录每一个组串的实际工作电压和工作电流，同时记录光强和组件温度；分别修正到统一光强和统一温度（STC 条件或 NOCT 条件）。光伏组串的失配损失与光伏组串的 MPPT 偏离损失是同一类型的损失，前者与并联后的 I-V 曲线相比较，后者与实际工作状态相比较。计算电站总体效率时只选择前者，不得重复计算。

计算公式：

1) 光伏组串 MPPT 的偏离损失=（组串 I-V 曲线上的修正最大功率 - 工作状态下的修正功率值）/组串 I-V 曲线上的修正最大功率值 100%；

2) 平均 MPPT 的偏离损失 = 选定汇流箱中所有组串 MPPT 偏差之和/组串数量。

判定条件： 组串平均 MPPT 偏离损失不应超过 2%。

检测结果：

表 8 光伏组串 MPPT 偏离损失测试记录表

组串编号	组串 I-V			工作状态			功率差 (W)	MPPT 偏离 (%)
	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)	最大功率 (W)	工作电压 (V)	工作电流 (A)	实际功率 (W)		

组串编号	组串 I-V			工作状态			功率差 (W)	MPPT 偏离 (%)
	最大工作电压 (V)	最大工作电流 (A)	最大功率 (W)	工作电压 (V)	工作电流 (A)	实际功率 (W)		
平均 MPPT 偏差								

9.5. 光伏阵列温升损失

检测方法:

在辐照度高于 700W/m² 时，测量选定组串的 I-V 曲线，同时记录辐照度和现场实测的背板温度。根据该类型组件的温度系数和实测结温推算出电池结温 25℃ 下的最大功率点功率。根据电压温度损失计算公式计算电压温度损失百分比，根据功率温度损失计算公式计算功率温度损失百分比。

注：光强可以修正，也可以不作修正，属于等比例关系。

计算公式:

1、光伏组串功率温升损失率= (25℃ 结温组串最大功率 - 未修正结温组串最大功率) / 25℃ 结温组串最大功率 100%;

2、光伏组串电压温升损失率= (25℃ 结温组串开路电压 - 未修正结温组串开路电压) / 25℃ 结温组串开路电压 100%;

判定条件：以测试结果为准，评估散热条件。

检测结果:

表 9 组串温升损失测试记录表

测试项目	组串温升损失测试				
	实测组串 Voc (V)	推算组串 Voc (V)	电池结温 (°C)	电压温升损失	
				V	%
被测组串位置					

计算公式：组件热斑功率衰降率=(无热斑组件修整功率 - 热斑组件修正功率)
/无热斑组件修正功率 100%

判定条件：以检测结果为准，分析热斑原因。

检测结果：应附热斑组件和无热斑组件的红外成像照片。

表 10 热斑组件功率衰降记录表

修正前的实际测量值							
被测组件	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Impp (A)	Pmax (W)	辐照度 (W/m ²)	电池结温 (°C)
热斑组件							
对比组件 1							
对比组件 2							
修正后 (α= 0.0045, β=-0.1286) 的数据							
被测组件	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Impp (A)	Pmax (W)	修正辐照度 (W/m ²)	电池结温 (°C)
标牌信息						1000	25
热斑组件						1000	25
对比组件 1						1000	25
对比组件 2						1000	25
热斑组件功率损失% (与标牌功率比较)							
热斑组件功率损失% (与对比组件 1 比较)							
热斑组件功率损失% (与对比组件 2 比较)							

9.7. 光伏组件隐裂及功率衰降

检测方法：现场找出有较严重隐裂的组件和同组串无隐裂组件，分别检测隐裂组件和无隐裂组件的 I-V 曲线，并记录光强和组件温度；修正到标准条件下 (STC) 的最大功率，与标牌功率和无隐裂组件的修正功率比较，得出隐裂组件功率衰降率。

计算公式：组件隐裂功率衰降率=(隐裂组件标称功率 - 隐裂组件修正功率)
/隐裂组件标称功率×100%

判定条件：以检测结果为准，分析隐裂原因。

检测结果：应附热斑组件和无热斑组件的 EL (电致发光) 成像照片。

表 11 光伏组件隐裂功率衰减测试记录表

修正前的实际测量值							
被测组件	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Impp (A)	Pmax (W)	辐照度 (W/m ²)	电池结温 (°C)
隐裂组件							

对比组件 1							
对比组件 2							
修正后 ($\alpha=0.0045$, $\beta=-0.1286$) 的数据							
被测组件	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Impp (A)	Pmax (W)	修正辐照度 (W/m ²)	电池结温 (°C)
标牌信息						1000	25
隐裂组件						1000	25
对比组件 1						1000	25
对比组件 2						1000	25
热斑组件功率损失% (与标牌功率比较)							
热斑组件功率损失% (与对比组件 1 比较)							
热斑组件功率损失% (与对比组件 2 比较)							

9.8. 直流线损

9.8.1. 光伏组串到汇流箱的直流线损

检测组串数量：从一台汇流箱所对应的组串中抽取近、中、远三个组串进行检测。

检测方法和计算公式：

同时检测（光强较稳定条件下也可以分别检测）组串出口直流电压(V_{zc}) 和汇流箱入口直流电压(V_{hr})，同时测量该组串在汇流箱入口的直流电流 I_{zc} ，同时记录光强和背板温度。按照下式求出直流线损：

$$V_{zc} - V_{hr} = \text{直流导线电压差 } \Delta V$$

$$\Delta V / I_{zc} = \text{直流导线电阻 } R_{dc}$$

$$I_{STC} \times R_{dc} = \text{STC 条件下的直流压降 } \Delta V_{STC}$$

$$\Delta V_{STC} / V_{STC} \times 100 = \text{单组串直流线损 } (\%)$$

STC：标准测试条件。辐照度 1000W/m²，环境温度 25 °C，光谱 AM1.5；

I_{STC} ：光伏组串 STC 条件下工作电流，线性修正到 1000W/m² 和 STC 结温；

V_{STC} ：光伏组串 STC 条件下工作电压，电压不做光强修正，线性修整到 25°C 结温下工作电压。

平均组串到汇流箱直流线损 = 近、中、远直流线损的平均值

判定条件：平均直流线损不应超过 1.5%。

检测结果:

表 12 光伏组串到汇流箱的直流线损测试记录表

汇流箱位置:			
测试和修正项	光伏组串 1 (近)	光伏组串 2 (中)	光伏组串 3 (远)
组串输出电压 (V)			
汇流箱输入电压 (V)			
电缆压降 (V)			
工作电流 (A)			
实测线损 (%)			
平均实测线损 (%)			
光强 (W/m ²)			
组件温度 (°C)			
电池结温 (°C)			
电缆电阻 (Ω)			
STC 电流 (A)			
STC 电压降 (V)			
STC 工作电压 (V)			
STC 电缆线损 (%)			
平均 STC 线损 (%)			

9.8.2. 汇流箱到逆变器的直流线损

检测汇流箱数量: 一台逆变器所对应汇流箱中抽取近、中、远三台进行直流线损检测。

检测方法和计算公式: 同时检测 (光强较稳定条件下也可以分别检测) 汇流箱出口直流电压(V_{hc}) 和逆变器入口直流电压(V_{nr}), 同时测量逆变器入口直流电流 I_{dc} , 同时记录光强和背板温度。按照下式求出直流线损:

$$V_{hc} - V_{nr} = \text{直流导线电压差 } \Delta V$$

$$\Delta V / I_{dc} = \text{直流导线电阻 } R_{dc},$$

$$I_{STC} \times R_{dc} = \text{STC 条件下的直流压降 } \Delta V_{STC}$$

$$\Delta V_{STC} / V_{STC} \times 100 = \text{单汇流箱直流线损 } (\%)$$

STC: 标准测试条件。辐照度 1000W/m^2 , 环境温度 25°C , 光谱 AM1.5;

I_{STC} : 汇流箱 STC 条件下工作电流, 线性修正到 1000W/m^2 和 STC 结温下工作电流;

V_{STC} : 汇流箱 STC 条件下工作电压, 电压不做光强修正, 线性修整到 25°C 结

温下工作电压。

平均汇流箱到逆变器直流线损 = 近、中、远直流线损的平均值

判定条件：平均直流线损不应超过 1.5%。

检测结果：

表 13 汇流箱到逆变器的直流线损测试记录表

逆变器位置：			
测试和修正项	汇流箱 1 (近)	汇流箱 2 (中)	汇流箱 3 (远)
汇流箱输出电压 (V)			
逆变器输入电压 (V)			
电缆压降 (V)			
工作电流 (A)			
实测线损 (%)			
平均实测线损 (%)			
光强 (W/m ²)			
组件温度 (°C)			
电池结温 (°C)			
电缆电阻 (Ω)			
STC 电流 (A)			
STC 电压降 (V)			
STC 工作电压 (V)			
STC 电缆线损 (%)			
平均 STC 线损 (%)			

9.9. 光伏阵列之间遮挡损失

测量固定光伏方阵倾角：

测量阵列间距（前后阵列同一参考点之间距离）：

测量组件倾斜面长度（含缝隙）：

国家标准（GB/T50797-2012 光伏发电站设计规范）规定的方阵遮挡限定条件：

按照冬至日 9：00-15：00 不遮挡原则设计，公式如下：

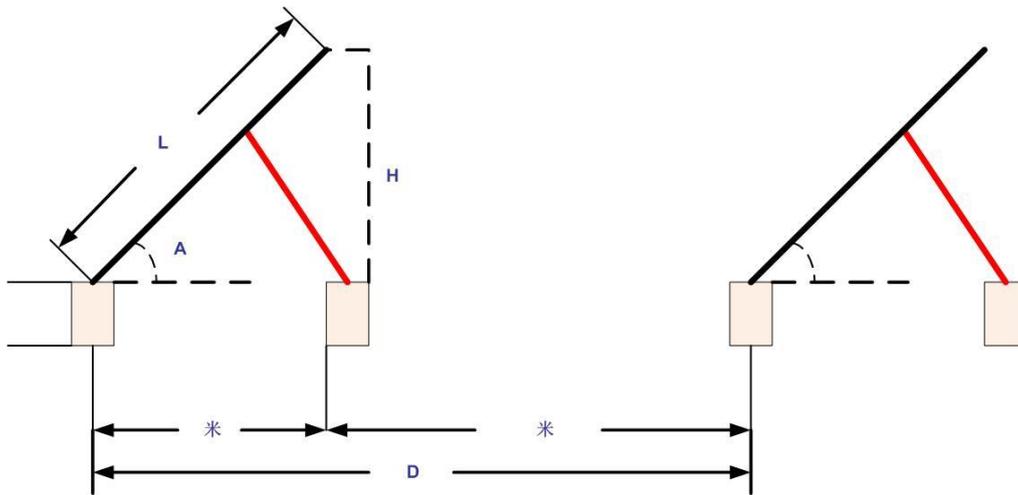
$$D = L \cos A + L \sin A \cdot (0.707 \tan \Phi + 0.4338) / (0.707 - 0.4338 \tan \Phi)$$

式中：L——阵列倾斜面长度；

D——两排阵列之间距离；

A——阵列倾角；

Φ——当地纬度。



- 1) 按照国家标准规定的条件计算光伏方阵合理间距；
- 2) 与方阵实际间距进行比较，实际间距大于等于合理间距判定为设计符合要求；
- 3) 采用 PV Systems 软件计算方阵之间遮挡损失，得出具体损失数据。

9.10. 交流线损

交流线损主要分布在逆变器到变压器和变压器到并网点之间。

测试条件：辐照度 $\geq 700\text{W/m}^2$

判定标准：分段交流线损均 $\leq 1.5\%$ 。

- 1) 逆变器到变压器交流线损

表 14 逆变器到变压器交流线损测试记录表

逆变器位置：	
测试项目	测试结果
逆变器 A 相输出电压 (V)	
逆变器 B 相输出电压 (V)	
逆变器 C 相输出电压 (V)	
逆变器 A 相电流 (A)	
逆变器 B 相电流 (A)	
逆变器 C 相电流 (A)	
变压器 A 相输入电压 (V)	
变压器 B 相输入电压 (V)	
变压器 C 相输入电压 (V)	
A 相电压降 (V)	
B 相电压降 (V)	

逆变器位置:	
测试项目	测试结果
C 相电压降 (V)	
A 相线损 (%)	
B 相线损 (%)	
C 相线损 (%)	
平均逆变器到变压器交流线损 (%)	

2) 变压器到并网点交流线损

表 15 变压器到并网点交流线损

变压器和并网点位置:	
测试项目	测试结果
变压器 A 相输出电压 (V)	
变压器 B 相输出电压 (V)	
变压器 C 相输出电压 (V)	
A 相电流 (A)	
B 相电流 (A)	
C 相电流 (A)	
并网点 A 相电压 (V)	
并网点 B 相电压 (V)	
并网点 C 相电压 (V)	
A 相电压降 (V)	
B 相电压降 (V)	
C 相电压降 (V)	
A 相线损 (%)	
B 相线损 (%)	
C 相线损 (%)	
平均变压器到并网点交流线损 (%)	

9.11. 逆变器效率

- 1) 从收集到的逆变器输入/输出数据分析计算逆变器的效率。一年春夏秋冬四季中 4 个典型日的逆变器全天输入/输出曲线;

表 16 4 个典型日的逆变器全天逆变器效率记录表

逆变器编号	日期	时间	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出有功 (W)	逆变器温度 (°C)	负载率 (%)	逆变器效率 (%)
		0:00:00							
		0:05:00							
		0:10:00							
		0:15:00							
		0:20:00							
		0:25:00							
		0:30:00							
		0:35:00							
		0:40:00							

		0:45:00							
		0:50:00							
		0:55:00							
		1:00:00							
		1:05:00							
		1:10:00							
		1:15:00							
		1:20:00							
		1:25:00							
		1:30:00							
		1:35:00							
		1:40:00							

2) 根据数据, 绘制逆变器 4 个典型日的全功率范围效率曲线, 并计算 4 个典型日逆变器的中国效率: $\eta_{\text{china}} = 0.02\eta_{5\%} + 0.03\eta_{10\%} + 0.06\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.25\eta_{50\%} + 0.37\eta_{75\%} + 0.15\eta_{100\%}$ 逆变器的中国效率应 $\geq 96\%$ 。

3) 现场测试逆变器的加权效率:

从早到晚利用逆变器显示参数在不同负载率时读取逆变器的输入/输出功率, 读数时同时测试太阳辐照度、环境温度和组件温度。逆变器的加权效率应 $\geq 96\%$ 。

测试表格如下:

表 17 现场测试逆变器的加权效率测试记录表

逆变器位置:

日期	时间	负载率 (%)	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出有功 (W)	逆变器温度 (°C)	逆变器效率 (%)
		5						
		10						
		20						
		30						
		50						
		75						
		100						
逆变器加权效率		$\eta_{\text{china}} = 0.02\eta_{5\%} + 0.03\eta_{10\%} + 0.06\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.25\eta_{50\%} + 0.37\eta_{75\%} + 0.15\eta_{100\%}$						

9.12. 逆变器 MPPT 效率 (可选)

依据 EN 50530:2010 测试规范, 对逆变器的 MPPT 效率进行模拟测试, 得出 MPPT 跟踪效率。逆变器的 MPPT 效率应 $\geq 98\%$ 。

注: 此测试项可作为备选项进行测试, 测试过程比较复杂, 要求较多, 可综合参照设备的实验室测试报告上的数据。

9.13. 变压器效率

1) 从收集到的变压器输入/输出数据分析计算变压器的效率。一年春夏秋

冬四季中 4 个典型日的变压器全天输入/输出曲线；

表 18 4 个典型日的变压器效率记录表

变压器编号	日期	时间	输入功率 (W)	输出功率 (W)	变压器温度 (°C)	变压器效率 (%)
		0:00:00				
		0:05:00				
		0:10:00				
		0:15:00				
		0:20:00				
		0:25:00				
		0:30:00				
		0:35:00				
		0:40:00				
		0:45:00				
		0:50:00				
		0:55:00				
		1:00:00				
		1:05:00				
		1:10:00				
		1:15:00				
		1:20:00				
		1:25:00				
		1:30:00				
		1:35:00				
		1:40:00				

2) 根据数据，绘制逆变器 4 个典型日的全功率范围效率曲线，并计算 4 个典型日变压器的中国效率： $\eta_{\text{china}} = 0.02\eta_{5\%} + 0.03\eta_{10\%} + 0.06\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.25\eta_{50\%} + 0.37\eta_{75\%} + 0.15\eta_{100\%}$

3) 现场测试变压器的加权效率：

从早到晚在不同负载率时测试变压器的输入/输出功率，同时测试太阳辐照度、环境温度和组件温度。测试表格如下：

表 19 现场测试变压器的加权效率测试记录表

变压器位置：

日期	时间	负载率 (%)	输入功率 (W)	输出功率 (W)	变压器温度 (°C)	变压器效率 (%)
		5				
		10				
		20				
		30				

		50			
		75			
		100			
变压器加权效率	$\eta_{china} = 0.02\eta_{5\%} + 0.03\eta_{10\%} + 0.06\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.25\eta_{50\%} + 0.37\eta_{75\%} + 0.15\eta_{100\%}$				

9.14. 电能质量测试

交流侧测试必须符合 GB/T16895.23-2005 要求，在电站与电网断开和连接两种情况下，测试电网并网点的电能质量：

表 20 并网点和公共连接点电网的电能质量(断开)测试记录表

测试参数	测试结果	判定标准
A 相电压偏差 (%)		
B 相电压偏差 (%)		
C 相电压偏差 (%)		
平均电压偏差 (%)		35kV 以上，正负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%； 20kV 及以下三相电压偏差不超过 ±7% 220V 单相电压偏差为标称电压的 +7%、-10%
A 相频率偏差 (Hz)		
B 相频率偏差 (Hz)		
C 相频率偏差 (Hz)		
平均频率偏差 (Hz)		±0.5 Hz
A 相电流总谐波 (%)		
B 相电流总谐波 (%)		
C 相电流总谐波 (%)		
平均电流总谐波 (%)		总谐波电流应小于额定逆变器输出的 5%
三相电压不平衡度 (%)		公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%， 短时不超过 4%。
直流分量 (%)		≤0.5%

将逆变器并网，待稳定后测试并网点的电能质量：

表 22 并网点和公共连接点电网的电能质量(连接)测试记录表

测试参数	测试结果	判定标准
A 相电压偏差 (%)		
B 相电压偏差 (%)		
C 相电压偏差 (%)		
平均电压偏差 (%)		35kV 以上，正负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%； 20kV 及以下三相电压偏差不超过 ±7% 220V 单相电压偏差为标称电压的 +7%、-10%
A 相频率偏差 (Hz)		
B 相频率偏差 (Hz)		
C 相频率偏差 (Hz)		
平均频率偏差 (Hz)		±0.5 Hz

测试参数	测试结果	判定标准
A 相电流总谐波 (%)		
B 相电流总谐波 (%)		
C 相电流总谐波 (%)		
平均电流总谐波 (%)		总谐波电流应小于额定逆变器输出的 5%
三相电压不平衡度 (%)		公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不超过 4%。
直流分量 (%)		≤ 0.5%

注：测试时应注意区别电能质量参数的偏差是属于电网原有偏差还是光伏系统并网之后产生的偏差。电能质量指标的判定依据按照国家电网的相关要求执行。

9.15. 功率因数

在交流电路中，电压与电流之间的相位差(Φ)的余弦叫做功率因数，用符号 $\cos\Phi$ 表示，在数值上，功率因数是有功功率和视在功率的比值，即 $\cos\Phi=P/S$ 。

用电能质量测试仪在并网点检测功率因数，或直接从功率因数表读出，功率因数应满足 $50\%P_n$ 及以下时应 ≥ 0.95 ， $50\%P_n$ 以上时应 ≥ 0.98

注：此测试项可作为备选项进行测试，设备参数比较成熟，可综合参照设备的实验室测试报告上的数据。

9.16. 光伏方阵绝缘性

检测方法：用绝缘电阻测试仪测试，光伏方阵正负极短路时应使用专用短路器。

判定条件：

表 22 光伏系统对地绝缘电阻的最小限值表

测试方法	系统电压 (V)	测试电压 (V)	绝缘电阻最小限值 (M Ω)
方法 1： 光伏方阵正负极分别对地	< 120	250	0.5
	120 - 500	500	1.0
	> 500	1000	1.0
方法 2： 光伏方阵正负极短路后对地	< 120	250	0.5
	120 - 500	500	1.0
	> 500	1000	1.0

检测结果：

表 23 光伏系统对地绝缘电阻的测试记录表

测试方法	对地极性	测试电压 (V)	组串 1 (M Ω)	组串 2 (M Ω)	组串 3 (M Ω)
方法 1：光伏方阵正负极分别对地	正极				
	负极				
方法 2：光伏方阵正负极短路后对地	正负极短路				

9.17. 接地连续性检测

检测方法：利用接地电阻仪用电桥法检测选定接地点的对地电阻或连接通路的连接电阻。需测试支架、汇流箱、组件、逆变器室每个关键设备的接地连续性。判定标准：

判定条件：接触电阻不高于 100mΩ，且保证其接地电阻不高于 4Ω。

检测结果：

表 24 接地连续性测试记录表

测试项目	保护装置和等电位体联接测试		
测试区域	基准点	测试点	电阻 (Ω)
X 区阵列	X 汇流箱	X 区逆变器室	
		X 号汇流箱	
		支架	
		组件	
		接地电阻	
测试结论	阵列之间最大电阻值		
	阵列与汇流箱之间最大电阻值		
	阵列与控制室接地端之间最大电阻值		
	汇流箱接地点接地电阻		

9.18. 防孤岛（配电网接入时检测，可选）

光伏发电系统的防孤岛安全功能，需依据 GB/T29319-2012 《光伏发电系统接入配电网技术规定》进行测试。

9.19. 低电压穿越（输电网接入时检测，可选）

光伏发电系统的低电压穿越安全功能，需依据 GB/T 19964-2012 《光伏电站接入电力系统技术规定》进行测试。

10. 检测结果汇总

表 25 检测结果汇总记录表

编号	测试项目	分项和说明	检测结果	合格判定标准	结论
1	光伏组串污渍和灰尘损失			≤ 5%	
2	光伏组件平均功率衰减	组件类型 1		单晶硅 1 年 ≤ 3.0%	
		组件类型 2		多晶硅 1 年 ≤ 2.5%	

编号	测试项目	分项和说明	检测结果	合格判定标准	结论
		组件类型 3		薄膜组件 ≤5.0%	
3	光伏系统串并联失配损失	组件-组串		≤1%	
		组串-汇流箱		≤2%	
		汇流箱-逆变器		≤2%	
4	光伏组串 MPPT 偏离损失	组串 1		≤2%	
		组串 2		≤2%	
		组串 3		≤2%	
5	光伏组串温升损失	组串 1		以测试结果为准, 评估散热条件。	
		组串 2			
		组串 3			
6	光伏系统直流线损	组串近、中、远平均		≤1.5%	
		汇流箱近、中、远平均		≤1.5%	
7	热斑组件功率损失	选定热斑严重组件		以检测结果为准, 分析热斑原因。	
8	隐裂组件功率损失	选定热斑严重组件		以检测结果为准, 分析隐裂原因。	
9	光伏方阵间遮挡损失	测量方阵倾角和间距		以 GB/T50797-2012 的设计原则为准。	
10	交流平均线损	逆变器-变压器		≤1.5%	
		变压器-并网点		≤1.5%	
11	逆变器中国加权效率			≥96%	
12	变压器中国加权效率			≥98%	
13	并网点电能质量	平均电压偏差		≤20kV 时: ±7% ≥35kV 时: ±10%	
		平均频率偏差		±0.5 Hz	
		总谐波电流畸变		逆变器额定输出时, 总谐波电流畸变应小于 5%	
		三相不平衡度		公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%, 短时不超过 4%。	
		直流分量		≤0.5 %	
14	功率因数	正常工作状态		≥0.95	
15	光伏方阵绝缘阻值测试	正极对地		≥1MΩ	
		负极对地		≥1MΩ	
		正负极短路对地		≥1MΩ	
16	接地连续性测试	阵列之间最大电阻值		≤100mΩ	
		阵列与汇流箱之间最大电阻值			
		阵列与控制室接地端之间最大电阻值			
		汇流箱接地点接地电阻		< 4 Ω	

编号	测试项目	分项和说明	检测结果	合格判定标准	结论
17	逆变器 MPPT 跟踪精度			≥ 98%	可选
18	孤岛保护	接入电压等级		应符合 GB/T29319-2012 要求	可选
19	低电压穿越	接入电压等级		应符合 GB/T19964-2012 要求	可选
20	性能比	评估时段:		以实际数据为准, 分析或高或低的原因。	
21	标准性能比	评估时段:		以实际数据为准, 分析或高或低的原因。	

11. 质量评估报告

光伏电站的质量评估报告至少应包括如下内容:

- 1) 光伏电站基本信息 (基本信息表见附件 2);
- 2) 光伏电站检测结果汇总;
- 3) 测试说明: 依据标准, 测试设备, 抽样原则, 测试条件和数据修正原则;
- 4) 光伏电站总体性能评估: 性能比和标准性能比;
- 5) 光伏电站质量检查 (17 项);
- 6) 光伏电站性能测试 (19 项)。

附件 1 光伏电站数据监测系统数据存储格式

表 26 光伏电站气象环境监测数据存储格式

气象监测塔 编号	日期	时间	水平面总辐照度 (W/m ²)	方阵面总辐照度 (W/m ²)	气温 (°C)	组件温度 (°C)	电池结温 (°C)	风速 (m/s)	风向
		0:00:00							
		0:05:00							
		0:10:00							
		0:15:00							
		0:20:00							
		0:25:00							
		0:30:00							
		0:35:00							
		0:40:00							
		0:45:00							
		0:50:00							
		0:55:00							
		1:00:00							
		1:05:00							
		1:10:00							
		1:15:00							
		1:20:00							
		1:25:00							
		1:30:00							
		1:35:00							
		1:40:00							

表 27 光伏电站直流监测数据存储格式

日期	时间	组串编号	组串电压 (V)	组串电流 (A)	组串功率 (W)	汇流箱 编号	汇流箱电压 (V)	汇流箱电流 (A)	汇流箱功率 (W)	逆变器编 号	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)
	0:00:00												
	0:05:00												
	0:10:00												
	0:15:00												
	0:20:00												
	0:25:00												
	0:30:00												
	0:35:00												
	0:40:00												
	0:45:00												
	0:50:00												
	0:55:00												
	1:00:00												
	1:05:00												
	1:10:00												
	1:15:00												
	1:20:00												
	1:25:00												
	1:30:00												
	1:35:00												
	1:40:00												

表 28 光伏电站交流监测数据存储格式

日期	时间	逆变器编号	输入电压 (V)	输入电流 (A)	输入功率 (W)	输出有功 (W)	输出无功 (var)	功率因数	频率 (Hz)	逆变器温度 (°C)	负载率 (%)
	0:00:00										
	0:05:00										
	0:10:00										
	0:15:00										
	0:20:00										
	0:25:00										
	0:30:00										
	0:35:00										
	0:40:00										
	0:45:00										
日期	时间	变压器编号	输入功率 (W)	输出功率 (W)	功率因数	频率 (Hz)	变压器温度 (°C)	变压器效率 (%)	并网点输出功率 (W)	并网点功率 因数	并网点频率 (Hz)
	0:00:00										
	0:05:00										
	0:10:00										
	0:15:00										
	0:20:00										
	0:25:00										
	0:30:00										
	0:35:00										
	0:40:00										
	0:45:00										

附件 2 光伏电站基本信息表

电站名称					
电站地址	通信地址				
	经度		纬度		海拔
业主			承建商		
投运时间			电站功率		
光伏组件生产商、类型和数量					
逆变器生产商、型号和数量					
电站监控系统生产商					
电站功率预测系统生产商					
电站气象数据采集系统生产商					
上网电价			脱硫标杆电价		
计费点电压等级			送出电压等级		
电站占用面积			土地费用		
电站安装运行方式	固定	斜单轴跟踪	平单轴跟踪	双轴跟踪	
评估年总发电量			评估年方阵面总辐射量		