

# 2023 年并网光伏电站性能检测内容及方法

## (附检测结果汇总表)

### 1 一般要求

光伏电站现场检测项目包括：红外摄像（热斑检查），污渍遮挡损失，光伏组件性能衰减，光伏组串温升损失，光伏组件/组串的串并联失配损失，EL 测试，光伏方阵相互遮挡损失，直流线损，逆变器效率，逆变器 MPPT 效率，变压器效率，交流线损，光伏方阵绝缘测试，接地连续性测试，并网性能测试（并网点电能质量、孤岛保护、有功/无功功率控制能力、低电压穿越以及电压/频率适应能力验证）等测试内容。

对于采用组串逆变器的光伏电站，测试项应根据实际情况确定。

### 2 光伏组件红外（IR）扫描检查（使用无人机全检）

检测对象：对光伏电站所有光伏组件进行红外扫描。

检测方法：对被检测光伏组件进行红外扫描，检测时光伏方阵应处于正常工作状态，且方阵面的辐照度应高于  $600\text{W}/\text{m}^2$ ，以确保有足够的电流使有问题的部位产生高温。同一组件外表面电池正上方的温度差超过摄氏  $20^{\circ}\text{C}$  时，应视为发生热斑；红外扫描应重点发现电池热斑、有问题的旁路二极管、接线盒、焊带、连接器等。如果有热斑发生，一般应该可以看到热斑处有明显发黄变色。

注意一旦发现温度异常应从组件的正反面扫描以正确判断引起高温的原因，同时保留影像，并记录有问题组件的位置。在扫描光伏组件正面时，应注意检测人员不要对扫描组件造成遮挡。

进行红外扫描时应注意寻找组串中前表面温度能够代表组串中所有组件平均温度的光伏组件，进行标记，用于测试该组串的平均背板温度。

对于发生热斑的组件应作记录，准备进行后续的 EL 测试，同时应增加检测 I-V 特性，以便与正常组件进行比较，得出热斑组件功率衰减率。

计算公式：组件热斑功率衰减率 =  $(\text{无热斑组件修整功率} - \text{热斑组件修正功率}) / \text{无热斑组件修正功率} \times 100\%$ 。

结果分析：分析热斑产生原因，并探索热斑与功率衰减的相关性。

检测结果：应附热斑组件和无热斑组件的红外成像照片。

### 3 光伏系统污渍和灰尘遮挡损失

检测对象：对所有抽样选定的组串进行测试。

检测方法：

1) 如果有积尘监测基准片（光伏电池的短路电流与积尘遮挡程度或辐照度呈线性关系），则调取基准片届时的积尘遮挡损失值。对于光伏组件或光伏方阵来讲，均匀积尘条件下，短路电流的下降与功率的下降相一致，非均匀积尘条件下，短路电流的下降与功率的下降有差异。为了比较辐照度损失与功率损失的关系，除了取得基准片的数据，亦应按照下面的方法实际测试积尘损失，并与基准片的监测结果比较。

2) 对于抽样选定的组串，待测试现场光强超过 700W/m<sup>2</sup>时，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；分别修正到统一的光强和温度条件。将组串清洗前后修正功率进行比较，得出该种状态下的积尘损失率，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：组串积尘当前损失=（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：以光伏电站的设定值为准，实测结果应满足设定值。如电站没有设定值，积尘损失的平均测试结果原则上不超过5%。

检测记录表参见下表 1 所示：

表 1 组串积尘损失测试记录表

测试项目		组串积尘损失测试				
组串 I-V（清洁前）修正到统一光强和温度条件						
测试组串位置	标称功率(W)	辐照度(W/m <sup>2</sup> )	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 I-V（清洁后）修正到 STC 条件						
测试组串位置	标称功率(W)	辐照度(W/m <sup>2</sup> )	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)	组串积尘当前损失计算值		
组串积尘当前损失=（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:
-------	---------

#### 4 光伏阵列温升损失

检测对象：对所有抽样选定的组串进行测试。

检测方法：

依据清洗后测试的组串 I-V 曲线和现场实测的组件平均结温，根据该类型组件的温度系数和实测结温推算出结温 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。

计算公式：

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

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

结果分析：以测试结果为准，分析温度损失并评估散热条件。

检测结果记录参见下表所示：

表 2 光伏阵列温升损失记录表

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

注：标明现场环境温度：℃

#### 5 光伏组件功率衰减

检测对象：对所有抽样选定组串内的所有光伏组件进行测试。

检测方法：

1) 如果投运时设置了功率基准组件，则待测试现场光强超过 700W/m<sup>2</sup>时，检测基准组件的 I-V 曲线，并与基准组件初始值比较，得到准确的光伏组件功率衰减率，现场对抽样组件的测试并与标称功率比较的结果可以作为参考数据。

2) 如果没有功率基准组件, 则待测试现场光强超过  $700\text{W}/\text{m}^2$  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, 得到粗略的光伏组件功率衰减率。

3) 对于功率衰减超出判定条件的组件应作记录, 准备进行后续的 EL 测试。

4) 无论采用基准组件功率还是标称功率作为参考, 当衰减率超出判定条件时且对现场测试结果有质疑时, 建议送实验室复检。

判定条件: 以供需双方的合同条款为准。在没有合同约定的情况下, 以工信部“光伏制造行业规范条件”(2020 年本) 中的指标作为参考: 晶硅组件衰减率首年不高于 2.5%, 后续每年不高于 0.6%, 25 年内不高于 17%; 薄膜组件衰减率首年不高于 5%, 后续每年不高于 0.4%, 25 年内不高于 15%。采用的标准在数值相同时采用国标、行标。

检测结果记录参见下表所示:

表 3 光伏组件功率衰减测试记录表

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	Vmp	Imp	Pmax	辐照度	背板温度/电池	修正功率 (W)	功率衰减 (%)
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	( $\text{W}/\text{m}^2$ )			
1								/		
2								/		
3								/		
4								/		
5								/		
6								/		
7								/		
8								/		
9								/		
10								/		
平均功率衰减 (%)										

注: 标明现场环境温度 :  $^{\circ}\text{C}$

表 4 光伏组串功率衰减

组件 编号	标称 功率 (W)	Voc	Isc	Vmp	Imp	Pmax	辐照度	背板 温度/ 电池	修正 功率 (W)	功率 衰减 (%)
		(V)	(A)	(V)	(A)	(W)	(W/m <sup>2</sup> )			
1										

注：组串功率衰减中包含组件串联失配损失，仅供参考。

## 6 光伏组件镀膜玻璃减反射涂层质量检测

检测对象：对所有抽样选定组串内的镀膜光伏组件进行测试。

检测目的：减反射涂层利用干涉相消原理可以大幅提高光伏玻璃透光率，进而提升约 3% 的组件功率，因而，减反射涂层已经是目前光伏玻璃的标配。膜层质量严重影响电站光伏组件发电效率。

检测方法：自主开发的电站镀膜组件的快速无损检测手段。利用检测组件镀膜玻璃的第一反射率信息直接提取膜层的光学反射信息，再通过自主开发的专业光学模拟软件来解析膜层的失效信息。比如：膜层的光学衰减情况，膜层的厚度和折射指数，膜层结构的破坏情况，以及膜层表面的污染物附着情况等。

## 7 光伏组件可靠性测试

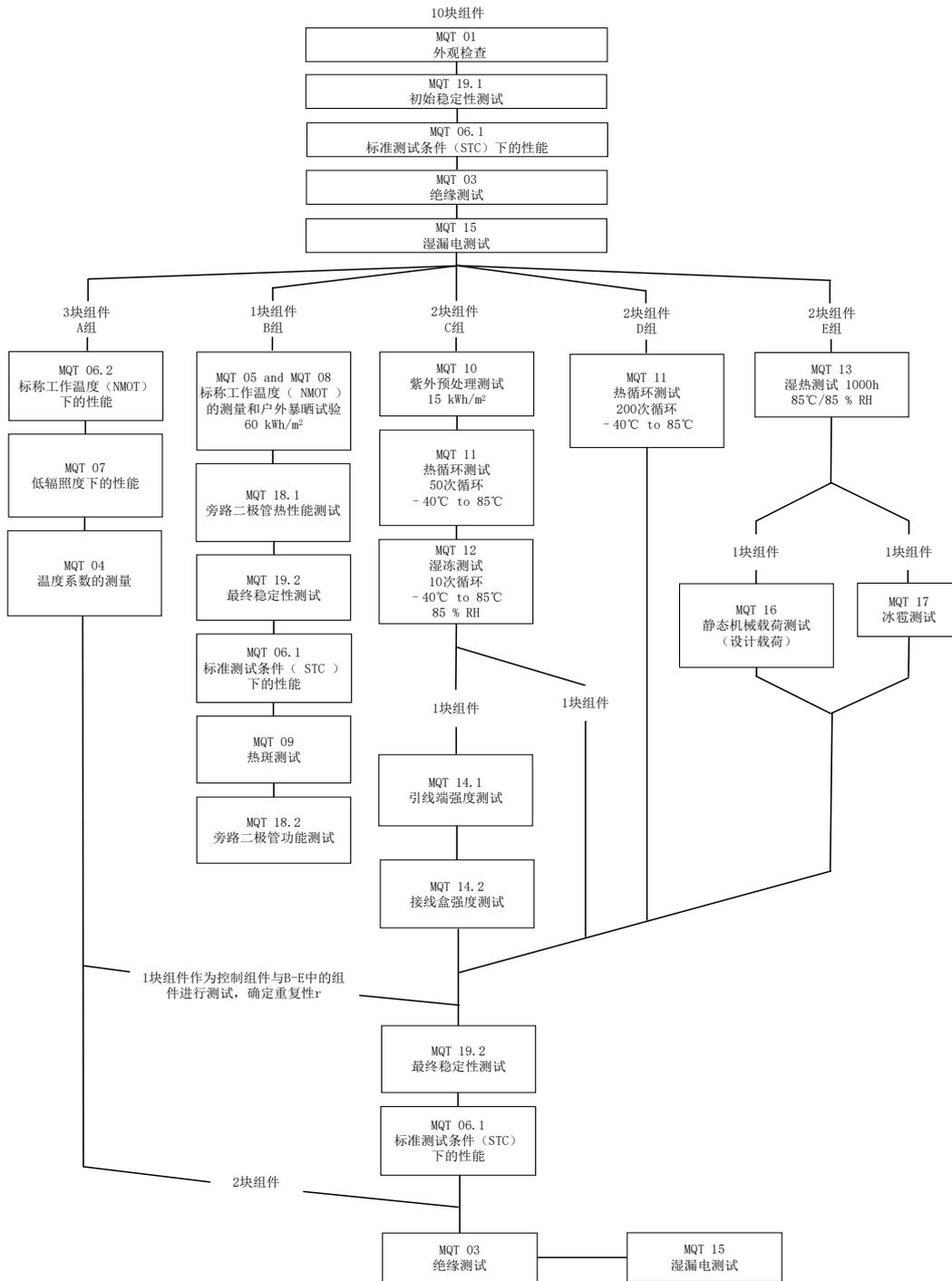
检测目的：光伏组件是整个光伏电站的核心，是影响光伏电站发电能力的重要因素。因此光伏组件的可靠性能及功率标定的准确性非常重要。为严格把控光伏电站组件质量，需要进行光伏组件的可靠性试验：

检测方法：依据 IEC 61215-2016-2:2016 《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定与定型》

测试项目及检测序列流程图如下：

- 1) 外观检查。
- 2) 最大功率确定。
- 3) 绝缘试验。
- 4) 温度系数的测量。
- 5) 电池标称工作温度的测量。
- 6) 标准测试条件和标称工作温度下的性能。
- 7) 低辐照度下的性能。
- 8) 室外曝露试验。
- 9) 热斑耐久试验。
- 10) 加倍紫外试验。

- 11) 紫外热循环试验。
- 12) 紫外湿冻试验。
- 13) 紫外湿热试验。
- 14) 引出端强度试验。
- 15) 湿漏电流试验。
- 16) 机械载荷试验。
- 17) 冰雹试验。
- 18) 旁路二极管热性能试验。
- 19) 稳定性。



## 8 光伏组件的电致发光 (EL) 检测 (可选)

**抽样原则:** 通过前面的测试, 仅对视觉观察、红外扫描和 I-V 测试发现的有严重问题或功率严重衰降的组件进行电致发光 (EL) 测试。

**检测方法:** 采用 EL 测试仪对问题组件进行测试。重点发现隐裂、黑片、断删、裂片、虚焊等问题。检测时保留影像, 记录问题组件位置, 以便分析问题。

**结果分析:** 分析隐裂产生的原因, 探讨隐裂对功率衰降的相关性。

## 9 旁路二极管开路故障检测:

使用万用表红表笔接太阳能电池板正极,黑表笔接太阳能电池板负极,若检测太阳能输出端电压为零,则判断此太阳能板背面接线盒中的旁路二极管被击穿,若检测太阳能输出端电压降低,则判断此太阳能板背面接线盒中的旁路二极管被开路。

## 10 光伏系统串并联失配损失

### 10.1 一般要求

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。采用集中逆变器的光伏电站,失配损失主要包括组件到组串的串联失配损失,组串到汇流箱的并联失配损失以及汇流箱到逆变器的并联失配损失;对于采用组串逆变器的光伏电站,失配损失则包括组件到组串的串联失配损失和组串到逆变器的并联失配损失。

应当在不同辐照度和组件温度条件下测试至少 3 次,以保障测试的全面性。

### 10.2 组串内光伏组件的串联失配损失

**检测对象:**对所有抽样选定的组串进行测试。集中逆变器电站和组串逆变器电站测试方法相同。

**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;恢复组串到工作状态,检测组串的实际工作电压和工作电流,记录光强和组件温度;分别修正到统一光强和统一温度。

**计算公式:**光伏组件的失配损失=(各组件修正最大功率之和-组串修正工作功率值)/各组件修正最大功率值之和×100%。

**判定条件:**组件串联平均失配损失不应超过 2%。

**检测结果:**

组件修正最大功率之和。

组串修正工作功率。

光伏组件串联失配损失。

### 10.3 多个组串并联的失配损失

**检测对象:**对抽样选定的组串所在汇流箱内所有组串进行测试。

**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,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条件。

计算公式: 光伏组串的失配损失= (各组串修正最大功率之和 - 汇流箱修正工作功率值) / 各组串修正功率值之和 × 100%。

判定条件: 组串并联平均失配损失不应超过 2%。

检测结果:

各组串修正最大功率之和。

汇流箱修正工作功率值。

光伏组串的失配损失。

#### 10.4 多个汇流箱并联的失配损失

检测对象: 对抽样选定的逆变单元所有 MPPT 通道中所有汇流箱进行测试。

检测方法: 断开逆变器的输入开关, 对选定逆变器的 MPPT 通道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, 使该 MPPT 通道中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条件。

计算公式: 光伏汇流箱的失配损失= (各汇流箱修正最大功率之和 - 逆变器 MPPT 通道光伏输入修正工作功率值) / 各汇流箱修正最大功率值之和 × 100%。

判定条件: 汇流箱并联平均失配损失不应超过 2%。

检测结果:

各汇流箱修正最大功率之和。

逆变器 MPPT 通道光伏输入修正工作功率值。

光伏汇流箱的并联失配损失。

#### 10.5 各组串到组串逆变器的并联失配

在采用组串逆变器的光伏电站中, 并联失配损失仅发生在组串逆变器 MPPT 通道所对应的光伏组串之间。

检测对象: 对抽样选定的逆变单元所有 MPPT 通道中所有光伏组串进行测试。

检测方法: 断开逆变器的输入开关, 对选定逆变器 MPPT 通道中每一个组串检测 I-V 曲线, 记录光强和组件温度; 接通逆变器输入开关, 使该 MPPT 通道中所有组串处于正常工作状态, 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条件。

计算公式: 光伏组串的并联失配损失= (各组串修正最大功率之和 - 逆变器 MPPT 通道输入修正光伏功率值) / 各组串修正最大功率值之和 × 100%。

判定条件：组串并联平均失配损失不应超过 2%。

检测结果：

各组串修正最大功率之和。

逆变器 MPPT 通道光伏输入修正功率值。

MPPT 通道光伏组串的失配损失。

## 11 直流线损

### 11.1 一般要求

采用集中逆变器的光伏电站的直流线损主要包括组串到汇流箱的直流线损和汇流箱到逆变器的直流线损；采用组串逆变器的光伏电站的直流线损则主要是光伏组串到逆变器的直流线损。

### 11.2 光伏组串到汇流箱的直流线损

检测组串数量：从选定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  $I_{zc}$ 。按照下式求出直流线损：

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

$$\text{现场实测直流线损 (\%)} = \Delta V / V_{zc} \times 100\%$$

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

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

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

$I_{STC}$ ：光伏组串 STC 条件下额定工作电流；

$V_{STC}$ ：光伏组串 STC 条件下额定工作电压。

采用 STC 条件是检查是否符合设计值（设计电缆线径时是按照 STC 条件下的电流值）。

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 2%

检测结果记录参见下表 5 所示：

表 5 光伏组串到汇流箱的直流线损

汇流箱位置：			
测试和修正项	光伏组串 1（近端）	光伏组串 2（中端）	光伏组串 3（远端）

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 (%)			
线路电阻 ( $\Omega$ )			
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 (%)			

### 11.3 汇流箱到逆变器的直流线损

检测汇流箱数量: 从选定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  $I_{dc}$ 。按照下式求出直流线损:

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

$$\text{现场实测直流线损 (\%)} = \Delta V / V_{hc} \times 100$$

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

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

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

$I_{STC}$ : 汇流箱 STC 条件下工作电流。

$V_{STC}$ : 汇流箱 STC 条件下工作电压。

修正到 STC 条件是检查是否符合设计值 (设计电缆线径时是按照 STC 条件下的电流值)。

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 2%

检测结果记录参见下表 6 进行;

表 6 汇流箱到逆变器的直流线损

逆变器位置:
--------

测试和修正项	汇流箱 1 (近端)	汇流箱 2 (中端)	汇流箱 3 (远端)
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 (%)			
线路电阻 ( $\Omega$ )			
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 (%)			

#### 11.4 光伏组串到组串逆变器的直流线损

检测组串数量：从抽样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( $V_{zc}$ ) 和逆变器入口直流电压( $V_{nb}$ )，同时测量该组串在汇流箱入口的直流电流  $I_{zc}$ 。按照下式求出直流线损：

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

$$\Delta V / V_{zc} \times 100 = \text{现场实测直流线损 } (\%)$$

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

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

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

$I_{stc}$ ：光伏组串 STC 条件下额定工作电流；

$V_{stc}$ ：光伏组串 STC 条件下额定工作电压。

计算 STC 条件下的直流线损是检查是否符合设计值(设计电缆线径时是按照 STC 条件下的电流值)。

平均组串到逆变器直流线损 = 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 2%

检测结果参见下表 7 所示：

表 7 光伏组串到组串逆变器的直流线损

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（%）			
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（%）			

## 12 交流线损

### 12.1 采用集中逆变器的交流线损

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  $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ 。

判定标准：分段交流线损均  $\leq 2\%$ 。

交流线损的判定方法与直流线损的判定方法一致，也需要选择近、中、远逆变器和变压器进行测试，不但需要测试现场实测交流线损，还需要计算线路电阻，并按照逆变器和变压器的额定工作电流和额定工作电压来计算线损和平均线损。

### 12.2 采用组串逆变器的交流线损

交流线损主要分布在逆变器到交流汇流箱，交流汇流箱到变压器，以及变压器到并网点之间。

测试条件：辐照度  $\geq 700\text{W}/\text{m}^2$ 。

判定标准：分段交流线损均  $\leq 2\%$ 。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。

如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/206213111012010141>