

ICS 27.160
F 12
备案号: 68863-2019

NB

中华人民共和国能源行业标准

NB/T 10114 — 2018

光伏电站绝缘技术监督规程

Code for insulation technology supervision of photovoltaic power station

2018-12-25 发布

2019-05-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 总则	2
4 光伏组件	2
4.1 安装和验收监督	2
4.2 运行监督	2
4.3 检修监督	2
5 汇流箱	2
5.1 安装和验收监督	2
5.2 运行监督	3
5.3 检修监督	3
6 逆变器	3
6.1 安装和验收监督	3
6.2 运行监督	3
6.3 检修监督	3
7 变压器	4
7.1 安装和验收监督	4
7.2 运行监督	4
7.3 检修监督	4
8 互感器	5
8.1 安装和验收监督	5
8.2 运行监督	5
8.3 检修监督	5
9 高压开关设备	5
9.1 安装和验收监督	5
9.2 运行监督	6
9.3 检修监督	6
10 气体绝缘金属封闭开关设备	6
10.1 安装和验收监督	6
10.2 运行监督	7
10.3 检修监督	7
10.4 试验监督	7
11 无功补偿装置	7
11.1 安装和验收监督	7
11.2 运行监督	7
11.3 检修监督	8
12 金属氧化物避雷器	8

12.1 安装和验收监督8

12.2 运行监督8

12.3 检修监督8

13 设备外绝缘防污闪8

13.1 安装和验收监督8

13.2 运行监督8

13.3 试验监督8

14 接地装置8

14.1 施工和验收监督8

14.2 运行监督9

14.3 检修监督9

15 电力电缆9

15.1 安装和验收监督9

15.2 运行监督9

16 高压母线9

16.1 安装和验收监督9

16.2 运行维护监督9

前 言

本标准根据《国家能源局下达 2015 年能源领域行业标准制（修）订计划的通知》（国能科技〔2015〕283 号）的要求制定。

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第 1 部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

请注意本标准的某些内容可能涉及专利。本标准的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国电力企业联合会提出并归口。

本标准起草单位：中国大唐集团新能源股份有限公司、大唐新能源试验研究院、国家电投集团科学技术研究院有限公司、英利能源（中国）有限公司、华为技术有限公司、常州亿晶光电科技有限公司、大唐新能源科技产业公司、大唐新能源甘肃公司、大唐新能源宁夏公司。

本标准主要起草人：王海廷、时文刚、吴立东、刘国忠、刘洋广、李森、赵辉、梅志刚、张宇晨、蒋光辉、孙仲刚、张雷、安全长、孙铁囤、王文鹤、李九旭、刘颖黎、袁宝文、孟宪禹。

本标准为首次发布。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

光伏电站绝缘技术监督规程

1 范围

本标准规定了光伏电站绝缘技术监督的项目、内容及相应的技术要求。

本标准适用于光伏电站的绝缘技术监督。

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/T 8349 金属封闭母线
- GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和类型
- GB/T 11021 电气绝缘 耐热性和表示方法
- GB/T 12022 工业六氟化硫
- GB/T 30427 并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法
- GB 50147 电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范
- GB 50148 电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范
- GB 50149 电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范
- GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准
- GB 50168 电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范
- GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
- GB 50794 光伏发电工程施工规范
- GB/T 50796 光伏发电工程验收规范
- GB/T 34933—2017 光伏电站汇流箱检测技术规程
- DL/T 355 滤波器及并联电容器装置检修导则
- DL/T 393 输变电设备状态检修试验规程
- DL/T 475 接地装置特性参数测量导则
- DL/T 572 电力变压器运行规程
- DL/T 573 电力变压器检修导则
- DL/T 596 电力设备预防性试验规程
- DL/T 603 气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程
- DL/T 617 气体绝缘金属封闭开关设备技术条件
- DL/T 627 绝缘子用常温固化硅橡胶防污闪涂料
- DL/T 664 带电设备红外诊断技术应用导则
- DL/T 727 互感器运行检修导则
- DL/T 729 户内绝缘子运行条件 电气部分
- DL/T 1253 电力电缆线路运行规程
- DL/T 1298 静止无功补偿装置运行规程
- NB/T 10113—2018 光伏电站技术监督导则
- NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范

3 总则

- 3.1 光伏电站绝缘技术监督原则、内容、机构、职责及管理要求应符合 NB/T 10113—2018 的规定。
- 3.2 受监督的电气设备主要包括光伏组件、汇流箱、逆变器、就地升压变压器、电力电缆线路、站用电电气设备及升压站高压电气设备。
- 3.3 电力变压器、互感器、高压开关设备、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、无功补偿装置、金属氧化物避雷器、接地装置、场内架空线路及母线的交接试验应符合 GB 50150 的规定。
- 3.4 电气设备红外成像检查应按 DL/T 664 执行。
- 3.5 电力变压器、互感器、高压开关设备、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、无功补偿装置、金属氧化物避雷器、接地装置、场内架空线路及母线的预防性试验项目、周期及要求应符合 DL/T 596 的规定。
- 3.6 高海拔地区光伏电站电气设备组件和部件外绝缘水平应根据海拔进行修正。

4 光伏组件

4.1 安装和验收监督

- 4.1.1 光伏组件安装应符合 GB 50794 的规定，检查光伏组件串在汇流箱内的极性是否正确。
- 4.1.2 抽检光伏组件，对光伏组件进行绝缘电阻测试按 GB/T 9535 执行。光伏组件防护等级应满足 IP65 要求。
- 4.1.3 光伏组件验收应按 GB/T 50796 执行。验收监督阶段应对光伏组件的对地绝缘阻抗至少检测 2 次，两次测量时间间隔不得低于 24h。

4.2 运行监督

- 4.2.1 光伏组件的对地阻抗应定期抽检，单串组件对地绝缘阻抗值不应小于 $25M\Omega$ 。
- 4.2.2 定期监督接线插头处绝缘状况，接线插头的红外成像检查应按 DL/T 664 执行。

4.3 检修监督

- 4.3.1 定期检查光伏组件中接线盒和电缆有无烧毁、破损，以及接线插头有无断开现象。
- 4.3.2 定期检查光伏组件接地孔、接地螺丝有无腐蚀，组件之间接地连线有无断开现象。
- 4.3.3 对运行过程中的下列光伏组件状态进行监督，出现如下异常时，应尽快采取更换组件部件或组件的维护措施：
- a) 存在玻璃破碎、背板灼焦、明显的颜色变化；
 - b) 存在与组件边缘或任何电路之间形成连通通道的气泡；
 - c) 接线盒变形、扭曲、开裂或烧毁，接线端子无法良好连接。

5 汇流箱

5.1 安装和验收监督

- 5.1.1 交流汇流箱安装参照交流配电柜。
- 5.1.2 直流汇流箱安装应符合 GB 50794 的规定。安装前应确认汇流箱的所有开关和熔断器应处于断开状态；汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻不应小于 $20M\Omega$ ；金属外壳应可靠接地。
- 5.1.3 汇流箱组件、电缆、逆变器、元器件、电缆、接线端子、焊点和电气连接点等设备应匹配。
- 5.1.4 直流汇流箱验收应符合 GB/T 50796 的规定。

5.2 运行监督

5.2.1 汇流箱运行过程中的绝缘电阻应定期测量。

5.2.2 检查线缆有无脱落、松动、损坏、破裂和绝缘老化。

5.2.3 检查箱体应密封良好，防护等级应符合设计要求。

5.2.4 直流汇流箱电路及裸露导电部件之间的绝缘电阻应定期检测，检测方法应符合 GB/T 34933—2017 的规定。

5.3 检修监督

5.3.1 对损坏的接线端子、断路器，失效的熔断器、电涌保护器及时进行维修或更换。

5.3.2 在多雨雪天气或湿度较大环境中，应增加汇流箱绝缘性能检查频次。

6 逆变器

6.1 安装和验收监督

6.1.1 逆变器的现场安装应符合 GB 50794 的规定。

6.1.2 逆变器接线端子结构应保证具有良好的电接触和电气载流能力，确保导线移动或其移动时不应有害于逆变器的正常运行及不应使绝缘电压值低于额定值。

6.1.3 逆变器内部电路的电气间隙和爬电距离应满足安装地海拔要求。

6.1.4 逆变器绝缘验收应符合 GB/T 50796 的规定。

6.1.5 逆变器交直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘。

6.1.6 逆变器的外壳可带电体之间应可靠连接，逆变器外壳和地应可靠连接，其绝缘验收应符合 GB/T 50796 的规定。

6.1.7 逆变器外部接地保护导体的横截面积、连接方式应符合 NB/T 32004 的规定。

6.1.8 预定安装在潮湿环境的光伏逆变器，应进行湿度预处理，及接触电流测量。

6.2 运行监督

6.2.1 运行中的逆变器应进行绝缘检查，新安装或大修后投入运行或在异常状态下运行时应增加检查频次。

6.2.2 与不接地光伏方阵连接的逆变器的方阵绝缘阻抗检测功能应符合 NB/T 32004 要求，功能接地的逆变器的方阵绝缘阻抗检测功能应符合 NB/T 32004 要求。

6.2.3 逆变器启动并网前，输入端与地之间的绝缘电阻偏低时，应加强对逆变器输入侧组件及线路对地绝缘电阻检查。

6.2.4 方阵的残余电流检测应符合 NB/T 32004 的要求。

6.2.5 逆变器并网运行时，连续漏电流或突变漏电流偏高时，应加强对逆变器输入及输出回路的绝缘检查。

6.3 检修监督

6.3.1 逆变器经过开箱解体检修后应按 GB/T 30427 对逆变器进行绝缘电阻、绝缘强度测试和运转试验。

6.3.2 逆变器经过维修或更换后，应按照下列要求执行：

- a) 检查接地线缆是否可靠接地；
- b) 检查交直流线缆连接是否紧固；
- c) 测试设备外壳的接地电阻；

- d) 测试设备外壳和操作间内可导电体的等电位;
- e) 年度检修工作不应破坏逆变器原有的防护等级, 基本隔离措施、可带电外壳的等电位连接体和接地导体;
- f) 提供保护的外壳和安全遮拦, 在不使用工具情况下应不可拆卸。

7 变压器

7.1 安装和验收监督

7.1.1 现场安装应符合 GB 50148 的规定。

7.1.2 变压器应完成带可能的最大负荷连续运行 24h 的启动试运行。在额定电压下对变压器的冲击合闸试验, 应进行 5 次, 每次间隔时间宜为 5min, 应无异常现象。第一次受电后持续时间不应少于 10min, 励磁涌流不应引起保护装置的误动。无电流差动保护的变压器可冲击 3 次。

7.2 运行监督

7.2.1 变压器的运行条件、运行维护、不正常运行和处理应符合 DL/T 572 的规定。

7.2.2 运行或备用中的变压器应定期检查, 新安装或大修后投入运行或在异常状态下运行时应增加检查频次。

7.2.3 下列异常情况下应加强监督:

- a) 变压器接地电流超过 100mA 时;
- b) 油色谱分析结果异常时;
- c) 瓦斯保护信号动作时;
- d) 瓦斯保护动作跳闸时;
- e) 变压器在遭受近区突发短路跳闸时;
- f) 变压器运行中油温超过注意值时;
- g) 变压器振动噪声和振动增大时。

7.3 检修监督

7.3.1 器身检修气候条件及器身暴露时间应符合 DL/T 573 的规定。

7.3.2 器身干燥宜采用真空热油循环冲洗处理。

7.3.3 检修中更换绝缘件时, 应采用符合制造厂要求、检验合格的材料和部件, 并经干燥处理。

7.3.4 在安装、大修吊罩或进入检查时, 应缩短器身暴露于空气的时间, 并应防止工具、材料等异物遗留在变压器内。真空油处理时, 应防止真空滤油机轴承磨损或滤网损坏造成金属粉末或异物进入变压器。

7.3.5 大修、事故检修或换油后的变压器, 在施加电压前静止时间不应少于下列规定:

- a) 110kV, 24h;
- b) 220kV, 48h;
- c) 330kV, 72h。

7.3.6 对运行超过 15 年的储油柜胶囊和隔膜应更换。

7.3.7 电压等级 110kV 及以上的变压器在遭受出口短路、近区多次短路后, 应做低电压短路阻抗测试及用频响法测试绕组变形, 并与原始记录比较, 应结合短路事故冲击后的其他电气试验项目综合分析。

7.3.8 对运行 10 年以上的 110kV 及以上油浸式变压器, 应进行油中糠醛含量测试, 确定绝缘老化的程度。

7.3.9 干式变压器检修时, 应对铁芯和线圈的固定夹件、绝缘垫块检查紧固, 检查低压绕组与屏蔽层间的绝缘, 防止铁芯线圈下沉、错位、变形, 发生烧损。

8 互感器

8.1 安装和验收监督

8.1.1 现场安装应符合 GB 50148 的规定。

8.1.2 电流互感器的一次端子所受的机械力不应超过规定的允许值，其电气联结应接触良好，防止产生过热性故障。应检查膨胀器外罩等电位联结是否可靠，防止出现电位悬浮。互感器的二次引线端子应有防转动措施，防止外部操作造成内部引线扭断。

8.1.3 气体绝缘的电流互感器安装时，密封检查合格后方可对互感器充 SF₆ 气体至额定压力，静置 24h 后进行 SF₆ 气体微水测量。气体密度继电器必须经校验合格。

8.2 运行监督

8.2.1 互感器的运行监督应符合 DL/T 727 的规定。

8.2.2 电流互感器动热稳定电流应定期验算是否满足要求。

8.2.3 下列情况应特殊巡视：

- a) 新投产设备，应缩短巡视周期，运行 72h 后转入正常巡视；
- b) 高、低温季节，高湿度季节，气候异常时，高峰负荷，设备异常时，应加强巡视。

8.2.4 当发生下列情况之一时，应立即将互感器停用（注意保护的投切）：

- a) 电压互感器高压熔断器连续熔断 2 次~3 次。
- b) 高压套管严重裂纹、破损，互感器有严重放电，已威胁安全运行时。
- c) 互感器内部有严重异音、异味、冒烟或着火。
- d) 油浸式互感器严重漏油，看不到油位；SF₆ 气体绝缘互感器严重漏气、压力表指示为零；电容式电压互感器分压电容器出现漏油时。
- e) 互感器本体或引线端子有严重过热时。
- f) 膨胀器永久性变形或漏油。
- g) 压力释放装置（防爆片）已冲破。
- h) 电流互感器末屏开路，二次开路；电压互感器接地端子 N（X）开路、二次短路，不能消除时。
- i) 树脂浇注互感器出现表面严重裂纹、放电。

8.3 检修监督

8.3.1 互感器检修项目、内容、工艺及质量应符合 DL/T 727 的规定。

8.3.2 220kV 及以上电压等级的油浸式互感器不应进行现场解体检修。

8.3.3 互感器检修试验应符合 DL/T 727 的规定。

9 高压开关设备

9.1 安装和验收监督

9.1.1 高压断路器

9.1.1.1 断路器绝缘拉杆在安装前必须进行外观检查，不得有开裂起皱、接头松动和超过允许限度的变形，发现运行断路器绝缘拉杆受潮，应及时烘干处理，不合格者应更换。

9.1.1.2 SF₆ 断路器安装应符合 GB 50147 的规定。

9.1.2 隔离开关

隔离开关安装应符合 GB 50147 的规定。

9.2 运行监督

9.2.1 断路器在开断故障电流后，值班人员应进行巡视检查。

9.2.2 高压断路器分合闸操作后的位置核查，尤其对并网断路器以及起联络作用的断路器，在并网和解列时，应到运行现场核实其机械实际位置，并根据电压、电流互感器或带电显示装置确认断路器触头状态。

9.2.3 定期检查 SF₆ 断路器密度继电器压力指示是否在正常范围内。

9.3 检修监督

9.3.1 SF₆ 断路器

9.3.1.1 灭弧室弧触头的烧损不应大于规定值，应无明显碎裂，触头表面应无铜析出现象。

9.3.1.2 灭弧室喷口和罩应干净、无裂纹、无明显剥落，内径应符合规定值。

9.3.1.3 液压（气动）机构分、合闸阀的阀针应无松动或变形。

9.3.1.4 开关设备连接拐臂、联板、轴、销应无弯曲、变形或断裂。

9.3.1.5 绝缘拉杆、绝缘件表面应无裂痕、划伤。

9.3.1.6 合闸电阻片应无裂痕、无烧痕及破损，每极合闸电阻值应符合规定，电阻动、静触头应无损伤。

9.3.1.7 灭弧室内并联电容器（罐式）应完好、干净，紧固件应无松动，电容量和介损测试值应符合规定。

9.3.1.8 压气缸等部件内表面应无划伤，镀银面应完好。

9.3.2 隔离开关

9.3.2.1 主触头接触面应无过热、烧伤痕迹，镀银层应无脱落现象；弹簧应无锈蚀、分流现象；导电臂应无锈蚀、起层现象；接线板应无变形、无开裂，镀层应完好；接线座应无腐蚀，转动应灵活，接触应可靠。传动部件应无变形、无锈蚀、无严重磨损，水平连杆端部应密封，内部无积水。

9.3.2.2 绝缘子应完好、清洁，应无掉瓷现象，上下节绝缘子同心度应良好；法兰应无开裂，无锈蚀，油漆完好；法兰与绝缘子的胶合部位应涂防水密封胶。

9.3.2.3 高压支柱绝缘子应定期进行探伤检查。

9.3.3 真空断路器

真空灭弧室回路电阻、开距及超行程应符合 DL/T 596 的规定，其电气或机械寿命接近限值前必须提前安排更换。

10 气体绝缘金属封闭开关设备

10.1 安装和验收监督

10.1.1 GIS 包装、运输和贮存应在密封和充低压力干燥气体（如 SF₆ 或 N₂）的情况下进行，以免潮气侵入。

10.1.2 GIS 运到现场后应开箱检查，妥为保管。尤其对充有 SF₆ 等气体的运输单元或部件，应按产品技术规定检查压力值，并做好记录，有异常情况时应及时采取措施。

10.1.3 现场安装应符合制造厂技术条件和 GB 50147 的规定。

10.1.3.1 制造厂已组装好的各元件及部件在现场安装时不得拆卸。

10.1.3.2 现场安装环境应洁净，有防尘、防潮措施。环境温度 $-5^{\circ}\text{C}\sim+40^{\circ}\text{C}$ ，空气湿度小于80%。

10.1.3.3 安装时应检查导电回路的各接触面，当不符合要求时，应与制造厂联系，采取必要措施。

10.1.3.4 SF_6 气体的管理及充注符合有关规定。

10.1.4 GIS安装后应按DL/T 617进行现场试验，以检查设备动作的正确性和绝缘性能。

10.2 运行监督

10.2.1 GIS的运行应按DL/T 603的规定。

10.2.2 断路器达到规定的开断次数或累计开断电流值时，或当发现有异常现象或GIS内部发生故障时应加强检查。

10.2.3 定期检查密度继电器压力指示是否在正常范围内。

10.3 检修监督

10.3.1 辅助部件检查应每4年进行1次，或按实际情况确定。GIS处于全部或部分停电状态下，除专门组织的维修检查，除操动机构外，不应分解GIS设备。内容包括：

- a) 对操动机构进行详细维修检查，处理漏油、漏气或某些缺陷，更换某些零部件；
- b) 维修检查辅助开关；
- c) 检查或校验压力表、压力开关、密度继电器或密度压力表；
- d) 检查传动部位及齿轮等的磨损情况，对转动部件添加润滑剂；
- e) 断路器的最低动作压力与动作电压试验；
- f) 检查各种外露连杆的紧固情况；
- g) 检查接地装置；
- h) 必要时进行绝缘电阻、回路电阻测量。

10.3.2 分解检查符合下列情况时，应综合分析GIS运行状况，可进行分解检查，包括：

- a) 断路器达到规定的开断次数或累计开断电流值；
- b) GIS某部位发生异常现象、某隔室发生内部故障；
- c) 达到规定的分解检修周期时。

10.3.3 分解检修宜由制造厂负责。

10.3.4 GIS解体检修后，试验及验收应按DL/T 603执行。

10.4 试验监督

10.4.1 GIS预防性试验项目、周期、要求应符合DL/T 393的规定。

10.4.2 新投入运行的GIS设备，宜在投运后一个月内对所有气室进行气体分解物（杂质）的检测，并进行横向比较，对怀疑有问题的气室应进行解体检查。

10.4.3 SF_6 新气到货后，充入设备前应按GB/T 12022及DL/T 603执行。

11 无功补偿装置

11.1 安装和验收监督

安装和验收应符合GB 50147的规定。

11.2 运行监督

11.2.1 运行监督应按照DL/T 1298执行。

11.2.2 电容器组、电抗器应加强对过热、异常响声、绝缘破损，放电或熔丝熔断，支架松动、倾斜等现象的检查。

11.3 检修监督

11.3.1 油浸式电抗器参照 DL/T 573 执行。

11.3.2 电抗器及电容器参照 DL/T 355 执行。

12 金属氧化物避雷器

12.1 安装和验收监督

避雷器安装和投产验收应符合 GB 50147 的规定。

12.2 运行监督

12.2.1 应定期进行带电测试。

12.2.2 应定期检查计数器动作次数及泄漏电流在线监测表计。

12.3 检修监督

12.3.1 组合式过电压保护器试验周期及方法应符合设备技术要求。

12.3.2 避雷器更换应选用相同型号产品。

13 设备外绝缘防污闪

13.1 安装和验收监督

13.1.1 电瓷外绝缘爬距配置时，绝缘子种类、伞型和爬距应根据经审定的污秽区分布图和环境污染变化因素确定。

13.1.2 室内设备外绝缘爬距应符合 DL/T 729 的规定，并应符合所在区域污秽等级配置要求。

13.1.3 绝缘子安装时，绝缘电阻测量和交流耐压试验应符合 GB 50150 的规定。盘形悬式瓷绝缘子绝缘电阻应逐只测量。

13.2 运行监督

13.2.1 当外绝缘环境发生明显变化及出现新污染源时，应核对设备外绝缘爬距；不满足规定要求时，应采取防污闪措施。避雷器瓷套不宜单独加装辅助伞裙，宜将辅助伞裙与防污闪涂料结合使用。

13.2.2 RTV 防污闪涂料的选用应符合 DL/T 627 的规定。运行中的 RTV 涂层出现起皮、脱落、龟裂等现象，视为失效，应采取复涂等措施。

13.3 试验监督

13.3.1 预防性试验项目、周期、要求应符合 DL/T 596 的规定。

13.3.2 绝缘子低、零值应定期检测，并及时更换低、零值绝缘子。

14 接地装置

14.1 施工和验收监督

接地装置的施工和投产验收应符合 GB 50169 的规定。

14.2 运行监督

14.2.1 已投运接地装置应根据地区短路容量变化，校核接地装置、设备接地引下线的热稳定容量。接地装置改造应根据短路容量变化和接地装置腐蚀程度确定。

14.2.2 接地引下线的导通检测工作应 1 年～3 年进行一次，其检测范围、方法、评定应符合 DL/T 475 的规定，并根据历次测量结果进行分析比较，以决定是否需要开挖检查、处理。

14.2.3 接地网腐蚀情况应定期（时间间隔不应大于 5 年）通过开挖抽查等手段确定。根据电气设备的重要性的施工的安全性，选择 5 个～8 个点沿接地引下线进行开挖检查，要求不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象。如发现接地网腐蚀严重应及时处理。铜质材料接地体地网不必定期开挖检查。

14.3 检修监督

接地装置的特征参数及土壤电阻率测定原则、内容、方法、判据、周期可参照 DL/T 475 执行。

15 电力电缆

15.1 安装和验收监督

15.1.1 电缆安装、运输、保管和投产验收应符合 GB 50168 的规定。

15.1.2 35kV 及以上电力电缆终端头制作应全数旁站检查；电缆中间接头应全数旁站监督。

15.2 运行监督

15.2.1 运行中的巡视检查应符合 DL/T 1253 的规定。

15.2.2 定期巡视应重点检查电缆终端、中间接头、接地线、终端避雷器和护层过电压限制器等部位是否存在过热、放电痕迹或污秽等情况。

16 高压母线

16.1 安装和验收监督

16.1.1 高压母线的安装及验收应符合 GB 50149 的规定。

16.1.2 金属封闭母线安装结束后，与变压器等设备连接以前，按照 GB/T 8349 的要求进行交接验收试验。

16.2 运行维护监督

16.2.1 运行中，应定期监视高压母线各部位的允许温度和温升。正常使用条件下运行时，金属封闭母线各部位的温度和温升应符合表 1 的要求；其余母线不同部位之间的温差一般不超过 15K，最高点温度不超过 90℃。

16.2.2 封闭母线停运后，做好母线绝缘电阻的跟踪测量。在投入运行以前，尤其是在阴雨潮湿、大雾等湿度较大的气候条件下，要提前测试封闭母线的绝缘，以保证封闭母线绝缘不合格时有足够时间进行通风干燥处理。

表 1 金属封闭母线最热点的温度和温升的允许值

金属封闭母线的部件	最高允许温度 ℃	最高允许温升 K
导 体	90	50

表 1 (续)

金属封闭母线的部件		最高允许温度 ℃	最高允许温升 K
螺栓紧固的导体 或外壳的接触面	镀 银	105	65
	不 镀	70	30
外 壳		70	30
外壳支持结构		70	30
绝 缘 件		按 GB/T 11021 要求, 由绝缘材料种类确定	

中 华 人 民 共 和 国
能 源 行 业 标 准
光伏电站绝缘技术监督规程
NB/T 10114—2018

*

中国电力出版社出版、发行
(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)
北京传奇佳彩数码印刷有限公司印刷

*

2019年7月第一版 2019年7月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 1印张 22千字
印数 001—500册

*

统一书号 155198.1456 定价 15.00元

版 权 专 有 侵 权 必 究
本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换

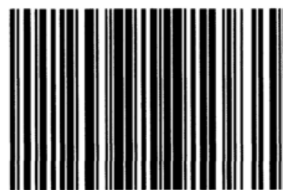


中国电力出版社官方微信



电力标准信息微信

为您提供最及时、最准确、最权威的电力标准信息



155198.1456