

河南省禹州市晶能50MW光伏发电项目

监 理 细 则（调试）

批准：_____ 年__月__日

审核：_____ 年__月__日

编制：_____ 年__月__日

常州正衡电力工程监理有限公司

项目监理部

_____年_____月

目 录

一、单体调试阶段监理工作	2
二、分系统和整套启动调试阶段监理工作	2
三、调试阶段监理工作程序	3
四、监理工作方法	4
4.1、文件审查	4
4.2、巡视	4
4.3、见证取样	4
4.4、旁站	4
4.5、签发文件和指令	4
4.6、协调	4
4.7、签证	4
五、调试阶段监理目标	5
六、调试阶段质量控制措施	5
七、调试阶段监理工作要点	5
7.1、调试应具备的条件	5
7.2、光伏组件串测试	5
7.3 逆变器的调试	6
7.4 35kv 变压器的调试	8
7.5、二次系统调试	9
7.6、其他电气设备调试	10
八、调试阶段的安全监理	10

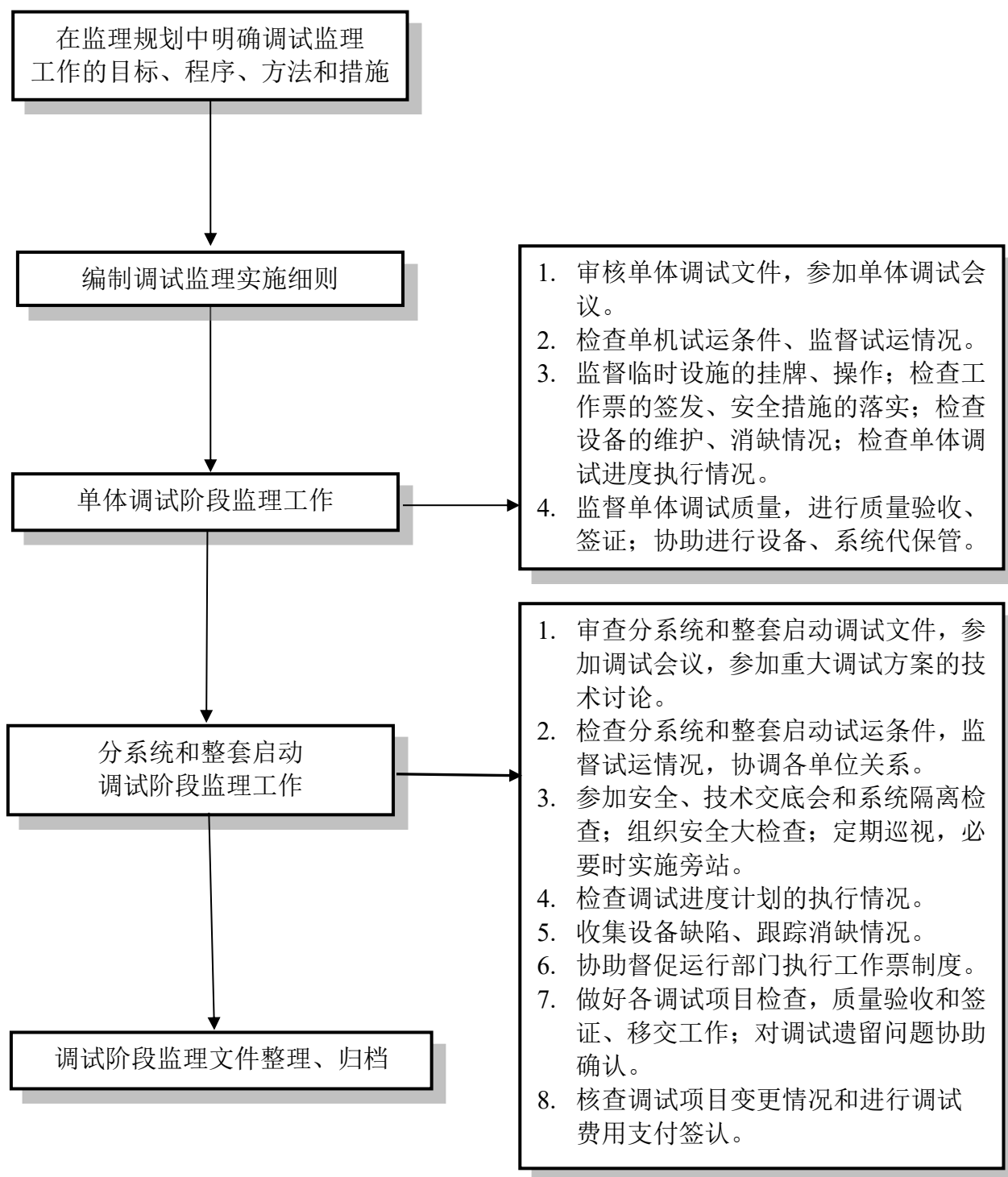
一、单体调试阶段监理工作

- 1、审核单体调试文件，参加单体调试会议。
- 2、检查单机试运条件、监督试运情况。
- 3、监督临时设施的挂牌、操作；检查工作票的签发、安全措施的实施；检查设备的维护、消缺情况；检查单体调试进度执行情况。
- 4、监督单体调试质量，进行质量验收、签证；协助进行设备、系统代保管。

二、分系统和整套启动调试阶段监理工作

- 1、审查分系统和整套启动调试文件，参加调试会议，参加重大调试方案的技术讨论。
- 2、检查分系统和整套启动试运条件，监督试运情况，协调各单位关系。
- 3、参加安全、技术交底会和系统隔离检查；组织安全大检查；定期巡视，必要时实施旁站。
- 4、检查调试进度计划的执行情况。
- 5、收集设备缺陷、跟踪消缺情况。
- 6、协助督促运行部门执行工作票制度。
- 7、做好各调试项目检查，质量验收和签证、移交工作；对调试遗留问题协助确认。
- 8、核查调试项目变更情况和进行调试费用支付签认。

三、调试阶段监理工作程序



调试阶段监理工作程序框图

四、监理工作方法

4.1、文件审查

项目监理机构依据国家及行业有关法律、法规、规章、标准、规范和承包合同，对调试单位的单位资质、调试人员资质等工程文件进行审查，并签署监理意见。

4.2、巡视

监理人员对正在调试的部位或工序进行定期或不定期的监督检查。

4.3、见证取样

对规定的需取样送试验室检验的原材料和样品，经监理人员对取样进行见证、封样、签认。如变压器油取样化验。

4.4、旁站

监理人员按照委托监理合同约定对调试项目的关键部位、关键工序的调试质量、安全实施连续性的现场全过程监督检查。

4.5、签发文件和指令

项目监理机构采用签发会议纪要和监理工作联系单、监理工程师通知单等形式进行调试过程的控制。

4.6、协调

项目监理机构对调试过程中出现的问题和争议，通过一定的活动及方法，使各方协同一致，实现预定目标。

4.7、签证

项目监理机构对调试质量进行审签。

五、调试阶段监理目标

验收率 100% 合格率 100%

六、调试阶段质量控制措施

- 1、参与检查系统调试的准备工作。
- 2、参与系统调试，对调试结论提出监理意见。
- 3、参与整套启动验收。

七、调试阶段监理工作要点

7.1、调试应具备的条件

- (1) 调试方案应报审完毕。
- (2) 设备和系统调试前，安装工作应完成并验收合格。
- (3) 室内安装系统和设备调试前，建筑工程应具备下列条件：
 - 1) 所有装饰工作应完毕并清扫干净；
 - 2) 装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕，投入运行；
 - 3) 受电后无法进行或影响运行安全的工作，应施工完毕。

7.2、光伏组件串测试

7.2.1 光伏组件串测试前应具备下列条件：

- (1) 所有光伏组件应按照设计文件数量和型号组串并接引完毕。
- (2) 汇流箱内各回路电缆应接引完毕，套管标示应清晰、准确。
- (3) 汇流箱内的熔断器或开关应在断开位置。
- (4) 汇流箱及内部防雷模块接地应牢固、可靠，且导通良好。
- (5) 辐照度宜在高于或等于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下测试。

7.2.2 光伏组件串的检测应符合下列要求：

- (1) 汇流箱内测试光伏组件串的极性应正确。
- (2) 相同测试条件下的相同光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于 2%，

但最大偏差不应超过 5V。

(3) 在发电情况下应使用钳形万用表对汇流箱内光伏组件串的电 流进行检测。相同测试条件下且辐照度不应低于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 时，相同光伏组件串之间的电 流偏差不应大于 5%。

(4) 光伏组件串电缆温度应无超常温等异常情况。

(5) 光伏组件串测试完成后，应按照《光伏电站施工规范》附录 B 的 格式填写记录。

7.2.3 逆变器投入运行前，应将接入此逆变单元的所有汇流箱测试完成。

7.2.4 逆变器在投入运行后，汇流箱内正常的投、退顺序应符合下列要求：

(1) 汇流箱的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：

- 1) 先投入光伏组件串小开关或熔断器，后投入汇流箱总开关；
- 2) 先退出汇流箱总开关，后退出光伏组件串小开关或熔断器。

(2) 汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏组件串的开关具备灭弧功能 时，其投、退应按下列步骤执行：

- 1) 先投入汇流箱总输出熔断器，后投入光伏组件串小开关；
- 2) 先退出箱内所有光伏组件串小开关，后退出汇流箱总输出熔断器。

(3) 汇流箱总输出和分支回路的光伏组件串均采用熔断器时，则投、退熔 断器前，均应将逆变器解列。

7.3 逆变器的调试

7.3.1 逆变器调试前，应具备下列条件：

(1) 逆变器控制电源应具备投入条件。

(2) 逆变器直流侧、交流侧电缆应接引完毕，且极性（相序）正确、绝缘 良好。

(3) 方阵接线应正确，基本给逆变器提供直流电源的条件。

7.3.2 逆变器调试前，应对其做好下列检查：

- (1) 逆变器接地应牢固可靠、导通良好。
- (2) 逆变器内部元器件应完好，无受潮、放电痕迹。
- (3) 逆变器内部所有电缆连接螺栓、插件、端子应连接牢固，无松动。

(4) 当逆变器本体配有手动分合闸装置时，其操作应灵活可靠、接触良好，开关位置指示正确。

(5) 逆变器本体及各回路标识应清晰准确。

(6) 逆变器内部应无杂物，并经过清灰处理。

7.3.3 逆变器调试应符合下列要求：

(1) 逆变器控制回路带电时，应对其做下列检查：

- 1) 工作状态指示灯、人机界面屏幕显示应正常；
- 2) 人机界面上各参数设置应正确；
- 3) 散热装置工作应正常。

(2) 逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，应进行下列工作：

- 1) 测量直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内；
- 2) 检查人机界面显示值直流侧对地阻抗值应符合要求。

(3) 逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并网条件时，应进行下列工作：

- 1) 测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内；交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内，且相序正确；
- 2) 具有门限位闭锁功能的逆变器，逆变器盘门在开启状态下，不应作出并网动作。

(4) 逆变器并网后，下列测试情况下，逆变器应跳闸解列：

- 1) 具有门限位闭锁功能的逆变器，开启逆变器盘门；
- 2) 逆变器交流侧掉电；
- 3) 逆变器直流侧对地阻抗低于保护设定值；
- 4) 逆变器直流输入电压高于或低于逆变器的整定值；
- 5) 逆变器直流输入过电流；
- 6) 逆变器交流侧电压超出额定电压允许范围；
- 7) 逆变器交流侧频率超出额定频率允许范围；
- 8) 逆变器交流侧电流不平衡超出设定范围。

7.3.4 逆变器停运后，需打开盘门进行检查时，必须切断直流、交流和控制电源，并确认无电压残留后，在有人监护的情况下进行。

7.3.5 逆变器在运行状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

7.3.6 施工人员测试完成后，应按照《光伏发电施工规范》附录 C 的格式填写施工记录。

7.4 35kv 变压器的调试

7.41 变压器的试验项目，应包括下列内容：

- 1 绝缘油试验；
- 2 测量绕组连同套管的直流电阻；
- 3 检查所有分接的电压比；
- 4 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性；
- 5 测量铁心及夹件的绝缘电阻；
- 6 非纯瓷套管的试验；
- 7 有载调压切换装置的检查 and 试验；
- 8 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数；
- 9 绕组连同套管的交流耐压试验；
- 10 额定电压下的冲击合闸试验；
- 11 检查相位。

7.42 变压器额定电压下的冲击合闸试验，应符合下列规定：

1 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，其中 750kV 变压器在额定电压下，第一次冲击合闸后的带电运行时间不应少于 30min，其后每次合闸后带电运行时间可逐次缩短，但不应少于 5min；

2 冲击合闸宜在变压器高压侧进行，对中性点接地的电力系统试验时变压器中性点应接地；

3 发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验；

4 无电流差动保护的干式变可冲击 3 次。

7.43 检查变压器的相位，应与线路相位一致。

7.5、二次系统调试

7.5.1 二次系统的调试内容主要可包括：计算机监控系统、继电保护系统、远动通信系统、电能量信息管理系统、不间断电源系统、二次安防系统等。

7.5.2 计算机监控系统调试应符合下列规定：

（1）计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠。

（2）遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠。

（3）计算机监控系统防误操作功能应完备可靠。

（4）计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能应正确。

（5）计算机监控系统主备切换功能应满足技术要求。

（6）站内所有智能设备的运行状态和参数等信息均应准确反映到监控画面上，对可远方调节和操作的设备，远方操作功能应准确、可靠。

7.5.3 继电保护系统调试应符合下列要求：

（1）调试时可按照现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995 的相关规定执行。

（2）继电保护装置单体调试时，应检查开入、开出、采样等元件功能正确；开关在合闸状态下模拟保护动作，开关应跳闸，且保护动作应准确、可靠，动作时间应符合要求。

（3）保护定值应由具备计算资质的单位出具，且应在正式送电前仔细复核。

（4）继电保护整组调试时，应检查实际继电保护动作逻辑与预设继电保护逻辑策略一致。

（5）站控层继电保护信息管理系统的站内通信、交互等功能实现应正确；站控层继电保护信息管理系统与远方主站通信、交互等功能实现应正确。

（6）调试记录应齐全、准确。

7.5.4 远动通信系统调试应符合下列要求：

（1）远动通信主站电源应稳定、可靠。

（2）站内远动装置至调度方远动装置的信号通道应调试完毕，且稳定、可靠。

（3）调度方遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠。

(4) 远动系统主备切换功能应满足技术要求。

7.4.5 电能量信息采集系统调试应符合下列要求：

(1) 光伏电站关口计量的主、副表，其规格、型号及准确度应符合设计要求，且应通过当地电力计量部门的校验，并出具报告。

(2) 光伏电站关口表的电流互感器、电压互感器应通过当地电力计量部门校验，并出具报告。

(3) 光伏电站投入遥信前，电能表应由当地电力计量部门施加封条、封印。

(4) 光伏电站的电量信息应能实时、准确地反应到后台监控画面。

7.4.6 不间断电源系统调试应符合下列要求：

(1) 不间断电源的主电源、旁路电源及直流电源间的切换功能应准确、可靠，且异常告警功能应正确。

(2) 计算机监控系统应实时、准确地反映不间断电源的运行数据和状况。

7.5.7 二次系统安全防护调试应符合下列要求：

(1) 二次系统安全防护应主要由站控层物理隔离装置和防火墙构成，应能够实现自动化系统网络安全防护功能。

(2) 二次系统安全防护相关设备运行功能与参数应符合要求。

(3) 二次系统安全防护运行情况应与预设安防策略一致。

7.6、其他电气设备调试

7.6.1 其他电气设备的试验标准应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的相关规定。

7.6.2 无功补偿装置的补偿功能应能满足数据文件的技术要求。

八、调试阶段的安全监理

1、监督调试人员贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的方针，“严格执行操作规程”。

2、督促执行监护制度，监护人员必须熟悉操作的系统和任务；

3、检查带电设备附近要有专人监护，发现异常情况及时汇报，必要时停止

调试。

4、受电时，应在受电范围设遮拦，工作人员与带电部分应保持安全距离，并挂“高压危险”标志牌。

5、参加受电人员要明确分工，坚守岗位，服从指挥，无关人员不得进入受电现场。

6、受电现场应配置适合电气设备灭火的消防设施。

7、受电设备带电后，现场应悬挂有带电标志的警示牌。

8、参加变电所空载送电试验的所有人员，都要精神饱满，上班前严禁喝酒及过度疲劳。

9、变电所首次送电及通电过程中，必须有安全责任人、技术负责人各一人在场，直到送电试验结束方可离开。

10、送电操作人员必须熟悉高压供电系统、高低压配电柜的操作流程及各种开关、按钮的操作方法。佩戴高压绝缘手套、穿电工专用高压绝缘鞋，对该供电系统不熟悉、不佩戴必要劳保用品者，严禁参与变电所的空载送电试验。与送电试验无关的人员必须远离带电危险区域。

11、准备送电试验的变电所内，配电设施必须进行过绝缘耐压试验，且电气绝缘符合规定数值，未进行耐压试验、电气绝缘不符合要求的变电所，严禁进行高压送电试验。

12、送电前由安全负责人和电气技术负责人，对变电所的高压侧、低压侧、主变高压侧电源接线、高压电缆连接器的连接处进行防松动检查，经确认符合送电条件后方可准备送电。

13、必须对周围环境进行检查，对危及人身安全的因素，必须采取预防措施，严禁与送电试验无关的人员进入送电区域。

14、送电试验前，必须将所有开关置于断开的位置。采取逐级送电的方法进行送电。

常州正衡电力工程监理有限公司

河南省禹州市晶能 50MW 光伏发电项目监理部