



国家电力投资集团公司
STATE POWER INVESTMENT CORPORATION

光伏发电工程典型设计

目 录

前 言.....	I
1 范围.....	1
2 规范性引用文件	1
3 定义与术语.....	2
4 编制原则	3
4.1 设计原则.....	3
4.2 使用原则.....	3
5 典型设计.....	3
5.1 概述.....	3
5.2 光伏阵列系统总体方案.....	4
5.3 升压站/开关站电气一次.....	8
5.4 升压站/开关站电气二次.....	12
5.5 固定式支架设计.....	37
5.6 支架基础设计.....	40
5.7 房屋建筑工程.....	44
5.8 升压站室外结构土建设计.....	47
5.9 其他土建工程.....	49
5.10 给排水消防设计	50
6 典型设计实例.....	53

光伏发电工程典型设计

1 范围

1.1 本标准适用于集团公司及所属全资、控股公司新建、扩建和改建光伏电站项目工程的设计工作，境外投资建设的光伏发电工程可参照执行。

1.2 本标准适用于接入10kV及以上电压等级电网的地面并网型光伏发电工程可研设计，其他离网型、微网型及建筑光伏发电工程可参照执行。

1.3 光伏发电工程设计一般包括光伏发电区和升压变电站(开关站)两部分。光伏发电工程接入系统设计按有关规定执行。

1.4 集团公司光伏发电工程设计除参照本标准外，还应符合现行国家法律、法规、技术标准的规定。

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 8978 《污水综合排放标准》

GB 11032 《交流无间隙金属氧化物避雷器》

GB 50009 《建筑结构荷载规范》

GB 50017 《钢结构设计规范》

GB 50018 《冷弯薄壁型钢结构设计规范》

GB 50046 《工业建筑防腐蚀设计规范》

GB 50229 《火力发电厂和变电所设计防火规范》

GB 50797 《光伏电站设计规范》

GB/T 13912 《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》

DL/T 620 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》

DL/T 621 《交流电气装置的接地》

DL/T 634.5101 《远动设备及系统第5101部分：传输规约基本远动任务配套标准》

DL/T634.5104 《远动设备及系统第5-104部分：传输规约采用标准传输协议子

集的 IEC60870-5-101 网络访问》

DL/T 804 《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》

DL/T 5002 《地区电网调度自动化设计技术规程》

DL/T 5003 《电力系统调度自动化设计技术规程》

NB/T 32004 《光伏发电并网逆变器技术规范》

JGJ 79 《建筑地基处理技术规范》

GD 003-2011 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法(试行)》

Q/SPI 9705-2016 《光伏发电工程可研设计管理导则与深度要求》

Q/SPI 9708-2016 《光伏电站施工质量检查及验收规程(试行)》

Q/SPI 9742-2016 《光伏发电工程设计造价控制指标(2016年水平)》

3 定义与术语

3.1 光伏组件 PV module

具有封装及内部联结的、能独立提供直流电输出的、最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳电池组件。

3.2 光伏组件串 photovoltaic modules string

在光伏发电系统中,将若干个光伏组件串联后,形成具有一定直流输出电压的电路单元。

3.3 光伏发电单元 photovoltaic(PV)power unit

光伏电站中,以一定数量的光伏组件串,通过直流汇流箱多串汇集,经逆变器逆变与隔离升压变压器升压成符合电网频率和电压要求的电源。这种一定数量光伏组件串的集合称为光伏发电单元,又称单元发电模块。

3.4 光伏方阵 PV array

将若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

3.5 光伏发电系统 PV power system

利用太阳电池的光伏特效应,将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

3.6 光伏电站 PV Station

以光伏发电系统为主,包含各位建(构)筑物及检修、维护、生活等辅助设施在内的发电站。

3.7 峰值日照时数 peak sunshine hours

一段时间内的辐照度积分总量相当于辐照度为 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 的光源所持续照射的时间，其单位为小时 (h)。

3.8 光伏电站年峰值日照时数 annual peak sunshine hours of PV station

将光伏方阵面上接收到的年太阳总辐照量，折算成辐照度 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 下的小时数。

3.9 年发电利用小时数 annual utilization hours

将光伏方阵年度发电总量，折算成按额定工况计算时，电池阵列的年运行小时。

3.10 集中式逆变器 central inverter

阵列采用直流汇流方案时，布置于逆变器室的不小于 500kW 的逆变器。

3.11 组串式逆变器 string inverter

阵列采用交流汇流方案时，布置于阵列区内的小于 100kW 的逆变器。

4 编制原则

4.1 设计原则

4.1.1 应符合国家有关法律、法规和国家标准、行业标准及地方标准的要求。

4.1.2 满足“安全可靠、经济适用、技术先进、节能环保”的要求，具有通用性、统一性、兼顾性和前瞻性。系统设计原则上采用集团技术路线，即采用晶硅组件、固定式支架、集中式逆变器的阵列区布置方案，并通过技术、经济等因素综合比较，选用综合指标最优方案。

4.2 使用原则

在建设条件相同或相近的情况下，原则上采用本典型设计方案。

5 典型设计

5.1 概述

本典型设计主要包含以下内容：

5.1.1 光伏阵列区系统：采用集中式逆变器系统方案、采用组串式逆变器系统方案。

5.1.2 管理区及升压站电气： $35\text{kV}/10\text{kV}$ 开关站方案、 110kV 线路变压器组合接线方案、 110kV 单母线接线方案。

5.1.3 土建设计：固定式支架设计、支架基础设计、房屋建筑工程、升压站室外结构土建设计、其他土建工程设计。

5.1.4 给排水消防设计：光伏电站给排水设计和工程消防设计常规方案。

5.2 光伏阵列系统总体方案

5.2.1 设计原则

5.2.1.1 太阳电池组件选型

1 根据目前已商业化的各种太阳电池组件的制造水平、技术成熟度、运行可靠性、未来技术发展趋势等，并结合光伏电站的太阳辐照特征、安装条件和环境条件，经技术经济综合比较，选择太阳电池组件类型。

2 对于集中式并网光伏电站，由于装机容量大，占地面积广，组件用量和安装量均比较大，故在价格接近的前提下，应优先选用峰值功率较大的电池组件，以减少占地面积，减少组件安装量。

3 综合集团公司近年来项目建设及运行经验，本典型设计采用晶硅太阳能电池组件。

5.2.1.2 光伏阵列运行方式

1 目前集中式并网光伏电站所采用的光伏阵列运行方式主要有最佳倾角(全年发电量最大时的倾角)固定式、水平单轴跟踪式、斜单轴跟踪式以及双轴跟踪式等。固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护；自动跟踪式初始投资较高、需要一定的维护，但发电量较最佳倾角固定式相比有一定的提高。

2 综合集团公司近年项目建设及运行经验，本典型设计采用最佳倾角固定式运行方式，即计算辐照量最大的倾角后，根据场地实际情况，选取最佳倾斜角度。

5.2.1.3 逆变器选型

1 逆变器选型应满足NB/T32004-2013 等标准及集团公司集中采购技术规范。

2 逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的系统效率越高，系统总发电量损失越小。故在单台额定容量相同时，应优先选择转换效率高的逆变器。

3 逆变器的直流输入电压范围宽，可以将早晨和傍晚太阳辐照度较低的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。同时，还可以使逆变器所配用的组件类型多样化。因此应选择直流输入电压范围较宽的逆变器。

4 逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力、瞬时过载能力。根据电网对光伏电站运行方式的要求，逆变器应具有交流过压、欠压保护，超频、欠频保护，防孤岛保护，短路保护，交流及直流的过流保护，过载保护，反极性保护，高温保护等保护功能，低电压穿越、自动功率调节、自动无功调节及电压调整等功能。

5 逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到控制室，其控制器还应有模

拟输入端口与外部传感器相连，测量日照和温度等数据，便于相关数据处理分析。

6 选用集中式逆变器时，根据工程所在地区气候条件可选用集箱式布置方案及逆变器室方案。选用组串式逆变器时，推荐方阵内采用6台交流汇流箱的布置方案，并根据所选设备选择连接电缆型号。

7 综合集团公司近年项目建设及运行经验，本典型设计推荐在地势较为平坦的平地光伏电站及坡向较为一致的山地光伏电站采用集中式逆变器，在地势起伏较大及坡向较为复杂时采用组串式逆变器。

5.2.1.4 直流柜设计

当采用集中式逆变器方案时，每台500kW逆变器配置1台直流配电柜，每台直流配电柜配置若干个固定式光伏专用直流断路器，直流断路器额定电流按实际工程中汇流路数最多的汇流箱直流断路器或直流负荷开关额定电流选取，直流断路器的开关位置状态、故障状态均引至端子排，接入逆变器室测控装置。应具有测量母线电压、电流、输出功率、电能的功能并配有光伏专用防雷器，正负极都具备防雷功能。

5.2.1.5 升压箱式变压器

原则上每个方阵根据逆变器容量选取对应容量变压器，变压器形式及低压侧电压等级根据所选逆变器的特点来确定，箱变应能进行远程监控，应配置箱变测控装置，具备智能接口，可与逆变器室数据采集装置通讯，自用电源取自箱变内辅助干式变压器，测控装置电源及高压负荷开关操作电源取自箱变内辅助干式变压器。。

阵列升压箱式变压器电压等级需根据接入系统方案设计确定，本典型设计推荐在非10kV直接送出情况下，应采用35kV的电压等级。

5.2.1.6 光伏阵列集电线路

1 集电线路设计应遵循：因地制宜，缆线结合，做到技术先进、经济合理、安全适用、便于施工和维护。

2 集电线路分为高压集电线路、方阵内集电线路、通讯电缆线路三部分。

3 高压集电线路方案需根据电站容量、接入系统电压等级及电站布置等因素进行技术经济比较确定，一般可分为全电缆集电线路和电缆与架空线相结合的集电线路两种方案。原则上35kV集电线路每回输送容量不小于10MWp。

4 电缆与架空线相结合方案适用于装机容量大、占地面积大、集电线路长的平原光伏电站或山地光伏电站。根据具体布置在光伏阵列区内适当位置沿光伏阵列架设架空线路，作为光伏发电系统输电主通道；若干台箱变在高压侧经电缆并联后以1

回电缆引至架空线上，电缆线路应根据具体布置确定回路数。

5 方阵内集电线路、通讯电缆线路应尽量降低直流电缆损耗、减少电缆用量、节约投资，直流电缆选型时应满足各路电池组串至逆变器直流侧的压降尽量接近，确保最远处电池组串至逆变器直流侧总压降不大于1.5%。通信线路与集电线路原则上同径敷设，不新增电缆通道。

5.2.1.7 阵列区防雷接地

本典型设计的光伏电站指地面大型并网电站，由于光伏电池阵列面积较大，电池阵列中一般不配置避雷针。主要通过太阳电池阵列采取电池组件和支架与场区接地网连接进行直击雷保护。光伏阵列根据电站布置形成一个接地网，接地网与光伏电池组件支架底座焊接利用支架基础钢筋做接地体并辅以垂直接地极，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接。接地网采用镀锌扁钢连接，镀锌扁钢截面应满足土壤腐蚀要求，扁钢埋设深度不宜小于0.6m。

为防止直流线路上侵入波雷电压，在直流汇流箱、直流配电柜、逆变器及35kV(10kV)箱式变电站内逐级装设避雷器。35kV(10kV)以下电气设备以避雷器标称放电电流5kA时雷电过电压残压为基础进行绝缘配合。

5.2.2 典型设计方案

5.2.2.1 本典型设计光伏阵列系统有两个方案：

1 方案一：采用集中式逆变器系统方案；

2 方案二：采用组串式逆变器系统方案。

5.2.2.2 方案一：采用集中式逆变器系统方案

1 方案特点：阵列区采用直流汇流方案，可较好的利用逆变器过载能力，但同一阵列MPPT跟踪路数较少，当组件发生不匹配时，相比组串式逆变器影响发电量较多。每个1MW_p方阵一般配置2台逆变器，运行期维护量较少。

2 方案适用于大型平原光伏电站工程，以及坡向一致性较好、地形较为规整的山地光伏电站工程。

3 主要设备有光伏组件、直流汇流箱、直流配电柜、集中式逆变器、箱式变压器及集电、通讯电缆。其中直流汇流箱室外布置，直流配电柜、集中式逆变器布置于集箱式逆变器房或者逆变器室内，箱式变压器布置于集箱式逆变器房或逆变器室旁。

4 光伏组件组串至直流汇流箱电缆根据光伏电池支架布置可选用ZRC-YJV22-0.6/12×4 电缆(方案一)或ZRC-YJV22-0.6/11×4 电缆(方案二)。

5 直流汇流箱至直流配电柜电缆根据汇流箱至直流配电柜间距离选用 ZRC-YJV22-0.6/1-2×50、ZRC-YJV22-0.6/1-2×70、ZRC-YJV22-0.6/1-2×95、ZRC-YJV22-0.6/1-2×120 电缆。

6 直流配电柜至逆变器电缆选用 ZRC-YJV22-0.6/1-1×95 电缆。

7 逆变器至箱式变压器电缆选用 ZRC-YJV22-0.6/1-3×240 或 ZRC-YJV22-0.6/1-3×185 电缆。

表5.2.2-1 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D1-D01	光伏电池组串内部接线图(方案一)
2	D1-D02	光伏电池组串内部接线图(方案二)
3	D1-D03	1MWp光伏发电单元电气系统图(方案一)
4	D1-D05	1MWp光伏子方阵布置图(方案一)
5	D1-D07	1MWp光伏子方阵集电线路路径图(方案一)

5.2.2.3 方案二：采用组串式逆变器系统方案

1 方案特点：阵列区采用交流汇流方案，每个方阵MPPT跟踪路数较多，可较好规避组件不匹配对发电量的影响，但组串式逆变器由于采用自然冷却、过载能力较小，较难增加容量配比，每个1MWp 方阵根据选用的型号不同，需要23-35台组串式逆变器；且本部元件故障时不能进行更换，必须整体更换，运行费用较高。

2 方案适用于坡向较为复杂，地形较为破碎的山地光伏电站工程。

3 主要设备有光伏组件、组串式逆变器、交流汇流箱、箱式变压器及集电、通讯电缆。其中组串式逆变器、交流汇流箱室外布置，箱式变压器布置于阵列中心位置。

4 光伏组件组串至组串式逆变器电缆根据光伏电池支架布置可选用 ZRC-YJV22-0.6/12×4 电缆（组件U型接线）或 ZRC-YJV22-0.6/11×4 电缆（组件一型接线）。

5 组串式逆变器至交流汇流箱电缆根据所选组串式逆变器参数选择 ZRC-YJV22-0.6/1 三芯电缆。

6 1MWp 方阵采用6台交流汇流箱，交流汇流箱至箱式变压器电缆选用 ZRC-YJV22-0.6/13×120 或者 ZRC-YJV22-0.6/13×150 电缆。

表5.2.2-2 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D1-D01	光伏电池组串内部接线图(方案一)
2	D1-D02	光伏电池组串内部接线图(方案二)
3	D1-D04	1MWp光伏发电单元电气系统图(方案二)
4	D1-D06	1MWp光伏子方阵布置图(方案二)
5	D1-D07	1MWp光伏子方阵集电线路路径图(方案二)

5.3 升压站/开关站电气一次

5.3.1 设计原则

5.3.1.1 本典型设计适用海拔不超过1000m、且环境污秽等级为III级及以下的区域，其它环境条件区域可根据工程实际情况参考使用。

5.3.1.2 主变压器系统及110kV 配电设备

本典型设计主变压器采用油浸式、低损耗 S11型、有载调压升压变压器，容量为50MVA，电压变比115kV/37kV。

一般在110kV敞开式配电装置设备中，110kV 断路器采用SF6 断路器，110kV 隔离开关采用双柱水平开启型式，110kV 电流互感器采用油浸式电流互感器，110kV 电压互感器采用电容式电压互感器，110kV 避雷器采用氧化锌避雷器。

表5.3.1-1 110 kV 敞开式设备技术参数一览表

项目	技术参数
断路器	126kV, 1250A, 40kA
隔离开关	126kV, 1250A, 40kA/4s, 100kA
电流互感器	400/1A, 0.2S/0.5/5P30/5P30/5P30/5P30, 10VA/10VA/10VA/10VA/10VA/10VA
电容式电压互感器	(110/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1)kV, 0.2S/0.5/3P, 30VA/75VA/100VA
避雷器	Y10W-102/266, 附在线监测仪

5.3.1.3 35kV 设备

当110kV主变压器容量为50MVA,无功补偿装置容量为10Mvar 时，35kV侧宜选用以下设备：

1 开关柜设备选用KYN 金属封闭开关柜，额定开断电流为25/31.5kA，动稳定电流峰值80kA，开关柜采用手车式，其内部配真空断路器及弹簧操作机构。

2 主变侧开关设备配置真空断路器，额定电流1250A，额定短路开断电流25/31.5kA，电流互感器额定电流为1200/1A。

3 光伏阵列进线侧开关设备配置真空断路器，额定电流1250A，额定短路开断电流25/31.5kA，电流互感器额定电流为400/1A。

4 SVG 型动态无功补偿装置回路配置 SF6 断路器，额定电流1250A，额定短路开断电流25/31.5kA，电流互感器额定电流为400/1A。

5 35kV 母线设备柜，其内部配1 组氧化锌避雷器，1 组电压互感器。

6 无功补偿装置选用 SVG 设备，容量范围按-10Mvar~+10Mvar 能连续调节设计，隔离开关等相关设备由厂家成套供货。

表5.3.1-2 35kV 主要设备技术参数一览表

项目	技术参数	备注
断路器	真空断路器，40.5kV, 1250A, 25/31.5kA	主变进线
	SF6断路器，40.5kV, 1250A, 25/31.5kA	无功补偿回路
	真空断路器，40.5kV, 1250A, 25/31.5kA	其它回路
电流互感器	35kV, 1200/1A, 5P30/5P30/5P30/5P30/0.5/0.2s, 25/31.5kA 10VA/10VA/10VA/10VA/10VA	主变进线
	35kV, 400(50)/1A, 5P30/5P30/0.5/0.2s, 25/31.5kA, 10VA/10VA/10VA/10VA	站用电回路
	35kV, 400/1A, 5P30/5P30/0.5/0.2s, 25/31.5kA, 10VA/10VA/10VA/10VA	其它回路
电压互感器	(35/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/3)kV, 30VA/50VA/100VA	
无功补偿	35kV, SVG, -10Mvar~+10Mvar, 响应时间≤30ms	

5.3.1.4 过电压保护和接地

电气设备的绝缘配合，满足 DL/T 620 规范要求。

1 电气设备的绝缘配合

1) 避雷器的选择：避雷器参数按GB11032-2010 及 DL/T804-2002 要求进行选择。

2) 电气设备绝缘水平: 110kV 电气设备与避雷器配合系数不小于1.4, 满足 DL/T620 规范要求。设备绝缘水平均需按升压站实际环境(如海拔高度等)进行修正。

2 雷电侵入波保护

为防止线路雷电侵入波对站内设备造成破坏, 在110kV 线路及35kV 开关柜内均安装有氧化锌避雷器。

3 直击雷防护

本站采用避雷针对升压站(开关站)进行防直击雷保护, 在条件允许情况下, 优先考虑采用构架避雷针。

4 接地

本工程接地系统按 DL/T621 标准要求进行设计。

35kV 中性点接地根据计算单相接地电流并结合接入系统要求不同按照经消弧线圈、接地电阻或不接地考虑。本典型设计按照经电阻接地考虑。

升压站接地网由水平接地体和垂直接地极组成复合接地网, 接地体的截面充分考虑热稳定和腐蚀要求, 本典型设计水平接地体采用热镀锌扁钢, 垂直接地极采用热镀锌圆钢, 对于地下水位较高, 地中腐蚀较严重的地区, 接地材料根据技术经济比较后可采用铜质接地体。升压站接地装置宜采用不少于2根接地干线与光伏方阵接地系统进行连接, 以充分利用光伏方阵的大面积接地网进行降阻。对于土壤电阻率较高地区, 应考虑采用添加降阻剂及采用接地模块等其它降阻措施。

5 电气设备外绝缘及绝缘子串泄漏距离

本方案电气设备的抗震校验烈度为7度, 设备的外绝缘按III级污秽选择, 对应各电压等级爬电比距应满足规范要求。外绝缘爬电距离均需按项目所在地海拔高度进行高海拔修正。

5.3.1.5 电气设备布置及配电装置

110kV 配电装置及主变压器采用户外布置, 35kV 配电装置、SVG 装置功率柜及启动柜采用户内布置。

1 110kV 配电装置

110kV 配电装置采用户外软母线 AIS 中型布置, 出线采用架空出线。

布置特点: 将所有电气设备安装在地面的设备支架上, 其安装、检修、运行维护十分方便。

2 35kV 配电装置

35kV 配电装置采用户内高压开关柜单列布置，与主变低压侧采用共箱母线连接，其它回路采用电缆出线。

3 35kV 无功补偿装置

SVG 无功补偿装置电抗器采用户外布置，与35kV 开关柜之间采用电缆连接，电缆截面按稳态过电流最大值确定，并应进行动热稳定校验，SVG 无功补偿装置的充电柜、功率柜及控制柜等布置在 SVG 室。

5.3.2 典型设计方案

5.3.2.1 本典型设计方案电气一次分为三个方案，分别为：

- 1 方案一：35kV/10kV 开关站；
- 2 方案二：110kV 升压站线路变压器组合接线方案；
- 3 方案三：110kV 升压站单母线接线方案。

5.3.2.2 方案一：35kV/10kV 开关站电气方案

1 方案特点：电气主接线采用单母线接线。
2 方案适用于阵列升压变压器升压后即以35kV/10kV 直接送出的光伏发电工程。推荐30MW_p 及以下光伏电站工程采用此方案。

3 35kV/10kV 开关站方案主要一次设备有光伏电源进线开关柜、出线开关柜、无功补偿开关柜、厂用电开关柜、母线设备柜、中性点接地变开关柜、接地变成套装置、无功补偿系统、站用电系统。

4 继电保护室与35kVX10kV 配电室布置于设备楼中，开关柜安装于35kV/10kV 配电室内，其余屏柜安装于继电保护室，接地变成套装置、SVG 室外部分布置于室外。

表5.3.2-1 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D2-D01	电气一次主接线(35kV开关站)
2	D2-Z01	35kV开关站及管理区总平面布置图

5.3.2.3 110kV 升压站线路变压器组合接线方案

1 110kV 升压站线路变压器组合接线方案特点：110kV 侧采用线路变压器组合接线，35kV 侧电气主接线采用单母线接线。

2 110kV 升压站线路变压器组合接线方案适用于50MW 且不考虑扩建的光伏发电

工程。

3 110kV 升压站线路变压器组合接线方案主要一次设备有主变压器系统、110kV 配电装置、光伏电源进线开关柜、出线开关柜、无功补偿开关柜、厂用电开关柜、母线设备柜、中性点接地变开关柜、接地变成套装置、无功补偿系统、站用电系统。35kV 电气盘柜布置于35kV 配电楼， SVG 功率柜等布置于 SVG 室，其余盘柜布置于继电保护室，接地变成套装置、SVG 室外部分布置于室外。

表5.3.2-2 设计图纸

序号	图号	名称
	D2-D02	电气一次主接线(线变组)
2	D2-Z02	110kV升压站及管理区总平面布置图(线变组)

5.3.2.4 110kV 升压站单母线接线方案

1 110kV 升压站单母线接线方案特点：110kV 侧采用单母线接线，按照预留一个备用间隔考虑，35kV 侧电气主接线采用单母线分段接线。

2 110kV 升压站线路变压器组合接线方案主要一次设备有主变压器系统、110kV 配电装置、光伏电源进线开关柜、出线开关柜、无功补偿开关柜、厂用电开关柜、母线设备柜、中性点接地变开关柜、接地变成套装置、无功补偿系统、站用电系统。35kV 电气盘柜布置于35kV 配电楼， SVG 功率柜等布置于SVG 室(与35kV 配电装置室合并布置),其余盘柜布置于继电保护室，接地变成套装置、SVG 室外部分布置于室外。

表5.3.2-3 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D2-D03	电气一次主接线(单母线)
2	D2-Z03	110kV升压站及管理区总平面布置图(单母线)

5.4 升压站/开关站电气二次

5.4.1 设计原则

5.4.1.1 计算机监控

- 1 光伏电站采用计算机监控系统。
- 2 计算机监控系统的设计应安全适用、技术先进、经济合理。监控系统的结构、

技术性能和指标应与光伏电站的规模及其在电力系统中的地位和当前监控系统的发展水平相适应。

3 计算机监控系统根据电力系统的要求和光伏电站的运行方式，完成对光伏发电系统及升压变电站电气设备的自动监视、控制和调节，主要功能包括：

- 1) 准确、及时地对电气设备运行信息进行采集和处理并实时上送。
- 2) 对电气设备进行实时监控，保证其安全运行和管理自动化。
- 3) 根据电力系统调度对本站的运行要求，进行最佳控制和调节。

5.4.1.2 继电保护及自动化装置

1 本典型设计的继电保护及自动化装置仅包括元件保护及站内自动化装置相应内容，系统保护及安全自动装置根据具体工程根据接入系统设计配置。

2 继电保护配置必须满足可靠性、选择性、灵敏性、速动性的要求，保护配置、设备规范应符合继电保护技术规程及反事故措施的相关要求。

3 继电保护采用微机型保护。本典型设计按35kV 中性点经小电阻接地系统，要求装置能快速切除集电线路单相接地故障。

4 光伏电站设置以下自动装置：

对时系统、电能质量监测装置、故障录波装置、环境监测系统、AGC、AVC、光功率预测装置。

5.4.1.3 系统调度自动化

1 配置相应的远动通信设备，优先采用专用装置，无硬盘型。远动信息采取“直采直送”原则，直接从计算机监控系统的测控单元获取远动信息并向调度端传送。

2 设置一套电能量计量系统子站设备，包括电能量计量装置、电能量远方终端等。关口计量点配置0.2级主副电能表，考核点可接单0.5级电能表配置。

3 为实现调度数据网通信功能，应配置两套调度数据网接入设备，包括交换机、路由器等。

4 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置变电站二次系统安全防护设备。二次系统的安全防护应遵循电监会5号令《电力二次系统安全防护规定》及电监安全[2006]34号《电力二次系统安全防护总体方案》和《变电站二次系统安全防护方案》的有关要求。

5 直流及UPS 电源系统

- 1) 直流系统额定电压采用220V，设置一组免维护阀控式铅酸蓄电池和高频开

关充电装置，蓄电池容量按2h 放电时间计算。直流系统宜采用光伏电站直流电源与通信直流电源一体化装置。

2) 升压站/开关站设置一套独立的UPS 电源装置。

5.4.1.4 二次设备布置

110kV 设备保护控制宜采用集中布置方式，35kV 设备保护采用测控保护一体化装置一般布置在开关柜内。

5.4.1.5 火灾报警

根据《火灾自动报警系统设计规范》(GB50116-2013)，设置火灾报警系统一套，报警盘布置在中控室内，不设专门的消防控制室。

5.4.1.6 图像监视系统

电站设置一套图像监视及安全警卫系统，主要实现生产监控和安全警戒功能。

5.4.1.7 通信

站内通信是为行政办公系统各职能部门之间业务联系和对外通信联络提供服务。设置一套数字式程控交换机，布置在控制室内。

系统通信的配置一般根据系统接入规定确定。

5.4.2 技术功能要求

5.4.2.1 计算机监控系统

监控系统采用开放式分层分布结构，由站控层、间隔层以及网络设备构成。站控层设备按变电站远景规模配置，间隔层设备按工程实际建设规模配置。

1 系统设备配置

1) 站控层设备

(1)主机兼操作员站：用作站控层数据收集、处理、存储及网络管理的中心以及站内监控系统的主要人机界面，用于图形及报表显示、事件记录及报警状态显示和查询，设备状态和参数的查询，操作指导，操作控制命令的解释和下达等等。运行人员可通过运行工作站对变电站各一次及二次设备进行运行监测和操作控制。

(2)远动通信设备：设备冗余配置，通过专用通道点对点方式以及站内的数据网接入设备向各级调度和远方监控中心传送远动信息。

(3)五防工作站：选择配置1台五防工作站，通过五防工作站实现对全站设备的五防操作闭锁功能。在五防工作站上可进行操作预演，可检验、打印和传输操作票，并对一次设备实施“五防”强制闭锁。

(4) 时钟同步及扩展装置：为变电站用电设备提供全站统一的时间基准，应满足电网相关要求。

(5) 智能设备接口：用于站内智能设备接入的智能转换终端。设备组屏(柜)。

(6) 打印机：配置一台具有网络打印功能的激光打印机(A3、A4幅面任选)。

2) 网络设备

(1) 网络交换机：网络传输速率 $\geq 100\text{Mbps}$ ，构成一分布式高速工业级双以太网，实现站级单元的信息共享以及站内设备的在线监测、数据处理以及站级联锁控制，设备组屏(柜)布置。

(2) 其他网络设备：包括光/电转换器，接口设备(如光纤接线盒)和网络连接线、电缆、光缆及网络安全设备等。

3) 间隔层设备

(1) I/O 测控单元：I/O 单元具有交流采样、测量、防误闭锁、同期检测、就地断路器紧急操作和单接线状态及测量数字显示等功能，对全所运行设备的信息进行采集、转换、处理和传送。

对用于35kV 光伏电源进线开关柜、母线分段开关柜、厂用电开关柜、中性点接地变开关柜、无功补偿柜的 I/O 测控单元要求同时具备相应保护功能：

35kV 光伏电源进线开关柜 I/O 测控单元应具有微机型电流速断保护、过流保护、零序保护功能，还应具备故障录波、事故记录掉电不消失等功能；

35kV 母线分段 I/O 测控单元应具备微机型电流速断及过流保护功能；

35kV 厂用电、中性点接地变开关柜 I/O 测控单元应具备微机型电流速断保护、过流保护、零序保护及本体保护功能；

35kV 无功补偿柜 I/O 测控单元应具备微机型电流速断保护、过流保护，中性点电流或电压不平衡保护，以及过压、失压、过负荷保护功能。

箱变的遥信、遥测、遥控信号宜采用 I/O 无源接点和交/直流采样方式送入箱变保护测控装置，由逆变器室通讯服务器经通信网络将数据上传至电站集中计算机监控系统上位机。

I/O 单元测控单元的配置原则为：开关电气设备按每个电气单元配置，母线单元按每段母线单独配置，公用单元单独配置。光伏组件以1MW_p 为一个子方阵，配置通信数据采集器，每个汇流箱、直流配电柜、箱变配置一个智能I/O 测控单元。

(2) 间隔层网络设备：包括与站控层网络的接口以及和继电保护通信接口装置

等，设备组屏(柜)布置。

2 系统网络结构

监控系统网络结构采用间隔层设备直接上站控层网络，测控装置直接与站控层通讯的结构。在站控层网络失效的情况下，间隔层应能独立完成就地数据采集控制层的监测和断路器控制功能。

站控层网络负责站控层各个工作站之间和来自间隔层的全部数据的传输和各种访问请求。硬件设备、数据链路用以太网构成，网络传送协议采用TCP/IP 网络协议，网络传输速率 $\geq 100\text{Mb/s}$ ，站控层网络按双网配置，网络配置规模需满足工程远期要求。

间隔层设备通过交换机与站控层以太网连接，其网络协议应成熟可靠，符合网络标准。

3 监控系统硬件要求

计算机监控系统应该用标准的、网络的、分布功能和系统化的开放式的硬件结构。计算机的存储和处理能力应满足本变电站的远景要求。所有部件均应采取紧锁措施，抗振性能好，并且更换拆卸方便。I/O 数据测控单元应是模块化的、标准化的、容易维护更换的、允许带电插拔的，任何一个模块故障检修时，应不影响其它模块的正常工作。所有I/O 数据测控单元的部件在输入输出回路上都必须具有电气隔离措施。

在站控层计算机故障停运时，间隔层系统能安全运行。一个元件故障不引起误动作，一个单元故障不影响其它单元。

二次设备室或继电保护室内设备之间的通信介质采用屏蔽双绞线通讯，需穿越室外电缆沟的通信媒介则采用光缆。光缆应有外保护层，能承受一定的机械应力。

4 监控系统软件要求

1) 监控系统应采用国际上流行的先进的、标准版本的工业软件，有软件许可，软件配置应满足开放式系统要求，由实时多任务操作系统软件、支持软件及监控应用软件组成，采用模块化结构，具有实时性、可靠性、适应性、可扩充性及可维护性。站控层主机兼操作员站应采用安全性较高的操作系统。

2) 应采用最新版本的完整的操作系统软件，它应包括操作系统生成包、编译系统、诊断系统和各种软件维护、开发工具。操作系统能防止数据文件丢失或损坏，支持系统生成及用户程序装入，支持虚拟存储，能有效管理多种外部设备。

3) 数据库的规模应能满足监控系统基本功能所需的全部数据，并适合所需的

各种数据类型，数据库的各种性能指标应能满足系统功能和性能指标的要求。数据库应用软件应具有实时性，能对数据库进行快速访问，对数据库的访问时间必须小于 0.5ms；同时具有可维护性及可恢复性。对数据库的修改，应设置操作权限。

4) 应采用系统组态软件用于画面编程，数据生成。应满足系统各项功能的要求，为用户提供交互式的、面向对象的、方便灵活的、易于掌握的、多样化的组态工具，应提供一些类似宏命令的编程手段和多种实用函数，以便扩展组态软件的功能。用户能很方便的对图形、曲线、报表、报文进行在线生成、修改。

5) 应用软件应采用模块化结构，具有良好的实时响应速度和可扩充性。具有出错检测能力。当某个应用软件出错时，除有错误信息提示外，不允许影响其它软件的正常运行。应用程序和数据在结构上应互相独立。

6) 系统应采用带隔离的、可靠的、抗干扰能力强的网络结构。网络系统应采用成熟可靠软件，管理各个工作站和就地控制单元相互之间的数据通信，保证它们的有效传送、不丢失。支持双总线网络、自动监测网络总线和各个接点的工作状态，自动选择、协调各接点的工作和网络通信。网络传送协议采用 TCP/IP 网络协议，网络传输速率 $\geq 100\text{Mb/s}$ 。监控系统应提供通信接口驱动软件，包括与站内各智能设备的通信接口软件及与各级调度中心的通信接口软件等。

7) 当某种功能运行不正常时，不应影响其他功能的运行。

5 计算机监控系统功能

1) 数据采集和处理

监控系统通过 I/O 测控单元实时采集模拟量、开关量等信息量；通过智能设备接口接受来自其他智能装置的数据。I/O 数据采集单元对所采集的实时信息进行数字滤波、有效性检查，工程值转换、信号接点抖动消除、刻度计算等加工。从而提供可应用的电流、相电压、有功功率、无功功率，功率因数等各种实时数据，并将这些实时数据传送至站控层和各级调度中心、集控中心。

(1) 采集信号的类型

采集信号的类型分为模拟量、状态量(开关量)。

(a) 模拟量：包括电流、电压、温度量等。

(b) 状态量(开关量)：包括断路器、隔离开关以及接地开关的位置信号、一次设备的告警信号、继电保护和安全自动装置的动作及告警信号、运行监视信号、变压器无载调压分接头位置信号等。

(2) 信号输入方式

(a) 模拟量输入：间隔层测控单元电气量除直流电压、温度通过变送器输入外，其余电气量采用交流采样，输入TA、TV 二次值，计算I、U、P、Q、F、 $\text{COS}\varphi$ 。交流采样频率 ≥ 32 点/周波，应能采集到13 次谐波分量，变送器输出为4~20mA,DC 0~150V(DC 0~250V),AC 0~450V。

(b) 状态量(开关量)输入：通过无源接点输入；断路器、隔离开关、接地开关等取双位置接点信号；

(c) 保护信号的输入：重要的保护动作、装置故障信号等通过无源接点输入；其余保护信号由保护信息采集器通过以太网接口或串口与监控系统相连，或通过保护及故障录波子站上传各类保护信息。

(d) 智能设备接口信号接入：站内智能设备主要包括无功补偿装置、直流电源系统、交流不停电系统、火灾报警装置、电能计量装置及主要设备在线监测系统等。监控系统智能接口设备采用数据通信方式收集各类信息，且容量及接口数量应满足以上所有设备的接入，并留有一定的余度，具备可扩充性以满足终期要求。

(e) 光伏方阵通信接口设备信号接入：主要包括逆变器、直流柜、汇流箱、箱式变压器的设备的在线监测。采用数据通信方式收集各类信息。

箱变的监控信息内容应包括：遥信量：高低压开关分/合位、接地刀闸分/合位、低压开关手车试验/工作位、箱变门开位、开关就地操作方式等位置信号和高压熔断器动作信号，低压开关过电流保护动作、变压器高温/超温、变压器轻/重瓦斯，油位异常、操作电源异常等故障信号。遥测量：变压器绕组温度(4~20mA)、低压侧三相电流(交流量)、低压侧三相电压(交流量)。控量：合/分高压负荷开关，合/分低压断路器。

(3) 数据处理

(a) 模拟量处理

定时采集：按扫描周期定时采集数据并进行相应转换、滤波、精度检验及数据库更新等。

越限报警：按设置的限值对模拟量进行死区判别和越限报警，其报警信息应包括报警条文、参数值及报警时间等内容。

(b) 状态量处理

定时采集：按快速扫描方式周期采集输入量、并进行状态检查及数据库更新等。

设备异常报警：当被监测的设备状态发生变化时，应出现设备变位指示或异常报警，其报警信息应包括报警条文、事件性质及报警时间。

事件顺序记录：对断路器位置信号、继电保护动作信号等需要快速反应的开关量应按其变位发生时间的先后顺序进行事件顺序记录。

开关事故跳闸到指定次数或开关拉闸到指定次数，推出报警信息，提示用户检修。

当某一设备设置为挂牌操作时，与该设备相关联的状态量报警和操作将被闭锁。

2) 数据库的建立与维护

(1) 数据库的建立

(a) 实时数据库：存储监控系统采集的实时数据，其数值应根据运行工况的实时变化而不断更新，记录着被监控设备的当前状态。

(b) 历史数据库：对于需要长期保存的重要数据将存放在历史数据库中。应提供通用数据库，记录周期为1分钟~1小时一次可调。历史数据应能够在线存储1年，所有的历史数据应能够转存到光盘或磁带等大容量存储设备上作为长期存档。对实时数据库中的每一个检测点，都可以由用户事先定义并按设定的周期，以秒、分、时、日、月、年等时间间隔转存入历史数据库。对于状态量变位、事件、越限等信息，应按时间顺序分类保存在历史事件库中，保存时间可由用户自定义为几个月、几年等。

(2) 数据库的维护

(a) 数据库应便于扩充和维护，应保证数据的一致性、安全性；可在线修改或离线生成数据库；用人一机交互方式对数据库中的各个数据项进行修改和增删。可修改的主要内容有：

- 各数据项的编号。
- 各数据项的文字描述。
- 对开关量的状态描述。
- 各输入量报警处理的定义。
- 模拟量的各种限值。
- 模拟量的采集周期。
- 模拟量越限处理的死区。
- 模拟量转换的计算系数。
- 开关量状态正常、异常的定义。
- 电能量计算的各种参数。

- 输出控制的各种参数。
- 对多个开关量的逻辑运算定义等。

(b) 可方便地交互式查询和调用。

3) 控制操作

监控系统控制功能应包括两种：自动调节控制，人工操作控制。

(1) 自动调节控制

自动调节控制，由站内操作员站或远方控制中心设定其是否采用。它可以由运行人员投入/退出，而不影响正常运行。在自动控制过程中，程序遇到任何软、硬件故障均应输出报警信息，停止控制操作，并保持所控设备的状态。

有功/无功自动调节控制(该功能需服从运行管理部门的要求)，计算机监控系统应根据监测到的变电站运行状况，根据调度下装电压曲线或根据AGC、AVC 控制策略自动对光伏组件、逆变器、无功补偿等设备发出投入或切除的指令，从而控制有功/无功设备的投运或停运，实现对控制目标值—电网有功/无功的自动调节，使其在允许的范围内变化。AGC/AVC 功能在站级监控系统中用软件实现，采集的实时信息均可作判据，该软件的逻辑功能包括：闭锁逻辑(开关量、模拟量)，控制策略，提示信息输出功能，整定及统计功能等。

调节控制操作正常执行或操作异常时均应产生控制操作报告。正常执行的报告内容有：操作前的控制目标值、操作时间及操作内容、操作后的控制目标值。控制操作异常的报告内容有：操作时间、操作内容、引起异常的原因、要否由操作员进行人工处理等。另外，当控制功能被停止或启动时也应产生报告。上述几种报告均应打印输出。

(2) 人工操作控制

操作员可对需要控制的电气设备进行控制操作。监控系统应具有操作监护功能，允许监护人员在操作员站上实施监护，避免误操作；当一台工作站发生故障时，操作人员和监护人员可在另一台工作站上进行操作和监护。

站内操作控制分为四级：

——第一级控制，设备就地检修控制。具有最高优先级的控制权。当操作人员将就地设备的远方/就地切换开关放在就地位置时，将闭锁所有其他控功能，只能进行现场操作。

——第二级控制，间隔层后备控制。其与第三级控制的切换在间隔层完成。

——第三级控制，站控层控制。该级控制在操作员站上完成，具有调度中心/站内主控层的切换。

——第四级控制，为调度/集控站控制，优先级最低。

原则上间隔层和设备层只作为后备操作或检修操作手段。为防止误操作，在任何控制方式下都需采用分步操作，即选择、返校、执行，并在站级层设置操作员、监护员口令及线路代码，以确保操作的安全性和正确性。

对任何操作方式，应保证只有在上一次操作步骤完成后，才能进行下一步操作。同一时间只允许一种控制方式有效。

纳入控制的设备有：

——110kV、35kV 断路器；

——110kV 隔离开关及带电动机构的接地开关；

——站用电380V 进线断路器；

——继电保护装置的远方复归及远方投退压板；

(3) 监控系统的控制输出

控制输出的接点为无源接点，接点的容量对直流为220V,5A，对交流为220V,5A。

——对110kV 和 35kV 所有断路器的控制输出：1 个独立的合闸接点和1 个独立的跳闸接点。

——对于遥控刀闸(110kV 隔离开关及带电动机构的接地开关)的控制应为：1 个独立的合闸接点、1个独立的跳闸接点。

——对于手动刀闸的就地操作应为：1 个独立的闭锁接点。闭锁接点应能实时正确反映手动刀闸的闭锁状态，当满足相关闭锁条件，允许对该手动刀闸进行操作时，该闭锁输出接点闭合，以接通手动刀闸配置的电磁锁回路，且该接点应能长期保持。

4) 防误闭锁

应具有防止误拉、合断路器；防止带负荷拉、合刀闸；防止带电挂接地线；防止带地线送电；防止误入带电间隔的功能(五防)。

(1) 防误闭锁方案

配置独立于监控系统的的专用微机“五防”系统。远方操作时通过专用微机“五防”系统实现全站的防误操作闭锁功能，就地操作时则由电脑钥匙和锁具来实现，同时在受控设备的操作回路中串接本间隔的闭锁回路。专用微机“五防”系统与变电站

监控系统应共享采集的各种实时数据，不应独立采集信息。本间隔的闭锁可以由电气闭锁实现，也可采用能相互通信的间隔层测控单元实现。

(2) 设备功能要求

(a) 监控系统操作经微机防误系统闭锁，其它操作使用电脑钥匙进行常规操作。在五防工作站显示一次主接线图及设备当前位置情况，进行模拟预演及开出操作票。

(b) 具有操作票专家系统，利用计算机实现对倒闸操作票的智能开票及管理功能，能够使用图形开票、手工开票、典型票等方式开出完全符合“五防”要求的倒闸操作票，并能对操作票进行修改、打印。

(c) 具有操作及操作票追忆功能。电脑钥匙应记录在五防工作站上模拟的操作步骤，以及执行操作过程中的实际操作步骤，并对错误的操作步骤做提示标志。应能记录16个以上的操作任务。

(d) 具有检修、传动功能(设置此状态时需使用专用钥匙)将五防工作站设置检修状态后，五防工作站上拉合检修(传动)设备偶数次(拉合单数次应报警提示)，则选定的设备在监控系统和电脑钥匙中应开放闭锁条件，同时闭锁其它所有设备。检修操作完毕之后，应能将电脑钥匙回传并与检修前记忆开关位置比对，在确认对位无问题后方可恢复正常状态。设置检修状态的设备应无数量限制并可重复设置。

(e) 电脑钥匙可跳步(使用此功能需专用解锁钥匙)在操作过程中锁具出现问题，使用解锁钥匙完成此步操作后，可使用专用解锁钥匙在电脑钥匙中跳过此步，继续执行以后的操作。

(f) 具有操作终止功能。在操作过程中遇特殊情况终止操作，将电脑钥匙回传，主机应确认已完成的操作，并提示恢复未完成的操作步骤。在电脑钥匙发出“无电”报警时应能完成此项功能。

(g) 具有重复操作功能。监控操作和使用电编码锁操作时，如设备未操作到位，可重复操作此步及此设备反方向的一步，同时记忆设备的位置。

(h) 电脑钥匙可执行提示性操作。在某些操作步骤前可加步骤提示(如验电、检查负荷)。

(i) 电脑钥匙具有全汉字库汉字显示设备编号，并具有操作步骤提示功能(语音提示功能运行单位自选)，汉字库标准使用最新版。

(j) 电脑钥匙应具有110kV 变电站内抗各种干扰的能力。在雷击过电压，一次回路操作，配电装置内故障及其它强干扰作用下，电脑钥匙应能正常工作。

(k) 电脑钥匙应采用智能充电装置，具有掉电记忆、自学锁编码、锁编码检测、操作票浏览、操作记忆、音响提示功能；且钥匙本身具有电能量显示和无电报警。电脑钥匙内电池应为锂电池。配置电脑钥匙5个，充电器5个。电脑钥匙应在室外零下20度温度也能正常使用。电脑钥匙应每充电一次可连续操作在4h以上。

(l) 电脑钥匙与五防工作站间信息传递，无电气触点，保证不受外界干扰。

(m) 锁具应有专用的解锁钥匙3个。

(n) 有状态检测器，可防走空程序。具备操作票专家系统。

(o) 室外机械编码锁制作应采用防氧化和防腐材料。

(p) 电脑钥匙应有内部照明，在晚上操作时能看清显示。

(q) 锁具设置要求

站内可操作(电动、手动)的高压电气设备须加装锁具(电编码锁、机械编码锁)，数量应满足现场实际需要。隔离开关、接地开关、临时接地线、网门、遮栏门等采用电编码锁或挂锁式机械编码锁进行闭锁。

(3) 其他要求

闭锁逻辑应经运行单位确认，闭锁条件应满足初期和最终规模的运行要求，修改、增加联锁条件、设备编码应满足运行要求，

5) 报警处理

监控系统应具有事故报警和预告报警功能。事故报警包括非正常操作引起的断路器跳闸和保护装置动作信号；预告报警包括一般设备变位、状态异常信息、模拟量或温度量越限等。

(1) 事故报警

事故状态方式时，事故报警立即发出音响报警(报警音量可调)，运行工作站的显示画面上用颜色改变并闪烁表示该设备变位，同时显示红色报警条文，报警条文可以选择随机打印或召唤打印。

事故报警通过手动或自动方式确认，每次确认一次报警，自动确认时间可调。报警一旦确认，声音、闪光即停止，报警条文由红色变为黄色。报警条件消失后，报警条文颜色消失，声音、闪光停止，报警信息保存。第一次事故报警发生阶段，允许下一个报警信号进入，即第二次报警不应覆盖上一次的报警内容。报警装置可在任何时间进行手动试验，试验信息不予传送、记录。报警处理可以在主计算机上予以定义或退出。事故报警应有自动推画面功能。

(2) 预告报警

预告报警发生时，除不向远方发送信息外，其处理方式与上述事故报警处理相同（音响和提示信息颜色应区别于事故报警）。部分预告信号应具有延时触发功能。

对每一测量值（包括计算量值），可由用户序列设置四种规定的运行限值（低低限、低限、高限、高高限），分别可以定义作为预告报警和事故报警。四个限值均设有越/复限死区，以避免实测值处于限值附近频繁报警。

6) 事件顺序记录及事故追忆

当变电站一次设备出现故障时，将引起继电保护动作、断路器跳闸，事件顺序记录功能应将事件过程中各设备动作顺序，带时标记录、存储、显示、打印，生成事件记录报告，供查询。系统保存1年的事件顺序记录条文。事件分辨率：测控单元 ≤ 1 ms，站控层 ≤ 2 ms。事件顺序记录应带时标及时送往调度主站事故追忆范围为事故前1min到事故后2min的所有相关模拟量值，采样周期与实时系统采样周期一致。系统可生成事故追忆表，以显示、打印方式输出。

7) 画面生成及显示

系统应具有电网拓扑识别功能，实现带电设备的颜色标识。所有静态和动态画面应存储在画面数据库内。应具有图元编辑图形制作功能，使用户能够在任一台主计算机或人机工作站上均能方便直观的完成实时画面的在线编辑、修改、定义、生成、删除、调用和实时数据库连接等功能，并且对画面的生成和修改应能够通过网络广播方式给其他工作站。在主控室运行工作站显示器上显示的各种信息应以报告、图形等形式提供给运行人员。

(1) 画面显示内容

- (a) 全站电气主接线图(若幅面太大时可用漫游和缩放方式)；
- (b) 分区及单元接线图；
- (c) 实时及历史曲线显示；
- (d) 棒图(电压和负荷监视)；
- (e) 间隔单元及全站报警显示图；
- (f) 监控系统配置及运行工况图；
- (g) 保护配置图；
- (h) 直流系统图；
- (i) 站用电系统图；

- (j) 报告显示(包括报警、事故和常规运行数据);
 - (k) 表格显示(如设备运行参数表、各种报表等);
 - (l) 操作票显示;
 - (m) 日历、时间和安全运行天数显示
- (2) 输出方式及要求
 - (a) 电气主接线图中应包括电气量实时值, 设备运行状态、潮流方向, 断路器、隔离开关、接地开关位置, “就地/远方”转换开关位置等。
 - (b) 画面上显示的文字应为中文。
 - (c) 图形和曲线可储存及硬拷贝。
 - (d) 用户可生成、制作、修改图形。在一个工作站上制作的图形可送往其它工作站。
 - (e) 电压棒图及曲线的时标刻度、采样周期可由用户选择。
 - (f) 每幅图形均标注有日历时间。
 - (g) 图形中所缺数据可人工置入。
- 8) 在线计算及制表
 - (1) 在线计算
 - (a) 系统应向操作人员提供方便的实时计算功能。
 - (b) 应具有加、减、乘、除、积分、求平均值、求最大最小值和逻辑判断, 以及进行功率总加、电量分时累计等计算功能。
 - (c) 供计算的值可以是采集量、人工输入量或前次计算量, 这些计算从数据库取变量数据, 并把计算结果返送数据库。
 - (d) 计算结果应可以处理和显示, 并可以对计算结果进行合理性检查。
 - (e) 应可以由用户用人机交互方式或编程方式定义一些特殊公式进行计算。
 - (2) 报表

监控系统应能生成不同格式的生产运行报表。提供的报表包括:

 - (a) 实时值表
 - (b) 正点值表
 - (c) 开关站负荷运行日志表(值班表)
 - (d) 电能量表
 - (e) 向电调汇报表

- (f) 交接班记录
- (g) 事件顺序记录一览表
- (h) 报警记录一览表
- (i) 微机保护配置定值一览表
- (j) 主要设备参数表
- (k) 自诊断报告
- (1) 其他运行需要的报表
- (3) 输出方式及要求
- (a) 实时及定时显示。
- (b) 召唤及定时打印。
- (c) 生产运行报表应能由用户编辑、修改、定义、增加和减少。
- (d) 报表应使用汉字。
- (e) 报表应按时间顺序存储，报表的保存量应满足运行要求。
- 9) 远动功能
- (1) 远动通信设备

监控系统配置远动通信设备，实现无扰动自动切换，通过以太网与站级计算机系统相连接，实现站内全部实时信息向各级调度和电力数据网上发送或接收控制和修改命令。远动通信设备具有远动数据处理、规约转换及通信功能，满足调度自动化的要求，并具有串口输出和网络口输出能力，能同时适应通过常规模拟通道和调度数据网通道与各级调度端主站系统通信的要求。

(2) 通信规约

监控系统采用 DL/T 634.5104-2002 规约与调度端网络通信，采用 DL/T634.5101-2002 规约与调度端专线通信。

(3) 远动功能要求

监控系统应能够同时和各个调度中心EMS/SCADA、远方集控中心及站内 SCADA 系统通信，且能对通道状态进行监视。考虑到远程通信的可靠，通信口之间应具有手动/自动切换功能，且 MODEM 也应有手动/自动切换功能。监控系统应能正确执行操作员站、各个调度中心和远方监控中心的遥控命令，但同一时刻只能执行一个主站的控制命令。对于控制命令，就地手动控制优先于站级控制层控制，站级控制层控制优先于远方调度控制。能就地或远方(通过FAX MODEM)对远动工作站进行数据库查询、

软件组态、参数修改等维护。

(4) 需要向远方调度中心传送的实时信息有：

(a) 遥测量

——线路电流、有功功率、无功功率；

——变压器各侧电流、有功功率、无功功率、线圈温度、油温；

——各母线电压、频率；

——母联、分段断路器电流；

——站用变压器低压侧电流、低压侧电压；

——电容器、电抗器电流、无功功率；

——蓄电池正反向电流、蓄电池电压、充电器进线电流和电压、直流母线电压、

直流系统正对地电压、直流系统负对地电压。

(b) 遥信量

——所有高压断路器位置信号；

——所有隔离开关、接地刀闸位置信号；

——380V 断路器位置信号；

——直流主回路开关位置信号；

——保护动作总信号、重合闸动作信号；

——变电站事故总信号；

——保护装置故障、告警信号；

——控制回路断线信号；

——直流系统异常信号；

——火灾报警装置故障信号；

——防误闭锁异常信号。

(c) 遥控

——断路器分合；

——电动隔离开关分合、电动接地刀闸分合；

——主变压器分接头；

——主变压器中性点隔离开关；

10) 时钟同步

监控系统设备应从站内GPS/北斗系统获得授时(对时)信号，保证各工作站和

I/O 数据采集单元的时间同步达到1ms 精度要求。当时钟失去同步时，应自动告警并记录事件。监控系统的对时接口优先选用 IRIG-B 对时方式。

11) 人一机联系

人一机联系是值班员与计算机对话的窗口，值班员可借助鼠标或键盘方便地在 TFT 屏幕上与计算机对话。人一机联系包括：

- (1) 调用、显示和拷贝各种图形、曲线、报表；
- (2) 发出操作控制命令；
- (3) 数据库定义和修改；
- (4) 各种应用程序的参数定义和修改；
- (5) 查看历史数值以及各项定值；
- (6) 图形及报表的生成、修改；
- (7) 报警确认，报警点的退出/恢复；
- (8) 操作票的显示、在线编辑和打印；
- (9) 日期和时钟的设置；
- (10) 运行文件的编辑、制作。

12) 系统自诊断和自恢复

远方或变电站负责管理系统的工程师可通过工程师工作站对整个监控系统的所有设备进行的诊断、管理、维护、扩充等工作。系统应具有可维护性，容错能力及远方登录服务功能。

系统应具有自诊断和自恢复的功能。系统应具有自监测的功能，应提供相应的软件给操作人员，使其能对计算机系统的安全与稳定进行在线监测。系统应能够在线诊断系统硬件、软件及网络的运行情况，一旦发生异常或故障应立即发出告警信号并提供相关信息。应具有看门狗和电源监测硬件，系统在软件死锁、硬件出错或电源掉电时，能够自动保护实时数据库。在故障排除后，能够重新启动并自动恢复正常的运行。某个设备的换修和故障，应不会影响其他设备的正常运行。

13) 与其他设备的通信接口

其他智能设备主要包括直流电源系统、交流不停电系统、无功补偿装置、火灾报警装置、电能计量装置及主要设备在线监测系统。监控系统智能接口设备采用数据通信方式 (RS-485 通讯口)收集各类信息，经过规约转换后通过以太网传送至监控系统主机。

14) 运行管理

计算机监控系统根据运行要求, 可实现如下各种管理功能:

(1) 运行操作指导: 对典型的设备异常/事故提出指导性的处理意见, 编制设备运行技术统计表, 并推出相应的操作指导画面;

(2) 事故分析检索: 对突发事件所产生的大量报警信号进行分类检索和相关分析, 对典型事故宜直接推出事故指导画面;

(3) 在线设备分析: 对主要设备的运行记录和历史记录数据进行分析, 提出设备安全运行报告和检修计划;

(4) 操作票: 根据运行要求开列操作票、进行预演, 并能进行纠错与提示;

(5) 模拟操作: 提供电气一次系统及二次系统有关布置、接线、运行、维护及电气操作前的实际预演, 通过相应的操作画面对运行人员进行操作培训。

(6) 变电站其它日常管理, 如操作票、工作票管理, 运行记录及交接班记录管理, 设备运行状态、缺陷、维修记录管理、规章制度等。

(7) 管理功能应满足用户要求, 适用、方便、资源共享。各种文档能存储、检索、编辑、显示、打印。

f) 系统性能指标

计算机监控系统至少应满足以下性能指标要求:

——模拟量测量误差 $\leq 0.2\%$

——电网频率测量误差 $\leq 0.01\text{Hz}$

——事件顺序记录分辨率 (SOE): 站控层 $\leq 2\text{ms}$, 间隔层测控单元 $\leq 1\text{ms}$

——模拟量越死区传送时间(至站控层显示器) $\leq 2\text{s}$

——开关量变位传送时间(至站控层显示器) $\leq 1\text{s}$

——遥测信息响应时间(从I/O 输入端至远动工作站出口) $\leq 3\text{s}$

——遥信变化响应时间(从I/O 输入端至远动工作站出口) $\leq 2\text{s}$

——控制命令从生成到输出的时间 $\leq 1\text{s}$

——动态画面响应时间 $\leq 2\text{s}$

——双机系统可用率 $\geq 99.9\%$

——控制操作正确率100%

——系统平均无故障间隔时间 (MTBF) $\geq 20000\text{h}$ (其中 I/O 单元模块 MTBF $\geq 50000\text{h}$)

——间隔级测控单元平均无故障间隔时间 $\geq 30000\text{h}$

——各工作站的CPU 平均负荷率:

正常时(任意30min 内) $\leq 30\%$

电力系统故障(10s 内) $\leq 50\%$

——网络负荷率

正常时(任意30min 内) $\leq 20\%$

电力系统故障(10s 内) $\leq 40\%$

——模数转换分辨率 ≥ 12 位

——整个系统对时精度 $\leq 1\text{ms}$

5.4.2.2 继电保护及自动化装置

1 继电保护

1) 110kV 线路保护

配置一套纵联保护为主保护和完整的后备保护。110kV 线路保护均应含三相一次重合闸功能。重合闸可实现三重和停用方式。在空载、轻载、满载等各种工况下,在线路保护范围内发生金属性和非金属性(不大于 100Ω)的各种故障时,线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。线路保护装置需考虑线路分布电容、变压器(励磁涌流)等所产生的暂态及稳态过程的谐波分量和直流分量的影响,有抑制这些分量的措施。保护装置应具有对时功能,推荐采用 RS-485 串行数据通信接口接收时间同步系统发出的 IRIG-B(DC) 时码作为对时信号源。

线路两侧保护、远方跳闸保护选型应一致,主保护的软件版本与硬件应完全一致。

2) 110kV 主变压器保护

主变压器配置一套纵联差动保护,一套高压侧后备保护,一套低压侧后备保护,一套非电量保护,高、低压侧配置三相操作箱。

差动保护,包括:差动电流速断和2次谐波制动比率差动保护,保护动作于跳开变压器各侧断路器。

非电量保护,包括:轻重瓦斯、温度、压力释放、油位异常等,保护动作于跳开变压器各侧断路器;非电量保护引入接点均为强电220V开关量空接点。

后备保护,包括:110kV侧复合电压闭锁过流速断保护,跳主变两侧开关;110kV侧复合电压闭锁过电流保护,带时限动作于主变两侧开关跳闸;110kV侧中性点零序

电流I、III段保护，带时限动作于主变两侧开关跳闸；110kV侧零序电压和间隙零序电流保护，带时限动作于主变两侧开关跳闸；35kV侧两段式复合电压闭锁方向过电流保护，每段三时限，一时限切35kV母联，二时限切35kV侧断路器，三时限动作于主变两侧开关跳闸；110kV和35kV侧过负荷闭锁有载调压；110kV和35kV侧过负荷保护，延时动作于发信号。

3) 光伏电源进线保护

保护配置电流速断保护、过电流保护及零序电流保护，保护动作于跳开本线路断路器。

4) 无功补偿回路保护

SVG及电容器支路装设电流差动保护、电流速断保护、过电流保护、零序电流保护，保护动作于跳开本支路，电容器本体采用差压保护。

5) 厂用电保护

保护配置电流速断保护、过电流保护、非电量保护及高、低压侧零序电流保护，保护动作于跳开站用变两侧断路器。

6) 35kV 母线差动保护

35kV汇集系统母线配置1套微机型母线差动保护，母线保护装置根据35kV母线的运行方式配置，保护动作跳开35kV母线上的相应断路器。

7) 中性点保护

保护配置电流速断保护、过电流保护、零序电流保护及非电量保护，其中零序电流保护配置为两段，I段动作于35kV母联，II段动作于本接地变及主变低压侧断路器，其它保护动作于跳开本接地变断路器，并联跳主变低压侧断路器。

8) 箱变的保护

箱变高压侧装设负荷开关-限流熔断器组合电气作为短路保护，熔断器熔断后，通过熔断器的撞击器动作负荷开关跳闸；升压变压器应配有轻瓦斯报警、重瓦斯跳闸、高温报警、超温跳闸、油位异常报警等非电量保护，作用于跳闸和发信号；箱变低压侧装设断路器，带有长延时、短延时、瞬时过电流保护，作用于跳闸或发信号。

2 自动化装置

1) 对时系统

配置全站统一的卫星时钟设备和网络授时设备，对场内各种系统和设备的时钟进行统一校正。系统具备接收GPS和北斗时间源、具有内部守时，输出多制式，可以满

足场内系统和设备的多种对时要求。

2) 电能质量监测装置

本工程配置电能质量在线监测装置1套，监测点设在主变高压侧及110kV送出线路出口处、35kV无功补偿回路、35kV光伏电源进线，最终监测点以本工程接入系统报告及审查意见为准。完成对光伏电站可能引起的电压偏差、频率偏差、三相不平衡度、谐波、电压波动、闪变等进行在线监测。并能够以网络通讯方式接入省电力调度数据网，将监测信息送至上级调度部门电能质量监测中心。

3) 故障录波装置

配置1套故障录波装置，启动判据应至少包括电压越限和电压突变量，记录升压站内设备在故障前200ms至故障后6s的电气量数据，用于电力故障动态记录与分析，波形记录应满足相关技术标准。故障录波装置接入的电气量满足国家电网调[2011]974号文《风电并网运行反事故措施要点》的要求。具体接入量为主变高压侧及110kV送出线路出口处、35kV无功补偿回路、35kV集电线路、无功补偿支路、所用变支路以及接地变支路的模拟量、开关量及保护动作信号。

4) 光功率预测

光伏功率预测系统应满足可扩充性、安全可靠、开放性、准确性等要求，满足并网要求。

系统具有0-72h短期光伏发电功率预测以及15min-4h超短期光伏发电功率预测功能。

光伏电站每15min自动向电网调度机构滚动上报未来15min-4h的光伏发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为15min。

光伏电站每天按照电网调度机构规定的时间上报次日0时至24时光伏发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为15min。

光伏电站发电时段(不含出力受控时段)的短期预测月平均绝对误差应小于0.15，月合格率应大于80%；超短期预测第4小时月平均绝对误差应小于0.10，月合格率应大于85%。

5) 有功 (AGC)/ 无功 (AVC) 功率自动控制

光伏电站能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功出力控制信号，根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出，确保光伏电站最大输出功率及功率变化率不超过电网调度部门的给定值，以便在电网故障和特殊运行方

式时保证电力系统稳定性。

大型和中型光伏电站应具有限制输出功率变化率的能力，但可以接受因太阳光辐照度快速减少引起的光伏电站输出功率下降速度超过最大变化率的情况。

6) 环境监测系统

在光伏电站内配置一套环境监测仪，实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数。通过RS485 通讯接口接入电站计算机监控系统。

5.4.2.3 调度自动化设备

1 远动系统

应配置相应的远动通信设备及 I/O 测控单元等设备，其中远动通信设备应冗余配置，并优先采用专用装置、无硬盘型，采用专用操作系统，远动与计算机监控系统合用 I/O 测控单元。

远动信息采取“直采直送”原则，直接从 I/O 测控单元获取远动信息并向调度端传送，站内自动化信息需相应传送到远方集中监控中心。远动信息内容应满足 DL/T5003、DL/T 5002和相关调度端及远方监控中心对变电站的监控要求。远动通信设备应能实现与相关调度中心及远方监控中心的数据通信，分别以主、备通道、并按照各级调度要求的通信规约进行通信。主通道应采用数据网方式接入地区级电力调度数据专网，备通道采用专线方式。

2 电能量计量系统

变电站内设置一套电能量计量系统子站设备，包括电能计量表、电能量远方终端等。110kV、35kV 结算用电能计量装置配置准确度等级、型号、规格相同的主、副电能表。

全站配置一套电能量远方终端，以串口方式采集各电能表信息；电能量远方终端具有对电能量计量信息采集、数据处理、分时存储、长时间保存、远方传输等功能。电能量计量主站系统通过电力调度数据网、电话拨号方式或利用专线通道直接与电能量远方终端通信，采集电能量信息。

3 调度数据网接入设备

变电站宜就近接入相关电力调度数据网。配置2 套调度数据网接入设备，包括交换机、路由器等，实现调度数据网络通信功能。

4 二次系统安全防护

按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置以下变电

站二次系统安全防护设备。

控制区 (I): 计算机监控系统、继电保护、安全自动装置;

非控制区 (II): 电能量计量系统子站设备、继电保护及故障信息管理子站系统、故障录波装置。

控制区和非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装IP 认证加密装置。

控制区和非控制区的各应用系统之间网络互联应安装防火墙, 实施逻辑隔离措施。专用生产控制大区与站内管理信息大区内的生产管理系统之间的互联, 应加装专用生产控制大区向管理信息大区单向传输的正向型安全隔离装置。

5.4.2.4 直流及UPS电源系统

1 直流系统

电站操作直流系统采用220V 或110V。蓄电池宜采用阀控式密封铅酸蓄电池, 应装设1组。蓄电池容量按2h 事故放电时间考虑, 具体工程应根据变电站规模、直流负荷和直流系统运行方式, 对蓄电池个数、容量以及充电装置容量进行计算确定。采用高频开关充电装置, 充电模块按N+1 配置, 宜配置1 套变电站直流系统应采用单母线接线。蓄电池均应设有专用的试验放电回路。试验放电设备宜经隔离和保护电器直接与蓄电池组出口回路并接。二次设备集中布置时, 直流系统可不设置直流分屏(柜), 采用直流系统屏(柜)一级供电方式二次设备室或继电器小室的测控、保护、故障录波、自动装置等设备采用辐射式供电方式, 屋外配电装置直流电机网络、35kV 开关柜顶直流网络采用环网供电方式。每组蓄电池组宜配置一套蓄电池巡检仪, 在直流主屏上装设直流绝缘监察装置。

2 交流不停电电源系统 (UPS)

配置一套交流不停电电源系统 (UPS)。UPS 应为静态整流、逆变装置。UPS 宜为单相输出, 输出的配电屏(柜)馈线应采用辐射状供电方式。UPS 正常运行时由站内所用电源供电, 当输入电源故障消失或整流器故障时由220V 直流系统供电。UPS 的正常交流输入端、旁路交流输入端、直流输入端、逆变器的输入和输出端及 UPS 输出端应装设自动开关进行保护。UPS 应提供标准通信接口, 并将各系统运行状态、主要数据等信息实现远传

5.4.2.5 通信

1 系统通信

系统通信是为电力主管部门对光伏电站生产调度和现代化管理提供电话通道, 并

为继电保护、远动和计算机监控系统等提供信息传输通道。本工程考虑采用光纤通信作为系统通信的主备用方式。

2 站内通信

站内通信是为光伏电站生产运行、调度指挥及行政办公系统各职能部门之间业务联系和对外通信联络提供服务，分为站内生产调度通信和行政管理通信。为适应系统调度管理水平，满足电力系统通信发展的要求，同时考虑到设备管理上的方便，设置一套容量为48线行/调合一程控调度交换机。

3 通信电源

原则采用至与电站直流电源一体化通信电源。

5.4.3 典型设计方案

本典型设计方案分为三个方案，分别为35kV/10kV 开关站、110kV 升压站线路变压器组合接线方案、110kV 升压站单母线接线方案。

5.4.3.1 35kV/10kV 开关站方案

35kV/10kV 开关站方案以典型设计图纸电气一次主接线为依托。内容主要包括二次设备布置方案、继电保护配置、计算机监控系统、直流系统图。

35kV 保护测控一体化装置布置于开关柜上，无功补偿控制柜布置在无功补偿设备室，35kV 母差保护屏等其余的均布置于二次设备间(继保室)。远动及调度自动化设备布置在二次设备间。通讯设备布置在二次设备间，不单独设置通讯设备间。直流系统的蓄电池组屏安装，布置在一次设备间，不设置单独的蓄电池室。视频监控系统主机屏布置在二次设备间，监视器布置在控制室。火灾报警系统主机安装在控制室。

表5.4.3-1 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D2-D04	电气二次保护配置图(35kV开关站)
2	D2-D05	计算机监控系统图(35kV开关站)
3	D2-D09	直流控制电源系统图
4	D2-D10	UPS电源系统图

5.4.3.2 110kV 升压站线路变压器组合接线方案

110kV 升压站线路变压器组合接线方案以典型设计图纸电气一次主接线 D2-D02 为依托。内容主要包括二次设备布置方案、继电保护配置、计算机监控系统、直流系统

图。

主变保护屏、主变测控屏、110kV 线路保护屏、110kV 线路测控屏、35kV 母差保护屏、故障录波器屏等布置在二次设备间(继保室)。远动及调度自动化设备布置在二次设备间。通讯设备布置在二次设备间，不单独设置通讯设备间。直流系统的蓄电池组屏安装，布置在二次设备间，不设置单独的蓄电池室。视频监控系统主机屏布置在二次设备间，监视器布置在控制室。火灾报警系统主机安装在控制室。35kV保护测控一体化装置布置于开关柜上，无功补偿控制柜布置在无功补偿设备室。

表5.4.3-2 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D2-D06	电气二次保护配置图(110kV升压站方案一)
2	D2-D08	计算机监控系统图(110kV升压站)
3	D2-D09	直流控制电源系统图
4	D2-D10	UPS电源系统图

5.4.3.3 110kV 升压站单母线接线方案

110kV升压站单母线接线方案以典型设计图纸电气一次主接线 D2-DO3 为依托。内容主要包括二次设备布置方案、继电保护配置、计算机监控系统、直流系统图。

主变保护屏、主变测控屏、110kV 线路保护屏、110kV 线路测控屏、110kV 母差保护屏、35kV 母差保护屏、故障录波器屏等布置在二次设备间(继保室)。远动及调度自动化设备布置在二次设备间。通讯设备布置在二次设备间，不单独设置通讯设备间。直流系统的蓄电池组屏安装，布置在二次设备间，不设置单独的蓄电池室。视频监控系统主机屏布置在二次设备间，监视器布置在控制室。火灾报警系统主机安装在控制室。35kV保护测控一体化装置布置于开关柜上，无功补偿控制柜布置在无功补偿设备室。

表5.4.3-3 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D2-D07	电气二次保护配置图(110kV升压站方案二)
2	D2-D09	计算机监控系统图(110kV升压站)
3	D2-D10	直流控制电源系统图
4	D2-D11	UPS电源系统图

5.5 固定式支架设计

5.5.1 设计原则

以现行国标或行业标准及相关规范规程为设计依据，结合光伏发电工程的使用年限和运行特点，考虑不同的使用环境条件，确定支架结构的设计标准。在确保结构安全可靠并满足光伏组件安装使用要求的前提下，做到技术优化、经济合理、方便安装拆除，并满足防锈防腐等耐久性的要求。支架结构选材尽可能因地制宜，建议采用国标型材以保证其通用性。如需采用新型材料，应进行专门的论证和试验，以保证其满足工程结构对材料的要求。

5.5.1.1 支架布置方式

根据电池组串规格型号及布置方式，并考虑支架结构安置场地地形特点，确定支架结构形式及支架结构布置方案，做到结构简单、受力合理、造价经济且便于施工。目前支架结构多采用钢架结构横向支架-纵向檩条方式。在满足整体结构稳定的前提下，钢架梁一柱节点及柱脚可采用铰接或刚接，宜采用铰接连接，方便安装调整并减小弯矩，避免应力集中。

5.5.1.2 作用效应及荷载组合

1 风荷载、雪荷载应按现行 GB 50009中25年一遇的荷载数值取值。地面和楼顶支架风荷载的体型系数取1.3。

2 无地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下式确定：

$$S=Y_g S_{ax}+Y_1 W S+Y_2 M S_k+r V_1 S_1+\dots\dots\dots(1)$$

式中： S—— 荷载效应组合的设计值；

Y_g —— 永久荷载分项系数；

S_{ax} —— 永久荷载效应标准值；

S_k —— 风荷载效应标准值；

S_k —— 雪荷载效应标准值；

S_x —— 温度作用标准值效应；

Y_1 、 x_1 、 ψ_1 —— 风荷载、雪荷载和温度作用的分项系数，取1.4；

W_1 、 V_1 、 V_2 ；—— 风荷载、雪荷载和温度作用的组合值系数。

3 无地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取为1.0；承载力计算时，无地震作用荷载组合值系数应符合表5.5.1-1。

表5.5.1-1 无地震作用组合荷载组合值系数

荷载组合	W_w	W_s	W_t
永久荷载、风荷载和温度作用	1.0	—	0.6
永久荷载、雪荷载和温度作用	—	1.0	0.6
永久荷载、温度作用和风荷载	0.6	—	1.0
永久荷载、温度作用和雪荷载	—	0.6	1.0

注：表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

4 有地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下列式计算：

$$S = \gamma_0 S_{0x} + \gamma_a S_x + x_1 V + S + \gamma_w S \dots \dots \dots (2)$$

式中：

S ____ 荷载效应和地震作用效应组合的设计值；

Y_n ____ 水平地震作用分项系数；

S_B ____ 水平地震作用标准值效应；

W ____ 风荷载的组合值系数，应取0.6；

ψ_t ____ 温度作用的组合值系数，应取0.2。

5 有地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取为1.0；承载力计算时，有地震作用组合的荷载分项系数应符合表5.5.1-2。

表5.5.1-2 有地震作用组合荷载分项系数

荷载组合	Y_g	Y_{Eh}	Y_w	Y_t
永久荷载和水平地震作用	1.2	1.3	—	-
永久荷载、水平地震作用、风荷载及温度作用	1.2	1.3	1.4	1.4

注：1 Y_g ：当永久荷载效应对结构承载力有利时，应取1.0；

2表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

6 支架设计应对施工检修荷载进行验算，并应符合以下规定：

1) 施工检修荷载宜取1kN，也可按实际荷载取用，作用于支架最不利位置。

2) 进行支架构件承载力验算时, 荷载组合取永久荷载和施工检修荷载, 永久荷载的分项系数取1.2, 施工或检修荷载的分项系数取1.4。

3) 进行支架构件位移验算时, 荷载组合取永久荷载和施工检修荷载, 分项系数均应取1.0。

5.5.1.3 支架材料

1 材料采用钢材。钢材、紧固件及焊条应符合 GB50017-2003 及 GB50018-2002 对相关材料的要求。支架及构件的变形应满足下列要求:

- 1) 风荷载标准值或地震作用下, 支架的柱顶位移不应大于柱高的1/60;
- 2) 受弯构件的挠度不应超过表5.5.1-3的容许值。

表5.5.1-3 受弯构件的挠度容许值

受弯构件		挠度容许值
主梁		L/250
次梁	无边框光伏组件	L/250
	其它	L/200

注: L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁, L 为悬伸长度的2倍。

2 钢支架的构造应符合下列规定:

- 1) 用于次梁的板厚不宜小于1.5mm, 用于主梁和柱的板厚不宜小于2.5mm, 当有可靠依据时板厚可用2mm。
- 2) 受压和受拉构件的长细比限值应满足表5.5.1-4的规定:

表5.5.1-4 受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其它构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其它支撑	400

注: 对承受静荷载的结构, 可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

3 支架的防腐应符合下列要求:

- 1) 支架在构造上应便于检查和清刷。
- 2) 钢支架防腐宜采用热镀浸锌, 镀锌层厚度不应小于65 μm。

5.5.1.4 支架用钢量(供参考)

支架用钢量见表5.5.1-5。

表5.5.1-5 支架用钢量(供参考)

25年一遇风压	组件布置方式	1MWp用钢量	防腐
0.4	竖向布置2排11(或22)	约55吨	热镀锌
0.7	竖向布置2排11(或22)	约65吨	热镀锌

5.5.2 典型设计方案

5.5.2.1 单柱支架，每列2或4块电池组件，用于适合布置单排基础的情况

5.5.2.2 双柱支架，每列2或4块电池组件，用于适合布置双排基础的情况

表5.5.2 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D1-T01	光伏支架及基础布置图(一)
2	D1-T02	光伏支架及基础布置图(二)
3	D1-T03	光伏支架及基础布置图(三)
4	D1-T04	光伏支架及基础布置图(四)

5.6 支架基础设计

5.6.1 设计原则

应根据工程所在地的地质条件和气候条件，以相关规范为参考依据，合理选择支架基础型式并进行基础的强度、变形、抗倾覆、抗滑移、抗拔验算。要本着环保理念，按照减少开挖、减轻对地表土的扰动、机械化作业便利的思路进行支架基础设计，并根据地质报告采取必要的防腐措施。

5.6.1.1 基础选型考虑的因素

基础选型主要考虑以下因素，综合分析后确定相对较优方案。

1 满足地基承载力、基础抗倾覆、抗拔、抗滑移等计算要求，保证上部结构稳定。

2 场地平整度。光伏项目占地面积大，根据不同的地质条件，可采用桩基础、钢筋混凝土独立基础、钢制螺旋管桩基础等；其中桩基础施工速度快，地表破坏少，工程量小，宜作为首选基础形式，常见的桩基础又分为微成孔灌注桩(钢筋式)、微成孔灌注桩(钢管式)、预制桩、螺旋管桩等。

- 3 施工难度及速度。
- 4 尽量减少土方挖填，减少对自然地貌和植被的破坏。
- 5 各种基础类型的综合费用。
- 6 场地地层分布及各层土的物理力学指标。
- 7 地基土和水对钢筋混凝土结构和钢结构的腐蚀性。
- 8 地基土的冻土深度、冻胀级别和冻胀类别。

5.6.1.2 设计主要内容

1 支架基础上作用的主要荷载为风荷载。支架基础在极端风荷载作用下，有可能出现倾覆、滑移或拔出等破坏现象，最终导致整体结构失稳。因此支架基础应进行强度、变形、抗倾覆和抗滑移验算。

2 天然地基的支架基础底面在风荷载和地震作用下允许局部脱开地基土，但脱开地基土的面积不应大于底面全面积的1/4。

3 基础设计时应针对冻胀、地下水或土壤的腐蚀采取措施。必要时支架基础及地基还应进行必要的现场试验和检测。

4 荷载组合

1) 非抗震区、抗震区结构设计荷载组合按相关规范执行。

2) 计算基础内力、确定配筋和验算材料强度时，荷载效应应采用基本组合，支架传至基础的荷载设计值，由荷载标准值乘以相应的荷载分项系数。

3) 计算基础底面积时，荷载效应应采用标准组合。

4) 基础抗倾覆和抗滑移稳定验算的荷载效应采用基本组合，分项系数取1.0。

5.6.1.3 材料

混凝土强度等级：C25~C30

钢筋：HPB300、HPB335、HPB400

5.6.1.4 基础防腐

钢筋混凝土基础的防腐设计应满足《工业建筑防腐蚀设计规范》的相关要求。

钢制地锚的防腐设计应满足电站使用年限的要求。当采用热镀锌防腐处理时，镀锌层厚度应符合GB/T 13912的规定。

5.6.1.5 支架与基础的连接

支架与基础连接方式：支架与基础的连接有焊接、预埋螺栓或后锚固连接等方式，各工程均有采用。施工过程中可根据实际情况选用。焊接连接为在基础中先预埋钢板，

然后将支架立柱与基础中的预埋钢板焊接。焊接连接对施工精度要求较低，施工难度小，但需现场焊接并补喷锌防腐，造价适中。预埋螺栓连接则是将螺栓按设计位置预埋在基础中，后与支架立柱底板连接。预埋螺栓连接对土建施工精度要求较高，安装调整工作量大，造价较低。后锚固连接是根据立柱底板上螺栓孔在基础上的位置，现场在基础上打孔将螺栓锚入。后锚固连接对土建施工精度要求较低，定位准确，施工快速，造价略高。

5.6.2 典型设计方案

根据目前光伏发电工程建设经验，主要采用的基础类型有钢筋混凝土独立基础、钢筋混凝土条形基础、桩基础。

5.6.2.1 钢筋混凝土独立基础

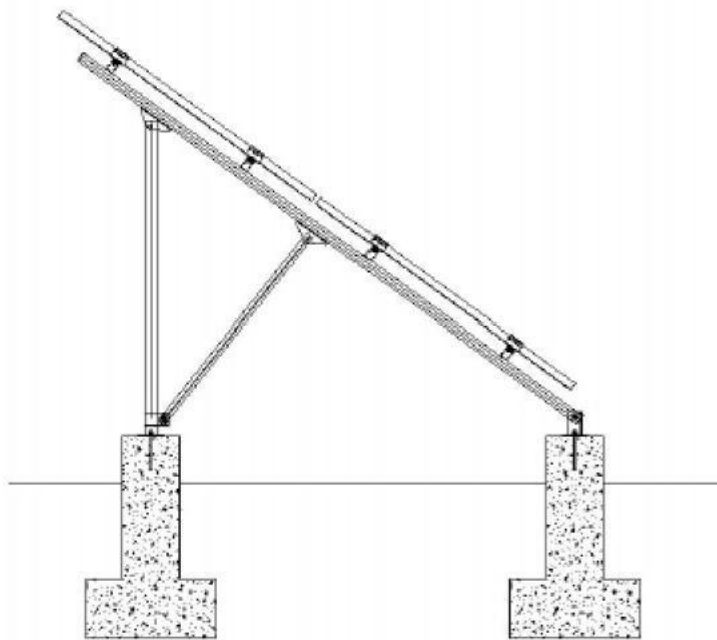


图1 钢筋混凝土独立基础

独立基础(现浇、预制)适用于各种地形，土方开挖量适中，对施工队伍水平和施工质量要求相对较低，工艺简单，基础平面定位及基础顶高程容易控制和现场调整，抗倾覆、抗滑移较好，造价适中。但有一定的土方开挖量，破坏和扰动自然地表，施工扬尘大。模板配置相对复杂。偏远地区施工质量一般。卵石、漂石较多地区人工开挖难度大，如采用机械开挖会造成更大的地表扰动破坏。

采用预制独立基础，浇注质量易于保证，现场施工速度较快，外表观感较好。但增加了搬运吊装及现场二次调整定位等工作。综合费用预制高于现浇。鉴于光伏场地

复杂的情况，在无现场用水制约的情况下宜优先采用现浇基础。

5.6.2.2 钢筋混凝土条形基础(置于地面或基础浅埋)

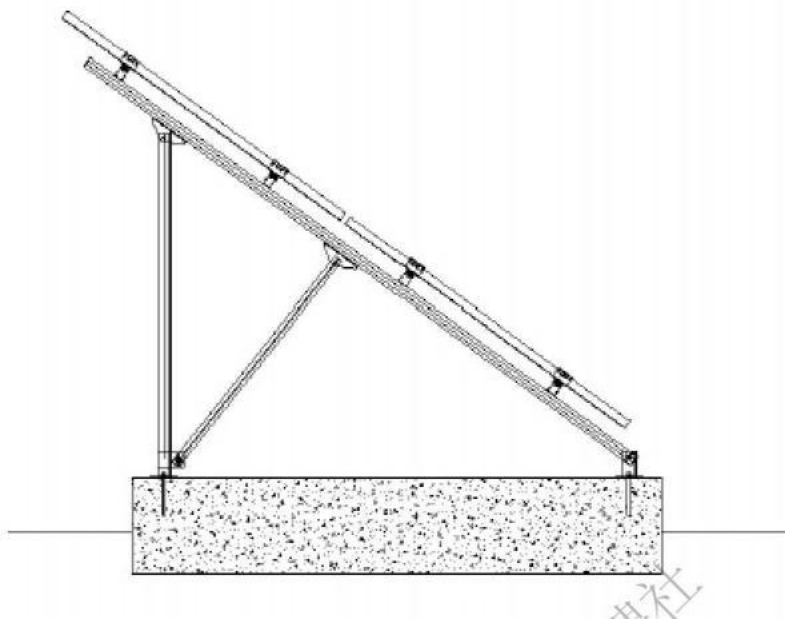


图 2 钢筋混凝土条形基础

条基体型简单，在场地平坦的条件下可直接放置于地面，土方挖填、植被破坏少、施工速度快。但对场地平整度要求较高，如地形起伏，则必要的机械通槽开挖比独立基础造成更大的地表扰动、破坏。相对于现浇独立基础而言，混凝土量增加较多，视觉观感较为笨重。

采用预制条形基础，浇注质量易于保证，现场施工速度较快。但增加了搬运吊装及现场二次调整定位等工作。综合费用预制高于现浇。鉴于光伏场地复杂的情况，如采用条形基础在无现场用水制约的情况下推荐优先采用现浇基础，一次施工到位。

5.6.2.3 桩基础

根据不同场地地质情况，采用预制成桩静压入土工艺或者钻孔灌注桩。在几种基础形式中桩基础土方开挖量最少，模板工程量和复杂度最少，对地表破坏最少，用机械钻孔，施工速度快。

桩基础主要有钢筋混凝土预制管桩、钢筋混凝土微成孔灌注桩、钢制螺旋管桩。

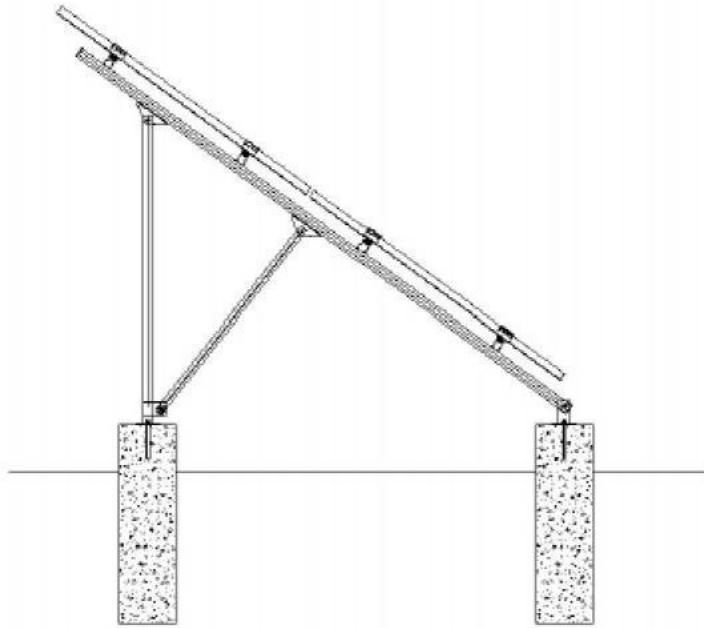


图3 桩基础

1 钢筋混凝土预制管桩

为挤土桩，适用于粘土、粉土地带，现场施工速度快，质量和外部观感较好。但在卵砾石地层，入桩困难，容易偏心或断桩，不宜采用。

2 钢筋混凝土微成孔灌注桩适用范围比预制桩广，卵砾石层需采用专用钻头成孔，钢筋工程量较少，施工速度快，地表土破坏、扰动小，对于地形起伏较大场地调整桩长方便，定位准确，与其他基础形式相比经济、环保、工效高，是支架基础的首选形式。

3 钢制螺旋管桩

钢制螺旋管桩现场施工速度快，定位准确，桩顶与钢架连接方便。但适用性受地层岩性影响较大，且防腐性能较差。

表5.6.2 设计图纸名称

序号	图号	名称
1	D1-T05	光伏组件支架基础详图

5.7 房屋建筑工程

5.7.1 设计原则

5.7.1.1 光伏电站建筑物主要包括综合楼、逆变器室、生产辅助用房及生产附属用

房等，根据场址地理位置、场址条件等因素可适当增加综合库房等生产附属用房。

5.7.1.2 综合楼设置中控室、二次盘室、高压及站用电室、门厅、办公室、会议室、宿舍、厨房、餐厅、储藏室。中控室、二次盘室、高压及站用电室等设备用房与办公生活用房分区布置，门厅布置在两个分区的中间。逆变器室建筑面积约为50m²，设备用房应靠近出线一侧布置。设备用房的尺寸根据装机容量的大小确定，中控室的面积不小于80m²。设备用房的层高为4.5m，其他房间层高不小于3.6m。

5.7.1.3 设备用房应设不少于两个以上出口，其中高压室和二次盘室应有直接对外的出口，方便设备运输。

5.7.1.4 综合楼屋顶为平屋面，可以做为观景平台使用。建筑外墙以白色涂料为主。外墙设国家电投标志。

5.7.1.5 逆变器室内布置有逆变器、直流柜(或与逆变器合并)、数据采集柜。层高3.8m。房间尺寸由逆变器的尺寸和排列方式确定。当采用集箱式逆变器时，不设逆变器室，逆变器基础多采用钢筋混凝土箱型基础。

5.7.1.6 水泵房结合消防水池为地下一层，钢筋混凝土结构。出地面设置高出地面0.6m 的出入口。

5.7.1.7 建筑设计

- 1 建筑单体一般可按远期规模一次建成，生活设施应满足生产管理的需要。
- 2 综合楼应将生产运行、管理、生活等功能集中，且有分区的布置在一起。
- 3 综合楼内的高压设备室应靠近出线一侧布置。中控室宜布置在综合楼内能观测到组件正面的一侧。
- 4 综合楼的布置应考虑冬季主导风向的影响。
- 5 主要建筑物应进行节能设计，屋面、外墙设置保温层，采用阻燃型材料。外门窗(及玻璃)选用节能门窗。

表5.7.1-1 建筑设计表

房间名称	地面	墙面	顶棚	其他
高压室、站用电室	水泥砂浆	乳胶漆	乳胶漆	纱窗
二次盘室	水泥砂浆	乳胶漆	乳胶漆	纱窗
中控室	玻化砖	乳胶漆	乳胶漆	纱窗
办公室、会议室、宿舍、门厅	玻化砖	乳胶漆	乳胶漆	纱窗

表5.7.1-1 建筑设计表(续)

房间名称	地面	墙面	顶棚	其他
餐厅、厨房	防滑地砖	墙面砖	乳胶漆	
卫生间	防滑地砖	墙面砖	吊顶、乳胶漆	磨砂玻璃、纱窗
其他房间	水泥砂浆	乳胶漆	乳胶漆	
走廊	玻化砖	乳胶漆	吊顶、乳胶漆	
逆变器室	水泥砂浆	乳胶漆	乳胶漆	纱窗

6 用房面积指标一览表

表5.7.1-2 用房面积指标一览表

装机容量项目	<30MWp	30MWp~50MWp	50MWp~100MWp	100MWp~500MWp
综合楼面积(m ²)	1000(990.4)	850 (827.63)	850 (827.63)	850 (827.63)

注：小于30MWp装机规模电站的设备用房已包含在综合楼内。大于30MWp装机电站的综合楼包含中控室、低压室及生活、办公用房。高压室和二次盘室单独设置，其面积需根据装机规模另行计算。

5.7.1.8 结构设计

1 光伏电站建筑物一般采用砌体结构、条形基础或钢筋混凝土框架结构、柱下独立基础形式，视电站总体布置及技术看方案不同而有所不同。

2 光伏电站建筑物结构安全等级为二级，建筑物抗震设防类别为丙类，地基基础的设计等级为丙级，钢筋混凝土框架结构的抗震等级按照设防烈度及房屋高度确定。

3 建筑物的结构设计应以现行国家或行业规程规范及标准为设计依据，采用中国建筑科学研究院 PKPM 系列软件或经权威资质单位鉴定通过的其它计算软件进行计算。对新型复杂结构形式，必要时采用两个不同的分析软件进行计算分析。

4 根据光伏电站建筑物使用功能特点，在安全等级和可靠度、设计使用年限和耐久性方面进行合理确定，进行经济技术比较后提出各建筑单体的结构型式。对于国家和行业明令废止的技术、工艺、材料等不得采用。

5 应按地基及基础相关规程规范进行设计。所有建筑物的地基计算均应满足承载力计算的有关规定，必要时尚需按地基变形进行设计控制。当采用天然地基不能满足要求时，应采取必要的地基处理措施或适宜的基础方案以满足承载力和变形要求。建筑物基础可采用独立基础、条基、筏基、桩基等。

5.7.2 典型设计方案

5.7.2.1 综合楼包含35kV 开关柜室，推荐装机容量 $\leq 30\text{MWp}$ 的项目采用此方案；

5.7.2.2 综合楼不包含35kV 开关柜室，推荐装机容量 $> 30\text{MWp}$ 的项目采用此方案。

表5.7.2 设计图纸目录

序号	图号	名称
1	D2-T01	综合楼首层平面图(单母线方案)
2	D2-T02	综合楼立、剖面图(单母线方案)
3	D2-T03	综合楼首层平面图(双母线方案)
4	D2-T04	综合楼立、剖面图(双母线方案)
5	D2-T05	综合楼首层平面图(预制35kV舱方案)
6	D2-T06	综合楼立、剖面图(预制35kV舱方案)

5.8 升压站室外结构土建设计

升压站室外结构设计主要包括主变、厂用变、SVG、电流互感器、电压互感器、避雷器、断路器、隔离开关、中性点设备、共箱母线支架等的设备基础设计调整布置；进、出线架及母线架选型、设计计算；防火墙、事故油池设计计算；避雷针选型及设计；电缆沟及盖板选型。

5.8.1 设计原则

5.8.1.1 主变、厂用变基础

主变、厂用变基础为较大尺寸矩形钢筋砼块体基础，体型可通过设备厂家提供资料基本确定，由于平面尺寸加大，一般地质情况均能满足承载力要求。在北方有冻土深度要求时，仍要考虑基础埋深要求，一般需将基础底放置于冻土深度以下。若根据地勘资料场地基土冻融情况不明显，且年降水量较少，基础埋深可适当减小，基础下采用透水性强，承载力高的碎石土换填至冻土深度以下。

5.8.1.2 事故油池

在满足使用功能的前提下，为不影响地表环境，事故油池一般完全布置在地下，

但油池的埋深仍要考虑主变及电抗器事故油池管道的自流排油坡度、坡降及出油口高程等因素确定。事故油池结构计算主要考虑池底、侧壁土压力的影响，圆形截面、矩形截面均可采用。综合考虑施工质量、抗渗及荷载因素，一般将事故油池设计为现浇钢筋混凝土结构。

5.8.1.3 进出线构架

1 荷载工况

进出线构架的设计选型应综合考虑挂件荷载、档距、导线自重、风载、覆冰等因素，主要荷载工况类型有：①大风工况，②覆冰有风工况，③温度作用工况，④安装工况（紧线相为任意相，主要验算构架梁），⑤检修工况（单相上人，三相上人），⑥地震作用组合。

2 构架空间结构

进出线构架由支柱或构架支撑单（多）跨横梁，电缆线主要通过设置于横梁上的吊环（吊孔）进行进出走线，其中支柱多采用人字形支柱。对于单跨支架，根据场地布置情况一般在构架一端人字柱端部设置斜撑柱，增强侧向刚度，抵抗风荷载、挂线荷载水平分量产生的作用；对于多跨构架，考虑到侧向荷载较大，温度作用明显，宜在两端均设置斜撑支柱，具体以结构计算为准。

3 构架构件选型

110kV 升压站构架支柱可采用钢筋砼离心杆，横梁采用三角形断面格构式钢梁；钢梁的两根主要承力弦杆采用角钢，下弦杆及斜撑杆件均采用钢筋棍焊接而成，这种布置节约成本，钢梁制作简单。升压站构架支柱也可采用直缝焊接钢管柱，横梁采用直缝焊接钢管梁，此种结构布置形式节点构造简单，施工速度快，易于维护，承力性能好，且体型简洁，整体观感好。

4 构架基础

除采用格构式钢结构柱的以外，环形截面构件构架基础均采用杯口插入式基础，支柱现场定位完成后，采用强度高一级的微膨胀混凝土浇筑杯口空隙，并保证振捣前将二次灌浆解除面清理干净（拆模后宜将杯口内壁拉毛），保证振捣密实。格构式钢结构柱的基础采用矩形钢筋混凝土墩，钢柱与基础采用地脚螺栓连接，施工时应采取有效措施对地脚螺栓进行固定，保证螺栓间距、垂直度、标高等指标满足要求，此外尚需采取措施对外露部分进行保护。安装钢柱前必须检查核对地脚螺栓的定位，露出基础顶面尺寸，基础顶面标高等是否符合设计要求，以及地脚螺栓螺纹是否被破坏。

考虑地基承载力、基础抗倾覆计算的因素，进出线构架基础尺寸及埋深均相对较大，基础埋深一般控制在2.5m 以下。

5.8.1.4 其余设备基础

其余设备基础一般根据设备厂家提供的基础体型要求布置即可。在北方有冻土深度要求时，仍要考虑基础埋深要求，一般需将基础底放置于冻土深度以下。在构架支墩底部做300mm 厚，每边扩出支墩200mm 的基础即可，对电抗器、电容器组这样支墩平面体型尺寸较大的基础可不用外放。为提高结构的整体性，防止砼表面开裂，支墩及基础表面应配一定的构造钢筋。设备基础应特别注意顶高程相互关系及施工精度控制。此外，基础设计尚需考虑电缆沟、水工管道等工艺专业对地下空间的需求，设计时应注意配合，防止产生冲突。

5.8.1.5 独立避雷针

避雷针一般根据电气专业提供的避雷针高度参照国标99(03)D501-1 中相应型号进行选取。布置时应考虑避雷针与场地内其他构筑物间和道路间的安全距离。当避雷针高度超出图集范围时，可根据场地条件，按竖向悬臂受弯构件自行设计，其结构形式可采用单钢管、钢筋格构式、角钢格构式、钢管格构式等形式。避雷针的设计计算主要受侧向风荷载控制。

5.8.1.6 电缆沟

根据电气专业对电缆排布的要求，电缆沟净尺寸一般为600×600、600×800、800×900、1200×1200 等。沟深不超过800mm 的一般可采用素砼底板、砖砌侧壁形式；沟深超过800mm 的一般沟壁及底板采用素砼结构；盖板一般均为钢筋砼预制板，特殊部位，如转交、异型平面等处可采用现浇钢筋混凝土板，亦可采用增加附加支座进行排布。根据工程具体需要，可在盖板四角边设置角钢护角以增强整体性。如升压站设有大断面尺寸电缆廊道，则廊道侧壁应按钢筋混凝土挡土墙进行计算。

5.9 其他土建工程

5.9.1 地基处理

如遇杂填土层较厚、新近堆积土层承载力较低、湿陷性土层、表层盐渍土、沿海地区淤泥软弱土层等不利地质条件应予以重视，严格按照JGJ79 的要求进行处理。对于杂填土层，一般要求全部挖出，并采用坚硬、较粗粒径的材料换填，如碎石土，级配良好的砂卵石。

对于新近堆积承载力较低土层，一般可根据地勘提供数据采取相应措施，如土层

较薄，可全部换填；若土层埋深较大，可部分换填，换填厚度通过验算软弱下卧层承载力及沉降变形确定。对于湿陷性土层，根据其湿陷性等级进行地基处理，一般采用整体换填或局部换填法进行处理，也可根据具体工程采用强夯法或灰土挤密桩进行处理。

对于地表存在盐渍土的情况，大部分地层盐渍土层厚度均在2m~3m之间，建议全部挖出盐渍土，根据本地区取土材料来源采用碎石土，级配良好的砂卵石等进行换填。且基础表面需做防腐处理。

对于沿海地区淤泥软弱土层，可采用打桩或换填置换部分厚度土层的方法进行处理，但具体工程应根据地质情况酌情处理。

5.9.2 防腐

对于所有外露钢结构杆件均需做防腐处理，一般采用热镀锌处理(亦可采用喷锌或其它复合涂料进行处理)，根据构件壁厚和自然环境不同，镀锌厚度不宜小于85 μm ，对于在运输过程中磕碰或现场焊接造成防腐层脱落、破损的构件，必须采用必要措施进行防腐涂层补救措施，并保证色泽一致。

根据场地土及地下水的腐蚀性等级，地下混凝土结构表面亦应进行防腐，具体可根据GB 50046的要求进行。此外，对腐蚀性较强的地区，基础下部素混凝土垫层应改为抗腐蚀垫层，如碎石灌沥青或沥青混凝土。

5.9.3 道路交通

光伏电站道路分进场道路与场内道路。进场道路范围为从已有交通网络开始至光伏电站管理区；场内道路范围为电站管理区与各子阵逆变器升压变之间道路。

进场道路原则上采用双车道，进场道路路面宽5m，电站入口200m范围内采用混凝土路面，其余均采用粒料路面，转弯半径大于6m。

场内道路原则上采用单车道加错车道的形式，道路设计标准确定为厂矿四级道路，由道路等级控制相应的道路技术指标。

5.10 给排水消防设计

5.10.1 给排水设计

5.10.1.1 光伏电站中的给排水设计分为水源设计、生产给水系统设计、生活给水系统设计及排水系统设计。

5.10.1.2 水源

光伏电站水源形式为三种：打井取水、利用电站附近可利用给水管网、采用水车

从站外运水。根据电站的具体情况，通过技术经济比较后确定最佳水源及取水方式。

5.10.1.3 生产给水系统

电站内生产给水系统主要用于电站内浇洒绿化及道路、清洗电池组件等，由设置在泵房内的生产泵从生产—消防合用水池抽水供给，在管理区设置洒水栓作为取水口。在不需设置水消防系统的光伏电站，通过技术经济比较，可直接自水源取水作生产用水。

5.10.1.4 生活给水系统

生活给水主要供综合楼内生活用水，设置水处理装置，由设置在泵房内的生活变频供水机组从泵房内的生活水箱抽水供给。如果临近市政管网水源的水质、水量、水压能满足电站生活饮用水要求，通过技术经济比较，可直接由市政管网供水作生活水。

5.10.1.5 排水系统

电站内雨水采用自然径流下渗方式排放，采用污、废水合流制。如采用高效化粪池或化粪池处理，则可用于站区绿化或定期清掏外运；若排往附近水体，则需按 GB 8978-2002及当地污水排放要求处理后排放。

5.10.2 工程消防设计

5.10.2.1 设计原则

1 电站的消防设计贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照现行国家规程、规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施。

2 电站的消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道、防火间距要求。建(构)筑物防火、疏散通道、消防供电、应急照明、电缆选型与布置、变压器及其他含油设备的防火及暖通防火设计等均按消防规范要求设计。

3 光伏电站根据最大一栋建筑物(一般为综合控制楼)的功能、体积、火灾危险性类别和耐火等级等因素确定是否设置消防给水系统。根据变压器容量确定是否设置变压器固定式灭火系统。同时光伏电站按规范要求设置火灾探测报警系统，在综合控制楼(室)、配电装置楼(室)等区域设置火灾探测报警装置，并在电站各建筑物及重要设施区域配置足够数量的移动式灭火装置。

4 根据 GB50797-2012，列出光伏电站的各建(构)筑物及设施的火灾危险分类及耐火等级表。

5.10.2.2 主要场所和主要机电设备的防火设计

1 总平面布置及建筑结构

光伏电站总平面布置、道路设计以及各建(构)筑物之间的间距应结合消防设计要求统一考虑,消防车道、建(构)筑物之间的防火间距均应满足现行国家规范标准要求。

光伏电站建(构)筑物的建筑结构应按照建(构)筑物火灾危险性分类及耐火等级进行设计,安全疏散通道应按规范要求设置,此外应严格控制装修材料的耐火等级。

2 电气防火设计

光伏电站按照规范要求设置完善的防雷接地系统,提出防雷接地的设置标准及原则,防止次生事故发生,保障人员安全。电站的电缆选型、敷设、防火分隔及变压器和其他带油设备的间距和分隔、贮油和挡油设施的设计均应满足相关规范标准的防火要求。

5.10.2.3 消防系统设计

1 光伏电站应针对可能发生的火灾性质和危险程度,依照规范要求设计固定式水消防系统、泡沫灭火系统、气体灭火系统或干粉灭火系统,并配置移动式灭火装置。

2 水消防系统

光伏电站根据最大一栋建筑物(一般为综合控制楼)的功能、体积、火灾危险性类别和耐火等级等因素确定是否设置消防给水灭火系统,是否设置室内、外消火栓。

需要采用水消防系统的电站,应设置可靠的消防水源和供水方式。光伏电站的消防给水系统宜采用临时高压供水方式。系统中设有消防水池、泵房、管网及消火栓,泵房内设置两台消防泵(一用一备),平时消防管网压力由设置在泵房内的生活变频供水机组维持,发生火灾时启动消防泵。

3 变压器消防

根据变压器容量按规范要求确定是否设置变压器固定式灭火系统,可以采用充氮灭火系统、水喷雾灭火系统或其他,视条件经技术经济比较后确定。

4 移动式灭火器配置

光伏电站的综合控制楼(室)、配电装置楼(室)、逆变器室、继电器室、油浸式变压器(室)、电抗器室、电容器室、蓄电池室、电缆夹层、泵房、警卫室及车库等区域均按照规范要求配置移动式灭火器,必要场所按规范要求配置砂箱和消防铲。

5.10.2.4 电气消防设计

1 消防供电

- 1) 光伏电站的消防水泵、火灾探测报警、火灾应急照明应按Ⅱ类负荷供电。
- 2) 消防用电设备采用双电源或双回路供电时,应在最末一级配电箱处自动切换。
- 3) 应急照明可采用蓄电池作备用电源,其连续供电时间不应小于20min。

2 火灾应急照明和疏散标志

- 1) 电站主控室、配电装置室和建筑疏散通道应设置应急照明。
- 2) 人员疏散用的应急照明的照度不应该低于0.5lx,连续工作应急照明不应低于正常照明照度值的10%。
- 3) 应急照明灯宜设置在墙面或顶棚上。

3 火灾探测报警系统

光伏电站应设置火灾探测报警系统。电站的综合控制楼(室)、配电装置楼(室)、继电器室、可燃介质电容器室、电缆夹层及电缆竖井处应设置火灾探测报警装置。火灾报警系统应与消防设备、通风和空调设备联动控制,应提出消防通讯设计方案。消防控制室与电站主控制室合并设置。

5.10.2.5 采暖通风系统防火设计

光伏电站通风和空调系统防火设计应根据GB50229-2006 和其他防火规范的相关内容采取防火、防烟及排烟措施,通风和空调设备必须与火灾报警系统联动控制,发生火灾时,应停止相关部位通风系统的运行。

光伏电站内严禁采用明火采暖。需采暖的建筑物宜采用安全可靠电采暖方式(如发热电缆或中温辐射式电加热器)。

5.10.2.6 建筑装饰防火设计

光伏电站的控制室室内装修采用不燃材料,所有建筑装饰严格控制装修材料的耐火等级。

6 典型设计实例

6.0.1 光伏发电工程典型设计图纸见附件1:电气图纸,附件:土建图纸。

6.0.2 光伏发电工程典型设计图纸目录见表6.0.2。

表6.0.2 典型设计实例

序号	图名	图号	备注
一. 光伏发电系统			
1	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏电池组串内部接线图(方案一)	D1-D01	U字型接线
2	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏电池组串内部接线图(方案二)	D1-D02	一字型接线
3	国家电投集团光伏发电工程典型设计1MWp光伏发电单元电气系统图(方案一)	D1-D03	集中式逆变器
4	国家电投集团光伏发电工程典型设计1MWp光伏发电单元电气系统图(方案二)	D1-D04	组串式逆变器
5	国家电投集团光伏发电工程典型设计1MWp光伏子方阵布置图(方案一)	D1-D05	集中式逆变器
6	国家电投集团光伏发电工程典型设计1MWp光伏子方阵布置图(方案二)	D1-D06	组串式逆变器
7	国家电投集团光伏发电工程典型设计1MWp光伏子方阵集电线路路径图(方案一)	D1-D07	集中式逆变器
8	国家电投集团光伏发电工程典型设计1MWp光伏子方阵集电线路路径图(方案二)	D1-D08	组串式逆变器
9	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏发电单元防雷接地布置示意图	D1-D09	
10	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏组件接地示意图	D1-D10	
11	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏子方阵数据采集系统图	D1-D11	
12	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏支架及基础布置图(方案一)	D1-T01	双柱, 双排
13	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏支架及基础布置图(方案二)	D1-T02	单柱, 双排
14	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏支架及基础布置图(方案三)	D1-T03	双柱, 四排
15	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏支架及基础布置图(方案四)	D1-T04	单柱, 四排
16	国家电投集团光伏发电工程典型设计光伏组件支架基础详图	D1-T05	

表6.1 典型设计实例(续1)

序号	图名	图号	备注
二. 升压变电系统			
1	国家电投集团光伏发电工程典型设计电气一次主接线(35kV开关站)	D2-D01	
2	国家电投集团光伏发电工程典型设计电气一次主接线(110kV升压站方案一)	D2-D02	线变组接线
3	国家电投集团光伏发电工程典型设计电气一次主接线(110kV升压站方案二)	D2-D03	单母线接线
4	国家电投集团光伏发电工程典型设计0.4kV站用电接线图	D2-D04	
5	国家电投集团光伏发电工程典型设计电气二次保护配置图(35kV开关站)	D2-D05	
6	国家电投集团光伏发电工程典型设计电气二次保护配置图(110kV升压站方案一)	D2=D06	线变组接线
7	国家电投集团光伏发电工程典型设计电气二次保护配置图(110kV升压站方案二)	SD2-D07	单母线接线
8	国家电投集团光伏发电工程典型设计计算机监控系统图(35kV开关站)	D2-D08	
9	国家电投集团光伏发电工程典型设计计算机监控系统图(110kV升压站)	D2-D09	
10	国家电投集团光伏发电工程典型设计直流控制电源系统图	D2-D10	
11	国家电投集团光伏发电工程典型设计UPS电源系统图	D2-D11	
17	国家电投集团光伏发电工程典型设计110kV升压站综合楼首层平面图	D2-T01	含35kV配电间
18	国家电投集团光伏发电工程典型设计110kV升压站综合楼二层平面图	D2-T02	
19	国家电投集团光伏发电工程典型设计110kV升压站综合楼立面图	D2-T03	
20	国家电投集团光伏发电工程典型设计110kV升压站综合楼剖面图	D2-T04	
21	国家电投集团光伏发电工程典型设计35kV开关站综合楼平面图	D2-T05	不含35kV配电间, 含电子设备间和控制室

表6.1 典型设计实例(续2)

序号	图名	图号	备注
22	国家电投集团光伏发电工程典型设计35kV开关站综合楼立, 剖面图	D2-T06	
23	国家电投集团光伏发电工程典型设计35kV配电装置室平面图	D2-T07	
24	国家电投集团光伏发电工程典型设计35kV配电装置室立面图	D2-T08	
25	国家电投集团光伏发电工程典型设计35kV配电装置室立、剖面图	D2-T09	
26	国家电投集团光伏发电工程典型设计35kV开关站及管理区总平面布置图	D2-Z01	
27	国家电投集团光伏发电工程典型设计110kV升压站及管理区总平面布置图(方案一)	D2-Z02	线变组接线
28	国家电投集团光伏发电工程典型设计110kV升压站及管理区总平面布置图(方案二)	D2-Z03	单母线接线