

(第二分册：勘察、设计)



中建三局西北公司

(2023)

目 录

一、项目勘察	1
1. 现场踏勘选址	1
2. 踏勘后续工作	1
3. 地质勘测	2
3.1 地勘内容及要求	2
3.2 地勘成果	2
二、项目设计	3
1. 术语和符号	3
1.1 术语	3
1.2 符号	5
2. 设计流程	6
3. 总述	9
4. 站址选择	11
5. 太阳能资源分析	14
6. 接入系统	17
7. 光伏发电系统	20
7.1 综述	20
7.2 主要设备选择	22
7.3 光伏方阵	25
7.4 光伏支架	28
7.5 跟踪系统	35
7.6 发电量计算	37
8. 站区布置	39
8.1 综述	39
8.2 站区总平面布置	39
8.3 光伏方阵布置	42
8.4 站区安全防护设施	45
9. 电气	47
9.1 变压器	47
9.2 电气主接线	48
9.3 站用电系统	49
9.4 配电装置	50
9.5 无功补偿装置	50
9.7 监控系统	52
9.8 过电压保护和接地	55
9.9 电线电缆选择与敷设	55
10. 建筑与结构	57
10.1 建筑	57
10.2 结构	58
11. 给排水、暖通与空调	59
三、常见设备、技术方案选型	61
1. 逆变器选型	61
2. 汇流箱选型	63

3. 支架形式选择	65
4. 支架基础选择	66
四、项目策划	67
1. 策划案例参考	67

一、项目勘察

1. 现场踏勘选址

项目开发人员获取项目信息并进行初步沟通后,应先去现场踏勘并收集进一步信息。现场选址工作可以划分为以下三步:

表 1.1 选址工作步骤

步骤	工作阶段	工作内容	说明
第一步	准备工作	与业主进行简单的沟通	了解项目厂址的地点等情况
		了解当地相关光伏政策	是否能拿到备案规模指标, 是否有补贴
		室内的宏观选址	场址地貌、资源概况, 收益概况
		准备软硬件(可选)	GPS, Google 地球, 坐标转换软件, CAD、无人机等
第二步	现场踏勘工作	山体的山势走向	东西走向, 附近无其他山体遮挡
		坡度大于 30 度的一般不考虑	太陡时施工、后期运维、水土保持都有难度
		基本地址条件	有一定土层厚度
		场址范围、场内地址	全面观察、避免场有冲沟、敏感物
第三步	踏勘后续工作	确定场址面积	利用 Google 地球
		确定接入的变电站	电压等级、容量、距离
		确定场址地类	拜访国土、林业, 避免场址不可用

2. 踏勘后续工作

1、确定厂址面积

将现场打的点在 Google 地球上大致落一下, 看一下这个范围内场址内及其周围的卫星照片, 同时测一下面积, 大概估计一下可以做的容量。一般 50~100MWp 是一个比较好的规模, 也就是 1~3k m²。

备注: 平均 1 兆瓦电站装机容量需要安装面积约 30-40 亩 (2 万 m²), 对于不同纬度条件下 1MW 电站装机容量需要的占地面积 (估算) 如下图所示:

表 2.1 占地面积估算表

纬度	20~30°	30~40°	40~50°
占地面积 (亩)	20~28	28~37	37~51
占地面积 (万平方米)	1.33~1.87	1.87~2.47	2.47~3.4

对于非常平坦、地形简单的可暂时按 50MW/平方千米估算光伏电站装机容量

量。

2、确定接入的变电站

根据场址面积大致估计出规模以后，计算要用多大的电压等级送出。调查一下，距离项目场址最近的升压变电站电压等级、容量、是否有间隔，最好能拿到该变电站的电气一次图，确定一下是否有剩余容量可以接。如果可以间隔接入距离又相对合适，则视为理想接入方案，如果距离太远，输送线路成本过高，可考虑 I 接，方案的可行性要与地/市级电网公司进行咨询。

3. 地质勘测

3.1 地勘内容及要求

1、光伏场区部分

光伏场区根据组件布置做地质详勘，开关站根据面积做地质详勘。以满足光伏电站设计、施工经验及需求为准。

场区地基土物理力学性质分析，应包含如下数据：含水量 W_0 、重力密度、千重度 d 、孔隙比 e 、饱和度 S_r 、液限 W_L 、塑限 W_P 、液性指数 I_L 、塑性指数、粘聚力 C 、内摩擦角 φ 、压缩系数 a_{1-2} 、压缩模量 E_s 、重型动力触探修正击数、地基承载力、变形模量、回弹模量、基准基床系数、剪切波速白松比等。如场地土层具有湿陷性，应提供湿陷系数和自重湿陷系数地基土工程性质评价、土壤电阻率、岩土主要参数的分析选用、湿陷性评价、场地稳定性与适宜性。

2、升压站部分

应做以下分析和评价内容地基土物理力学性质分析，应包含如下数据：重力密度、千重度 γ_d 、地基承载力、变形模量。地基土工程性质评价、土壤电阻率、湿陷性评价、场地稳定性与适宜性等。

3.2 地勘成果

项目场址地质详勘报告应包括以下技术内容：

1、场地地形、地貌、地质构造及地震情况。

提供为光伏场区设计所需的地形地貌形态、成因类型和特征。地层的成因类型、地质年代、岩性、岩层产状、风化程度及分带、岩土层接触面特性等。上的成因类型、物质组成、层次结构、分布规律、水平向和垂直向的均匀性及其物理

力学性质等确定光伏电站场址的地震动峰值加速度及相应的地查基本烈度. 对光伏电站的区域地质构造稳定性做出评价。

2、初步查明光伏电站场址的工程地质条件，对主要工程地质问题作出初步评价进行施工和生活用水水源的调查。

3、场地土对建筑材料的唐蚀性评价。

4、场地土液化情况。

二、项目设计

1. 术语和符号

1.1 术语

光伏组件 photovoltaic (PV) module: 具有封装及内部联结的, 能单独提供直流电输出的, 最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳电池组件。

光伏组件串 photovoltaic (PV) modules string: 在光伏发电系统中, 将若干个光伏组件串联后, 形成具有一定直流电输出的电路单元。

光伏方阵 photovoltaic (PV) array: 将光伏组件在电气上按一定方式连接在一起, 并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

光伏发电单元 photovoltaic (PV) power unit: 大、中型地面光伏电站中, 光伏方阵直流发电经逆变器逆变, 再经就地升压变压器升压成符合电网频率和汇集电压要求的电源。又称单元发电模块。

光伏发电系统 photovoltaic (PV) power generation system: 利用太阳电池的光生伏特效应, 将太阳辐射能直接转换成交流电能的发电系统; 光伏发电系统按是否接入公共电网可分为并网光伏发电系统和独立光伏发电系统; 并网光伏发电系统按接入并网点不同又可分为用户侧光伏发电系统和电网侧光伏发电系统。

光伏电站 photovoltaic (PV) power station: 以光伏发电系统为主, 包含各类建(构)筑物及检修、维护、生活等辅助设施在内的发电站。

辐射式连接 radial connection: 各个光伏发电单元或系统分别用断路器与汇流母线连接。

“T”接式连接 tapped connection: 若干个光伏发电单元并联后通过一

台断路器与汇流母线连接。

跟踪系统 tracking system: 通过支架系统的旋转对太阳入射方向进行实时跟踪，从而使光伏方阵受光面接收尽量多的太阳辐射量，以增加发电量的系统。

单轴跟踪系统 single-axis tracking system: 绕一维轴旋转，使得光伏组件受光面在一维方向尽可能垂直于太阳光的入射角的跟踪系统。

双轴跟踪系统 double-axis tracking system: 绕二维轴旋转，使得光伏组件受光面始终垂直于太阳光的入射角的跟踪系统。

集电线路 Collective power lines: 在分散逆变、集中并网的光伏发电系统中，将各个光伏组件串输出的电能，经汇流箱汇流至逆变器，并通过逆变器输出端汇集到发电母线的直流和交流输电线路。

公共连接点 point of common coupling (PCC): 电网中一个以上用户的连接处。

并网点 point of coupling (POC): 对于有升压站的光伏发电站，指升压站高压侧母线或节点。对于无升压站的光伏发电站，指光伏发电站的输出汇总点。

孤岛现象 islanding: 在电网失压时，光伏发电站仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。

计划性孤岛现象 intentional islanding: 按预先设置的控制策略，有计划地出现的孤岛现象。

非计划性孤岛现象 unintentional islanding: 非计划、不受控出现的孤岛现象。

防孤岛 Anti-islanding : 防止非计划性孤岛现象的发生。

安装容量 capacity of installation: 光伏发电站中安装的光伏组件的标称功率之和，计量单位是峰瓦 (Wp)。

峰瓦 watts peak: 光伏组件在标准测试条件下，最大功率点的输出功率的单位。

额定容量 rated capacity: 光伏发电站中安装的逆变器的额定有功功率之和，计量单位是瓦 (W)。

真太阳时 solar time: 以太阳时角作标准的计时系统，真太阳时以日面中心在该地的上中天的时刻为零时。

最大功率跟踪 maximum power point tracking (MPPT): 利用硬件设备和软件控制策略, 让光伏组件串的输出功率始终工作在最大功率点附近。

1.2 符号

(1) 能量、功率

E_p ——上网发电量 (kWh);

E_s ——标准条件下的辐照度 (常数=1kW/m²);

H_A ——水平面太阳能总辐射量 (kWh/m²);

G_A ——光伏阵列面太阳能总辐射量 (kWh/ m²)。

PAZ ——组件安装容量 (kWp);

P_0 ——平均电负荷容量 (kW)。

(2) 电压

V_{dcmax} ——最大系统电压 (V);

$V_{MPPTmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值 (V);

$V_{MPPTmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值 (V);

V_{oc} ——光伏组件的开路电压 (V);

V_{pm} ——光伏电池组件的工作电压 (V)。

(3) 温度、数量

t ——光伏组件昼间环境极限低温 (°C);

t' ——工作状态下光伏组件的电池极限高温 (°C);

N ——光伏组件的串联数 (N 取整)。

(4) 无量纲系数

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数;

K_v' ——光伏组件的工作电压温度系数;

PR ——光伏发电系统效率;

CPR ——光伏发电综合效率;

(5) 结构系数

C ——结构或结构构件达到正常使用要求的规定限值,

S_d ——荷载组合的效应设计值;

R_d ——结构构件抗力的设计值。

S_{Gk} ——永久荷载作用标准值 G_k 的效应；

S_{Wk} 、 ψ_W ——风荷载作用标准值 Q_{Wk} 的效应和其组合值系数；

S_{Sk} 、 ψ_S ——雪荷载作用标准值 Q_{Sk} 的效应和其组合值系数；

S_{Mk} 、 ψ_M ——施工检修荷载作用标准值 Q_{Mk} 的效应和其组合值系数。

S_{tk} 、 ψ_t ——温度荷载作用标准值 Q_{tk} 的效应和其组合值系数。

γ_0 ——重要性系数；

γ_G ——永久荷载作用的分项系数；

γ_W ——风荷载作用的分项系数；

γ_S ——雪荷载作用的分项系数；

γ_M ——施工检修荷载作用的分项系数；

γ_t ——温度荷载作用的分项系数。

2. 设计流程

光伏电站项目取得项目备案后，需立即与当地省、市电力公司沟通，取得当地电力公司的同意，委托有资质的单位编写接入设计方案，组织接入设计评审，获取接入批复。备案证是光伏项目的行政审批通行证，是办理工程项目建设手续的基础。接入批复是光伏项目的电力审批通行证，所以在电力方面，接入批复是所有工作的基础，是电力设计工作的起点。

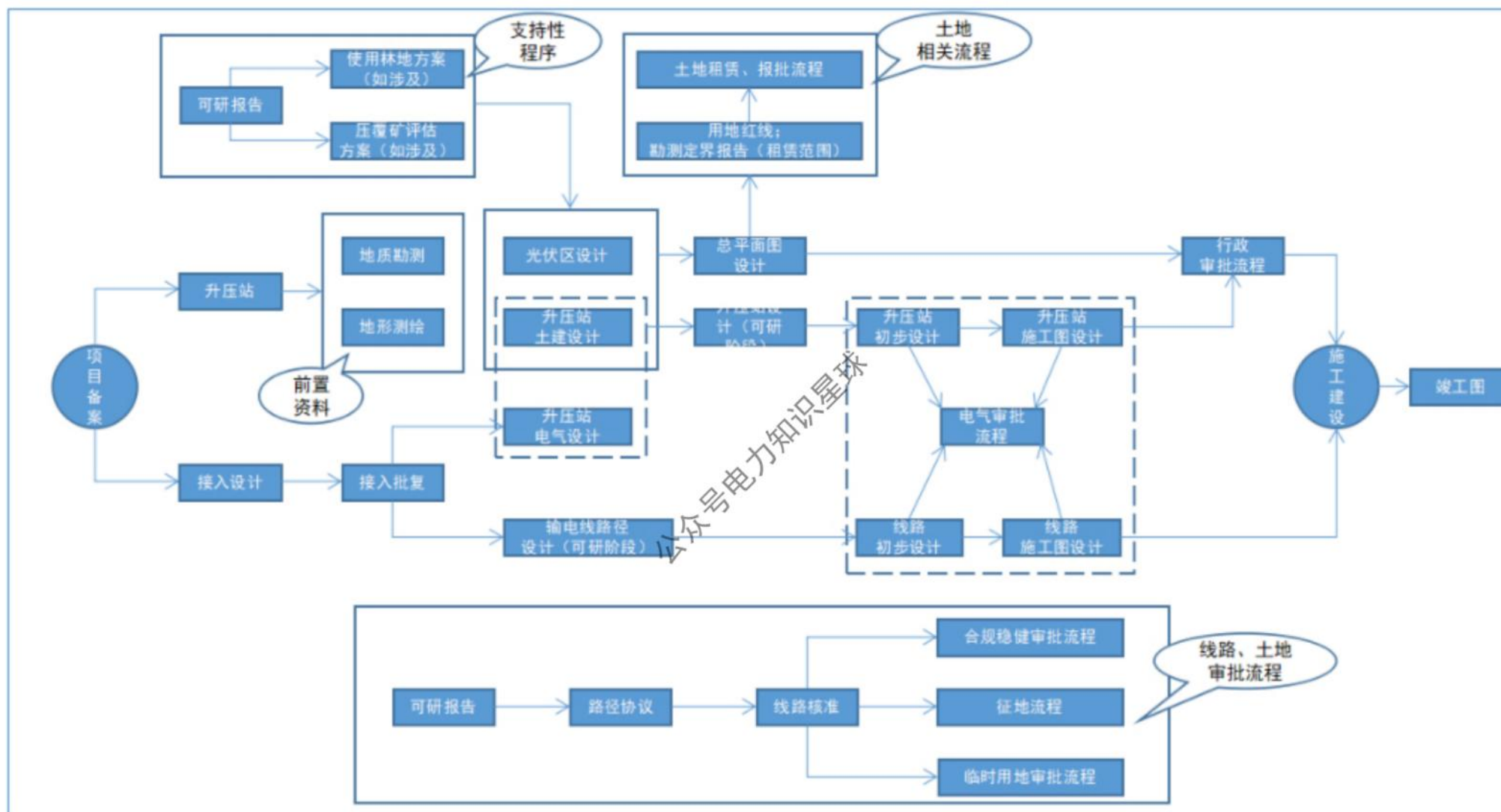


图 2.1 设计流程图

在整个项目过程中,设计工作是贯穿整个项目全流程的,即无论在哪个环节,设计都是必不可少的。例如在项目研判中,必须有设计和工程部门的参与,才能完成项目可行性评价;在建设阶段,设计与工程同等重要;在运营工作中,仍要坚持设计的回访与持续改造,提高设计单位、部门的技术水平,并改善电站设计性能。为此,在这里专门对技术方面各个阶段工作进行了分类说明,以认识设计的重要性,正确认识设计的作用。

表 2.1 设计阶段要点表

设计工作阶段	主导单位	设计基本程序	要点
设计考察阶段	开发单位、建设单位	可行性论证,实地考察	<ol style="list-style-type: none"> 1.光照条件:从省到市到县逐个筛选发电效益较好地区逐一排序。其中还需结合局部海拔等因素; 2.地区条件:从省到市到县到园区逐个范围筛选接入条件消纳情况; 3.在省电力、市电力逐个范围落实接入条件及近期、远期电力规划; 4.地形地势; 5.地表附着物。(谷歌地图)
设计准备阶段	设计单位、建设单位	采集数据	<ol style="list-style-type: none"> 1. 气象数据——当地气象局; 2. 地形地势及附着物——地形图; 3. 地质数据——地勘报告; 4. 水文条件——水利局或相应报告; 5. 安全保护相关——安评相关报告; 6. 职业病相关——职评相关报告; 7. 水保持——水土保持相关方案; 8. 成本核算——所需材料当地供应价格、设备市场价格; 9. 当地风俗习惯——避让及其他。
		可行性研究	<ol style="list-style-type: none"> 1. 可行性条件论证; 2. 光照、水文、地形地势、地质、防洪; 3. 对当地的环境、水土各项保护措施; 4. 工程预算; 5. 安全、职业病防护措施。
设计阶段	设计单位、建设单位	初步设计	<ol style="list-style-type: none"> 1. 工程实施方案; 2. 组织设计; 3. 技术标准:施工及设备材料; 4. 工程计划:各项事件的重要节点等; 5. 工程预算:比可研更详细的预算; 6. 其他需要注意的事项。
		施工图设计	<ol style="list-style-type: none"> 1. 施工依据; 2. 采购依据;

			<p>3. 预算依据;</p> <p>4. 各项审图: 业主会审、建筑机构审图、电力系统审图。</p>
施工阶段	设计单位、施工单位	配合施工	<p>1. 设计工作</p> <p>1.1 指导现场施工;</p> <p>1.2 结合现场实际情况修改、调整设计;</p> <p>1.3 结合现场情况配合工序调整及组织设计。</p> <p>2. 工程工作</p> <p>2.1 根据图纸、结合现场实际进行施工及调整;</p> <p>2.2 根据材料供应情况进行施工组织调整;</p> <p>2.3 与设计保持良性互动、沟通,力求在施工阶段做到优化。</p>
运行阶段	设计单位、运营单位	竣工图	<p>1.完工后,根据实际情况完成竣工图;</p> <p>2.要求准确、清晰。</p>
		运行回访	投运后,定期回访,以便自查反省,学习纠偏,为后续工作提供经验及数据积累。

3. 总述

太阳能光伏发电系统是利用太阳能电池组件和其他辅助设备将太阳能转换成电能的系统。光伏发电系统基础是太阳能电池组件。太阳能电池组件是一种具有光—电转换特性的半导体器件,它直接将太阳辐射能转换成直流电,是光伏发电的最基本单元。光伏电池特有的电特性是借助于在晶体硅中掺入某些元素(例如:磷或硼等),从而在材料的分子电荷里造成永久的不平衡,形成具有特殊电性能的半导体材料。在阳光照射下,具有特殊电性能的半导体内可以产生自由电荷,这些自由电荷定向移动并积累,从而在其两端形成电动势,当用导体将其两端闭合时便产生电流。这种现象被称为“光生伏特效应”,简称“光伏效应”。

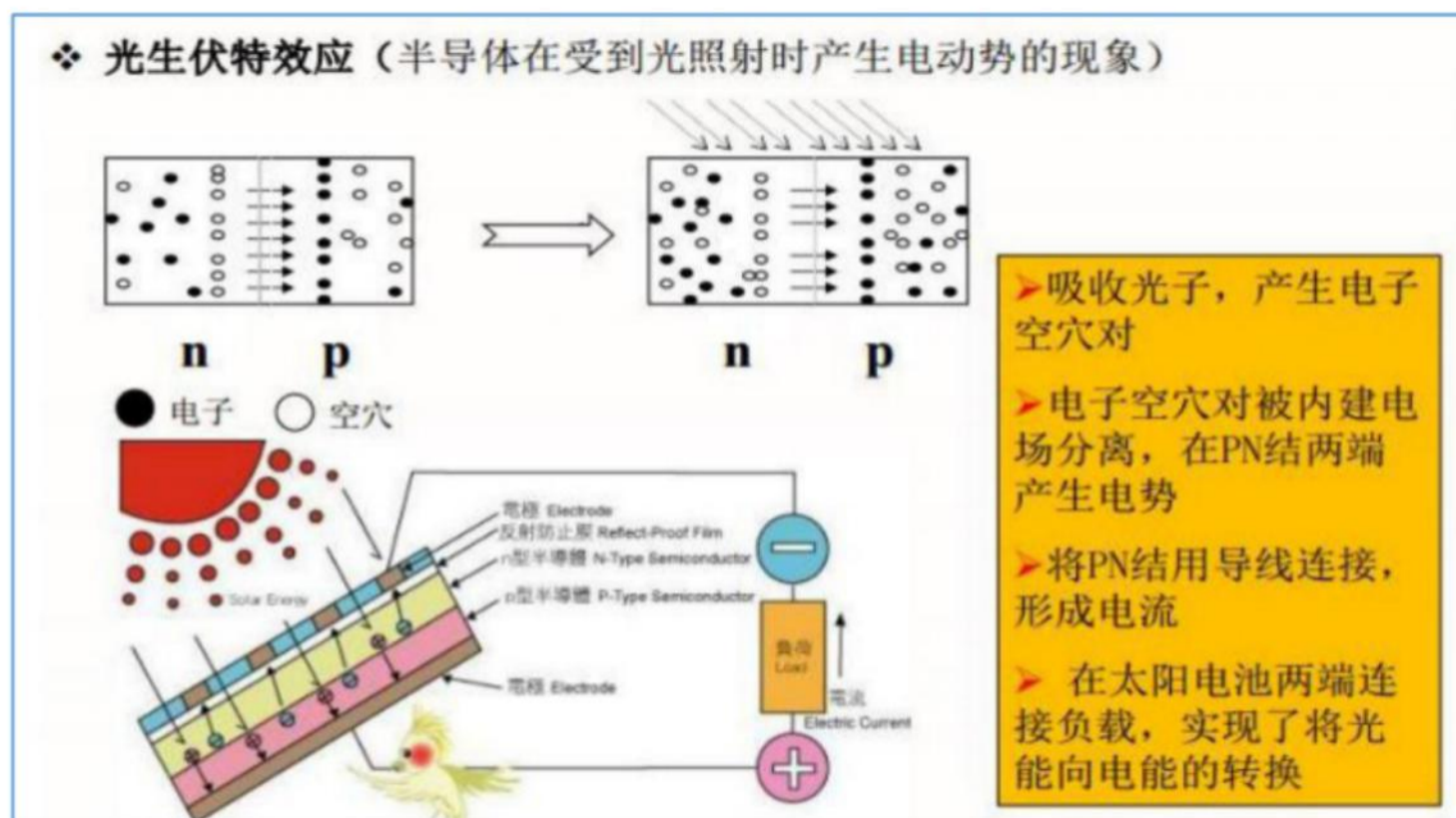


图 3.1 光生伏特效应原理图

一般将太阳能光伏发电系统分为独立系统、并网系统和混合系统。如果根据太阳能光伏发电系统的应用形式、应用规模和负载的类型，对太阳能光伏发电系统进行比较细致的划分，可将太阳能光伏发电系统分为如下几种类型：小型太阳能光伏发电系统，太阳能光伏发电简单直流系统，大型太阳能光伏发电系统，太阳能光伏发电交流、直流供电系统，并网太阳能光伏发电系统，混合供电太阳能光伏发电系统，并网混合太阳能光伏发电系统。

独立太阳能光伏发电系统在自己的闭路系统内部形成电路，是通过太阳能电池组将接收来的太阳辐射能量直接转换成电能供给负载，并将多余能量经过充电控制器后以化学能的形式储存在蓄电池中。并网发电系统通过太阳能电池组将接收来的太阳辐射能量转换为电能，再经过高频直流转换后变成高压直流电，经过逆变器逆变后向电网输出与电网电压同频、同相的正弦交流电流。

光伏电站设计应对站址及其周围区域的工程地质情况进行勘探和调查，查明站址的地形条件、地貌特征和主要地层的分布及物理力学性质、地下水条件等。应综合考虑日照条件、土地和建筑条件、安装和运输条件等因素，在满足安全可靠、经济适用、环保、美观，便于安装和维护的基础上应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。宜优先选用智能一体化设备或装置，并采用现代数字信息技术和集成优化控制管理系统，满足电站安全、高效、经济运行的要求，实现与智能电网、需求侧相互协调，与资源和环境相互融合。

光伏电站规模大小可按单个项目的额定容量划分如下：

表 3.1 项目规模表

规模	额定容量
小型光伏电站	$\leq 6\text{MW}$
中型光伏电站	$6\text{MW} < \text{且} \leq 30\text{MW}$
大型光伏电站	$> 30\text{MW}$

4. 站址选择

光伏电站的站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、电网接入、电力消纳、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑；在选址工作中，应从全局出发，正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。

光伏电站选址时，应结合电网结构、电力负荷、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应提出推荐站址的排序。



图 4.1 山地光伏电站

利用山地建设的光伏发电站选址首先需要分析周边山体的阴影遮挡范围，在阴影遮挡范围之外再选择主导坡向朝南的山坡优先布置光伏组件。坡度应满足施工和运行的安全性要求，并综合考虑用地属性、周边山体遮挡、冲沟等因素的影响。



图 4.2 固定式水面光伏电站

光伏方阵采用固定式基础的水面光伏电站的站址，应依据水体底部岩土构成和当地水文气象条件，综合考虑施工、运行等因素经技术经济性比较后选择。



图 4.3 漂浮式水面光伏电站

光伏方阵采用漂浮式支撑结构的水面光伏电站的站址，应根据工程所在地的水深、水流、结冰、波浪、风速等自然条件，综合考虑施工和运行的安全性和可靠性后进行选择。

与设施农业、林业相结合的光伏电站的站址，应结合当地自然条件、农作物和种植物生长规律和特点进行选择。

光伏电站站址防洪设计应符合下列要求

1、光伏电站的光伏方阵区按不同规划容量所对应的防洪标准应符合下表的规定。对于光伏方阵区内地面低于上述标准的区域，应采取有效的防洪措施。防洪措施可以是建设整个电站的防洪堤或区域防洪堤，也可以通过提高设备和建筑物基础来满足防洪标准。具体采用哪种措施可根据项目特点通过技术经济比较后确定。防排洪措施宜在首期工程中按规划额定容量统一规划，分期实施。

表 4.1 光伏方阵区防洪等级和防洪标准

防洪等级	规划容量 MW	防洪标准（重现期）
I	>500	≥50 年一遇的高水（潮）位
II	≤500	≥30 年一遇的高水（潮）位

2、光伏电站的升压配电及生活管理区防洪标准应满足国家现行标准《35kV-110kV 变电站设计规范》GB50059、《220kV-750kV 变电站设计规程》DL/T5218 的要求。

3、位于海滨的光伏发电站设置防洪堤或防浪堤时，其堤顶标高应依据表“光伏方阵区防洪等级和防洪标准”中的要求，并满足重现期为 30 年波列累计频率 1%的浪爬高加上 0.5m 的安全超高确定。

4、位于江、河、湖旁的光伏发电站设置防洪堤时，其堤顶标高应按表“光伏方阵区防洪等级和防洪标准”中的要求，加 0.5 m 的安全超高确定；当受风、浪、潮影响较大时，尚应再加重现期为 30 年的浪爬高。

5、在以内涝为主的地区建站并设置防洪堤时，其堤顶标高应按 30 年一遇的设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定；位于西北干旱地区的光伏电站，应采取站区内的融雪或短时暴雨排洪措施。

6、利用山地建设的光伏发电站，应设防山洪和排山洪的措施，防排设施应按 50 年一遇的山洪设计。

7、当光伏方阵区不设防洪堤时，光伏方阵区电气设备底标高和建筑物室内地坪标高应按表“光伏方阵区防洪等级和防洪标准”中防洪标准或 30 年一遇最高内涝水位加上 0.5 米的安全超高确定。当受风、浪、潮影响较大时，尚应再加重现期为 30 年的浪爬高。

光伏电站选择站址时，应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区、泥石流、滑坡的地段。在危岩、发震断裂地带、岩溶发育、采空区和地质塌陷区等地区进

行选址时，应进行地质灾害危险性评估。应避让重点保护的文化遗址。站址地下深层压有文物、矿藏时，除应取得文物、矿藏有关部门同意的文件外，还应对文物和矿藏开挖后的安全性进行评估。除与建筑相结合的光伏发电系统以外，光伏发电站站址选择应避让自然保护区、水源保护地。应优先利用未利用荒地，不应破坏原有水系，做好植被保护，减少土石方开挖量，并应节约用地，减少房屋拆迁和人口迁移。应考虑电站达到规划容量时接入电力系统的出线走廊。条件合适时，可在风电场内建设光伏电站。

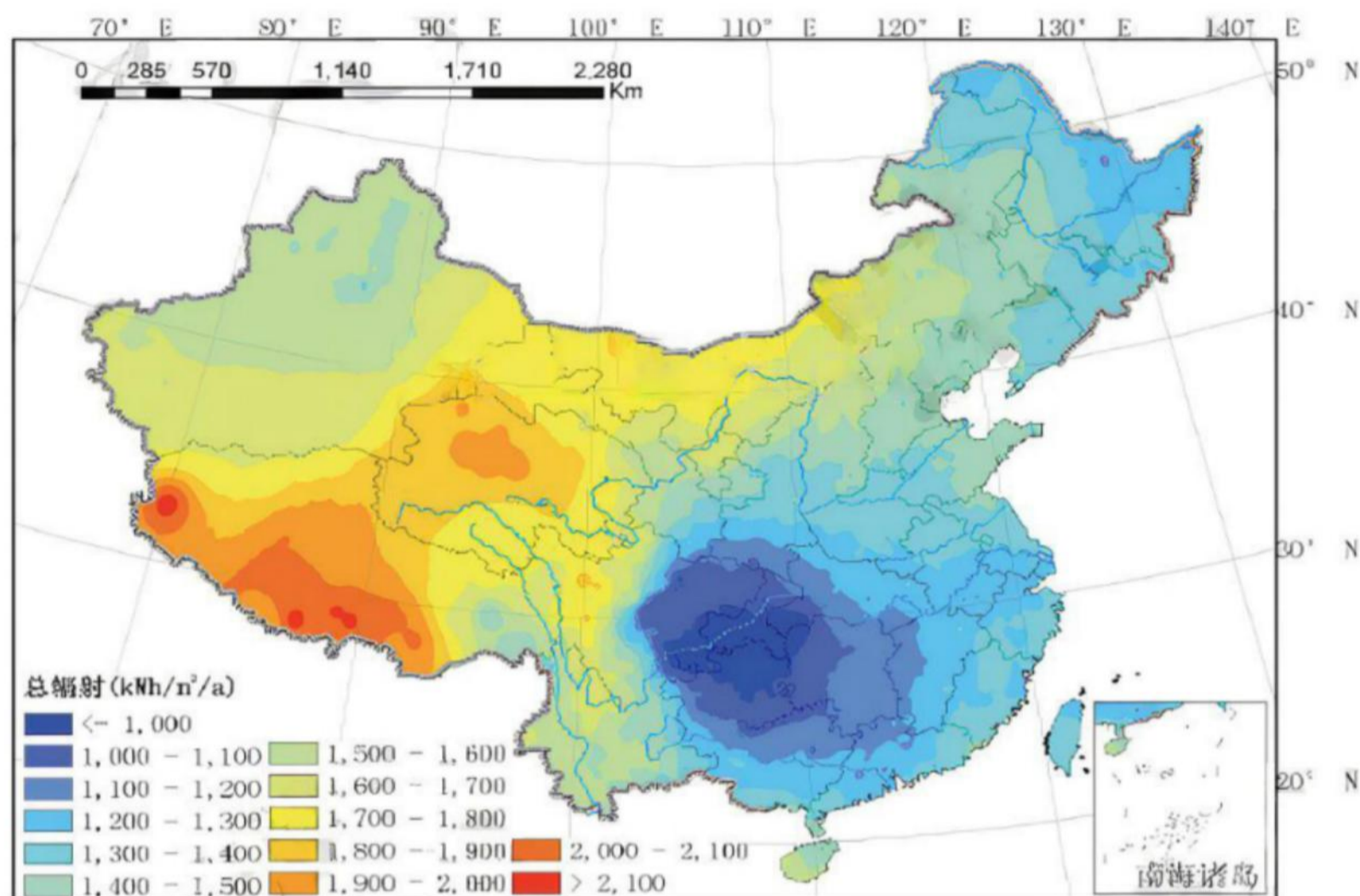
5. 太阳能资源分析

我国太阳能总辐射资源丰富，总体呈“高原大于平原、西部干燥区大于东部湿润区”的分布特点。其中，青藏高原最为丰富，年总辐射量超过 1800 kWh/m²，部分地区甚至超过 2000 kWh/m²。四川盆地资源相对较低，存在低于 1000 kWh/m² 的区域。

表 5.1 全国太阳辐射总量等级和区域分布表

名称	年总量 (MJ/m ²)	年总量 (kWh/m ²)	年平均辐照度 (W/m ²)	占国土面积 (%)	主要地区
最丰富带	≥6300	≥1750	约 ≥ 200	约 22.8	内蒙额济纳旗以西、甘肃酒泉以西、青海 100° E 以西大部分地区、西藏 94° E 以西大部分地区、新疆东部边远地区，四川甘孜部分地区
很丰富带	5040-6300	1400-1750	约 160-200	约 44.0	新疆大部、内蒙额齐纳旗以东大部、黑龙江西部、吉林西部、辽宁西部、河北大部、北京、天津、山东东部、山西大部、陕西北部、宁夏、甘肃酒泉以东大部、青海东部边缘、西藏 94° E 以东、四川中西部、云南大部、海南
较丰富带	3780-5040	1050-1400	约 120-160	约 29.8	内蒙 50° N 以北、黑龙江大部、吉林中东部、辽宁中东部、山东中西部、山西南部、陕西中南部、甘肃东部边缘、四川中部、云南东部边缘、贵州南部、湖南大部、湖北大部、广西、广东、福建、江西、浙江、安徽、江苏、河南
一般丰富带	<3780	<1050	约 < 120	约 3.3	四川东部、重庆大部、贵州中北部、湖北 110° E 以西、湖南西北部

图 5.1 全国太阳辐射总量等级和区域分布图



光伏电站设计首先需要分析站址所在地区的太阳能资源概况，并对该地区太阳能资源的丰富程度进行初步评价，同时分析相关的地理条件和气候特征，为站址选择和技术方案初步确定提供参考依据。

光伏电站太阳能总辐射量及其变化趋势等太阳能资源分析，应选择站址所在地附近有太阳辐射长期观测记录的气象站作为参考气象站。目前在我国有太阳辐射长期观测记录的气象站只有近百个，实际覆盖面积较小，尤其是在我国西北地区，大多数情况下参考气象站距光伏电站较远，很难获得站址所在地实际的太阳能辐射状况。对于中小型光伏电站而言，由于其规模小，各种影响相对较小，可以选择站址所在地周边较远的多个（两个及以上）具有太阳辐射长期观测记录的气象站作为参考气象站，同时借助公共气象数据库（包括卫星观测数据）或商业气象（辐射）软件包进行粗略的分析推算。但大型光伏电站，由于规模较大，辐射资源分析无论是对项目本身的投资收益还是对电力系统的影响都比较大，因此，在大型光伏发电项目建设前期推荐先在站址所在地设立太阳辐射现场观测站，并进行至少一个完整年的现场观测记录。

参考气象站基本要求。参考气象站所在地与光伏电站站址所在地的气候特征、地理特征应基本一致。且应具有连续 10 年以上的太阳辐射长期观测记录。辐射观测资料与光伏电站站址现场太阳辐射观测装置的同期辐射观测资料应具有较好的相关性。参考气象站采集的信息包括下列内容：

1、气象站长期观测记录所采用的标准、辐射仪器型号、安装位置、高程、周边环境状况，以及建站以来的站址迁移、辐射设备维护记录、周边环境变动等基本情况和时间。

2、最近连续 10 年以上的逐年各月的总辐射量、直接辐射量、散射辐射量、日照时数的观测记录，且与站址现场观测站同期至少一个完整年的逐小时的观测记录。

3、最近连续 10 年的逐年各月最大辐照度的平均值。

4、近 30 年来的多年月平均气温、极端最高气温、极端最低气温、昼间最高气温、昼间最低气温。

5、近 30 年来的多年平均风速、多年极大风速及发生时间、主导风向，多年最大冻土深度和积雪厚度，多年年平均降水量和蒸发量。

6、近 30 年来的连续阴雨天数、雷暴日数、冰雹次数、沙尘暴次数、强风次数等灾害性天气情况。

太阳辐射现场观测站基本要求。太阳辐射现场观测站的选址、数据测量、测量设备选型与校验、仪器安装与维护、测量数据采集与传输及测量数据保存与整理应符合现行国家标准《太阳能资源测量总辐射》GB/T31156、《太阳能资源测量直接辐射》GB/T33698 和行业标准《光伏电站太阳能资源实时监测技术规范》NB/T32102、《地面气象观测规范》QX/T46~66 的要求。观测内容应包括总辐射、日照时数、环境温度、相对湿度、风速、风向等的实测数据，观测装置的安装位置需要视野开阔，且在一年当中日出和日没方位不能有大于 5° 的遮挡物。

对于大型光伏电站还应设置光伏方阵阵列面的总辐射观测项目，总辐射观测仪的设置应与光伏阵列面的空间朝向一致；对倾角可调式和跟踪式光伏方阵，总辐射观测仪还应与光伏方阵保持同步运动。

太阳辐射观测数据验证与资源分析。实测数据记录时，由于设备故障、断电等原因，有时会出现数据缺测或记录偏差，因此，需对太阳辐射观测数据应进行完整性检验，观测数据应符合下列要求：

- 1、观测数据的实时观测时间顺序应与预期的时间顺序相同；
- 2、按某时间顺序实时记录的观测数据量应与预期记录的数据量相等；
- 3、实测数据有效完整率应在 90%以上。

实测数据记录时,由于一些特殊原因,有时会产生不合理的无效数据,因此,需对太阳辐射观测数据应依据日天文辐射量等进行合理性检验,观测数据中总辐射最大辐照度小于 2kW/m²,日总辐射量小于天文日总辐射量。

太阳辐射观测数据经完整性和合理性检验后,需要进行数据完整率计算,对其中不合理和缺测的数据应进行修正,并补充完整。若数据完整率较小,且由无其他有效数据补缺,该组数据可视为无效。其它可供参考的同期记录数据经过分析处理后,可填补无效或缺测的数据,缺测数据的填补也可借助其他相关数据,采用插补订正法、线性回归法、相关比值法等进行处理,形成完整的长序列观测数据。

光伏电站太阳能资源分析包括下列内容:

- 1、长时间序列的年总辐射量变化和各月总辐射量年际变化。
- 2、10 年以上的年总辐射量平均值和月总辐射量平均值。
- 3、太阳能资源典型年的年总辐射量和月总辐射量。(用来预测光伏电站在运营期内发电量、确定固定式光伏方阵的最佳倾角和倾角可调式光伏方阵的调节范围及调节策略的依据。)
- 4、最近三年内连续 12 个月各月辐射量日变化及各月典型日辐射量小时变化。

6. 接入系统

光伏电站接入电网的电压等级应根据光伏电站的额定容量及当地电网的具体情况,在接入系统方案设计中经技术经济比较后确定,现行电力行业标准《配电网规划设计技术导则》DL/T 5729 推荐的 50MW 及以下容量的光伏电站的并网电压等级选择如下表。对超过 50MW 的光伏电站,一般选用 110kV 及以上电压等级接入电力系统。

表 6.1 电源并网电压等级参考表

电源总容量范围	并网电压等级
8kW 及以下	220V
8kW~400kW	380V
400kW~6MW	10kV
6MW~50MW	20kV、35kV、66kV、110kV

光伏电站由于接入电压等级或接入电网位置不同,对其并网要求也不相同。

通过 35kV 及以上电压等级并网, 以及通过 10kV 电压等级与公共电网连接的光伏发电站的并网要求较高。根据现行国家标准《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 的要求, 其与公共电网连接的一次、二次设计都应符合现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的要求, 内容包括: 有功功率、功率预测、无功容量、电压控制、低电压穿越、运行适应性、电能质量等。

通过 10kV (6) kV) 电压等级接入用户侧, 以及通过 380V 电压等级接入电网的光伏发电系统的并网要求较低。根据现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 的要求, 其一次、二次设计都应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的要求。内容包括: 无功容量和电压调节、启动、运行适应性、电能质量、安全与保护、通用技术要求、电能计量等。

继电保护功能。光伏电站应具有相应的继电保护功能, 出现异常及时断开与电网的连接, 以保证设备和人身安全。送出线路保护、系统保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定, 且应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

通过 380V 电压等级接入电网, 以及通过 10kV 电压等级用户侧并网的光伏发电站的防孤岛及继电保护装置应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的要求。防止电网失压后光伏电站继续运行向电网线路送电的孤岛现象的发生, 避免对维修人员、电网与负荷造成诸多不良影响。在并网线路同时 T 接有其它用电负荷情况下, 光伏电站防孤岛保护动作时间应小于电网侧线路保护重合闸时间。保障其它用户的用电可靠性。

通过 35kV 及以上电压等级并网, 以及通过 10kV 电压等级接入公用电网的光伏发电站继电保护装置应符合现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的要求。

自动化功能。随着光伏发电装机容量在电力系统中的比例不断提高, 电力调度部门对于光伏电站调度管理力度也在逐渐增大, 对于通过 35kV 及以上电压等级并网, 以及通过 10kV 电压等级接入公用电网的光伏发电站, 自动化设备需要按照当地电网对应的标准和要求进行配置; 对于通过 10kV 电压等级接入用户侧, 以及通过 380V 电压等级接入电网的光伏发电站, 可结合投资的经济效益和当地

电网的实际情况对自动化设备进行适当简化。

通过 35kV 及以上电压等级并网, 以及通过 10kV 电压等级接入公用电网的光伏发电站应配置相应的自动化终端设备, 采集发电装置及并网线路的遥测和遥信量, 接收遥控、遥调指令, 并通过专用通道与电力调度机构相连。其远动设备的容量及性能指标应满足光伏发电站端远动功能及规约转换要求。对于与电力调度之间进行数据通信的光伏电站, 应当落实国家信息安全等级保护制度, 按照国家信息安全等级保护有关的要求, 坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则, 通过配置相应的二次安全防护措施来防止黑客及恶意代码等对光伏发电站的攻击和侵害, 保证电力系统二次设备安全运行。

通信功能。光伏发电站通信可分为站内通信与系统通信。通信设计应符合现行国家标准《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 和《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的规定, 并满足现行行业标准《电力通信运行管理规程》DL/T544 规定。

站内通信应符合下列要求:

- 1、光伏发电站站内通信应包括生产管理通信和生产调度通信。
- 2、大、中型光伏发电站为满足生产调度需要, 宜设置生产程控调度交换机, 统一供生产管理通信和生产调度通信使用。
- 3、大、中型光伏发电站内通信设备所需的交流电源, 应由能自动切换的、可靠的、来自不同站用电母线段的双回路交流电源供电。
- 4、站用通信设备可使用专用通信直流电源或 DC/DC 变换直流电源, 电源宜为直流 48V。通信专用电源的容量, 应按发展所需最大负荷确定, 在交流电源失电后能维持放电不小于 1 小时。
- 5、光伏发电站可不单独设置通信机房, 通信设备宜与线路保护、调度自动化设备共同安装于同一机房内。

对于无人值守的光伏发电站, 站内通信部分可以简化。当光伏发电站内配有直流系统时, 推荐采用一体化电源, 通信设备所需的直流电源可由 DC/DC 变换取得。

系统通信应符合下列要求:

- 1、光伏发电站应装设与电力调度机构联系的专用调度通信设施。通信系统

应满足调度自动化、继电保护、安全自动装置及调度电话等对电力通信的要求。

2、通过 35kV 及以上电压等级并网，以及通过 10kV 接入公共电网的光伏发电站至调度端应有两路通信通道，其中通过 110kV（66kV）及以上电压等级接入电网的光伏发电站一个路通道应为光纤通道。通过 10kV 电压等级并网的光伏发电站，应具备与电网调度机构进行数据通信的能力。

3、光伏发电站与电力调度机构之间通信方式和信息传输应由双方协商一致后确定，并在接入系统方案设计中明确。

光伏发电站电能计量点宜设置在电站与电网设施的产权分界处，为了便于计量和管理，经双方协商同意，也可设置在购售电合同中规定的贸易结算点处。光伏发电站站用电取自公用电网时，应在引入线高压侧设置计量点。电能计量装置应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T448 和《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137 的规定。光伏发电站应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置。同一计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主备电能表各一套。采集的信息应接入电力调度部门的电能信息采集系统。

7. 光伏发电系统

7.1 综述

大、中型地面光伏发电站的发电系统一般采用多级汇流、分散逆变、集中并网方式；分散逆变后宜就地升压，升压后集电线路回路数及电压等级应经技术经济比较后确定。



图 7.1.1 集中式光伏电站示意图

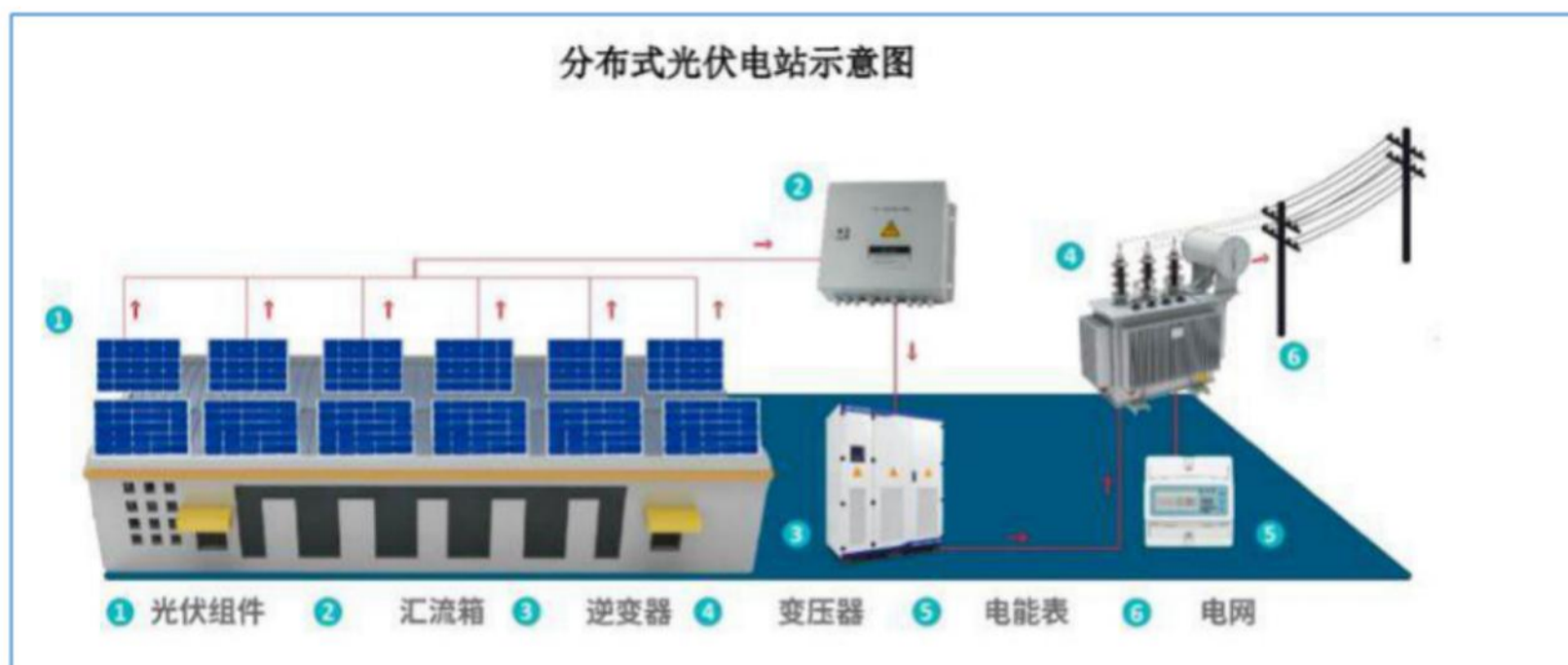


图 7.1.2 分布式光伏电站示意图

由于光伏组件在电站寿命周期内功率是逐年衰减的，以及工程实际太阳辐照度一般都小于组件标准辐照强度，另外光伏发电系统从组件到逆变器存在各项损耗，所以通常情况下逆变器输出功率不能达到所对应的组件的安装容量值，导致逆变器和其后升压并网设备容量不能得到充分利用，因此提出在光伏发电系统设计时应考虑光伏组件安装容量相对逆变器额定容量超配的要求。

容量配比应综合考虑光伏方阵的安装类型、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经发电站全寿命周期内技术经济比较，来获得最佳的容量配比值。光伏方阵的安装容量与逆变器额定容量之比应符合下列规定：

表 7.1.1 容配比选择表

地区	容配比
一类太阳能资源地区	不宜超过 1.2
二类太阳能资源地区	不宜超过 1.4
三类太阳能资源地区	不宜超过 1.8

为了保证对建设场地的土地资源 and 光伏组件的有效利用，光伏方阵的安装容量与逆变器额定容量之比也不宜过大。在高海拔、低环境温度、太阳能辐射量高等特定条件下，光伏方阵与逆变器之间的最佳的容量配比值可能小于 1。

大、中型光伏电站中发电单元容量的大小，应结合直流侧电压等级、光伏组件和逆变器选型经技术经济比较后确定。大、中型光伏电站一般选用直流侧高电压系统和大容量发电单元方案。光伏发电系统直流侧电压从 1000V 向 1500V，甚至更高电压发展的趋势。直流侧电压采用 1500V 高电压配置，可以增大发电单元容量，减少组串、汇流箱、逆变器和升压变压器数量以及电缆等材料量，可以有助于降低发电损耗，减少工程造价，从而提高了工程经济性。

当光伏方阵所在场地起伏较大、光伏阵列易受遮光影响、组件布置倾角和朝向不同时，光伏发电系统应选择具有多路最大功率跟踪功能的逆变设备，通过自动调整使阵列一直保持在最大功率输出。接入同一最大功率跟踪回路(MPPT)的光伏组件串组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等要相同，保证同一最大功率跟踪回路接入直流电压尽可能一致。

7.2 主要设备选择

光伏组件应根据类型、标称功率、转换效率、系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性、使用环境等条件进行选择。

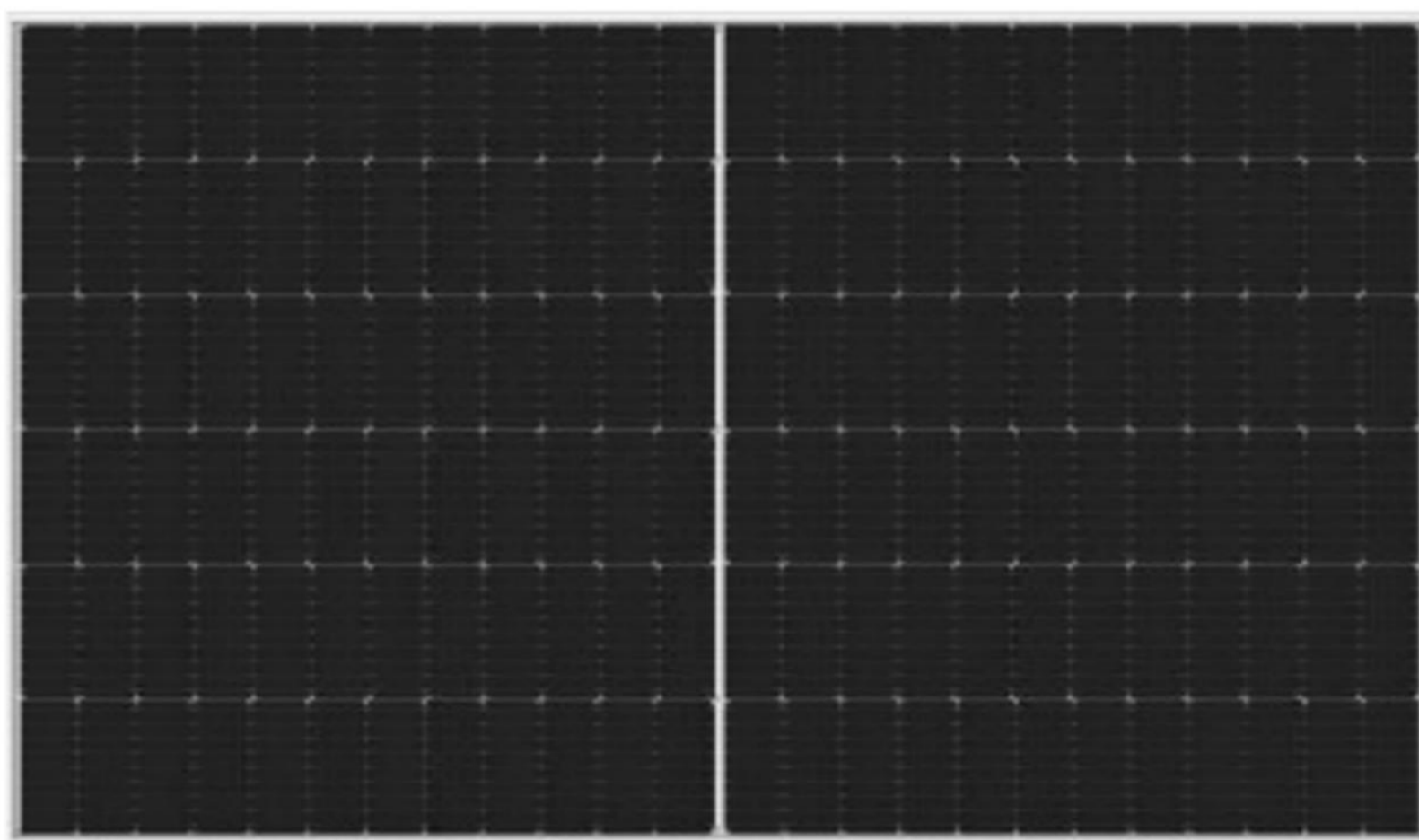


图 7.2.1 双面光伏组件正面



图 7.2.2 双面光伏组件背面

光伏组件的类型按下列条件选择：

- 1、根据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较后确定。
- 2、与建筑相结合的光伏发电系统，宜选用与建筑相协调的光伏组件。建材型的光伏组件，应符合相应建筑材料或构件的技术要求。
- 3、对于轻型结构屋顶和异形屋面上安装光伏方阵，可选用柔性光伏组件。
- 4、当光伏组件安装场地的反光性能较好时，可选用双面发电组件。
- 5、与农牧业、渔业设施相结合的光伏发电系统中，当常规光伏组件不能满足农作物、养殖物的光照需求时，可考虑选择透光型组件。
- 6、宜选用高转化效率的光伏组件。

目前常用的组件有晶硅类、薄膜类组件。晶硅类主要有单晶硅和多晶组件，采用刚性结构；薄膜类主要以非晶薄膜组件为主，即可采用刚性结构，也可采用柔性结构。对于轻型结构屋顶，承载能力有限时，可以选用柔性结构薄膜组件。随着双面发电组件的出现，并逐渐成熟及应用，为增加光伏发电系统效益，充分利用双面组件背面发电的特性，在光伏组件安装场地反光性能较好时，可使用双面组件，增加系统的整体发电量。农牧业、渔业设施相结合的光伏发电系统中，可采用常规光伏组件与透光材料间隔布置等方式来增加透光率，如果还不能满足要求，可考虑选择透光型组件。

表 7.2.1 晶硅组件与薄膜组件对比

组件类别	优点	缺点
晶硅组件	单块组件发电功率高	重量大，易碎，高温性能较差
薄膜组件	高温性能好，弱光性能好，阴影遮挡功率损失小	发电功率较低，产品寿命衰减快

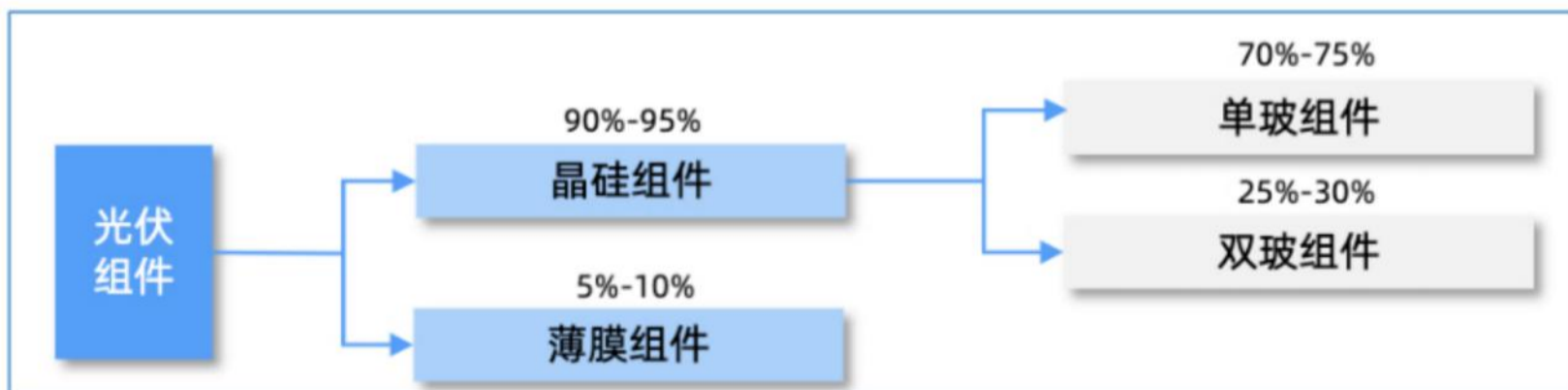


图 7.2.3 光伏组件的分类及应用占比

逆变器应按型式、额定功率、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率跟踪、保护和监测功能、通信接口、防护

等级等技术条件进行选择。并网光伏逆变器的性能应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408-2019 的规定。全球逆变器出货量排名的 10 家企业中，有 6 家为中国企业，包括阳光电源、华为、锦浪科技、古瑞瓦特、固德威和上能电气。



图 7.2.4 集中逆变升压一体机

光伏组串汇流箱应依据型式、电压、输入回路数、输入额定电流等技术条件进行选择，并符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的规定。大、中型光伏电站占地面积大，运行方式主要为少人值守或无人值班。在汇流箱上选用智能型，具备智能监控和数据通信功能，可以更快、更准确的了解光伏阵列的运行信息。

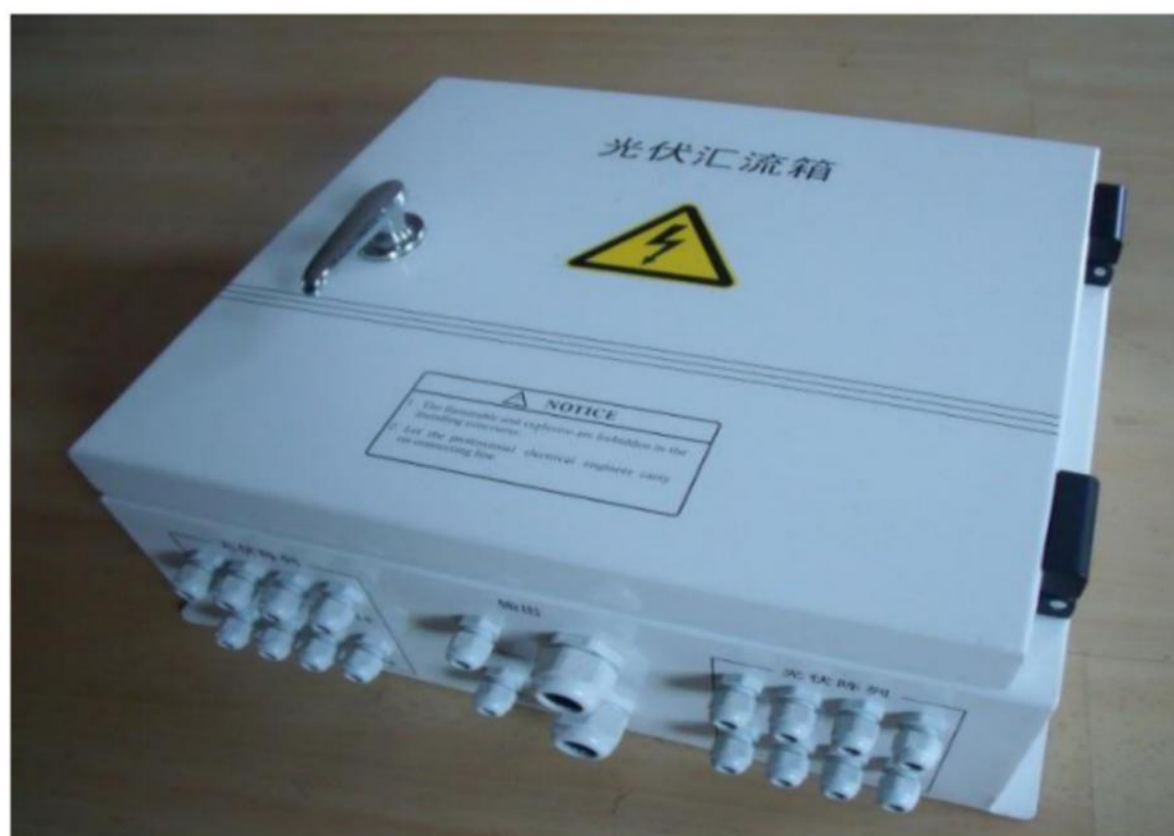


图 7.2.5 光伏汇流箱

在海拔高度 2000m 及以上高原地区使用的逆变器和汇流箱，应选用高原型产品或按照现行国家标准《低压系统内设备的绝缘配合第 1 部分原理、要求和试验》GB/T 16935.1 进行校验。室外布置的逆变器、汇流箱还应有防腐、防锈、防暴晒等措施，箱体或柜体的防护等级不低于 IP54。

表 7.2.2 逆变器选型对比表

参数	集中式逆变器	组串式逆变器	模块化逆变器	微型逆变器
功率等级	>500kW	3-352kW	50-1000kW	0.25-2kW
最大输入电压	1500V	500V-1500V	600V-1500V	60V
组件级别关断	不具备	不具备	不具备	具备
组件级数据采集能力	不具备	不具备	不具备	具备
最大功率对应组件量	约 3000 组件	10-1000 个组件	150-3000 个组件	单个组件
最大功率点跟踪数/系统效率	3000 组件/个，系统效率一般	10-20 组件/个，系统效率较高	10-3000 组件/个，系统效率较高	1-2 组件/个，系统效率最高
带故障运行	不可	不可	可	不可
分布式中小型工商业屋顶电站	不适用	适用	适用	适用
分布式户用屋顶电站	不适用	适用	适用	适用
直流电压等级	1500V 高压	1500V 高压	1500V 高压	60V 低压
单瓦价格	较低	中等	中等	较高
更换耗时	1 天到数天	数小时到 1 天	5 分钟	十分钟到数小时

7.3 光伏方阵

光伏方阵安装方式分为固定式、倾角可调式和跟踪式三类，应根据太阳辐射资源、气候条件、使用环境、安装容量、安装场地面积和特点、负荷特性和运行管理方式等，经技术经济比较后进行选择。



图 7.3.1 固定支架

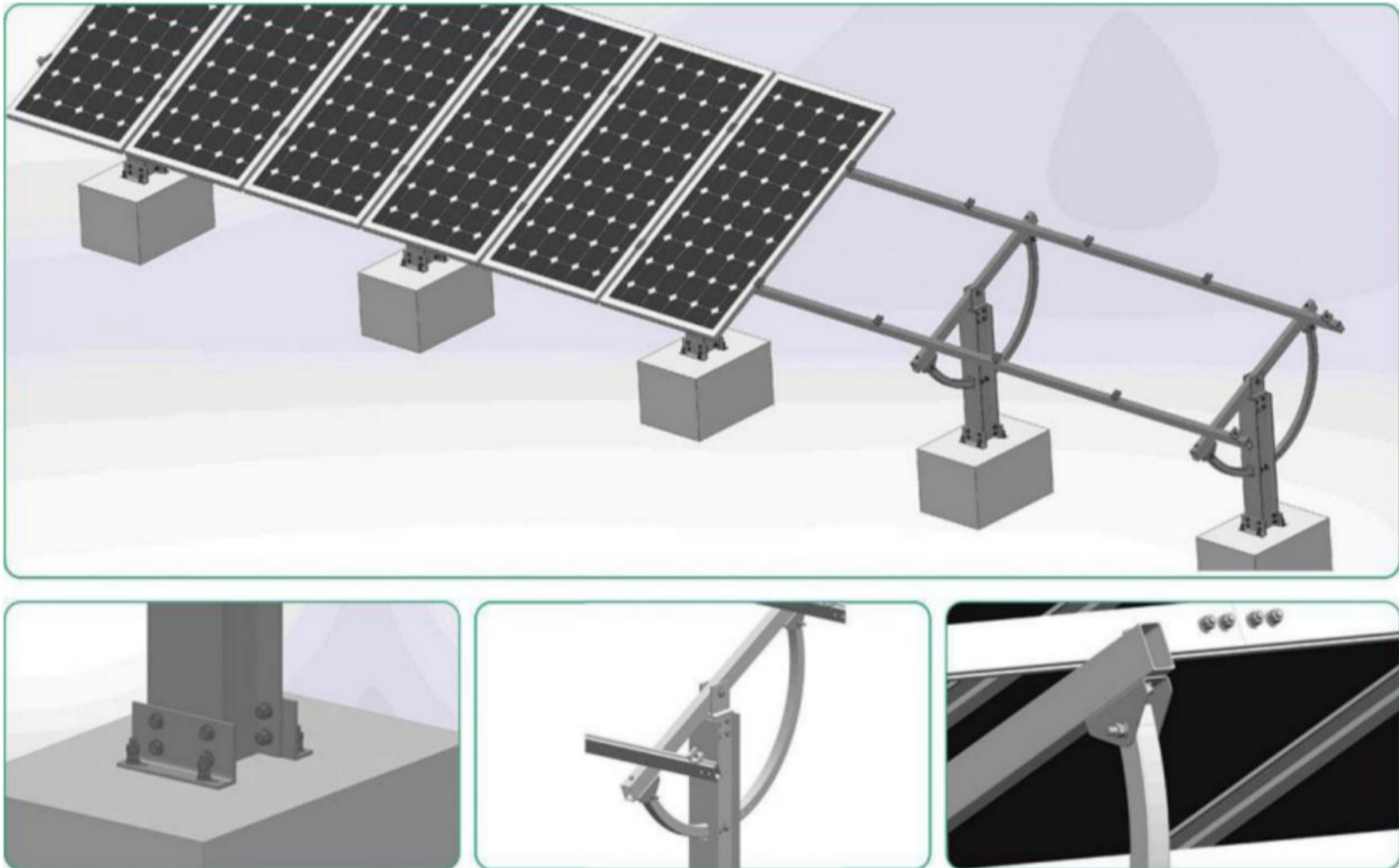


图 7.3.2 倾角可调式支架



图 7.3.3 跟踪式支架

倾角可调式光伏方阵可以根据太阳高度角季节变化对组件倾角进行调节，进而增加光伏电站综合收益。跟踪式光伏方阵又可分为平单轴跟踪、斜单轴跟踪和双轴跟踪三种，一般来说，当安装容量相同时，固定式、倾角可调式、平单轴跟踪、斜单轴跟踪和双轴跟踪的发电量依次递增，但其占地面积也同时递增。我国普遍采用的光伏方阵的排列方式是固定式，占比 95%左右。

表 7.3.1 支架类型选型对比

类型	倾角固定式	固定可调式	平单轴	斜单轴	双轴跟踪
造价 (元/Wp)	≤0.30	0.45-0.55	≤0.8	≤1.10	1.8-2.0
占地面积比	1.0	1.05	1.2	2.4	2.9
发电量 相对值	1.0	1.08-1.1	1.12-1.15	1.15-1.18	1.2-1.25
土建基础要求	一般	一般	较高	较高	极高
安装要求	安装简单，精度要求低	安装简单，精度要求低	安装较复杂，精度要求较高	安装较复杂，精度要求较高	安装很复杂，精度要求很高

经济性	较便宜	较便宜	较昂贵	较昂贵	很昂贵
技术成熟性	应用最广泛，技术成熟	应用较广泛，技术较成熟	应用不够广泛，不够成熟	应用不够广泛，不够成熟	不够广泛，不够成熟
可靠性	简单可靠	简单可靠	较低	较低	较低
寿命及维护	可保证 25 年使用期，基本免维护	可保证 25 年使用期，基本免维护	运行维护要求高、成本高	运行维护要求高、成本高	运行维护要求高、成本高

同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，若不保持一致，则电流偏小的组件将影响其他组件，进而使整个光伏组件串电流偏小，影响发电效率。

为了达到技术经济最优化，应先按以下公式得出光伏组件串联数的范围，再结合光伏组件排布、直流汇流、施工条件等因素，进行技术经济比较，合理设计组件串联数。

光伏组件串的串联数应按下列公式计算：

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]}$$

式中：

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N ——光伏组件串联数（ N 取整）；

t ——光伏组件昼间环境极限低温（ $^{\circ}C$ ）；

t' ——工作状态下光伏组件的电池极限高温（ $^{\circ}C$ ）；

V_{dcmax} ——逆变器和光伏组件允许的最大系统电压，取两者小值（直流，V）

$V_{MPPTmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏组件最佳工作电压（V）。

7.4 光伏支架

光伏支架应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施，保证支架结

构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合防腐要求。

光伏支架一般采用 Q235B 钢材与铝合金挤压型材 6063T6。(1) 强度方面，6063 T6 铝合金大概为 Q235 B 钢材的 68%-69%，所以一般在强风地区、跨度比较大等情况下钢材优于铝合金型材。(2) 挠度变形方面，光伏支架结构的挠度变形与型材的形状尺寸、弹性模量（材料固有的一个参数）有关系，与材料的强度没有直接联系。在同等条件下，铝合金型材变形量是钢材的 2.9 倍，重量是钢材的 35%，造价方面在同等重量下，铝材是钢材的 3 倍。所以一般在强风地区、跨度比较大、造价方面等条件钢材优于铝合金型材。(3) 防腐蚀方面，目前太阳能支架主要的防腐蚀方式钢材采用热浸镀锌 55-80 μm ，铝合金采用阳极氧化 5-10 μm 。铝合金在大气环境下，处于钝化区，其表面形成一层致密的氧化膜，阻碍了活性铝基体表面与周围大气相接触，故具有非常好的耐腐蚀性，且腐蚀速率随着时间的延长而减小。钢材在普通条件下（C1-C4 类环境），80 μm 镀锌厚度能保证使用 20 年以上，但在高湿度工业区或高盐度海滨甚至温带海水里则腐蚀速度加快，镀锌量需要 100 μm ，以上并且需要每年定期维护。在防腐蚀方面铝合金远远优于钢材。

光伏支架与其他组件的安装固定，需要对原料进行分条、冲孔等，一般做法是通过钢板加工后浸热镀锌的方式进行，该方式优势在于可以在加工后通过热浸镀锌方式将切口及冲孔部位进行覆盖，但缺点是后处理工艺以及配套的运输、存储等环节较多，成本较高，不环保且无质量保证。

随着光伏行业的发展，出现一种新材料锌铝镁镀层钢板，它在现有的热镀锌镀层中添加了一定量的 Al、Mg 或在热镀锌镀层中添加了一定量的 Mg 元素的镀层钢板，具有高耐蚀性、高切边保护性能的特点。作为目前太阳能光伏支架主流应用产品，锌铝镁板可直接进行加工使用，缩短构件产品加工期，项目工期可控性好。另外凭借其抗腐蚀性、耐磨性、耐涂装性和良好的焊接加工性等品质已经被广泛运用于光伏支架行业。

锌铝镁产品特点，一是高耐蚀性：镀层中的镁（Mg）成分有利于促进生成状态非常稳定且组织致密的保护膜，在镀层表面生成并维持膜状的覆盖层，从而发挥优异的耐蚀性。二是切口保护：钢板加工的切口部位暴露在空气中，容易发生红锈腐蚀。然而锌铝镁表面镀层中的合金元素在大气腐蚀环境中，形成可溶于水

的离子，随着液膜流动逐渐覆盖切口，形成状态稳定的保护膜，覆盖切口位置的红锈，显著提高切口耐蚀性。三是易冲压：采用往复摩擦实验机评价锌铝镁镀层（ZM）和纯锌镀层（GI）在多次摩擦过程中的摩擦行为。锌铝镁镀层的摩擦系数比纯锌镀层低 15%，而且在往复摩擦过程中保持稳定，表明锌铝镁镀层耐磨性能优异。

与热浸镀锌的优势对比。一是缩短工艺成本，使用热镀锌铝镁可省略热浸镀锌和后处理工艺以及配套的运输、存储等环节，降低污染物排放，提高效率，节约成本。二是耐蚀性能提升：在中性盐雾试验条件下，锌铝镁镀层的平面耐蚀性明显优于热浸镀纯锌镀层。三是质保年限提升：锌铝镁产品可提供超过 30 年的使用质保，符合光伏行业超过 25 年的使用要求。

当光伏支架采用钢材时，型钢选用应符合现行国家标准《钢结构设计标准》GB50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018 的规定。当光伏支架采用铝合金材料时，材质的选用应符合现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB50429 的规定。

光伏支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，按正常使用极限状态计算结构和构件的变形。对于承载能力极限状态，应按荷载的基本组合计算荷载组合的效应设计值，并应采用下式进行设计：

$$\gamma_0 S_d \leq R_d$$

式中：

γ_0 ——重要性系数。

S_d ——荷载组合的效应设计值；

R_d ——结构构件抗力的设计值。

承载能力极限状态下，荷载基本组合的效应设计值 S_d 应按下列式确定：

$$S_d = \gamma_G S_{Gk} + \gamma_W \psi_W S_{Wk} + \gamma_S \psi_S S_{Sk} + \gamma_M \psi_M S_{Mk} + \gamma_t \psi_t S_{tk}$$

式中：

S_{Gk} ——永久荷载作用标准值 G_k 的效应；

S_{Wk} 、 ψ_W ——风荷载作用标准值 Q_{Wk} 的效应和其组合值系数；

S_{Sk} 、 ψ_S ——雪荷载作用标准值 Q_{Sk} 的效应和其组合值系数；

S_{Mk} 、 ψ_M ——施工检修荷载作用标准值 Q_{Mk} 的效应和其组合值系数。

S_{tk} 、 ψ_t ——温度荷载作用标准值 Q_{tk} 的效应和其组合值系数。

γ_G ——永久荷载作用的分项系数，一般情况下应取 1.2，当永久荷载对结构有利时，不应大于 1.0；

γ_W ——风荷载作用的分项系数，应取 1.4；

γ_S ——雪荷载作用的分项系数，应取 1.4；

γ_M ——施工检修荷载作用的分项系数，应取 1.4；

γ_t ——温度荷载作用的分项系数，应取 1.4。

对于正常使用极限状态，应采用荷载的标准组合，并按表达下式进行设计：

$$S_d \leq C$$

式中：

C ——结构或结构构件达到正常使用要求的规定限值，例如变形、裂缝、振幅、加速度、应力等的限值，应按相关建筑结构设计规范的规定采用。

正常使用极限状态下，荷载标准组合的效应设计值 S_d 应按下式进行计算：

$$S_d = S_{Gk} + \psi_W S_{Wk} + \psi_{Sk} S_{Sk} + \psi_M S_{Mk} + \psi_t S_{tk}$$

各种组合工况下的可变荷载组合值系数应符合下表的规定。

表 7.4.1 各种组合工况下的可变荷载组合值系数

荷载作用组合工况	ψ_W	ψ_S	ψ_M	ψ_t
永久荷载+负风荷载+温度荷载	1.0	-	-	0.6
永久荷载+正风荷载+雪荷载+温度荷载	1.0	0.7	-	0.6
永久荷载+雪荷载+正风荷载+温度荷载	0.6	1.0	-	0.6
永久荷载+施工检修荷载	-	-	1.0	

注：1 表中“-”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应；2 正风荷载指组件正面为受荷面时的风荷载，负风荷载指组件背面为受荷面时的风荷载。3 当支架长度大于等于 120m，应考虑温度荷载。

当抗震设防烈度大于 8 度时，支架应进行抗震验算，抗震验算中结构重要性

系数取 1.0，结构构件抗力的设计值应除以承载力抗震调整系数 γ_{RE} ， γ_{RE} 按现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB50191 的规定取值。对于地面用光伏组件的支架，当设防烈度小于 8 度时，可以不进行抗震验算；对于与建筑结合的光伏组件的支架，应按相应的设防烈度进行抗震验算。

支架的荷载和荷载效应计算应符合下列规定：

1、地面光伏电站风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 中不小于 25 年一遇的荷载数值取值。支架风荷载的体型系数应通过风洞试验确定。无实验数据时，可取 1.3。

2、与建筑相结合的发电系统的支架荷载的确定，应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368-2019 要求。

3、当需要考虑施工检修荷载时，检修荷载按实际荷载取用并作用于支架最不利位置。

钢支架及构件的变形应符合下列规定：

- 1、支架的柱顶位移不应大于柱高的 1/60；
- 2、倾角可调式支架、柔性悬索结构的柱顶位移不应大于柱高的 1/80；
- 3、受弯构件的挠度容许值不应超过下表的规定。

表 7.4.2 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。

支架的构造应符合下列规定：

1、普通碳钢构件除受拉构件外壁厚不宜小于 2mm；采用屈服强度 $\geq 420\text{N/mm}^2$ 的连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带时，构件最小壁厚不应小于 0.8mm，应符合现行国家标准《连续热镀锌钢板及钢带》GB/T 2518 和《连续热镀铝锌合金镀层钢板及钢带》GB/T 14978；

2、铝合金构件最小壁厚应符合现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB50429 的相关要求；

3、受压和受拉构件的长细比限值应符合下表的规定：

钢支架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（张紧的圆钢或钢绞线除外）	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。

表 7.4.3 铝合金、连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带支架
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	150
	其它构件、支撑等	200
受拉构件	主要构件	350
	其它支撑	400

注： 1、计算单角铝受压构件的长细比时，应采用角铝的最小回转半径，但计算在交叉点相互连接的交叉杆件平面外的长细比时，可采用与角铝肢边平行轴的回转半径。2、受压构件由容许长细比控制截面的杆件，在计算其长细比时，可不考虑扭转效应。3、受拉构件在永久荷载与风荷载组合下受压时，其长细比不宜超过 250。

支架的防腐应符合下列要求：

1、钢支架腐蚀与所处使用环境不同，造成的腐蚀率有很大区别。支架的防腐设计应综合考虑使用环境，使用年限，施工和维修条件等因素，因地制宜，进行防腐蚀设计，才能做到先进、经济、实用。

2、支架在结构类型、布置、构造上应便于检查和维修。

3、普通碳素钢支架可综合采用金属覆盖层、涂层、增加腐蚀余量等防腐措施，金属覆盖层厚度和腐蚀余量应根据当地腐蚀速率进行确定。镀锌层腐蚀速度跟构件所处的大气环境有关，不同的气候条件下热镀锌构件的腐蚀年限不同，干旱、空气洁净度好的地区，热镀锌构件腐蚀缓慢，随着空气中湿度增大腐蚀速度逐渐加快。当无实测资料时，热浸镀锌层平均厚度不宜小于 55 μm。涂层应按照涂层配套进行设计，应综合考虑底涂层与基材的适应性，涂料各层之间相容性和适应性，涂料品种与施工方法的适应性，附着力不宜低于 5MPa。腐蚀速率当无实测资料时可按下表进行确定。

表 7.4.4 大气环境对普通碳素钢的腐蚀速率

腐蚀环境			腐蚀速率 (mm/a)
大气环境	大气环境气体类型	年平均环境相对湿度 (%)	
乡村大气	A	<60	<0.001
乡村大气	A	60~75	0.001~0.025
城市大气	B	<60	
乡村大气	A	>75	0.025~0.05
城市大气	B	60~75	
工业大气	C	<60	
城市大气	B	>75	0.05~0.2
工业大气	C	60~75	
海洋大气	D	<60	
工业大气	C	>75	0.2~1.0
海洋大气	D	60~75	
海洋大气	D	>75	1.0~5.0

注：1 在特殊场合与额外腐蚀符合作用下，应提高腐蚀速率；

2 处于潮湿状态下或不可避免结露部位，环境相对湿度应取大于 75%；

4、铝合金支架应进行表面防腐处理，可采用阳极氧化处理措施，阳极氧化膜的最小厚度应符合下表的规定。

表 7.4.5 氧化膜的最小厚度

腐蚀等级	最小平均膜厚 (μm)	最小局部膜厚 (μm)
弱腐蚀	15	12
中等腐蚀	20	16
强腐蚀	25	20

5、连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带支架，对于一般腐蚀性地区（城市及其邻近的工业区），结构构件镀层的镀锌量不应低于 180g/m²（双面）或镀铝锌量不应低于 100g/m²（双面）；对于高腐蚀性地区（工业区或近海地区），镀锌量不应低于 275g/m²（双面）或镀铝锌量不应低于 100g/m²（双面），并应满足现行国家或行业标准的规定。

6、支架用耐候钢、复合材料等耐候材料时，应经专项论证，经济技术对比后采用。

7.5 跟踪系统

跟踪系统控制方式分为主动式、被动式和复合式。主动控制方式是指根据地理位置和当地时间实时计算太阳光的入射角度，通过控制系统使太阳电池方阵调整到指定位置。又称为天文控制方式或时钟控制方式。被动控制方式是指通过感应器件测量出太阳光的入射角度，从而控制光伏方阵旋转并跟踪太阳光入射角度。又称为光感控制方式。复合控制方式是主动控制和被动控制相结合的控制方式。跟踪系统具备闭环控制功能可以有利于提高跟踪精度。位置信号采集宜采用角度传感器。

跟踪系统的设计应符合下列要求：

- 1、跟踪系统的支架应根据不同地区特点采取相应的防护措施。
- 2、跟踪系统宜有通讯端口用于远程监控和数据采集。。
- 3、在跟踪系统的运行过程中，光伏方阵组件串的最下端与地面的距离不宜小于 300mm。

在一些特殊地区应考虑腐蚀、风沙、潮湿、冰雹、盐雾等因素对跟踪系统支架的影响，满足其在设计条件下的使用寿命不低于光伏电站的设计寿命。有时还要加设驱鸟装置。

光伏发电的跟踪系统一般可分为单轴跟踪系统和双轴跟踪系统，而单轴跟踪系统又可分为水平单轴、倾斜单轴和斜面垂直单轴三种，倾斜单轴的倾斜角度可根据实际情况有不同的取值。



图 7.5.1 双轴追踪式光伏支架

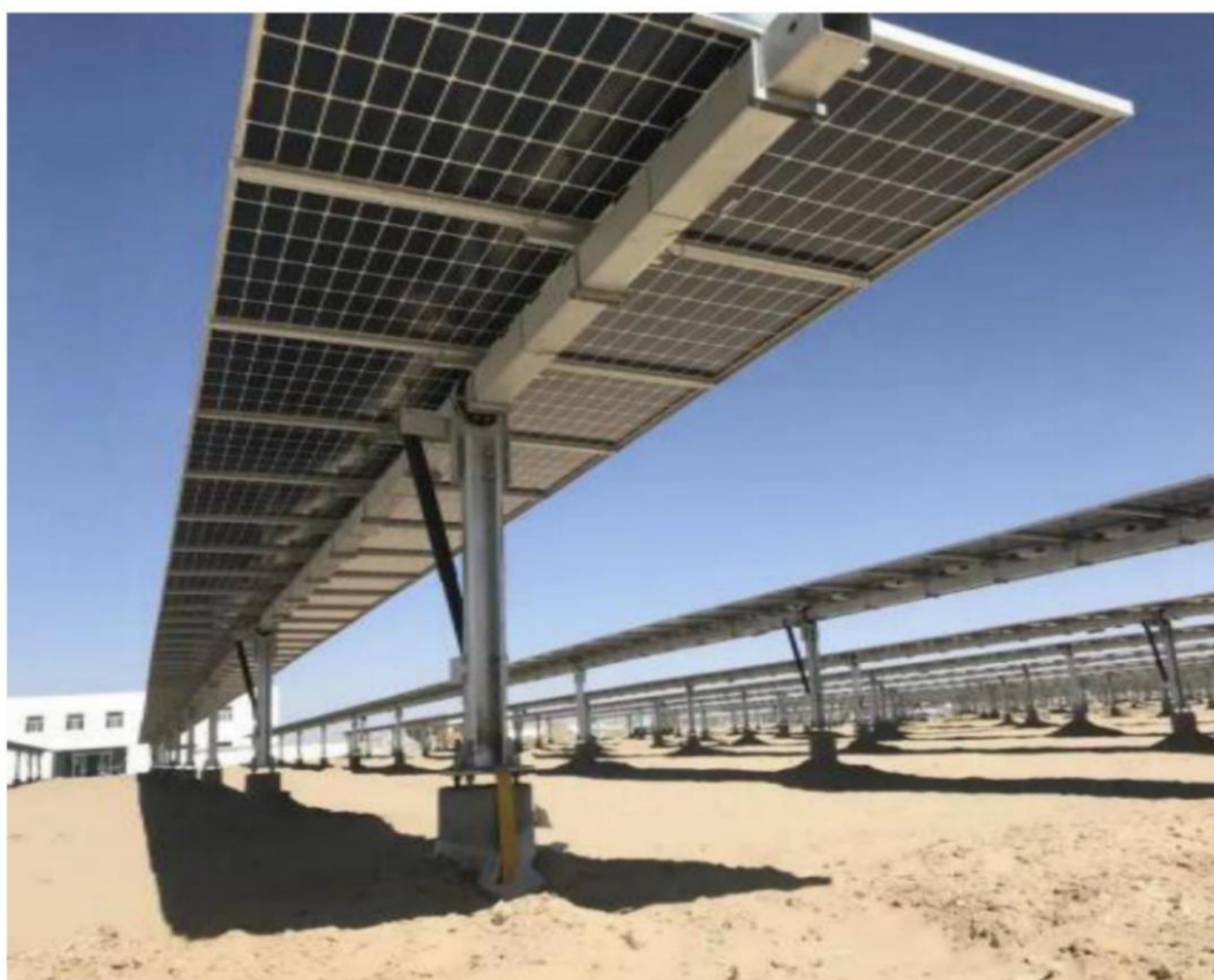


图 7.5.2 单轴追踪式光伏支架

跟踪系统的选型应结合安装地点的太阳能资源、场地条件、环境情况、气候特征等因素，经技术经济比较后确定，并符合下列要求：

1、水平单轴跟踪系统宜安装在中、低纬度地区，低纬度地区全年太阳高度角相对较高，水平面上的太阳直射辐照度较大，水平单轴跟踪系统提高的发电量比较明显。

2、倾斜单轴和斜面垂直单轴跟踪系统宜安装在中、高纬度地区；

3、双轴跟踪系统宜安装在中、高纬度地区；

4、空气污染严重地区不宜选用被动控制方式的跟踪系统；

5、跟踪系统应具备应急保护功能；

6、单轴跟踪的可转动范围宜大于 $-45^{\circ} \sim +45^{\circ}$ ；

7、跟踪系统应具备自动反向跟踪功能；

8、控制系统户外布置时防护等级不低于 IP54；

9、跟踪系统支撑结构部分的转动轴承应满足长期户外使用条件，其使用寿命应与电站设计寿命相同；

10、驱动装置满足长期户外使用条件，维护、更换简便，防护等级不低于 IP54。

7.6 发电量计算

光伏电站发电量预测应根据站址所在地的太阳能资源情况，并考虑光伏电站系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。由于光伏组件额定容量和逆变器的额定容量超配，在不同时刻逆变器输入功率限制引起的发电量损失并不相同，为了提高计算精度发电量计算宜按照不大于 1h 间隔的逐时段发电量累积计算。

光伏电站发电量可按下式计算：

$$E_p = \sum_{i=1}^n H_A^i \times \eta_{zq}^i \times \eta_{yy}^i \times \eta_{rs}^i \times \eta_{wd}^i \times \eta_{ns}^i \times \eta_{nb}^i \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K$$

式中：

E_p ——光伏电站上网电量 (kWh)；

n ——计算时段数，对于一个完整计算年，若按 1 小时间隔计算，则为 8760。

(平均值或中间值代替。)

H_A^i ——计算时段水平面太阳能辐射量 (kWh/ m²)；

η_{zq}^i ——计算时段光伏方阵太阳能辐射量倾角、方位角修正系数；(将水平面太阳能总辐射量转换到光伏方阵陈列面上的折算系数，根据组件的安装方式，结合站址所在地太阳能资源数据及纬度、经度，进行计算。)

η_{yy}^i ——计算时段光伏方阵太阳能辐射量阴影遮挡损失修正系数；(光伏方阵各阵列之间的互相遮挡)

η_{rs}^i ——计算时段光伏组件表面太阳入射角损失修正系数；(障碍物对光伏方阵上入射太阳光造成遮挡)

η_{wd}^i ——计算时段光伏组件工作温度修正系数；

η_{ns}^i ——计算时段逆变器输入功率限制引起的发电量损失修正系数，如果该时段没有功率限制，取 1；(由于光伏安装容量大于光伏额定容量，光伏阵列的实际输出功率大于逆变器的最大直流输入功率时引起的发电量损失修正系数。)

η_{nb}^i ——计算时段光照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；(在不同计算时段，由于光照条件不同，逆变器输入功率不同，逆变器转化效率也不相同，

因此逆变器效率指计算时段光照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率。)

PAZ——光伏电站的安装容量 (kWp);

Es——标准条件下的辐照度 (常数=1 kW/m²);

K——其它效率系数。其它效率系数 K 是考虑光伏组件类型 (光伏组件的转换效率在不同辐照度、波长时不同,该修正系数应根据组件类型和厂家参数确定,一般晶体硅电池可取 1.0)、光伏组件输出功率偏离峰值、光伏组件表面污染 (光伏组件表面由于受到灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响。该系数的取值与环境的清洁度和组件的清洗方案有关。)、组串适配损失、光伏组件衰减、集电线路损耗 (光伏方阵至逆变器之间的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗)、升压变压器损耗、站用电率、系统可利用率等各种因素后的修正系数。

由于光伏发电量计算涉及影响因素较多,手工计算较为复杂,可采用专用发电量计算软件进行计算。采用双面发电组件的光伏系统宜对正面和反面分别计算后获得总发电量。反面发电量计算时先分析组件背面所受到太阳辐射量。

光伏发电系统效率可按下式计算:

$$PR = \frac{E_p}{G_A * \frac{P_{AZ}}{E_s}}$$

式中:

PR——光伏发电系统效率 (%);

GA——光伏阵列面太阳能总辐射量 (kWh/ m²)。

光伏发电综合效率可按下式计算:

$$C_{PR} = \frac{E_p}{H_A * \frac{P_{AZ}}{E_s}}$$

式中:

CPR——光伏发电综合效率 (%);

HA——水平面太阳能总辐射量 (kWh/ m²)。

系统效率体现了光伏电站对照射到光伏阵列面上太阳辐射量的有效利用性,是光伏发电系统最终发电量与其理论发电量的比值。该效率没有体现光伏方阵安装方式 (包括跟踪系统、阵列安装倾角、安装方位角等) 对太阳能资源利用

的影响。综合效率是体现光伏电站在整个发电过程中将水平面太阳总辐射量有效利用的相对性系数，包含了光伏方阵安装方式，能较全面地体现光伏电站对当地太阳能资源的有效利用。对采用双面发电光伏组件的光伏系统，光伏阵列面上的太阳能总辐射量是正面受到的太阳辐射量。

由于光伏系统最终发电量受到组件衰减、温度等因素影响，系统效率、综合效率会随建成后时间周期段不同存在差异，因此论述系统效率、综合效率时应有时间周期定义。

8. 站区布置

8.1 综述

光伏电站的站区布置应根据发电站的生产、施工和生活需要，结合站址区域自然条件和建设规划进行布置，应对站区供排水设施、交通运输、出线走廊等进行研究，立足近期，远近结合，统筹规划。应贯彻节约用地的原则，通过优化，控制全站生产用地、生活区用地和施工用地的面积；用地范围应根据建设和施工的需要按规划容量确定，宜分期、分批征用和租用。与农牧业、渔业相结合的光伏电站的光伏方阵应综合考虑种植、养殖工艺需要进行布置，满足农作物种植及畜牧业和渔业养殖过程中，农作物、水产养植物对光照需求，以及生产作业、禽畜活动、渔业养殖和捕捞等对空间条件的要求。

8.2 站区总平面布置

光伏电站的站区总平面设计应包括光伏方阵、升压站或开关站及辅助设施区（协助发电生产正常开展需要配套的相关设施，例如办公楼、车库、宿舍和水泵房等）、站内 10kV 及以上交流集电线路、就地逆变升压单元、站内道路及通道、安全防护设施（防洪、防雷、防火、防触电以及周界安防设施等）、

光伏电站的站区总平面布置应符合下列要求：

- 1、交通运输方便。
- 2、站内与站外、生产与生活、生产与施工之间相协调。
- 3、与城镇或工业区规划相协调。
- 4、方便施工，有利扩建。
- 5、合理利用地形、地质条件，优先选用平坦场地和南坡场地。

6、减少场地的土石方工程量。

7、降低工程造价，减少运行费用，提高经济效益。

光伏发电站的站区总平面布置还应符合下列要求：

1、站内建筑物应结合日照方位进行布置，合理紧凑；辅助、附属建筑和行政管理建筑宜采用联合布置。

2、因地制宜地进行绿化规划，利用空闲场地植树种草，绿地率应满足当地规划部门的绿化要求。

3、升压站及站内建筑物的选址应根据光伏方阵的布置、接入系统的方案、地形、地质、交通、生产、生活和安全等要素确定。

4、站内集电线路的布置应根据光伏方阵的布置、升压站的位置及单回集电线路的输送距离、输送容量、安全距离等确定。

5、站内道路应能满足设备运输、安装和运行维护的要求，并保留可进行大修与吊装的作业面。

6、光伏站区的布置应合理避让原有建筑物、架空线路杆塔、构筑物 and 障碍物等及其阴影区域。

光伏电站升压站或开关站的总图布置，还应符合国家现行标准《20kV 及以下变电所设计规范》（GB 50053）、《35kV-110kV 变电站设计规范》（GB50059）及《220-750kV 变电站设计技术规程》（DL/T 5218）的要求。

地面光伏电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路相连接，其连接宜短捷且方便行车，宜避免与铁路线交叉。站区主要出入口的设置应使站内外联系方便。

地面光伏电站区主要出入口处主干道行车部分的宽度宜与相衔接的进站道路一致，宜采用 6m；次干道（环行道路）宽度宜采用 4m。主、次干道的转弯半径应满足消防车转弯的要求，并应满足设备运输的通行要求。应根据生产、生活和消防的需要，在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道，通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。站内主、次干道可采用泥结碎石路面、混凝土路面或沥青路面。一般情况下，升压站或开关站的进站道路和站内道路采用混凝土路面或柏油路面，光伏场内道路采用泥结碎石路面。

光伏电站站区的竖向布置，应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、

场地标高等因素确定，并应符合下列要求：

1、在不设大堤或围堤的站区，升压站（或开关站）区域的室外地坪设计标高应高于设计高水位 0.5m；

2、所有建筑物、构筑物及道路等标高的确定，应满足生产使用方便。地上、地下设施中的基础、管线，管架、管沟、隧道及地下室等的标高和布置，应统一安排，合理交叉，维修、扩建便利，排水畅通；

3、应减少工程土石方工程量，降低基础处理和场地平整费用，使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时，应落实取土或弃土地点；

4、站区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则，应与建筑物、道路及场地的雨水窨井、雨水口的设置相适应，并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定；

5、地处山坡地区光伏发电站的竖向布置，应在满足工艺要求的前提下，合理利用地形，节省土石方量并确保边坡稳定。

站区场地排水系统应根据地形、工程地质、地下水位等因素进行设计，并应符合下列要求：

1、地面光伏发电站的升压站或开关站的场地排水可根据具体条件，采用明沟接入公路型道路的雨水排水系统。有条件时，也可采用自流排水。排水系统应按规划容量进行设计，并使每期工程排水畅通；

2、当室外沟道高于设计地坪标高时，应有过水措施，或在沟道的两侧设排水设施；

3、地面光伏电站光伏方阵区场地为了减少对土壤扰动，一般利用自然地形，不进行场地平整，场地排水可结合现状排水，采用自然散排，有利于节约投资和水土保持。

生产建筑物底层地面标高，宜高出室外地面设计标高 150mm~300mm，应根据地质条件计入建筑物沉降的影响。

光伏发电站的交通运输、供水和排水、输电线路等站外设施，应在确定站址和落实站内各个主要系统的基础上，根据规划容量和站址的自然条件进行总体规划。

光伏电站应结合工程建设条件做好防排洪、防涝规划，站区内建筑物、构

筑物的设计应满足防洪要求，宜建设在无洪涝影响的地区。如无法避开洪涝影响，可以充分利用现有防排洪、防涝设施，当必需新建时，可因地制宜地选用防洪（涝）堤、排洪（涝）沟、挡水围墙或抬高建、构筑物标高以保护站区。对建在山区或丘陵地区的光伏发电站，在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。

光伏发电站的出线走廊，应根据系统规划、输电线出线方向、电压等级和回路数，按光伏发电站规划容量，全面规划，避免交叉。

光伏发电站的施工区应按规划容量统筹规划，并应符合下列要求：

- 1、布置应紧凑合理，节省用地。
- 2、应按施工流程的要求安排施工临时建筑、材料设备堆置场、施工作业场所及施工临时用水、用电干线路径。
- 3、施工场地排水系统宜单独设置，施工道路宜永临结合。
- 4、利用地形，减少场地平整土石方量，并应避免施工区场地表土层的大面积破坏，防止水土流失。
- 5、植被茂盛地区宜设置防火隔离带或其它防火措施。1 光伏区与植被间定期进行防火级别树木清理和除草，并需将树枝、杂草清运出场地；2 光伏区与植被间覆盖防草布形成隔离带；3 防火隔离带可优先利用光伏场地道路。

8.3 光伏方阵布置

光伏方阵应根据站区地形、设备特点和施工条件等因素合理布置。大、中型光伏发电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式，单元模块的容量需结合逆变器和升压变的配置选取。

固定式或倾角可调式光伏方阵布置时，方阵倾角应结合当地的多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水、积雪等条件进行选择，通常采用 Klein 计算方法。利用 RETScreen、PVsystem 软件，采用所选工程代表年的太阳辐射资料，计算不同角度倾斜面上各月日平均太阳辐射量，最终经过分析比选确定阵列的倾角。

对场地可利用面积受限或土地成本较高的并网光伏发电站，应根据工程建设场地条件和安装容量需求，经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和阵列间距；对场地可利用面积不受限制，且土地成本较低的并网光伏发电站，光伏方阵最佳倾角选择宜使其单位安装容量的全年发电量最大；对于独立光伏发电系统，

倾角宜使光伏方阵在发电输出功率与用电负荷匹配,应该重点关注最低辐射量月份的发电能力,可通过提高最低辐射量月份的发电量来均衡发电输出,保证全年各月发电量均能满足用电需求。

表 8.3.1 全国各大城市光伏阵列最佳倾角参考值

城市	纬度 ϕ ($^{\circ}$)	斜面日均辐射量 kJ/m^2	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统推荐倾角 ($^{\circ}$)	并网系统推荐倾角 ($^{\circ}$)
哈尔滨	45.68	15835	12703	$\phi +3$	$\phi -3$
长春	43.9	17127	13572	$\phi +1$	$\phi -3$
沈阳	41.7	16563	13793	$\phi +1$	$\phi -8$
北京	39.8	18035	15261	$\phi +4$	$\phi -7$
天津	39.1	16722	14356	$\phi +5$	$\phi -3$
呼和浩特	40.78	20075	16574	$\phi +3$	$\phi -3$
太原	37.78	17394	15061	$\phi +5$	$\phi -6$
乌鲁木齐	43.78	16594	14464	$\phi +12$	$\phi -3$
西宁	36.75	19617	16777	$\phi +1$	$\phi -1$
兰州	36.05	15842	14966	$\phi +8$	$\phi -9$
银川	38.48	19615	16553	$\phi +2$	$\phi -2$
西安	34.3	12952	12781	$\phi +14$	$\phi -5$
上海	31.17	13691	12760	$\phi +3$	$\phi -7$
南京	32	14207	13099	$\phi +5$	$\phi -4$
合肥	31.85	13299	12525	$\phi +9$	$\phi -5$
杭州	30.23	12372	11668	$\phi +3$	$\phi -4$
南昌	28.67	13714	13094	$\phi +2$	$\phi -6$
福州	26.08	12451	12001	$\phi +4$	$\phi -7$
济南	36.68	15994	14043	$\phi +6$	$\phi -2$
郑州	34.72	14558	13332	$\phi +7$	$\phi -3$
武汉	30.63	13707	13201	$\phi +7$	$\phi -6$
长沙	28.2	11589	11377	$\phi +6$	$\phi -6$
广州	23.13	12702	12110	$\phi +0$	$\phi -1$
海口	20.03	13510	13835	$\phi +12$	$\phi -3$
南宁	22.82	12734	12515	$\phi +5$	$\phi -4$
成都	30.67	10304	10392	$\phi +2$	$\phi -8$
贵阳	26.58	10235	10327	$\phi +8$	$\phi -8$

城市	纬度 ϕ ($^{\circ}$)	斜面日均辐射量 kJ/m^2	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统推荐倾角 ($^{\circ}$)	并网系统推荐倾角 ($^{\circ}$)
昆明	25.02	15333	14194	$\phi + 0$	$\phi - 1$
拉萨	29.7	24151	21301	$\phi + 0$	$\phi + 2$

地面光伏电站的光伏方阵布置应满足下列要求：

1、固定式、倾角可调式方阵位于北半球宜采用正南方向，方位角东西方向偏差不宜超过 15 度，光伏方阵各排、列的布置宜使每天当地真太阳时 9:00~15:00 时段内前、后互不遮挡。

2、采用平单轴跟踪支架的方阵，光伏方阵各排、列的布置宜使每天当地真太阳时 9:00~15:00 时段内东、西向互不遮挡。

3、对于方阵采用倾角平单轴，斜单轴，方位角跟踪和双轴跟踪支架，应同时考虑光伏方阵南北方向和东西方向间距，宜使每天当地真太阳时 9:00~15:00 时段内东西向、南北向互不遮挡。

4、当土地使用面积受限或土地成本较高时，跟踪式方阵应采用反向跟踪技术。

5、光伏方阵内光伏组件的最低点距地面的距离不宜低于 300mm，并应考虑当地的最大积雪深度；方阵区洪涝水位设防标准、植被高度等因素。

利用山地建设光伏电站时，光伏方阵布置应考虑山体对光伏组件的遮挡，宜随坡就势布置。

光伏发电方阵布置在趋于稳定的采空沉陷区时，应根据地质灾害危险性评估报告的建议，选择趋于稳定的采空沉陷区布置光伏方阵，避免布置在适宜性差的区域。光伏方阵单列支架可以通过分段设置来适应支架基础不均匀沉降的影响。

光伏发电方阵区域涉及有冲沟发育区时，应根据地质勘查报告或地质灾害危险性评估报告对冲沟的形成、发育形态及水文工程地质条件的详细调查，做相应的避让或处理措施，如：

1、当冲沟发育可能危及支架基础的稳定性时，应采取防止冲沟发育、保护支架基础的措施；

2、当方阵基础附近有地表水流时，应引流或设置排水沟，阻止冲沟向阵列区延伸；

3、光伏发电方阵与冲沟沟坡间的距离，应视组成沟坡的岩性、坡度、植被

发育情况及冲沟发育阶段而定。

与建筑相结合的光伏发电站的光伏方阵应结合太阳辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计，经技术经济比较后确定方位角、倾角和阵列行距。

大、中型光伏电站采用集中式逆变器时，逆变器宜布置在光伏方阵单元模块的中部，且靠近主要通道处，尽量缩短光伏方阵汇流直流线缆的敷设长度，进而降低直流线损、减少投资，就地升压变压器宜与集中式逆变器相邻布置；采用组串式逆变器时，逆变器布置位置宜经技术经济比较后确定，且宜布置在光伏方阵内通风良好的背光区域，就地升压变压器宜布置在光伏方阵单元模块的中部，且靠近主要通道处，方便设备安装及检修。

逆变器和就地升压变压器的布置要考虑防洪、防涝，在保证安全的前提下，为有效降低投资，可通过提高逆变器、升压变压器设备的安装高度来满足防洪、防涝设防标准要求。当光伏方阵区位于内涝易发区域，设备基础内易积水或长时间浸水，应考虑基础底标高适当抬高、设置排水管、采用敞开式基础等措施。

当光伏组件表面受到污染时，其发电效率会大幅下降；同时，组件表面局部污染会产生热斑效应，影响光伏组件使用寿命，鉴于以上原因，光伏方阵设计时一般要带有一定倾角，并根据运维清洗的方式设置相应的清洗通道。当站址所在地的大气环境较差，组件表面污染较严重时，光伏方阵一般要配置清洗系统或清洗设备，以便于对光伏组件表面进行定期清洗。目前光伏电站清洗设备有半人工的清洗车、一体化的清洗车、智能清洗机器人等，光伏方阵布置要为组件清洗开展提供良好条件。

工艺管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。电缆不应与其他管道同沟敷设。管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

8.4 站区安全防护设施

光伏电站一般为无人或少人值守站，为了安全运行，需要设置安全防护设施，该设施可包括：围栏、入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动，并需要将信息传至远方有人值班的控制中心。光伏电站安全防

护设计还应符合当地政府反恐防暴的要求。

光伏电站的光伏方阵区宜设置围栏，可采用钢丝护栏网。开关站或升压站站区宜设置实体围墙，高度应不低于 2.2 米。

入侵报警系统设计应按下列要求进行：

1、入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB50394 的规定。

2、入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。

3、入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。

4、系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报警功能。

5、主控室内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。

视频安防监控系统设计应符合下列要求：

1、视频安防监控系统设置应符合现行国家标准《视频安防监控系统工程设计规范》GB50395 的规定，并应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。

2、系统设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。

3、视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄像机要求最低照度（灵敏度）的 10 倍，当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时，应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明（应急照明）设施。

4、摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心（机房）较远时，可就地供电，但控制中心应能对其进行开关控制。

出入口控制系统设计应符合下列要求：

1、在建筑物内（外）出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统，出

入口控制系统宜按现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB50396 的要求设计。

2、出入口控制系统宜由出入对象识别装置，出入口信息处理、控制、通信装置及出入口执行机构等三部分组成。

3、系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

9. 电气

9.1 变压器

光伏电站的变压器可分为两部分：一是升压站主变压器，二是就地升压变压器。升压站主变压器一般采用常规电力变压器，可按《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222 的要求选择。



图 9.1.1 升压站主变压器

光伏电站升压站主变压器的选择应符合下列要求：

- 1、应优先选用自冷式、低损耗电力变压器。
- 2、当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器。

3、主变压器容量宜根据光伏电站的额定容量进行选取，且宜选用标准化产品。

光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合下列要求：

1、宜选用自冷式、低损耗电力变压器。

2、变压器容量宜根据光伏发电单元中逆变器的额定容量选取。

3、宜选用变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站或高压/低压预装式箱式变电站；防护等级应不低于 IP54。

4、当多台两电平集中式逆变器接入一台就地升压变压器时，就地升压变压器应采用分裂变压器。当多台多电平的集中式逆变器接入一台就地升压变压器时，且逆变器具备同步控制措施时，就地升压变压器可采用双绕组变压器。

5、就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。

6、对逆变升压一体化设备，当采用油浸式变压器时，应有防火措施。

9.2 电气主接线

光伏电站内连接各单元发电模块就地升压变高压侧的母线为光伏电站母线。母线电压的确定，既要符合地区电力网络的需要，也要根据光伏电站的容量、远景规划、一次性投资和长期运营费绪多因素综合考虑。依据《城市电力网规划设计导则》Q/GDW 156 有关分布式电源并网的电压等级和《标准电压》GB/T 156 的有关规定，光伏电站母线电压可有 380V、10kV、20kV 、35kV 和 66kV 五种系统标称电压等级。

小型光伏电站能就地消纳，并网电量可不上网时，为降低造价和运营费用，可采用 0.4kV。当不能就地消纳时，也可采用 10kV，部分无 10 kV 电网地区可使用 20kV。

中型光伏电站一般采用 10kV~35kV 电压等级。其发电站母线电压有 10kV、20kV 和 35kV 三种等级可供选择，主要取决于其综合技术经济效益和光伏电站周边电网的实际情况。

大型光伏电站额定容量大，经技术经济分析计算，母线电压采用 35kV 或 66kV 时，电站总体效益比采用 10kV 和 20kV 好，光伏电站母线电压宜确定为 35kV 或 66kV。

根据光伏电站的特点，发电母线接线方式应按照本期、远景规划的发电容

量、安全可靠、运行灵活和经济合理等条件选择。当光伏电站总容量小于或等于 30MW 时，母线电压一般采用 10kV~35kV，根据当前成套开关柜设备制造技术水平，采用单母线接线就能满足安全经济运行的要求。光伏电站发电容量大于 30MW 时，母线电压一般采用 35 kV。如果一次建成投产，在一条并网进线、一个并网点的情况下，可采用单母线接线。如果分期建成投产，或两条并网进线、两个并网点，则采用单母线分段接线较合理。

光伏电站内各单元发电模块与光伏发电母线的连接方式，应经运行可靠性、灵活性、技术经济合理性和维修方便等条件综合比较确定，可采用辐射式连接方式或“T”接式连接方式。

大、中型光伏电站内汇集系统宜采用小电阻接地或经消弧线圈接地的方式。小型光伏电站内 10kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定。

光伏电站 110kV 及以上电压等级的升压站接线方式，应根据光伏电站在电力系统的地位、地区电力网接线方式的要求、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、本期和规划容量等条件确定。

9.3 站用电系统

光伏电站一般无高压站用电设备，所以站用电的电压推荐采用 380/220V。站用电工作电源引接方式宜符合下列要求：

- 1、当光伏电站有发电母线时，宜从发电母线引接供给自用负荷。
- 2、当技术经济合理时，可由外部电网引接电源供给电站自用负荷。
- 3、就地逆变升压设备用电宜由就近的就地升压变压器低压侧引接，但升压站（或开关站）站用电应按本条的第 1 款或第 2 款中的方式引接。

4、光伏跟踪支架电机的工作电源采用交流电时，宜由就近的就地升压变压器低压侧引接。

大、中型光伏电站用电系统应设置备用电源，其引接方式宜符合下列要求：

- 1、当光伏电站只有一段发电母线时，宜由外部电网引接电源。
- 2、当发电母线为单母线分段接线时，可由外部电网引接电源，也可由其中的另一段母线上引接电源。

3、各发电单元的工作电源分别由各自的就地升压变压器低压侧引接时，宜

配置适当容量的 UPS 作为控制、通信等重要负荷的备用电源。

4、工作电源与备用电源间宜设置备用电源自动投入装置。

5、当外部电网距离较远时，外部电网电源引接困难或费用较高时，经技术经济比较合理时，可设置柴油发电机作为备用电源。

6、光伏跟踪支架电动执行机构宜配置备用电源，一般采用 UPS、移动充电车、相邻发电单元就地升压变电器低压侧引接。

站用电站用电装置的布置位置及方式应根据光伏电站的容量、光伏方阵的布局和逆变器的技术参数等条件确定。变压器容量应与工作变压器容量相同，不宜小于计算负荷的 1.1 倍。

9.4 配电装置

光伏电站的升压站（或开关站）配电装置的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计规范》DL/T5352 及《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060 的规定。

升压站 66kV 及以上配电装置应根据地理位置选择户内或户外布置。在沿海及土石方开挖工程量大的地区宜采用户内配电装置；在内陆及荒漠不受气候条件、占用土地及施工工程量等限制时，宜采用户外配电装置。

对沿海、海拔高于 2000m 及土石方开挖工程量大的地区，当技术经济合理时，66kV 及以上电压等级的配电装置可采用气体绝缘金属封闭开关设备；在内陆及荒漠地区可采用装配式配电装置。对土地使用条件受限的地区或现场施工工期较短的项目，可采用预装式变电站。预装式变电站的选择和安装要求应符合现行国家标准《高压/低压预装式变电站》GB 17467 的规定。

9.5 无功补偿装置

光伏电站的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。光伏电站无功电源特性应符合现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规定》GB/T 29321 的要求。应充分利用并网逆变器的无功容量及其调节能力，逆变器无功容量及其调节能力应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408-2019 的规定。



图 9.5.1 无功补偿装置

考虑资源优化配置、减少光伏电站的建设成本，光伏电站配置无功补偿装置时可优先考虑配置光伏逆变器的无功容量，当其容量不满足时才考虑安装集中式无功补偿装置。无功补偿装置采用集中式时，宜选用成套设备，并且其性能应符合现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T29321 的规定。集中式无功补偿装置依据环境条件、设备技术参数及当地的运行经验，可采用户内或户外布置型式，并应考虑维护和检修方便。

9.6 电气二次设备

大、中型光伏电站电气设备的控制、测量和信号应符合国家现行标准《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 和《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T5136 的规定。小型光伏电站电气设备的控制、测量和信号应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 和《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的规定。



图 9.6.1 综合自动化二次设备屏柜

升压站内 10kV 及以上各电压等级的断路器以及隔离开关、接地开关、有载调压的主变分接头位置及站内其它重要设备的启动/停止等元件应在控制室内监控。

由于现光伏电站控制方式一般按无人值班或少人值守的要求进行设计，现场运维人员很少，就地升压变的高、低压开关宜具备就地和远方控制功能，减少运维人员奔赴现场次数和时间。

交流不间断电源的供电时间应根据光伏电站的地点与故障修复时间要求而不同。当光伏电站内配有直流系统时，宜采用一体化电源，交流不间断电源系统不单独配置蓄电池。

9.7 监控系统

光伏电站的自动化水平一般根据发电站规划容量和特点，以及预期的电站管理水平等因素确定；控制方式及控制水平的设计一般以本期工程为主，兼顾前期和后期工程，并与电站自动化水平、运行管理水平相适应。光伏电站生产过程相对简单，日常维护工作量少，具备无人值守或少人值守的条件。国内光伏发电系统多采用无人值守运行方式或少人值守的要求进行设计。部分地面光伏电站也开始采用远程监控方式取代有人值守运行式。



图 9.7.1 监控站工作站

目前国内光伏电站多采用升压站/开关站监控系统和光伏区监控系统分离设计的设计方式。这种监控方式软、硬件不统一，信息交互困难，信息利用率低，其自动化控制水平远低于目前国内火力发电站的控制水平。光伏电站宜采用一体化的监控系统控制，可以直接采集电站运行数据和二次设备运行状态信息，通过标准化接口与辅助应用系统、计量等进行信息交互，实现电站全景采集、处理、监视、运行管理等。监控范围宜包括升压站/开关站区、光伏发电区、储能系统区和生活附属设施区的高、低压电气设备、继电保护和专用装置及生产辅助设备。

随着光伏电站建设数量、建设规模的增加，电站智能化有益于电站管理并进一步降低运营成本，提高项目收益。电站智能化系统应具备经济运行决策、自动巡检及状态分析、设备状态检修等功能，实现电站的基本智能化的监控与运维管理。

光伏电站的监控系统应具有开放性、可扩充性。大、中型电站的监控系统应具备与电网调度网连接的能力，实现遥测、遥信、遥调、遥控等全部的远动功能。监控系统应采取抵御黑客、病毒、恶意代码等对系统的破坏、攻击以及非法操作的安全防护措施，满足电力监控系统安全防护要求。当光伏场区内采用无线通信时，接入生产控制大区前应设立安全接入区，并按接入区要求部署安全隔离、访问控制、身份认证等安全措施。

光伏电站的监控系统一般由站控层、间隔层和过程层三部分组成，并采用分层、分布、开放式网络系统实现连接，具备标准软件接口和良好的可扩展性。站控层由计算机网络连接的计算监控系统主机、操作员站和各种功能站构成，提供电站内运行的人机联系界面，实现管理控制间隔层设备等功能，形成光伏电站监控、管理中心，并与调度中心通讯。站控层设备一般有操作员站、工程师站、远动通信设备、与专用装置的接口、网路设备等；网络设备包括网络连接装置、光电转换器、接口设备、网络连接线、电缆、光缆等；间隔层由工控网络计算机连接的若干个监控子系统组成，在站控层及网络失效的情况下，仍能独立完成间隔设备的就地监控功能。间隔层设备一般有 I/O 单元、控制单元、间隔层网络、与站控层网络的接口和专用装置的接口等；过程层，又称设备层，由就地一次设备构成，包括高低压电气设备及其辅助触点，电流电压互感器等。

站控层设备一般集中布置。间隔层设备宜按相对集中方式分散设置，当技术经济合理时也可按全分散方式设置或全集中方式设置。站控层和间隔层可采用统一的计算机网络，也可分别采用不同的网络。当采用统一网络时，应采用标准的网络结构。间隔层监控子系统间宜直接实现通信。大型光伏电站的站控层网络宜冗余设置，远动通信设备应冗余设置。

大、中型光伏电站的监控系统应配置卫星对时系统，卫星对时系统同步脉冲输出接口及数字接口数量应满足计算机监控系统系统及电站继电保护装置需要，对时精度应满足事件顺序记录分辨率的要求。

监控系统应具有数据采集和处理、控制操作、防误闭锁、同期、报警处理、事件顺序记录及事故追忆、画面生成及显示、在线计算及制表、电能量处理、远动、时钟同步、自诊断与自恢复及与其他系统和装置的信息交互功能。监控系统所有操作控制均应经防误闭锁，并有出错报警和判断信息输出。站控层应实现面向电站设备的综合操作闭锁功能，间隔层应实现各电气单元设备的操作闭锁功能。监控系统的远动功能应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003 和《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002 的要求。监控系统应设有与继电保护装置的通信接口，接受继电保护装置的报警和事件记录信号，并对保护装置的动作行为及整定值进行查询等功能。监控系统应设有与单独设置的自动准同步、站用电自动切换、微机防误、电能计费系统、无功补偿装置、功率预

测系统、现场环境监测系统等的通信接口,使其与间隔层网络或站控层网络连接。站控层设备及布置在控制室附近的间隔层设备应采用交流不间断电源供电,不间断电源的后备时间不低于 2h。布置在现场的间隔层设备宜由就地设置的交流不间断电源供电,不间断电源的后备时间不低于 0.5h。

9.8 过电压保护和接地

光伏电站的升压站区和就地逆变升压室的过电压保护和接地应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064、《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 和现行行业标准《光伏电站防雷技术规范》DL/T1364 的规定。

光伏电站建筑物防雷应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 的规定。升压站的防雷设计应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 规定。

光伏方阵场地内应设置接地网,接地网除应采用人工接地极外,还应充分利用支架基础的金属构件。接地应连续、可靠,接地电阻应小于 4Ω 。光伏组件金属边框应与金属支架可靠电气连接,且单个金属支架应至少在两端接地。当采用非金属支架时,光伏组件金属边框应用引下线引下与接地网可靠连接。室外布置的箱式逆变器和变压器等宜充分利用其箱体金属外壳对设备进行雷电防护;当采用非金属箱体时,应设置接闪器对设备进行防护。

9.9 电线电缆选择与敷设

光伏电站电缆的选择与敷设,应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB50217 的规定,电缆截面应进行技术经济比较后选择确定。

光伏组件与组串汇流箱、光伏组件与组串式逆变器之间的电缆宜采用单芯光伏专用电缆,其耐紫外线、耐臭氧、耐气候性、温度特性、阻燃特性等均应符合现行国家标准《太阳能光伏发电用电缆技术规范》DB51/T 1997 的规定。



图 9.9.1 光伏电缆结构

电缆的截面应根据长度进行选择，光伏系统交流电压降落不宜大于 3%，光伏系统直流电压降落不宜大于 2%，且应符合《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。如电压降落不满足要求时，应增大相应电缆的截面或调整设备相对位置以缩短路径长度，使压降在规定范围内。

集中敷设于沟道、槽盒中的电缆应选用 C 类及以上阻燃电缆。在西北干旱地区常采用直埋方式敷设，采用此方式敷设有利于降低工程投资并有利于防止电缆火灾，因此对此部分电缆不做阻燃要求，但应采用铠装电缆。与建筑相结合的光伏发电系统，电缆宜采用 C 类及以上阻燃电缆，电力电缆宜选择铜导体。

光伏组件之间及组件与汇流箱或组串式逆变器之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

电力电缆和控制电缆、光缆、屏蔽双绞线等线缆应分开排列，防止电力电缆对信号电缆干扰。电缆直埋敷设时要采取铠装保护。组件与组串汇流箱或组串式逆变器之间的连接电缆需要埋地敷设时，采用穿管保护时，可不用铠装保护，但穿管时正负极电缆应分穿在不同保管内。

光伏电站中电气设备电缆出线孔与地面之间电缆裸露在外部的部分需要设置电缆保护管加以保护，以防外力破坏或断线引起周围设备带电，同时增加电缆抗腐蚀能力。

集电线路采用架空设计时应符合现行国家标准《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061 的规定；站区内杆塔定位时应减少杆塔对光伏组件的遮挡影响。

与农牧业相结合的光伏发电站，汇流箱和逆变设备之间的电缆宜采用电缆桥

架或电缆线槽形式，电缆桥架、电缆线槽的设置要便于通行和农事作业。电缆采用直埋敷设时，耕作区直埋电缆深度宜不小于 1000mm；

采用固定式方阵基础的水面光伏电站，位于水面区域的电缆宜采用电缆桥架或电缆线槽敷设，电缆桥架、电缆线槽的设置不应影响水域内交通运输。

漂浮式水面光伏电站，光伏方阵与陆上连接段的电缆宜固定在浮体上呈蛇形敷设且满足伸缩要求。位于水面区域的电缆应具有防水、抗紫外性能。

10. 建筑与结构

10.1 建筑

光伏电站主要配备有综合控制室、变配电站、水泵房、汽车库、警卫室等。根据项目规模及总体布置，这些站、室可增减或合并。建（构）筑物的布置应根据总体布置要求、站址地质条件、设备型号、电源进线方向、对外交通以及有利于站房施工、设备安装与检修和工程管理等条件，经技术经济比较确定。建筑设计应根据规划留有扩建的空间。

地面光伏电站的建筑物设计应满足设备布置、安装、运行和检修的要求。满足内外交通运输、站房结构布置、房内采暖、通风和采光、防火、防潮、防尘、防噪声等要求。建筑造型应与场地协调，布置合理，适用美观。

建筑物节能设计应满足建筑功能和使用质量的要求。满足建筑围护结构的基本热工性能。包括建筑物及其围护结构的保温、隔热和防潮设计，所采取的主要措施有：控制窗户面积，提高窗户气密性；围护结构实际采用的传热阻尽量接近经济传热阻；在严寒和寒冷地区，入口处设置门斗，加强外门、窗保温等。采取这些措施后，将在一定程度上降低采暖和空调能耗，提高经济和社会效益。设计时，需合理布置各用房的外墙的开窗位置、窗口大小、开窗方向，有效地组织与室外空气直接流通的自然风，提高各用房的空气质量，降低设备运行温度。宜利用自然采光，尽量争取好朝向。各类房间的平面空间组合需有利于获取良好的天然采光，这样既可以保证卫生，又可以节约能源。

建筑物门窗应根据建筑物内通风、采暖和采光的需要合理布置，在严寒和寒冷地区，一般可采用双层玻璃窗以满足保温要求。在风沙较大的荒漠地区，外门窗还需有防风沙措施。建筑物屋面可根据当地气候条件和站房内通风、采暖要求设置保温隔热层。建筑物应预留设备搬入口，设备搬入口可结合门窗洞或非承重

墙设置。采用酸性蓄电池的蓄电池室和贮酸室应采用耐酸地面，其内墙面应涂耐酸漆或铺设耐酸材料。

与光伏发电系统相结合的建筑时设计应为光伏发电系统的安装、使用、维护、保养等提供条件。光伏发电系统宜布置在便于光伏设备维修、更换的建筑部位。厨房排油烟烟口、屋面排风、排烟道、通气管、空调系统等构件布置应与光伏组件相互避让。光伏发电系统的布置不应影响建筑所在部位的雨水排放。多雪地区的建筑屋面安装光伏组件时宜设置便于人工除雪、清扫的安全通道。屋面防水层上安装光伏组件时应采取保护措施。光伏发电系统的管线需要穿越屋面时应设置防水套管，并做防水密封处理。建筑屋面安装光伏发电系统应考虑屋面防水的更新和维护的需要。单个光伏支架不应跨越建筑变形缝。建筑应有防止光伏组件坠落的安全防护措施。

10.2 结构

光伏电站中，除光伏支架及基础外的建（构）筑物的结构设计使用年限应为 50 年。其结构型式、地基基础方案应根据地基土质、建（构）筑物结构特点、施工条件和运行要求等因素，经技术经济比较后确定。抗震设防烈度应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB50011 的规定。结构构件应根据承载能力极限状态及正常使用极限状态的要求，进行承载能力、稳定、变形、抗裂、抗震验算。

光伏电站的结构设计应依据岩土工程勘察报告中下列内容进行：

- 1、有无影响场地稳定性的不良地质条件及其危害程度。
- 2、场地范围内的地层结构及其均匀性，以及各岩土层的物理力学性质。
- 3、地下水埋藏情况、类型和水位变化幅度及规律，以及对建筑材料的腐蚀性。

4、在抗震设防区划分的场地土类型和场地类别，并对饱和砂土及粉土进行液化判别。

5、对可供采用的地基基础设计方案进行论证分析；确定与设计要求相对应的地基承载力及变形计算参数，以及设计与施工应注意的问题。

6、地下水、土壤腐蚀性。

7、地基土冻胀性、湿陷性、膨胀性的评价。

8、水面光伏电站应明确项目所在水体的腐蚀性、丰水期和枯水期的水位。

建筑结构及支架的基础应进行强度、变形、抗倾覆和抗滑移验算，采取相应的措施，且应符合国家现行标准《构筑物抗震设计规范》GB50191、《建筑地基基础设计规范》GB50007、《建筑桩基技术规范》JGJ94、《建筑地基处理技术规范》JGJ79 和《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101 等的规定。

对于地面电站，当场地地下水位低、稳定持力层埋深大、需要冬季施工、地形起伏大或对场地生态恢复要求较高时，支架的基础可采用螺旋桩、型钢桩等钢制地锚。

对于水面光伏电站，应根据水文、工程地质和施工条件，经技术经济对比后，确定采用漂浮式或固定式支架基础。采用固定式支架基础时，宜采用预制桩基础。

与光伏发电系统相结合的建筑主体结构或结构构件应能够承受光伏发电系统传递的荷载。在新建建筑上安装光伏发电系统时，建筑结构设计时需事先考虑其传递的荷载效应；在既有建筑物上安装光伏发电系统时，需进行建筑结构安全复核。

11. 给排水、暖通与空调

光伏电站给水应满足生产、生活和消防用水要求，且应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB50015 的规定。给水水源的选择应根据水资源勘察资料和总体规划的要求，通过技术经济比较后确定。生活饮用水的水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB5749 的规定。要合理利用水资源和保护水体。综合利用各种水资源并符合所在地区水资源综合利用规划。除生活饮用、盥洗、淋浴等用水外，在满足水质要求的情况下，生产和杂用应充分考虑利用非传统水资源、生产排出的清洁废水等资源，当有市政再生水条件时，应优先利用市政再生水。寒冷及严寒地区，给水管设计时应设泄水装置。

光伏电站内各类废、污水应按水质分流排水，并应根据排放要求进行处理，处理后对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的有关规定。

光伏组件清洗系统和设备宜采用节水型，清洗用水应为中性水，避免使用弱酸弱碱水对组件产生腐蚀。采用管道清洗光伏组件时，设计水压应满足现行国家标准《室外给排水设计规范》GB 50014 中的相关规定。

光伏电站建筑采暖通风与空气调节设计方案，应根据建筑的用途与功能、

使用要求、冷热负荷构成特点、环境条件以及能源状况等，结合国家有关安全、环保、节能、卫生等方针、政策，经综合技术经济比较确定。累年日平均温度稳定低于或等于 5℃ 的日数大于或等于 90 天的地区，当建筑物内经常有人停留、对工作或对室内温度有一定要求时，应设置采暖设施。采暖通风和空气调节室外空气计算参数的选用，应符合现行国家标准《工业建筑采暖通风与空气调节设计规范》GB50019 和《民用建筑采暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 的规定。

光伏发电站内各类建筑物冬季采暖室内计算温度宜符合下表的规定：

表 11.1 建筑物冬季采暖室内计算温度

序号	房间	室内计算温度(°C)
1	主控制室	18
2	配电室	5
3	继电器室	5
4	无功补偿室	5
5	逆变器室	按工艺要求
6	蓄电池室	5
7	电缆夹层	5
8	办公室	18
9	生活间	18

注：1 采用阀控式密封铅酸电池组的蓄电池室，室内计算温度为 15℃。

光伏电站低温加热电缆辐射采暖宜采用地板式；低温电热膜辐射采暖宜采用顶棚式。需设置采暖的建筑物，当其位于严寒地区或寒冷地区且在非工作时间或中断使用的时间内，室内温度需保持在 0℃ 以上而利用房间蓄热量不能满足要求时，应按 5℃ 设置值班采暖。

光伏电站各类建筑应有良好的自然通风。当自然通风达不到室内空气参数要求时，可采用自然与机械联合通风、机械通风、局部空气调节等方式。通风系统应考虑防风沙措施。当通风装置不能满足工艺对室内的温度、湿度要求时，主控制室、继电器室等应设置空气调节装置。在满足工艺要求的条件下，宜减少空气调节区的面积。当采用局部空气调节或局部区域空气调节能满足要求时，不应采用全室性空气调节。逆变器室的环境温度应控制在设备运行允许范围内，应有通风设施，确保逆变器产生的废热能排离设备，出风口的朝向应根据当地主导风向确定，进风口、出风口应有防尘、防雨、防植物飞絮等设施。

三、常见设备、技术方案选型

1. 逆变器选型

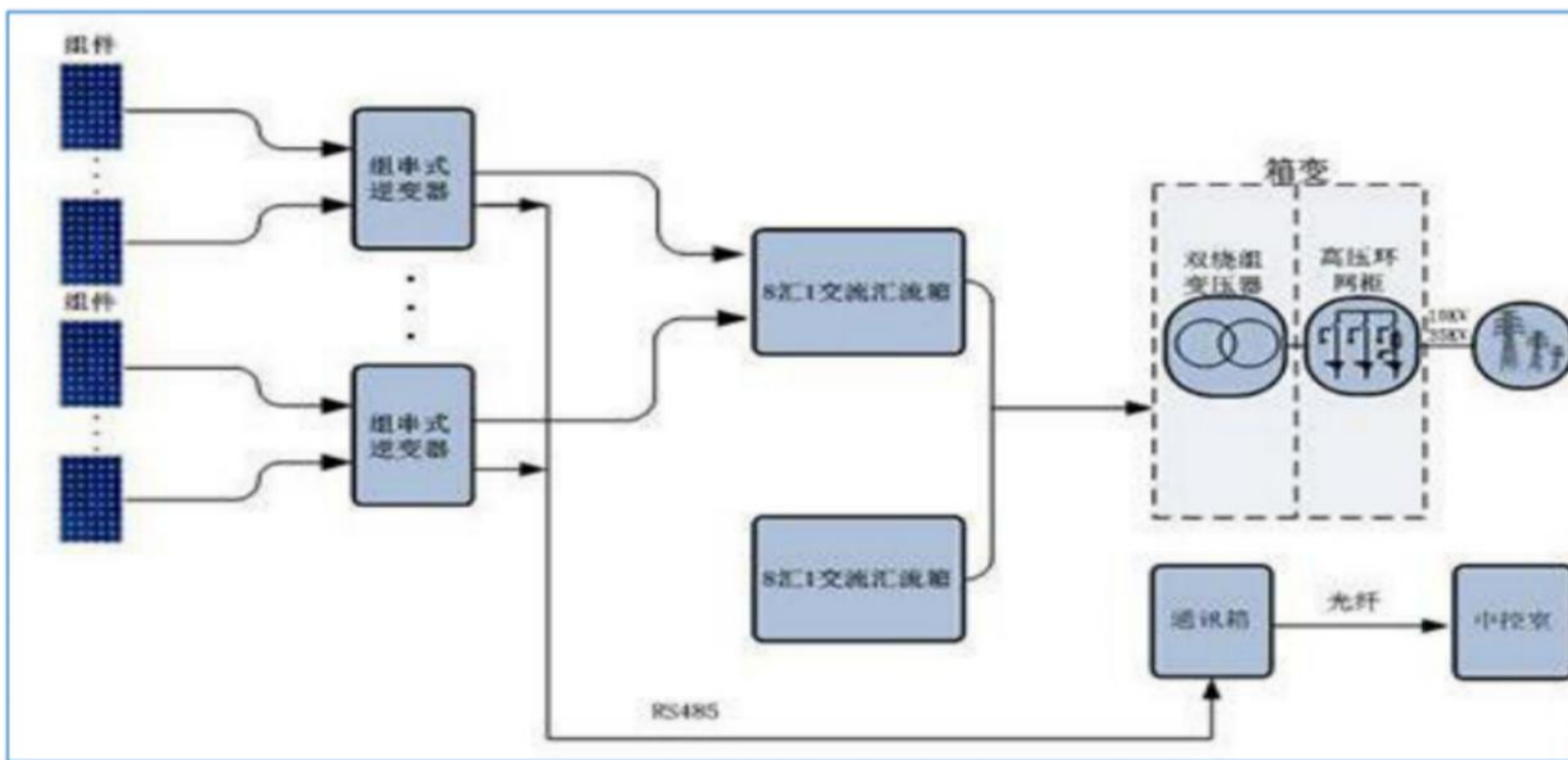
①集中逆变器

把光伏组件产生的直流电转化为交流电，再进行升压、并网。一般功率都比较高，一般都在 500-1000KW 以上的集中逆变器，优势的话，功率大，数量少，便于管理，稳定型好，缺点就是 MPPT 电压范围窄，没法监控到每一路组件运行情况，主要运用在大面积比较平整的地块。



②组串式逆变器

光伏电站一般比较主流的设计，体积小、重量轻，搬运和安装都非常方便，故障影响小、更换维护方便等优势，直流端具有多路 MPPT 功能，不受组串模块差异和阴影遮挡影响，就地分散在组串附近，一方面能适应于山地一些比较复杂的地形，另一方面也提升了发电效率，最大程度的增加了发电量。



③集散式逆变器

相比于集中式逆变器方案的差别在于，集散式逆变器方案把 MPPT 前移到汇流箱中，把数量增加至和组串式一致，在汇流箱增加升压功能，减少传输损耗。解决了集中式的两大缺点。近几年新提出来的一种逆变器形式，其主要特点是“集中逆变”和分散 MPPT 跟踪，集合了两种逆变器的优点，但成本较高。

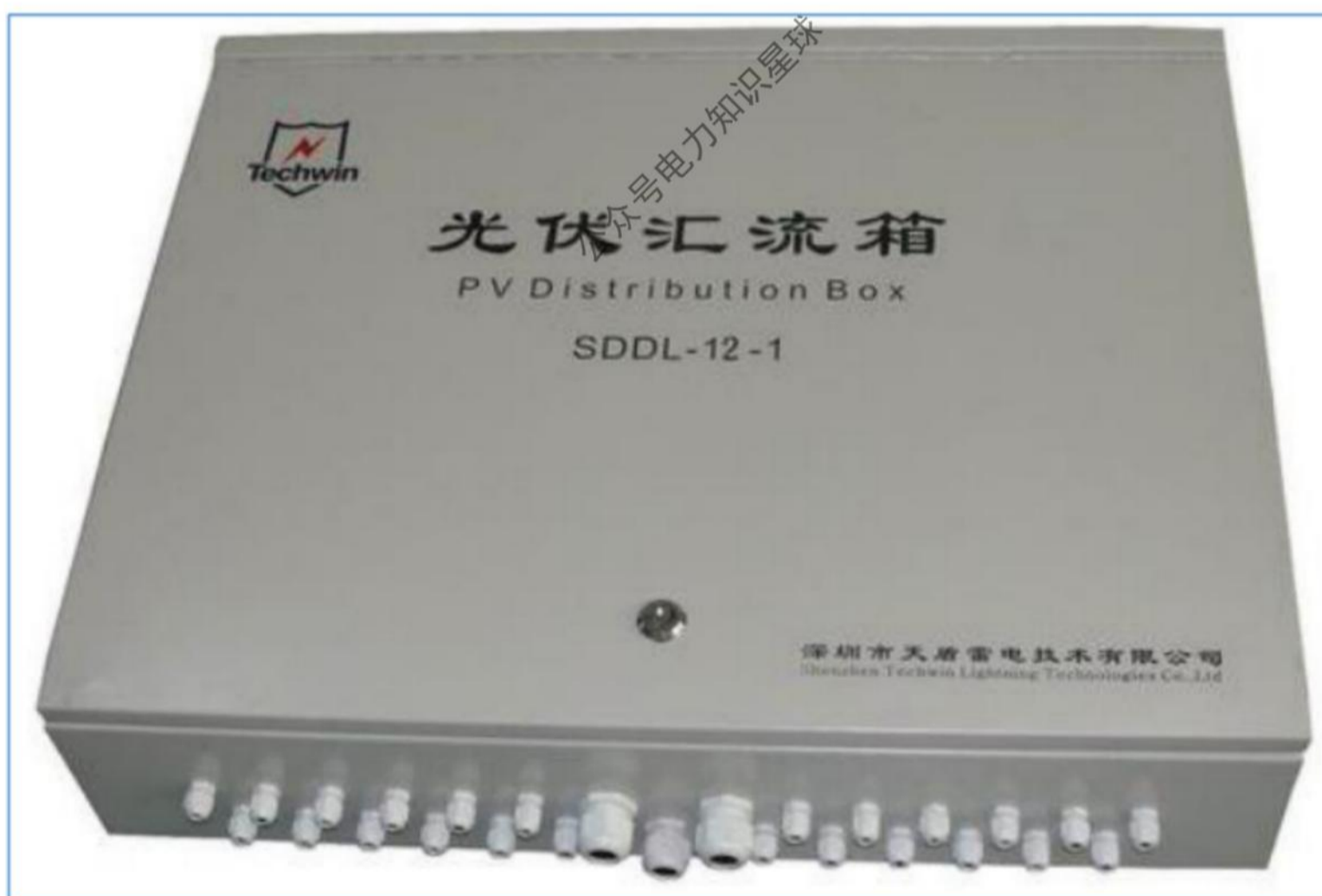


表 1 逆变器选型

	集中式方案	集散式方案	组串式方案
收益	一致性好，组串失配小，不影响发电； 山地电站中，组串失配严重，影响发电量和收益	山地电站 1 兆瓦 48 路 MPPT，有效应对朝向不一的山地电站，减小失配程度	山地电站多路 MPPT 应对朝向各异及局部遮挡，大幅减轻失配程度，减少发电损失，提升收益
成本	成本较低，性价比高	成本较高	成本高
建设	逆变器箱（房）安装难度较大，数量少，易运维	同集中式逆变器	挂装，但数量较多

2. 汇流箱选型

汇流箱在光伏发电系统中是保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。该装置能够保障光伏系统在维护、检查时易于切断电路，当光伏系统发生故障时减小停电的范围。



各厂家汇流箱技术参数对比

项目/厂家	阳光电源	正泰电气	特变电工	华为	晶福源	南京冠亚	金宏威	珠海瓦特
最大输入阵列电压	1000VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC	1000VDC
直流输入路数	16路	20路	16路	16路	16路	16路	16路	16路
直流输入的正负极线径	4~6mm ²	4~6.5mm ²	4~6mm ²	4~6mm ²	4~6mm ²	4~6mm ²	4~6mm ²	4~6mm ²
直流输出的正负极线径	70 mm ²	17 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	17 mm ²	17 mm ²	70 mm ²	17 mm ²
每路直流输入的保险丝	10A/15A	15A	10A/15A	10A/15A	15A	20A	10A/15A	20A
防护等级	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
通讯方式	RS485	RS485	RS485	RS485	RS485	RS485	RS485	RS485
行业口碑	行业第一		用量大，多数 用在自己的项目上	只做 ABB 的断 路器，所以价 格高	出货量，稳 定可要	起步早，质量 稳定常州国瑞 在用		行业内小厂家

3. 支架形式选择

序号	比较项目	固定支架	固定可调	单轴跟踪式		双轴追踪
				仰角跟踪式	极轴跟踪式	
1	发电量	比水平面安装增加 20%左右的发电量	比按最佳倾角增发 3%-5%	比最佳倾角增发 5%-10%	比最佳倾角增发 13%-20%	比最佳倾角增发 20%-30%
2	适用范围	平地、山地	平地、较缓坡地	平地	平地	平地
3	抗风能力	抗风能力需满足 42m/s, 东西方向风荷载较小	抗风能力需满足 42m/s, 东西方向风荷载较小	抗风能力需满足 27m/s, 东西方向风荷载较大	抗风能力需满足 27m/s, 东西方向风荷载大	抗风能力需满足 27m/s, 东西方向风荷载很大
4	土建基础要求	一般	一般	较高	较高	极高
5	安装要求	安装简单, 精度要求低	安装简单, 精度要求低	安装较复杂, 精度要求较高	安装较复杂, 精度要求较高	安装很复杂, 精度要求很高
6	经济性	较便宜	较便宜	较昂贵	较昂贵	很昂贵
7	技术成熟性	应用最广泛, 技术成熟	应用较广泛, 技术较成熟	应用不够广泛, 不够成熟	应用不够广泛, 不够成熟	不够广泛, 不够成熟
8	可靠性	简单可靠	简单可靠	较低	较低	较低
9	寿命及维护	可保证 25 年使用期, 基本免维护	可保证 25 年使用期, 基本免维护	运行维护要求高、成本高	运行维护要求高、成本高	运行维护要求高、成本高

4. 支架基础选择

光伏支架基础选型对比						
基础形式	扩展基础		桩基础			岩石植筋锚杆基础
	独立基础	条形基础	现浇混凝土灌注桩	预制混凝土桩	微孔灌注柱装	
优点	受力可靠、适用范围广、施工简单。	基础深度较浅、施工简单。	工程量小、造价较低、施工快、对环境破坏小。	可批量制作、施工更为简单。	施工快、工造价低、对环境破坏小。	安装简单、承力能力强
缺点	工程量大、施工周期长、对环境破坏大。	工程量大、施工周期长、对环境破坏大、抗洪水能力差。	对土层的要求较高。	造价相对较高、技术要求较高。	对土层的要求较高、需要养护。	造价较高，施工较慢、对土层有一定要求。

四、项目策划

1. 策划案例参考

序号	原设计内容	优化后内容	优化作用
	桩基预埋管材质规格为 Q235B- ϕ 168*4.5。	改为 Q390B- ϕ 133*3.5	节省钢材量, 折算单瓦造价节省 0.025 元。
	光伏支架材质为 Q235B。	改为高强钢材 LQ550,	节省钢材量, 折算单瓦造价节省 0.042 元。
	送出线路路径长度为 15 公里	路径长度调整为 13.3 公里,	减小路线征地协调难度, 节省造价约 270 万元。
	升压站一次舱、二次舱为建筑结构	改为设备预制舱	节约施工工期, 降低成本。
	光伏场区电缆设计为铜缆	铜缆改为铝合金电缆	降低成本
	升压站地下结构混凝土抗渗等级 P10	抗渗等级改为 P6	降低成本
	升压站内事故油池基坑深度 5.1 米	油池基坑深度优化为 4.9 米	降低成本(专家论证费), 减低安全风险。
	升压站门口需对现状道路进行改路	调整站内道路标高与原有道路顺接, 站外现状道路不改动	降低协调难度, 降低成本。
	输电线路杆塔全部为铁塔	根据地貌情况将部分铁塔改为水泥杆	降低成本
	光伏支架基础全部为微孔灌注桩	根据地质条件将部分桩位改为预应力管桩	节约工期
	场区箱变基础为钢筋混凝土结构	调整为砖混结构	节约工期, 降低成本。
	支架基础桩长为 2.2 米、2.5 米	根据实际地勘情况减少桩身长度	降低成本
	光伏场区围栏设计标准为高速公路围栏标准	建议改为普通简易围栏标准	降低成本
	场区 35KV 以下电缆、控制及通讯电缆采用电缆桥架(槽盒)架空设方式	建议电缆以地理和穿管方式结合敷设	降低成本

