
光伏电站设计施工心得



1. 前言

太阳能光伏发电是一种具有可持续发展理想特征的可再生能源的发电型式，近年我国政府也相继出台了一系列鼓励和支持太阳能光伏产业发展的政策法规，使得太阳能光伏产业迅猛发展，各地投资太阳电站建设的热情非常高涨，项目也层出不穷，我司也参与了部分项目的可研，设计及**EPC**总包，现把从中得到经验及教训作一小结，请各位专家批评指正



2. 资源评估

2.1 我国太阳能资源概况

太阳能资源的分布具有明显的地域性，这种分布特点反映了太阳能资源受气候和地理条件的制约。从全球角度来看，我国是太阳能资源相当丰富的国家，具有发展太阳能利用得天独厚的优越条件。

我国太阳能资源分布的主要特点有：

- 1、太阳能的高值中心和低值中心都处在北纬 $22^{\circ}\sim 35^{\circ}$ 这一带，青藏高原是高值中心，四川盆地是低值中心；
- 2、太阳年辐射总量，西部地区高于东部地区，而且除西藏和新疆两个自治区外，基本上是南部低于北部；
- 3、由于南方多数地区云多雨多，在北纬 $30^{\circ}\sim 40^{\circ}$ 之间，太阳能的分布情况与一般的太阳能随纬度而变化的规律相反，太阳能不是随着纬度的升高而减少，而是随着纬度的升高而增加。

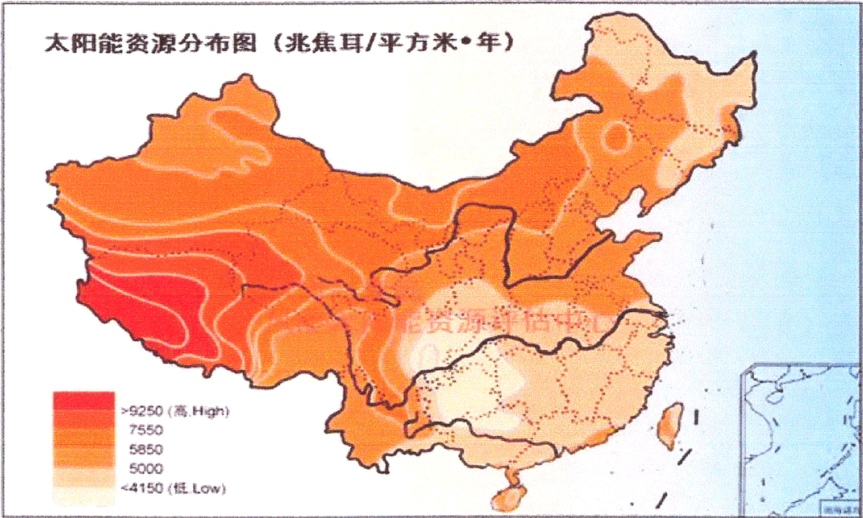
太阳能资源是以太阳总辐射量表示的，一个国家或一个地区的太阳总辐射量主要取决所处纬度、海拔高度和天空的云量。根据《太阳能资源评估方法》（QX/T 89-2008），太阳能资源丰富程度等级划分见表2-1。

表2-1 太阳能资源丰富程度等级划分表

等级	资源代号	年总辐射量 (MJ/m ²)	年总辐射量 (kWh/m ²)	平均日辐射量 (kWh/m ²)
最丰富带	I	≥6300	≥1750	≥4.8
很丰富带	II	5040—6300	1400—1750	3.8—4.8
较丰富带	III	3780—5040	1050—1400	2.9—3.8
一般	IV	<3780	<1050	<2.9

从全国来看，我国是太阳能资源相当丰富的国家，绝大多数地区年太阳辐射总量在5256MJ/m²以上，年日照时数在2000h以上。我国太阳能资源分布图见图2-1。

图2-1 我国太阳能资源分布图



2.2 太阳能资源数据

太阳能辐射量可从县及气象局取得，也可从国家气象局取得，或者来自卫星扫描。从气象局取的太阳能辐射数据为水平面上的太阳辐射量，一般包括水平面的总辐射量、直接辐射量和散射辐射量。来自卫星扫描的辐射数据，一般为水平面上的总辐射量。

太阳能资源数据主要包括，年度太阳能辐射总量和各月太阳辐射总量。用于工程建设时需要的与之相关的气象数据包括：多年平均气温，多年极端最高气温，多年极端最低气温，白天（8-18时）最低温度；多年平均风速，多年最大风速；多年平均雷暴日，多年最多雷暴日数；多年平均年总量降水量，多年一日最大降水量；多年最大冻土深度；多年最大积雪深度；上述数据一般为近10年的累计数据，当然有近30年的统计数据，则会使数据分析更加准确。

2.3 太阳能资源数据有效性分析

太阳能辐射数据的来源有来自卫星扫描数据，或从气象局取得的实地测试数据。目前卫星扫描数据一般利用美国宇航局NASA数据库提供的太阳能辐射数据。通过输入不同地理位置经纬度坐标，得到22年平均的太阳能月平均日辐射值

(kwh/m²/d)，卫星数据覆盖范围较大，记录时间较长，能够获得十年以上卫星扫描数据，但精度较低，有效范围约几百平方公里。

实地测量数据能够根据实际地点定位测量太阳能资源，有效范围及数据较卫星数据要好，但是可能存在实测时间较短，仅得到有限区域的有限时间段内的实测数据。当取得项目所在地气象局辐射数据或者其它来源数据用于项目设计的分析，有以下情况需对数据有效性进行分析：

1、若太阳能辐射数据不够完整或者缺少多年的辐射数据，则需对太阳能辐射数据的有效性和辐射量进行评估。

2、当取得太阳能辐射数据较为完整时，且辐射量较好时，需结合项目场地综合考虑，若当地存在建筑或者树林等遮挡时，辐射数据会受影响。另一方面观察当地是否存在山脉或者会对辐射量影响较大的地形地貌。在这种情况下可通过比较场地附近地区的平均数据，来分析评估太阳能辐射数据的有效性。

3、当气象局提供辐射数据或卫星扫描数据与当地实测数据存在较大差异时，需结合实测数据的测试时间长度和测试时是否有其它因素影响，根据《太阳能资源评估方法》来分析评估太阳能辐射数据的有效性。

2.4 太阳能资源数据的利用

从气象局获得的太阳能辐射数据，一般包括水平面的总辐射量、直接辐射量和散射辐射量。卫星扫描得到的太阳能辐射数据为水平面上的总辐射量。

在光伏发电系统中，固定式系统，为了取得全年更大的发电量和电池组件的自洁考虑，一般将太阳能电池组件以一定的角度倾斜安装。这样就需要将水平面上的辐射量转换为斜面上的辐射量。目前水平面的辐射量转换为斜面上的辐射量，可采用人工计算分析，但该方法较复杂，通常采用计算机软件进行分析，如RETScreen、PVSYST。

若项目所在地的太阳能辐射数据不够完整或者缺少多年的辐射数据，可对比附近区域太阳能平均辐射数据，也可参考卫星扫描太阳能辐射数据，从而进行综合分析。为了使分析精确，还需要考虑的因数有：各月平均气温，各月平均风速，水平面上的散射辐射量。

精确的太阳能资源评估是大规模开发利用太阳能的前提，是太阳能行业投资者准确投资分析的必要保障。

2.5我国西北地区太阳能资源情况

2.5.1宁夏太阳能资源情况

宁夏在开发利用太阳能方面具备得天独厚的优越条件，地势海拔高、阴雨天气少、日照时间长、辐射强度高、大气透明度好。宁夏年太阳能辐射总量为每平方米4936MJ-6119MJ(兆焦)，由南向北平均每10公里每平方米递增50MJ。年日照时数为2194小时-3082小时，日照百分率50%-69%，由南向北递增。宁夏太阳能辐射具有地域不同的差异，其特征是北部多于南部，南北每平方米相差约1000MJ，由六盘山地区的4947.3MJ增至中北部的6000MJ。其中引黄灌区与中部干旱带的盐池、同心县太阳辐射较高，在5864MJ-6100MJ之间，南部山区年辐射量相对较少，太阳辐射总量为4947MJ-5641MJ。宁夏太阳辐射还具有明显季节变化差异，夏季最多平均为1930MJ，春秋两季次之平均1456MJ，冬季最少平均945MJ。将全国部分地区的年平均气温、年总辐射、直接辐射、直接辐射占总辐射的百分率、年日照时数、年晴天日数、年太阳能可利用日数、年平均总云量等8项指标，经过数据预处理后，银川的太阳能可利用状况在全国排序占第3位，固原虽排序占第12位，就全国范围而言，其太阳能可利用状况也是比较好的。因此，宁夏有着得天独厚的优越条件，开发太阳能具有极大的潜力。

宁夏各地日照时间多于6小时的天数每月在13.3~25.7天，全年在215~292.6天,太阳能可利用时间较长。宁夏各地太阳能资源稳定程度在1.1~1.7，太阳能资源比较稳定。银川市中午是最有利太阳能资源利用的时段，上午、下午也是太阳能资源利用的较好时段。

2.5.2内蒙古太阳能资源情况

内蒙古海拔较高，地处中纬度内陆地区，以温带大陆性气候为主，全年降水较少，多晴朗天气，云量低，相对的日照时间长，日照时数在2600~3400h之间，太阳能辐射较强，是全国的高值地区之一。全区年辐射总量在4830~7014MJ/m²之间，仅次于青藏高原，居全国第2位。全区太阳能资源的分布自东部向西南增多，以巴彦淖尔市西部及阿拉善盟最好。一年之中，4~9月作物与牧草生长期的辐射总量与日照率都在全年的50%以上，特别是4~6月，东南季风还未推进到内蒙古境内，所以空气干燥，阴云天气少，日照充足。

2.5.3 甘肃省太阳能资源情况

甘肃省位于祖国地理中心，介于北纬32°11'—42°57'，东经92°13'—108°46'，地貌复杂多样，山地、高原、平川、河谷、沙漠、戈壁，类型齐全，交错分布，地势自西南向东北倾斜。地形呈狭长状，东西长1655公里，南北宽530公里，复杂的地貌形态，大致可分为各具特色的六大地形区域。甘肃省具有丰富的太阳能资源，年太阳能总辐射量在4800—6400MJ/m²，其地理分布为自西北向东南递减的规律。年资源理论储量67万 亿KWh，每年地表吸收的太阳能相当于大约824亿吨标准煤的能量，开发利用前景广阔。河西走廊、甘南高原为甘肃省太阳辐射丰富区，年太阳总辐射量分别为每平方米5800MJ和6400MJ；陇南地区相对较低，年太阳总辐射量仅4800~5200MJ；其余地区为5200-5800MJ。除陇南地区外，甘肃省年太阳总辐射量比同纬度的华北、东北地区都大。甘肃省以夏季太阳总辐射最多，冬季最少，春季大于秋季。7月各地太阳总辐射量为每平方米560~740MJ；1月为260~380MJ；4月为480~630MJ；10月为300~480MJ。太阳总辐射冬季南北差异小，春季南北差异大。

甘肃省各地年日照时数在1700-3320小时之间，自西北向东南逐渐减少。河西走廊西部年日照时数，在3200小时以上；陇南南部，在1800小时以下；其余地区在2000~3000小时之间。

2.5.4陕西省太阳能资源概况

陕西全省年平均太阳总辐射量为4100~5600MJ/m²，年峰值日照时数为1150~1550h，年平均日照时数在1270~2900小时，日照百分率在28%~64%之间。其空间分布特征是北部多于南部，南北总辐射量相差1400MJ/m²，高值区位于陕北长城沿线一带，年太阳总辐射量为5100-5600MJ/m²；低值区主要分布于陕南大巴山区，年太阳总辐射量为4100-4300MJ/m²。夏季总辐射量最大，占到总辐射量的近40%，冬季总辐射量最小，表现出四季分布的不对称性。

陕北区域日照强烈，地势海拔高，大气透明度好、阴雨天气少、日照时间长、辐射强度高，年日照时数达到2600~2900h，年总太阳辐射量5100-5600MJ/m²。

3.光伏阵列的设计

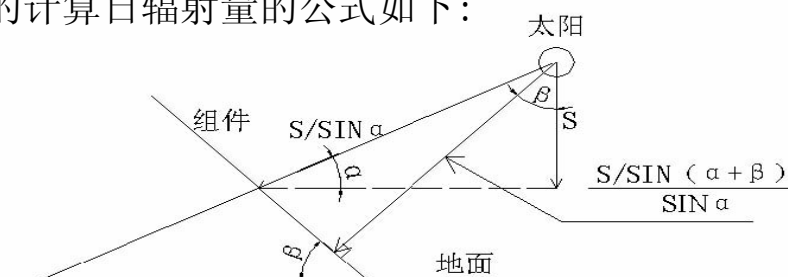
光伏阵列即光伏方阵，由若干个光伏组件或光伏构件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。在光伏方阵设计时我们通常需要考虑以下几个方面：光伏组件的倾角、光伏阵列之间的间距和组件串的组件数量计算。

3.1光伏组件倾角的计算：

光伏组件倾角：光伏组件所在平面与水平面的夹角。

我们从气象站得到的资料，一般为水平上的太阳辐量，换算成光伏阵列倾斜面的辐射量，才能进行光伏系统发电量的计算。对于以某一倾角固定式安装的光伏阵列，所接受到的太阳辐射能与倾斜的角度有关，其中较为简便的计算日辐射量的公式如下：

$$R_{\beta} = S \times [\sin(\alpha + \beta) / \sin \alpha] + D$$



倾斜方阵面上的太阳总辐射量计算图

式中： R_{β} —倾斜方阵面上的太阳总辐射量； D —散射辐射量，假定 D 与斜面倾角无关； S —水平面上的太阳直接辐射量； β —方阵倾角； α —午时分的太阳高度角。

通过上述方法可计算某地一定时间内斜面上的辐射量，但是要计算出某斜面在该地区一年的辐射相对较困难，甚至无法计算。主要是到达光伏组件上的太阳辐射量受许多因素影响，归纳起来有以下几个方面：

天文、地理因素：日地距离的变化，太阳赤纬、太阳时角、地理纬度、海拔高度和气候等； 大气状况：云量、大气透明度、大气组成及污染程度（灰尘粒子密度、二氧化碳等的含量）； 组件阵列倾角设计考虑：组件的倾斜角及方位角，支架采用固定式还是巡日跟踪式等；

因此，光伏组件倾斜面上的辐射量因素较多，且随机性很强，要完全依靠理论计算很难取得精确地结果。目前光伏组件倾角我们正常通过软件模拟不同倾角时的辐射量同时考虑当地气象局实测的数据进行分析。根据工程经验，一般光伏阵列的倾角取当地纬度或偏小一点（并网系统）。而在离网系统中，光伏阵列倾角设计则需要考虑最不利条件因素下保证系统可靠供电的原则，其倾角往往大于当地纬度。

3.2 光伏阵列之间间距的计算：

并网光伏发电系统方阵的最佳安装倾角采用专业系统设计软件进行优化设计来确定，它应是系统全年发电量最大时的倾角。当倾角确定后我们要保证每个光伏阵列在冬至日上午九时到下午三时无阴影遮挡（北半球）。

太阳能电池阵列间距的设计计算：

在北半球，对应最大日照辐射接收量的平面为朝向正南，阵列倾角确定后，要注意南北向前后阵列间要留出合理的间距，以免前后出现阴影遮挡，前后间距为：冬至日（一年当中物体在太阳下阴影长度最长的一天）上午9：00到下午3：00，组件之间南北方向无阴影遮挡。

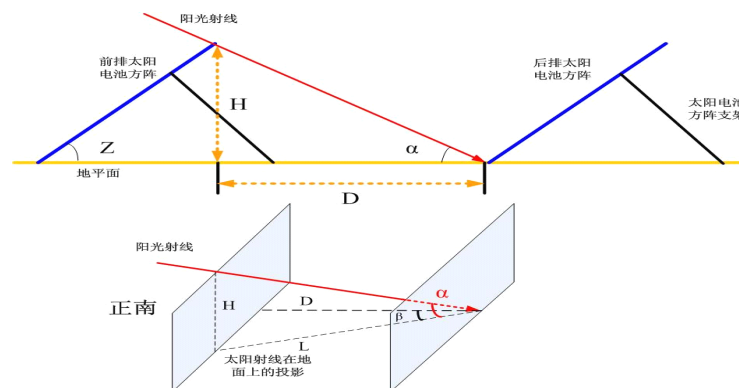
固定光伏组件方阵的支架系统安装的前后最小间距D，如下图所示：

阵列阴影示意图

简化的计算公式如下：

$$D = \frac{0.707H}{\tan[\arcsin(0.648 \cos \phi - 0.399 \sin \phi)]}$$

式中： ϕ 为纬度（在北半球为正、南半球为负）；
H为光伏方阵阵列或遮挡物与可能被遮挡组件底边高度差。



同时在太阳能电池方阵排列布置还需要考虑地形，地貌的因素，要与当地自然环境有机的结合。同时设计要规范，并兼顾光伏电站的景观效果，在整个方阵场设计中尽量节约土地。太阳能电池方阵的布置设计包括阵列倾角设计，方位角设计，阵列间距设计，需根据具体情况来进行计算。

关于跟踪系统阵列之间的间距计算相对复杂，由于跟踪支架系统的巡日条件和跟踪角度范围与其厂家产品有关，且每家不尽相同。故对其计算无实际意义。但有一点是一致的，就是我们都必须满足一天中不得小于6小时的照射时间窗口。

需要说明的是上述时间为地方时。例如在计算中使用的太阳赤纬都是以天文年历为准的，而天文年历所给出的参数都是世界时0时的值，但时角又是以地方时为依据的，而日常的钟表所显示的时间都是北京时。这里需要注意的是：北京时早8点时，乃是世界时0点，由于地球自西向东转动，所以，凡是在北京以东的地方，其地方时均比北京时要晚，即8点多，而北京以西的地方则尚未到8点。

经度订正是时间转换所必需的。在我国明确规定，东经为正，西经为负；但在美国则刚好相反。具体换算公式是：

地方时（即太阳时）=北京时+E-4*（120-L）

其中：E为地球绕日公转时进动和转速变化而产生的修正，单位为分；L为当地的经度

3.3 组件串的设计

组件串是在光伏发电系统中，将多个光伏组件以串联方式连接，形成具有所需直流输出电压的最小单元。在组件串设计时主要应考虑以下因素：1、逆变器的MPPT跟踪范围；2、逆变器直流输入能承受的最大直流电压；3、光伏组件的开路电压、峰值工作电压及组件的开路电压的温度系数。

我们在设计时必须满足光伏组件串的电压在逆变器MPPT工作范围内，且需要考虑组件在温度上升时带来的电压下降，即组件串的最低工作电压必须大于逆变器MPPT的最低电压，同时组件串峰值工作电压必须小于逆变器MPPT的最大电压。

关于逆变器直流输入的最大电压：由于组件串在温度下降时开路电压反上升，因此我们在计算时必须满足组件串的最大开路电压不得高于逆变器允许承受的最大直流输入电压。一般而言，晶硅组件的开路电压温度系数为 $-(0.33\sim 0.36)\%/K$ 。

即： $\text{Min}(\text{MPPT}) < \text{组件串电压 (考虑温度上升后工作时的最低电压)}$

$\text{组件串电压 (考虑温度变化下工作时的峰值电压)} < \text{Max}(\text{MPPT})$

同时必须满足： $\text{组件串开路电压 (考虑温度最低时的开路电压)} < \text{逆变器允许承受的最大电压}$ 。

在进行组串设计时，还必须考虑直流线路实际压降所产生的影响。

在具体项目设计时我们还需要考虑项目现场的实际情况，如周围有无高大建筑物、地势是否平坦。在屋面电站时还需要考虑方位角问题，有时由于建筑本身不是正南方向，故在设计时为考虑美观等因素可能会放弃最佳方位角0度的要求。有时为满足设计容量要求而放弃最佳倾角设计及方阵之间的间距等。因此，光伏阵列设计时我们首先必须了解客户需求，并对可能产生的问题进行有轻重之分，只有这样才能最大限度地设计出满足客户需求的产品。

3.4特殊气候条件对光伏电站的影响

特殊气候条件对光伏电站的影响按以下几个因素分类讨论：

- 极端温度的影响

极端低温和极端高温都将影响到设备的生存；极端低温会导致地基产生冻胀现象，毁坏基础；极端高温对电池板输出电能不利，气温的升高将导致组件表面温度的升高，组件的发电效率也急剧下降。

- 极端大风的影响

极端大风会影响电池板的安全，导致光伏组件被大风吹翻；极端大风还会降低支架的防腐性能。

- 极端降雨、洪水的影响

洪水会造成基础沉降、塌陷，导致光伏阵列变形，进而损坏光伏组件。

- 极端雷暴的影响

雷暴可能导致电气设备雷击毁坏，不能工作，影响光伏电站电能输出。

- 极端降雪的影响

积雪有可能造成光伏组件的大面积损坏，影响光伏电站电能输出。所以，在进行光伏发电系统设计时都需要对以上因素进行考虑。

4. 升压及系统接入

4.1 系统构成概述

本系统为由逆变器交流输出侧至公共电网并网接入点之间部分，一般包括以下环节：

升压部分，逆变器输出的低压交流（AC270V或其它电压等级）经升压变升至10KV或35KV。

高压汇流部分，多台升压变高压输出。接至厂区高压开关站汇流。并网接入部分，高压汇流后经计量后再接入公共电网并网输出；以及满足电网接入要求的配套设施（公用测控系统、远动系统、电能量监测系统、电能计量、电力调度数据网等）。

无功补偿部分，根据电网要求设置的高压集中无功补偿。
厂用电部分（厂用变电站），满足光伏发电厂运行的厂用电部分，主要包括厂用变压器及其低压配电系统。

4.2主要系统方案分析与对比

一个优秀的设计方案应同时满足技术先进可靠和经济合理两方面要求。任何脱离实际只追求技术先进而不考虑系统成本，或者一味追求低成本而置于系统稳定可靠性不顾，这都是不可取的。应在方案选择、系统设计中将这两者综合考虑，通过分析比较确定技术与经济的合理平衡点。以下拟从两部分内容来分析：1) 光伏发电系统主接线方案，2) 厂用电配电方案。

4.2.1光伏发电系统主接线方案

大型地面光伏并网电站由于占地面积较大、远离负荷中心，一般采用分块发电、高压集中并网方式。将发电场地分成多个发电单元（如1MWp一个单元），每单元就地设置逆变室、升压变，厂区内设置高压开关、控制室以及办公配套设施。

目前大型地面光伏电站主要系统构成是：各个单元光伏组件经逆变器转变成交流电后，输出电压为270V或315V，就地配置一级升压变压器，由270V或315V直接升压到10KV或35kV，再在厂区内设置开关站，各单元10KV或35kV母线汇流后直接并入当地电网。

不带隔离变的逆变器交流输出有270V或315V之分，一般说来单台容量在500KW及以下的交流输出多为270V，单台容量630KW的为315V。逆变器输出电压的选择依据所选品牌而定，无需特别比较。

升压变高压侧输出有**10KV**或**35KV**之分，选用何种电压等级应依据具体项目的规模及当地电网并网条件综合而定。其决定性因素一般是当地电网规划要求及并网接入的电网变电站电压等级。一般**10MWp**及以下规模光伏电站，无需二次升压，可直接低压升至**10KV**或**35KV**并网。超过**10MWp**规模光伏电站一般需直接升至**35KV**并网，或采用二次升压，即先低压升至**10KV**，各单元**10KV**在厂区开关站汇流后再升至**35KV**或**110KV**并入当地电网。

在光伏电站项目实际建设中，二次升压变电站及**35KV**以上部分一般由当地电网公司设计与建设。光伏电站厂区内的低压直升至**10KV**或**35KV**的升压站及其高压开关站由划归光伏电站**EPC**范围内。本部分拟对该范围的变压器选择、系统主接线方案进行技术经济比较，分析各方案优缺点，并给出一定条件的合理方案建议。

升压箱式变的选择

光伏电站施工周期短，项目地处偏远、交通不便，各种工程材料采购多有不便且成本较高，所以应尽量减少现场制作项目。升压变电站一般采用预装箱式变电站，在制造厂完成后运至现场就位做简单调试后即可投运，相比土建式变电站施工周期短，成本节省。依据箱变变压器形式有干式和油浸式之分，依据箱变组合形式有欧式与美式之分。

4.2.2 系统主接线

系统主接线一般有链式和放射式。链式是将几个1MW单元的升压变压器链接后接至10KV开关站汇流后再接入电网。这样可以节省高压电缆与10KV开关站内的高压开关柜。因为减少了高压电缆也节省了高压电缆的敷设费用。但因为采用链式，是变压器的保护趋于复杂化，一般需在变压器高压出线配置真空断路器，这回增加系统造价。

放射式是每个1MW单元的升压变压器出线直接接至10KV开关站汇流后接入电网。这样高压电缆会增加，其施工费用会增加，10KV开关站内高压开关柜也会增加。但因为采用了放射式，变压器保护非常简单，变压器高压侧出线可采用高压刀熔开关，而且变压器可以非常方便的选用户外一体式油变，不但其体积小，而且这种形式升压变压器成本低廉。

在已实施的两个10MWp项目中，分别采用了以下两种方案。项目一是采用链式，变压器是干变；项目二是采用放射式，变压器是油变，项目总体造价比较，项目费用要更节省。

4.3 系统方案总结与建议

● 光伏发电系统主接线

从上述分析可知，甘肃某10MWp项目采用低压直升35KV再汇流后并网，8个1.25MWp单元每单元就地设置一台干式欧式升压箱变，每4台箱变高压链接后分成两回路接至35KV开关站在汇流后接至当地电网。宁夏某10MWp项目采用低压直升10KV再汇流后并网，设有9个1MWp和1个0.5MWp单元，共计10个发电单元。每单元就地设置一台组合共箱式全密封油浸升压箱变（ZGSF11-Z.G），每台箱变高压出线接至10KV开关站汇流后接至当地电网。

甘肃项目采用干式欧式升压箱变因配有真空断路器及低压开关柜，以及欧式箱变特点，占地面积较大、成本很高。但因其采用链式接线，节省了不少高压电缆，还节省了开关站内的开关柜。宁夏项目采用组合共箱式全密封油浸升压箱变（ZGSF11-Z.G），该型号变压器占地面积小，而且成本低廉。但因该型号油浸升压箱变不便配置真空断路器，故采用每台箱变设置一回路电缆接至开关站进行保护，即放射式。这增加了高压电缆和开关站内高压开关柜。但综合比较下来采用宁夏项目高压方案更能节省更多投资，而且宁夏项目方案技术上也合理可靠，满足光伏电站的运行稳定、便于维护的要求。

●厂用电配电

甘肃项目采用的是在开关站设置厂用变电站，低压**AC380V**接至每个逆变室。因光伏场地较大，厂用变电站至最远的逆变室有**1km**，当逆变室采用低压链式配电时，电压损失是电缆截面选择的主要因素。经计算如要满足电压损失要求，这电缆截面会比按电流经济密度选择的电缆截面大很多，这很不经济。

宁夏项目采用低压分区供电方案。靠近开关站的**5**个区的逆变室由开关站内的所用变低压**AC380V**供电。远离开关站的**5**个区的逆变室由**10#**逆变室所用变供电。**10#**逆变室所用变容量**50KVA**，是在逆变器与箱变连接的低压侧（**AC270V**）**T**接至所用变压器，再经所用变压器升压至**AC380V**供**5**个逆变室负荷用电。该方案不存在因供电距离长而放大电缆截面的因素，可以节省大量低压电缆。

5.土建及支架

5.1建（构）筑物设计

5.1.1光伏组件方阵支架基础设计

(1)太阳能板方阵基础一

支架基础一般为钢筋混凝土独立基础，亦可以采用双柱联合基础，每个阵列与地面有N个支撑点，支架由角钢和槽钢、薄壁型钢、钢管等组成。根据太阳能电池板荷重及当地50年一遇基本风压和雪压、业主要求，同时满足《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2002）和《混凝土结构设计规范》（GB50010-2002）及其它相关规范，确定基础尺寸。基础柱顶预埋钢板与支架螺栓连接。光伏电站地面平整完成之后，即可根据平面布置进行定位、放线、基坑开挖、安装模板、校直、校平，依次浇入混凝土并振捣，符合《建筑地基基础施工质量验收规范》（GB50202-2002）的要求。在浇筑过程中，在基础顶面设置钢板预埋件，用于安装太阳能电池板支架，混凝土标号为：C30，并按规定程序养护。

受力计算包含承载力、抗倾覆、抗滑移、抗拔计算。为减小基础面积，基础在偏心荷载作用下，可考虑基底脱开基土面积不大于全部面积的1/4，脱开时基础顶面受拉，应复核基础顶面强度。

(2)太阳能板方阵基础二

支架基础还可采用桩基，桩基的计算包含：桩身抗压承载力计算、局部压屈验算、单桩竖向承载力特征值计算、桩基水平承载力和位移计算、水平荷载作用下的桩身受弯承载力、抗浮和抗拔桩的抗拔承载力计算、如果有软弱下卧层，如何考虑软弱下卧层问题、湿陷性黄土地区的桩基设计、季节性冻土和膨胀土地基中，应考虑冻胀、膨胀作用，验算桩基的抗（冻）拔稳定和桩身的抗拉承载力、钢桩的防腐设计。同时满足《建筑桩基技术规范》JGJ94-2008。

桩基的优点是施工方便，气候适应性好、地质适应性优、压缩施工周期、无需大量的平整地面、无需大量的施工人员和施工机械、机具。但是因为没有相应的国家规范和国内大量的工程成功案例作为依据，所以采用桩基，必须做好试打桩和试桩工作，在有可靠的实验结果后，方可采纳。

5.1.2 箱式变压器基础设计

设备基础设计，根据《建筑地基基础设计规范》(GB50007—2002)、《混凝土结构设计规范》(GB50010-2002)，并参照《建筑结构荷载规范》(GB 50009—2001 (2006版))、结合设备安装方式综合进行设计。地基基础形式为现浇钢筋混凝土基础。如采用油浸式变压器，在基础设计时应根据电气防火规范要求，考虑防火设施或贮油坑等。

5.1.3 逆变器室工程设计

逆变器室为一般采用单层砖混结构，下面为常规的参数：逆变器室内净高3.1m、房屋总高度3.5m、每个逆变器室建筑面积计：59.04m²，基础为混凝土条形基础。

建筑设计（常规的设计方案）简洁大方，墙体采用外墙外保温，节约建筑采暖和空调能耗,改善并保证室内热环境质量，屋面为组织排水，屋面防水做法采用氯化聚乙稀或三元乙丙柔性防水材料、防水涂料，屋面保温采用80厚挤塑聚苯板保温层。应根据逆变器的参数要求，设计可靠的通风系统，确保逆变器正常工作。

5.1.4综合楼建筑设计

综合楼为一般为单层混凝土框架结构，是主要生产生活配楼，主要由高压配电室、低压配电室、备用电源室、逆变器小室、中控室、办公室、会议室、资料室、餐厅厨房、工具间、维修间、锅炉房、水泵房、职工宿舍等组成，所有房间层高约为5.50m。

1) 建筑设计：

建筑整体表现简洁大方，建筑平面布局合理，功能分区明确；建筑形体简单、稳重又不失工业建筑固有的美感。建筑热工设计应符合国家节约能源的方针，使设计与气候条件相适应,在建筑布置中注意建筑朝向,墙体采用外墙外保温，节约建筑采暖和空调能耗,改善并保证室内热环境质量

2) 结构设计：

综合楼为单层钢筋混凝土框架结构，基础采用混凝土柱下独立基础，楼面及屋面均为现浇钢筋混凝土结构，填充墙体均采用加气混凝土砌块或其它墙体材料。

3) 综合楼建筑做法如下:

1.地面: 卫生间为防滑地砖防水地面, 其余房间及走廊均为普通地砖地面。

2.内墙面: 卫生间贴普通瓷砖, 其余房间均刷内墙涂料。

3.顶棚: 主控制室为轻钢龙骨纸面石膏板吊顶, 卫生间为轻钢龙骨铝塑板吊顶, 其余房间顶棚刷内墙涂料。

4.门窗: 采用铝合金平开窗(中空玻璃)、木门、防火门。

5.外墙面: 600mm高剁斧石勒脚, 其余刷外墙涂料, 檐口处做石膏板浮雕图案。

6.屋面为有组织排水, 屋面防水做法采用氯化聚乙烯或三元乙丙柔性防水材料、防水涂料, 屋面保温采用80厚挤塑聚苯板保温层。

7.综合楼防火

配电室, 控制室隔墙耐火极限不小于1h, 隔墙上的门采用乙级防火门。防火满足《建筑内部装修设计防火规范》、《建筑设计防火规范》要求, 集中控制室室内装饰, 采用规范要求等级的防火材料。

5.1.5室外配电装置结构设计

屋外配电装置主要包括：主变基础及事故油池、主变架构、110kV进线架构、110kV断路器、110kV隔离开关、110kV电流互感器支架、110kV避雷器支架、110kV电压互感器支架、35kV电容器、35kV母线桥支架、30m独立避雷针等。变电架构均采用 $\Phi 300$ 或 $\Phi 400$ 钢筋混凝土环形杆、人字柱；地线支架及避雷针支架用圆钢三角形断面焊接结构；设备支架采用钢筋混凝土环形杆；架构及设备支架基础均采用杯口式混凝土基础。架构横梁采用三角形截面钢桁架，设备支架横梁采用型钢梁，材料均为Q235B，焊条为E43。所有钢构件均采用整体热镀锌防腐。

5.1.6配电柜设备基础及电缆沟

设备基础均附带有电缆沟，配电室内没安装配电柜设备的部分采用电缆沟。配电柜设备基础及电缆沟均采用砼结构施工，所有预埋件及电缆支架要求镀锌处理。

根据电力工程电缆设计及其防火措施设计等规程要求，电缆密集的多层电缆支架及桥架上应采用层间隔板将电力电缆及控制电缆隔开；公用电缆沟分支及电缆沟进入配电室等处，应设置防火墙；干式变压器、高低压开关柜、等处的电缆孔洞应进行防火封堵。

5.1.7结构设计优化经验

根据今年项目情况，以下内容需注意和优化：

1、地面项目签订合同后，应尽快开展现场的地形数据采集工作，目前的情况是测量单位提供的地形图和现场的情况矛盾重重，所以采集很有必要。

2、设计图纸中的墙体材料、钢筋的强度等级等经常遇到当地没有或者无法采购，因此需要工程部门先到当地调查，否则频繁的修改图纸，甲方会质疑我们的设计质量，同时也很大程度影响工期。

3、地坪配筋、女儿墙、排洪沟等的设计，适当考虑本类项目的特殊性，在不违反规范的前提下，是否可以再优化，节省成本。

4、所有设备（柜体）基础图纸必须说明，后续设备采购后，尽快补充相应的施工图，避免和施工方扯皮。

5、注意进行房屋的日照分析，几个项目均出现遮挡，以后应当避免。

6、地面支架设计中，组件和檩条尽量避免用卡件。

7、优化支架：支腿截面和上部一直，减少截面种类；尽量用联合基础，考虑抗滑移、倾覆；螺栓**M6**太小，无法安装，支架最好用双螺帽，不用弹垫。

8、冻土深度是否可尝试优化、汇流箱以及电缆的留孔必须在结构设计时考虑，尤其是和专业厂家配合。

9、**Z**型檩条尽量不使用，现场搭接控制不好，宜**C**型简支檩条。檩条多悬挑，充分利用其承载力，节约成本。道路、地坪做法，应该因地制宜。

5.2站区总体规划

项目的总体需考虑站址地形条件、进站道路、进出线走廊、太阳能电池组件布置形式等各方面因素，进行统筹安排，统一布局。站区总布置在满足生产要求的前提下，尽量减小占地面积。

5.2.1站区总平面布置

总平面布置结合站区的总体规划及电气工艺要求进行布置。在满足自然条件和工程特点的前提下，考虑了安全、防火、卫生、运行检修、交通运输、环境保护、各建筑物之间的联系等各方面因素。总平面布置方案按照国家规程规范执行，在满足规范及工艺要求的前提下，尽量压缩站区用地。

5.2.2站区竖向布置

根据站址的水文气象资料，站址附近有无河流对站址安全构成威胁。根据站址选择的地势高低情况，考虑坡面漫流洪水是否会对站区构成影响。整个场区竖向设计采用平坡式，考虑生产及雨季时站区雨水的散排。

5.2.3站区管沟布置

根据工艺要求站区管线的布置尽可能顺畅、短捷，减少埋深和交叉，并沿道路布置，以方便检修。地下管沟与建构筑物或其它管沟的距离则根据有关规程、规范要求确定管沟间距及埋深。全站电缆沟均按考虑排水设计，电缆沟内积水排至沟内低点处设置的集水坑，集水坑内的积水定期由移动泵抽出。站区其它地下管线均采用直埋，包括给水管、排水管等。如条件允许，应设置电池板清洗给水设施。需要设置路灯的道路区域，应确保白天路灯杆不至于遮挡电池板上的阳光。

6. 造价控制

太阳能光伏电站要想赢利必须在设计阶段进行技术与经济的结合，对设计方案进行多方案的比选。在设计阶段控制造价效果更显著，工程造价贯穿于项目的建设全过程，而且设计阶段的过程造价控制是整个工程造价控制的龙头，首先从场地和工程总平面布置开始，应进行多方案的必选，从中选取技术先进、经济合理的最佳设计方案。其次优选施工单位，在招标阶段严格控制造价。否则结算价格远超出中标价格。最后优选新技术，太阳能电站建设还处于初级阶段，新技术的采用会节约造价，取得意想不到的结果，今年的几个项目从桩基换成钢基础是新技术的应用，还有跟踪系统的应用是明年电站建设的热门。

目前太阳能电站的投资上，组件占60-65%，设备占20-25%，施工占10-20%，以10MW容量的电站为例，组建的价格才是决定收益大小的关键，其他设备和材料变化幅度相对组件来说比较小，组件采购便宜0.1元，工程投资就节省100万元。可见对整个造价的影响至关重要。

其次设计采用跟踪系统，目前电站的建设以固定式为主，固定式稳妥，故障率小，但如果在年发电量超过1500万度电的情况下，采购跟踪系统将大大提高发电量，如果在发电量相同情况下，可节约土地及投资20-25%以上。

最后能在设计规范和实际施工操作上要有新的概念，目前太阳能电站还没有任何遵照执行的规范，大部分采用电力系统的规范，但太阳能电站目前的建设还谈不上电力的要求，特别是对室外道路，消防的要求，如果在这点上进行改进的，可节约投资50万元以上。

7.工程质量及进度的控制

7.1施工难点：

光伏电站工程土建部分虽然结构简单、施工技术难度较低，但在具体实施过程中还存在以下的难题：

- 1.测量工程量大；一般一个10MW固定支架的晶硅电池电站占地面积约23万平方米，会有1万多个独立基础。
- 2.施工距离远，运输量大：加工点离最远端的施工面距离很远，有时会达1000～1200米，再加上施工材料的数量很多，由此带来的很大的运输量。
- 3.施工面多,人员及运输相互干扰严重。目前一般以1MW或1.25MW为一阵列组，10MW的电站会划分为10或8个阵列组，施工初期一般同时上1～2支队伍在2～4个区施工作业，但随着工程的进展，工程高峰时最多可能会有6个区同时开展作业，如好做好规划，避免作业面间人员及运输相互干扰显的尤为重要。
- 4.阵施工过程中列组内需多工种交叉作业，相互干扰大：在工程施工的高峰期，现场会同时进行独立基础土方开槽、垫层施工、独立基础施工、逆变室砌筑、箱变基础施工、全厂防雷接地施工等多工种施工、大面积交叉施工。
- 5.施工场地面积大，场地存放的材料、设备等重要物质看护等任务重；
- 6.气候对工程的影响较大；西北隔壁地区，冬季寒冷，春秋季风沙大，夏季炎热。

7.2施工难点的解决:

1、在施工控制网布设时采取了按每个区域的十字交点处布设加密控制桩。各个控制桩之间保持通视，并保持控制桩之间的相对位置关系保持一致，也就是每个桩的南北方向距离和东西方向的距离各保持一致，由此从图上推算出控制桩与待施工放样的建筑轴线的相对位置关系便于放样。高程控制网根据业主提供的标高点向厂区引测。采用DS2水准仪往返测。

开挖时先把每排的轴线控制桩布设好，然后根据施工要求放出开挖边线，开挖时配备三名测量人员跟槽，控制基底标高。因太阳能基础支墩是独立基础，用全站仪放样工作量大，根据施工特点，东西向轴线通视，南北线受开挖时堆土的影响不通视，在东西向放出轴线控制桩，由图纸算出南北轴线的距离，采用距离放样，已放出南北轴线。垫层打好后采用同样方法进行放样。在进行基础支模板时，进行边支设边对高程进行控制，支设完后有项目部复测，轴线控制又测量主管进行效测。在控制网布设时尽量避免与施工道路、开挖基坑的接触，以利于控制桩的保护。因厂区施工区域较大，可采取并列两个区同步向一个方向进展，这样可以减少仪器的搬站，以减少测站误差。因此工程测量任务较重，人员及测量仪器的配备一定要合理，充足。

2、钢筋加工棚，砼搅拌站尽量设在场地的中心位置，如果条件允许的话，设2个或多个钢筋加工棚和砼搅拌站，设置的位置尽量在供货的中心位置。

3、合理安排施工面的施工顺序，规划作业面的运输线路，尽量避免出现交叉作业的现象

4、建议先复杂后简单，两边同时开展，抓工期保质量重安全。根据经验此类工程的特点是工期短，适宜施工的季节时间不长，所以工序比较复杂的建筑应安排在前，这样设备进场后可以一次到位，避免二次搬运。土建完成后直接交给安装单位，避免工种的交叉作业。土建工程每个阵列组从南边开始开挖基槽，同时应开始北边的逆变器室的施工。

5、做好材料进场计划，不紧缺材料每次进场够两天使用即可。紧缺材料要大量进场时，进场后安排专人看管，避免不必要的损失。

6、尽量避免在冬季施工，当不可避免时，需采用保温措施，夏季工地尽量采用早上班晚下班，加长午休时间；砼浇注尽量在下午开始，在第二天中午前结束。一定要注意工人劳动安全工作，施工现场开水、预防中暑的人丹、藿香正气水等药品必须准备到位，保证班前会必须强调。

Thank you!

