

国设证甲字第 A143004434
国综勘甲字第 180105-kj
国工咨甲字第 12220070044



新疆自治区呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目 可行性研究报告

HND/XJ307k-001

(审定版)

湖南省水利水电勘测设计研究总院新疆分院

二〇一三年四月

国设证甲字第 A143004434
国综勘甲字第 180105-kj
国工咨甲字第 12220070044

HHPDI

新疆维吾尔自治区呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目 可行性研究报告

HND/XJ307k-001

（审定版）

声 明

该成果仅限于本项目使用。未经知识产权拥有者书面授权，不得翻印（录）、传播或他用。对于侵权行为将保留追究其法律责任的权力。

湖南省水利水电勘测设计研究总院新疆分院

二〇一三年四月

新疆自治区呼图壁县化工园区

20MWp 光伏发电项目

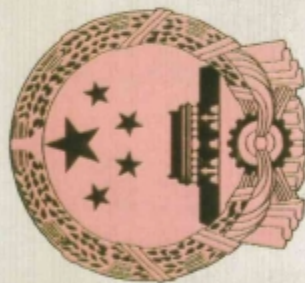
可行性研究报告

批 准： 吴生平 万超波 刘明寿
彭映凡

审 核： 曾晓阳 朱 敏 董建平
高学军 肖文琼 欧春林

校 核： 张儒平 庞建成 卜继勘
胥立新 李晓峰 罗亮明
鲁 敏 何铁炎

编 写： 唐文建 周祖红 周小青
李昌昊 周怡彦 李光传
廖光明 侯细娥 江水保
王 翔 李晓娟



工程资质证书

证书编号: A143004434

有效期: 至2015年03月12日

中华人民共和国住房和城乡建设部制

企业名称: 湖南省水利水电勘测设计研究
总院

经济性质: 全民所有制

资质等级: 水利行业甲级; 建筑行业 (建筑工
程) 甲级; 电力行业 (水力发电 (含抽水蓄能、潮汐))
专业甲级; 水运行业 (通航建筑工程) 专业乙级。
可从事资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以
及项目管理和技术与管理服务。*****

发证机关:

2010年03月12日

No. AZ 0021104



工程勘察证书

甲 级

单位名称：湖南省水利水电勘测设计研究总院

业务范围：工程勘察综合类甲级。

以空白

证书编号：180105-kj

有效期：****

发证部门：

2002 年 7 月 17 日



目 录

1 总论	1
1.1 概述	1
1.2 报告编制原则及依据	2
1.3 光能资源	3
1.4 工程地质	3
1.5 工程任务与规模	4
1.6 上网电量	4
1.7 电气	5
1.8 土建工程	6
1.9 工程消防	7
1.10 工程管理设计	7
1.11 施工组织设计	8
1.12 环境影响评价和节能效益	9
1.13 项目投资概算	9
1.14 财务评价	10
1.15 工程特性表	11
2 太阳能资源	14
2.1 代表气象站概况	14
2.2 气象条件分析	16
2.3 太阳能资源分析	17
2.4 光伏电站光资源计算	28
2.5 综合评价	31
3 工程地质	32
3.1 前言	32
3.2 勘察依据目的与任务	33
3.3 区域构造稳定性评价	33
3.4 场址区工程地质条件	34
3.5 场址区地基土物理力学性质	35
3.6 场址区工程地质评价	36
3.7 结论及建议	37
4 工程任务与规模	38
4.1 工程任务	38
4.2 工程规模	43
4.3 工程建设必要性	44
5 系统总体方案设计及发电量计算	47
5.1 阵列单元光伏电池组件选择	47
5.2 光伏阵列单元基本型式的确定	50
5.3 上网电量估算	54
5.4 逆变器的选择	57
6 系统部分	66
6.1 电力系统概况	66

6.2 电力系统规划.....	67
6.3 呼图壁电力消纳及负荷预测.....	69
6.4 接入系统方案设想.....	70
6.5 系统调度自动化.....	71
7 电气部分	77
7.1 电气一次	77
7.2 电气二次	86
7.3 通信	95
7.4 主要设备表	96
8 总平面布置	100
8.1 选址原则	100
8.2 所选厂址条件.....	100
8.3 总体布置设想.....	102
8.4 经济技术指标表.....	104
9 主要构、建筑物技术方案	105
9.1 建筑设计	105
9.2 结构设计	107
9.3 给排水设计	113
9.4 采暖通风设计.....	115
9.5 防风砂设计	116
10 工程消防	119
10.1 消防总设计方案.....	119
10.2 工程消防设计.....	119
11 施工组织设计	122
11.1 编制依据.....	122
11.2 编制原则.....	122
11.3 施工条件.....	122
11.4 施工总布置.....	124
11.5 施工交通运输.....	128
11.6 工程占地.....	129
11.7 主体工程施工.....	129
11.8 施工总进度.....	138
11.9 工期保障措施.....	141
11.10 安全文明施工措施.....	141
12 工程管理设计	144
12.1 工程管理机构.....	144
12.2 主要生产管理设施.....	146
12.3 电站运行维护、回收及拆除.....	147
13 环境保护和水土保持设计	148
14 劳动安全与工业卫生	160
15 节能降耗分析	175
16 设计概算	183
17 财务评价与社会效益分析	198

1 总论

1.1 概述

“呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目”是由特变电工新疆新能源股份有限公司投资建设的大型并网光伏电站，项目建设地点位于新疆维吾尔自治区昌吉州呼图壁县。呼图壁县属天山北坡中段，准噶尔盆地南缘，东距新疆维吾尔自治区首府乌鲁木齐市 76 千米，距昌吉回族自治州首府昌吉市 41 千米，东与昌吉市接壤。呼图壁县太阳能资源较好，拟选场址场地坡度朝南，地势开阔，现场交通运输条件便利，接入电站较便利，适合于建设太阳能光伏并网电站。

本工程包括太阳能光伏发电系统及相应的配套上网设施。本工程总投资 18564 万元，其中国家补助为 5.5W/元，其余投资为资本金。所发电量由新疆电力公司负责收购和销售。

本项目位于新疆维吾尔自治区呼图壁县，规划场区位于呼图壁县城西北 25km，G312 国道北侧，交通方便。本期光伏电场总装机容量为 20.4MWp，场区用地形状呈多边形，东西方向长约 733.3m，南北宽约 800m，占地面积约为 880 亩，场址海拔高度约为 460m。

本期项目规划用地拐点地理位置为：

- 1、X：4911069.392 Y：29465574.611
- 2、X：4911069.392 Y：29466307.944
- 3、X：4910269.392 Y：29466307.944
- 4、X：4910269.392 Y：29465574.611

我院受特变电工新疆新能源股份有限公司的委托负责呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目可行性研究设计工作。设计的主要内容包括光能资源分析、工程地质、工程项目任务与建设规模、光伏发电阵列单元选型和布置、发电量估算、电站电气、土建工程、环境保护和电站建成后效益分析，工程投资概算，财务评价等工作。

1.2 报告编制原则及依据

1.2.1 编制原则

- (1) 认真贯彻国家能源相关的方针和政策，符合国家的有关法规、规范和标准。
- (2) 对场址进行合理布局，做到安全、经济、可靠。
- (3) 充分体现社会效益、环境效益和经济效益的和谐统一。

1.2.2 编制依据

- (1) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法（试行）》（GD003-2011）
- (2) 《国家发展改革委办公厅关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》（发改办能源〔2007〕2898 号）
- (3) 太阳能光伏发电及各专业相关的设计规程规定
- (4) 太阳能电站有关设计规程规范
- 《太阳光伏能源系统术语》（GB_T_2297-1989）
- 《地面用光伏(PV)发电系统导则》（GB/T 18479-2001）
- 《光伏（PV）系统电网接口特性》（GB/T 20046-2006）
- 《光伏系统并网技术要求》（GB/T 19939-2005）
- 《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964-2005）
- 《太阳光伏电源系统安装工程施工及验收技术规范》（CECS85-96）
- 《光伏(PV)发电系统过电保护一导则》（SJ-249-11127）

1.2.3 基础资料

- (1) 呼图壁县基本气象资料以及石河子气象站太阳辐射资料。
- (2) 光伏发电工程所在地自然地理、对外交通条件。
- (3) 呼图壁县社会经济现状及发展规划、电力系统概况及发展规划、电网地理接线图。
- (4) 呼图壁地区主要建筑材料价格。

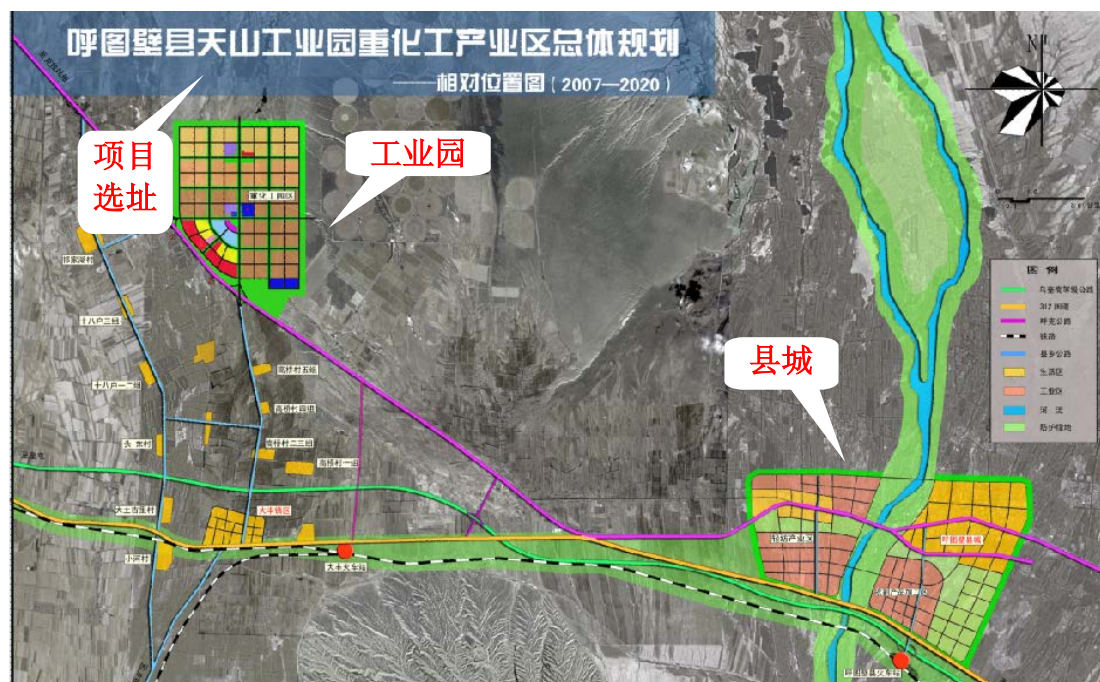


图 1-1 光伏电站项目地理位置图

1.3 光能资源

新疆太阳能资源十分丰富，全年日照时数为 2550~3500 小时，日照百分率为 60%~80%，年辐射总量达 5430~6670MJ/m².a，年辐射照度总量比我国同纬度地区高 10%~15%，比长江中下游地区高 15%~25%，仅次于青藏高原，居全国第二位。全年日照大于 6 小时的天数为 250~325 天，日照气温高于 10℃的天数普遍在 150 天以上。

根据光资源的分析，项目所在地呼图壁地区太阳能资源较丰富，工程代表年总辐射量为 5614.9MJ/m²，在倾斜角度为 37° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 6329.84MJ/m².a。从太阳能辐射资源看，适合于建设太阳能光伏电站。

1.4 工程地质

(1) 拟选场址地处呼图壁河冲洪积平原的中下部地段，地势由南向北倾斜，场址区地势相对平坦、开阔，地貌单一，地面平均高程约为 460m，自然坡度约 1%左右。

(2) 场址区地层主要由粉土及卵石构成，地层分布连续稳定，各土层物理力学指标如下：

$$\textcircled{1} \text{粉土: } f_{ak}=120\text{kPa} \quad \Phi_k=10\sim 15^\circ \quad \gamma=16\text{kN/m}^3 \quad C_k=10\text{kPa}$$

②卵石: $f_{ak}=350\text{kPa}$ $\Phi_k=40^\circ$ $\gamma=22\text{kN/m}^3$

(3) 场区远离活动断裂, 本工程建设不受断裂的影响, 属于构造稳定区。

(4) 场址区无崩塌、塌方、滑坡、泥石流等不良地质现象, 场地稳定安全, 适宜工程建设。

(5) 场址设计基本地震加速度为 $0.15g$, 地震基本烈度为7度, 设计地震分组为第三组。场址区属抗震有利地段, 场地类别为II类。

(6) 本工程场地地下水位较深, 水位埋深大于 15m , 设计不考虑地下水对建筑物基础的影响, 场区不存在洪水的威胁。

(7) 最大冻土深度为 146cm 。

(8) 场地地基土对混凝土结构具中腐蚀性, 对混凝土中的钢筋具中腐蚀性, 对钢结构具中腐蚀性。

1.5 工程任务与规模

本工程的主要任务是建设高压并网光伏电站, 充分开发利用呼图壁县地区丰富的太阳能资源, 建设绿色环保的新能源。从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目规划占地面积和阵列单元排布等方面综合分析, 本工程规划建设规模为 20MWp 。从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件等方面综合分析, 本工程在呼图壁县建设规模为 20MWp 的光伏电站是可行的。

1.6 上网电量

太阳能电站光伏阵列单元由太阳能电池板、阵列单元支架组成。阵列单元按平板固定倾角式方案进行经济技术分析, 以优化阵列单元间布置间距、降低大风影响、减少占地面积、提高发电量为布置原则。

通过技术与经济综合比较, 电池组件选用 250Wp 多晶硅电池组件, 电站总装机容量为 20.40MWp , 共安装81600块电池板。安装方式为全固定式支架安装, 支架倾角 37° , 方位角为 0° 。逆变器选用 500kW 逆变器, 共计40台。整个光伏电站由20个独立的 1MWp 发电单元组成, 每20个组件一串, 每40块组件组成一个太阳能电池组串单元, 布置在一个固定支架上, 每12串接入1个汇流箱, 每9个汇流箱接入一组 500kW 逆变器。

经计算呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电系统25年的总发电量约为

65682.43 万 kW.h, 年平均发电量 2627.30 万 kW.h, 年等效利用小时数为 1287.89h。

1.7 电气

1.7.1 电气一次

本阶段推荐的电气主接线为：电站共 20 个 1MWp 光伏发电单元，每个发电单元设置一台 1000kVA 35kV 双分裂绕组箱式变，5 台 35kV 双绕组箱式变在高压侧并联为 1 回电源进线，共计 4 回电源进线。

距项目地约 4 公里处有一座新建 110kV 高桥变电站，推荐本光伏电站建设一座 35kV 开关站，汇集上述联合光伏单元的 4 回 35kV 进线，再由 35kV 开关站出 1 回 35kV 线路接入 110KV 高桥变电站，电缆选用 LGJ-185 型导线。最终接入系统方案以接入系统审查意见为准。

由于 35KV 侧电容较大，经计算，35kV 侧发生单相接地时对地电容电流为 15.6A，超出了规程规定的不大于 10A 的要求，因此本期工程 35kV 侧考虑采用中性点接消弧线圈接地，消弧线圈容量为 630kVA。具体消弧线圈容量以接入系统报告为准。

厂用电拟采用双电源供电方式，主电源引自场区附近的 10kV 公网电源线路，备用电源引自本光伏电站 35kV 母线，经一台 35/10kV 变压器降压至 10kV，两路电源在 10kV 侧设置备自投装置。

1.7.2 电气二次

本光伏电站按“无人值班”（少人值守）的原则进行设计。

电站采用以计算机监控系统为基础的监控方式。整个光伏电站安装一套综合自动化系统，具有保护、控制、通信、测量等功能，可实现对光伏发电系统及开关站的全功能综合自动化管理，实现光伏电站与地调端的测控、遥信功能及发电公司的监测管理。

结合本电站自动化水平的要求，本电站采用微机型继电保护装置。根据 GB50062-92《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》及 GB14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的要求，为 35kV 出线、35kV 集电线路、35kV 升压箱式变电站等配置保护。

直流控制电源系统设置 1 组 100Ah 蓄电池，一套充电/浮充电装置，单母线

接线。

在 35kV 线路侧作为计量考核点，配置 0.2S 级电能表。电站配置一套电量采集和电能质量监测装置，以 RS485 串口方式与电度表通讯，采集全站电量信息。

电站设一套火灾自动报警系统，火灾自动报警系统选用集中报警方式探测总线采用二总线，控制报警和联动控制共用一条总线，火灾集中报警控制器能显示火灾报警区域和探测区域，可以进行联动控制。

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、温度等参数。

1.8 土建工程

建（构）筑物设计主要包括：生产综合楼、35kV 配电室、SVG 室、泵房、门卫室，35kV 配电室位于生产综合楼内。生产楼为地上二层砖混结构，建筑面积 992.51m²，耐火等级为二级。逆变器室为地上一层砖混结构，每座建筑面积 45.76m²，共 20 座，耐火等级为二级。

电池组件固定支架结合电池组件排列方式布置，采用纵向檩条，横向支架布置方案，1MWp 子方阵固定支架主材用钢量约 50t。

本工程支架基础采用混凝土钻孔灌注桩。桩基础埋深不小于 2.8m，钻孔灌注桩直径 0.4m，长度 3m，高出地面 0.2m。

由于上部结构传来的荷载相对较小，经计算，固定支架钻孔灌注桩基础的绝对沉降量将控制在 0.5cm 以内，而沉降差将控制在 0.25cm 以内。

支架与基础、支架间杆件以及支架与檩条之间的连接方式推荐采用螺栓连接。

本工程生活用水、绿化用水、浇洒道路用水和冲洗电池组件用水来源均为打井方式。室内生活污水系统采用单立管伸顶通气排水系统，污水自流排入化粪池。厨房污水经隔油池处理后排入化粪池。生活污水经化粪池和地埋式污水处理设备处理后定期清掏外运。

本工程采暖的房间采用中温辐射式电加热器采暖。设备用房、逆变器室、卫生间、厨房加工间，应采用自然通风或百叶进风与机械排风系统，排除室内余热或异味。

本场址区由于千百年自然的风化和侵蚀,其地表多为零星植被覆盖或砾石岩土板结,相对较为密实、稳定。电站建设中基础开挖、车辆碾压等施工行为,均对地表带来一定的破坏,地表下层的粉砂大量裸露,势必会加重扬沙、扬尘的危害。故在施工建设期要求从源头控制,杜绝大面积机械开挖施工方式,严格规划施工期行车路线,及时做好裸露粉砂地表的处理,做到文明施工和保护环境并举。

太阳能电池组件分布在整个电站场区内,数量多、密度大,这在一定程度上增加了场地内地面的粗糙度,起到平铺式沙障的作用。平铺式沙障既能用于固定流沙,又能抑制风速的增加,这样可以防止风速再次加速,同时也减少了沙源,增强防沙措施的效果。

根据场址地区的纬度,确保阵列内部不发生阴影遮挡,电池方阵南北向的间距相对较大,除场内道路和全场电池组件投影覆盖面积,地表裸露面积较大。为减少和控制场内大风天气的扬尘,对施工中扰动的松散裸露地表进行砾石(或碎小卵石)铺地,起到防沙防尘的作用。

建筑物的设计中,建筑物的主入口面向南,减少冬季风对建筑的影响。建筑物的窗及外门采用中空玻璃,门窗应能隔绝风砂的侵入,并加强门窗缝隙密缝处理,建筑通风用的各种洞口均设防风砂百叶。

1.9 工程消防

本电站最大一栋建筑物(综合楼)的火灾危险性类别为丙类,耐火等级为二级,根据 GB50016-2006《建筑设计防火规范》的相关规定,本电站不设室内消防消火栓系统,外设消防水池提供室外消火栓给水系统。消防车通过对外交通公路,可到达场区。场区内建筑物及构筑物四周均设有消防通道,消防通道宽度大于 4 米,而且形成环形通道,道路上空无障碍物,满足规范要求。根据 GB50140-2005《建筑灭火器配置设计规范》的相关规定,本工程综合楼内的办公室共配置 MF/ABC5 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器,MFT/ABC50 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器;电气设备室配置 MY6 手提式卤代烷灭火器,MYT50 型推车式卤代烷灭火器。

1.10 工程管理设计

建设期间,根据项目目标,以及针对项目的管理内容和管理深度,光伏电站

工程将成立项目公司。项目公司建设期计划设置 5 个部门：计划部、综合管理部、设备管理部、工程管理部、财务审计部，共 12 人，组织机构采用直线职能制，互相协调分工，明确职责，开展项目管理各项工作。

根据生产和经营需要，结合现代化光伏电站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。参照原能源部颁发的能源人[1992] 64 号文“关于印发新型电厂实行新管理办法的若干意见的通知”，结合新建电站工程具体情况，本光伏电站按“无人值班”（少人值守）的原则进行设计。

本项目运营公司编制 10 人，设总经理 1 人，全面负责公司的各项日常工作。副总经理 1 人，协助总经理开展工作。运营公司设四个部门，综合管理部（2 人）、财务部（2 人）、生产运行部（2 人）、设备管理部（2 人）。

1.11 施工组织设计

主要建筑物材料来源充足，所以建筑材料均可通过便利公路和铁路运输至施工现场。生活用品可从呼图壁县采购。

本工程施工期生产和生活用水来源均为打井。施工高峰日用水量为 $150\text{m}^3/\text{d}$ 。施工用电电源由外部接入，沿光伏电站进场道路布置线路，各标段施工单位由该线路接入各自施工区域。本工程高峰期施工用电负荷约为 250kW。

本工程装机 20MWp，施工工期较短，占地面积较大，光伏电池组件布置相对集中，初步考虑施工区按集中原则布置，在与光伏电池组件相邻的地势较平坦区域进行施工活动。从安全及环保角度出发，生活区靠近仓库，远离混凝土搅拌站。初步估算工程临时设施总占地 4600m^2 ，建筑面积 2450m^2 。

永久性占地主要包括光伏阵列、逆变器室及施工期各临建生产、生活设施占地，场内临时道路等占用的土地面积。施工期临时性用地包括施工中的综合加工厂、混凝土搅拌站、施工人员临时居住建筑占地、设备临时储存仓库占地、场内临时道路和其他施工过程中所需临时占地。以上临时性用地面积均在工程永久用地范围之内，不需额外占用土地。

本工程计划建设期 12 个月。工期总目标是：光伏电站全部设备安装调试完成，全部光伏阵列并网发电。

1.12 环境影响评价和节能效益

太阳能光伏发电是可再生能源，其生产过程主要是利用太阳能转变为电能的过程，不排放任何有害气体。

工程在施工中由于土石方的开挖和施工车辆的行驶，可能在作业面及其附近区域产生粉尘和二次扬尘，造成局部区域的空气污染。可采用洒水等措施，尽量降低空气中颗粒物的浓度。

光伏电站场址远离村庄，不存在电站施工噪声对附近居民生活的干扰。太阳能光伏发电具有较高的自动化运行水平，电站运行和管理人员只有 10 人，少量的生活污水经化粪池及地埋式污水处理设备处理后定期清掏外运，对水环境不会产生不利影响。

根据本项目新增水土流失的特点，水土流失防治措施主要采用工程措施、植物措施、管理措施相结合的综合防治措施。

本工程建成后对当地的地方经济发展将起到积极作用，既可以提供新的电源，又不增加环境压力，还可为当地增加新旅游景点，具有明显的社会效益和经济效益。

1.13 项目投资概算

工程设计概算参照《风电场工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》及《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》等。结合国家、部门及地区现行的有关规定、定额、费串标准进行编制。材料预算价格按昌吉地区 2012 年第三季度市场价格水平确定，并计入材料运杂费及采购保管费等。

主要设备价格如下：

太阳能电池板按 4.5 元/w 计算；

箱式逆变器按照 0.55 元/w 计算；

35kv 美式箱变 26 万元/台

其他机电设备价格参考国内现行价格水平计算。

资金来源：国家补助 5.5 元/W，剩余投资为资本金。工程静态投资 18502.8 万元，工程动态总投资 18564 万元，单位千瓦静态投资 9070 元/kW，单位千瓦动态投资 9100 元/kW。

1.14 财务评价

按照上网电价为 0.31 元 / kw.h（不含增值税，含增值税为 0.36 元 / kw.h）计算，建设期国家补贴 5.5 元/W，资本金财务内部收益率（税前）为 9.23%，投资回收期税前为 10.44 年，投资利税率为 3.02%，总投资收益率 2.24%，项目资本金净利润率为 4.37%，由上可以看出，本项目具有一定的盈利。

1.15 工程特性表

一、光伏电站场址概况				
编号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	装机容量	MWp	20.4	
2	占地面积	万 m ²	58.6667	
3	海拔高度	M	460	
4	纬度（北纬）		44°20'06"	
5	经度（东经）		86°34'01"	
6	工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ² .a	5614.9	水平面上
二、主要气象要素				
	项 目	单位	数量	备 注
	多年平均气温	℃	7.05	
	多年极端最高气温	℃	40.5	
	多年极端最低气温	℃	-33.8	
	多年最大冻土深度	m	1.22	
	多年最大积雪厚度	cm	42	
	多年平均风速	m/s	3.1	
	多年极大风速	m/s	24.0	
	多年平均沙尘暴日数	日	20	
	多年平均雷暴日数	日	10.1	
三、主要设备				
编号	项 目	单 位	数 量	备 注
1 光伏组件（型号：多晶硅电池组件）				
1.1	峰值功率	Wp	250	
1.2	开路电压 Voc	V	37.4	
1.3	短路电流 Isc	A	8.63	
1.4	工作电压 Vmppt	V	30.7	
1.5	工作电流 Imppt	A	8.15	
1.6	安装尺寸	mm	1640×992×40	
1.7	重量	Kg	19.0	
1.8	数量	块	81600	
1.9	固定倾角角度	(°)	37	

附表 1(续)

2 逆变器（型号：500kW）				
2.1	输出额定功率	kW	500	
2.2	最大直流电压	Vdc	900	
2.3	最高转换效率	%	98.7	
2.4	欧洲效率	%	98.5	
2.5	最大功率跟踪（MPPT）范围	V DC	450-820	
2.6	最大直流输入电流	A	1200	
2.7	允许电网电压	V	210-310	
2.8	额定输出电压和频率		三相 270Vac、50Hz	
2.9	允许环境温度	℃	-25- +55	
2.10	数量	台	40	
3 升压主变压器（型号：S11-1000/35 型）				
3.1	台数	台	20	
3.2	容量	kVA	1000	
3.3	额定电压	kV	35±2x2.5%/0.27/0.27	
4 出线回路数和电压等级				
4.1	出线回路数	回	1	
4.2	进线回路数	回	4	
四、土建施工				
编号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	光伏组件支架钢材量	T	1000	
2	土石方开挖	立方	15000	
3	土石方回填	立方	15000	
4	基础混凝土	万方	0.80	
5	施工总工期	月	12	
五、概算指标				
编号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	静态投资	万元	18502.8	
2	动态总投资	万元	18564	
3	单位千瓦静态投资	元/kWp	9070	
4	单位千瓦动态投资	元/kWp	9100	
	施工辅助工程	万元	128.28	
5	设备及安装工程	万元	14432.19	
6	建筑工程	万元	2758.17	
7	其它费用	万元	1184.17	
8	流动资金	万元	61.2	

9	建设期贷款利息	万元	0.00	
六、经济指标				
编号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	年上网电量	万 kWh	2627.30	25 年平均
2	上网电价	元/kWh	0.36	含税
4	资本金财务内部收益率	%	9.23	税前
5	投资回收期	年	10.44	税后
6	资产负债率	%	59.25	

2 太阳能资源

2.1 代表气象站概况

呼图壁县地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，处于中纬度西风带控制之下，属中温带大陆性气候。项目所在地地处欧亚大陆腹地，属温暖大陆半干旱气候区，冬暖夏凉，春季回温快，秋季降温缓慢，日照长。距离项目地最近气象站是呼图壁气象站，呼图壁气象站位于新疆呼图壁县文化巷 38 号，位置坐标：东经 86°49′，北纬 44°08′，观测点海拔 522 米。呼图壁气象站多年气象要素统计见下表 2-1。呼图壁气象站只有基本要素记录，没有太阳辐射观测数据。

工程项目选址区与石河子气象站相比，两地属同一气候环境区域，且距石河子气象站 42 公里，之间无大山阻隔，海拔相近，属于同一气候区。所以依据收集到的呼图壁基本气象数据和石河子太阳辐射资料作为分析依据。石河子气象站与项目位置示意图见图 2-1。

表 2-1 各类气象要素统计值表

序号	要素名称	要素值	序号	要素名称	要素值
1	年平均气温（℃）	7.05	11	年平均晴天日数（d）	279.5
2	极端最高温度（℃）	40.5	12	年最大冻土深度（cm）	122
3	极端最低温度（℃）	-33.8	13	年日照时数（h）	2832
4	地面平均温度（℃）	9.41	14	日照百分数（%）	65.2
5	年平均降雨量（mm）	194	15	年平均雷暴日数（d）	10.1
6	最大一次日降雨量（mm）	35.6	16	年平均雾日数（d）	16.9
7	年平均蒸发量（mm）	2300	17	累年平均风速（m/s）	3.1
8	年最大积雪厚度（cm）	42	18	累年最大瞬时风速（m/s）	24
9	年平均相对湿度（%）	59	19	年平均沙尘暴日数（d）	2.3
10	年平均气压（hpa）	957.8	20	年主导风向	SSW



图 2-1 呼图壁县项目所在地位置示意图

2.2 气象条件分析

根据呼图壁气象站的实测数据资料和场区的实际情况,进行气象条件的初步影响分析:

(1) 环境温度条件分析

本示范工程所选逆变器的工作环境温度范围为 $-25^{\circ}\text{C}\sim+50^{\circ}\text{C}$,电池组件的工作温度范围为 $-40^{\circ}\text{C}\sim+85^{\circ}\text{C}$ 。正常情况下,太阳能电池组件的实际工作温度可保持在环境温度加 30°C 的水平。

参照气象站提供的气象数据,当地极端最低气温 -33.8°C ,极端最高温度为 40.5°C ,拟选场区的气温条件对太阳能电池组件的可靠运行及安全性没有影响。逆变器通常设置在室内,通过设置加热和通风系统,亦可以安全可靠运行。在太阳能电池组件的串并联组合设计中,需根据当地的实际气温情况进行相应的温度修正,以确保整个太阳能发电系统的安全性和在全年中有较高的运行效率。

(2) 最大风速影响分析

本示范项目场址平坦四周无遮挡,场址区多年平均风速为 3.1m/s ,最大风速 25m/s ,低风速环境有助于增加太阳能组件的强制对流散热,降低电池组件板面的工作温度,从而在一定程度上提高发电量。但考虑到太阳能电池组件迎风面积较大,组件支架设计必须考虑风荷载的影响,并以光伏支架及基础在极端最大风速下不损坏为基本原则。

(3) 沙尘和雷暴影响

呼图壁地区年平均沙尘暴日数为 2.3d ,呼图壁在新疆属于受沙尘暴影响较小的地区,电站所处环境周边的沙尘较小,所以对电站发电效率的影响也较小。

但沙尘天气对大气影响较大,大气中的尘埃和粉尘大大阻挡和减弱了太阳直射。故应经常对电池组件进行清洗,保证电池组件的发电效率。光伏阵列的电池板面得清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗每月进行一次,制定清洗路线。清洗时间安排在日出前和日落后。以确保人员和设备安全。

日常维护主要是每日巡视检查电池板的清洁程度。对局部影响发电的污斑、积尘应及时清洗,确保电池组件发电系统的稳定、可靠。

不定期清洗分为突发恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风、沙尘和雨雪后的清洗。每次大风后及时清洗：雨雪后应及时巡查，对电池组件面板上的泥点和积雪应予清洗。

季节性清洗主要是指鸟类活跃的夏秋季节，对落在电池组件上鸟类粪便等无物的清洗。在此季节应每天巡视，发现电池面板被污染的应及时清洗。

电池组件面板采用人工清洗和机械清洗相结合的方式，在冬季、春季清洗采用人工清洗，暂按春季一个半月一次，冬季三个月一次；在夏季、秋季清洗采用移动式机械喷水清洗，但清洗后应及时擦拭、吸水，严禁有水渍残留和板面滴水的问题出现，清除水清洗带来的安全隐患。

同时，清洗电池面板后的污水应回收处理后再利用（如作为绿化用水等）。

呼图壁地区年平均雷暴日数 10.1d。该雷电对光伏电站有一定的危害，电池阵列均固定金属支架之一，且电池阵列面积较广，需对防雷接地要求较高。

（4）积雪影响分析

太阳能电池板最低点距地面距离 H 的选取主要考虑以下因素：

- a. 高于当地最大积雪深度；
- b. 高于当地洪水水位；
- c. 防止动物破坏；
- d. 防止泥和沙溅上太阳能电池板；
- e. 当地年最大积雪厚度为 42cm，所以本次设计 H 取 0.5m。

2.3 太阳能资源分析

2.3.1 我国太阳辐射资源分布

我国地处北半球，土地辽阔，幅员广大，国土总面积 960 万平方公里。在我国广阔富饶的土地上，有着丰富的太阳能资源。图 2-2 为我国太阳辐射量分布图，图 2-3 为我国太阳能资源等效小时数分布图。

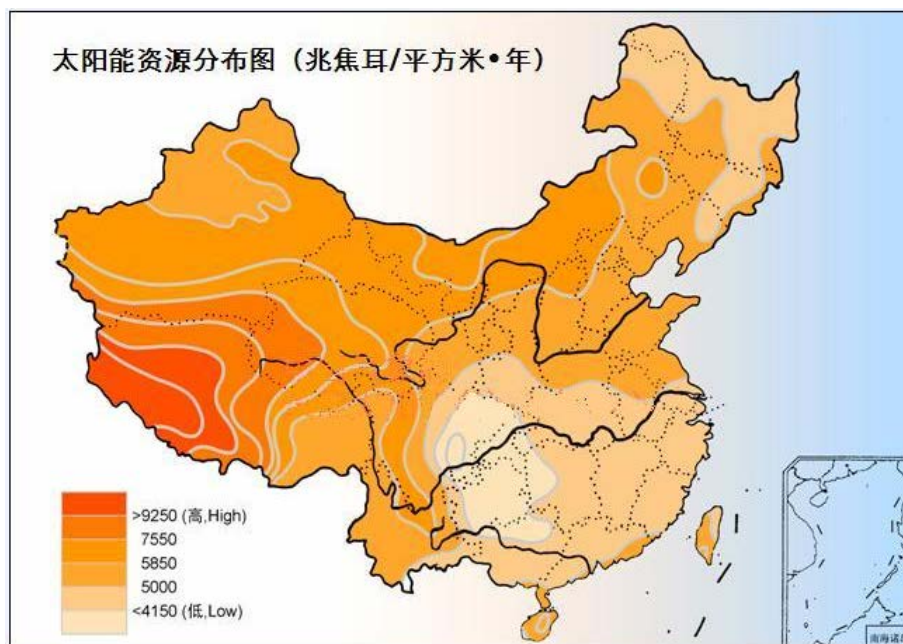


图 2-2 我国太阳辐射量分布图

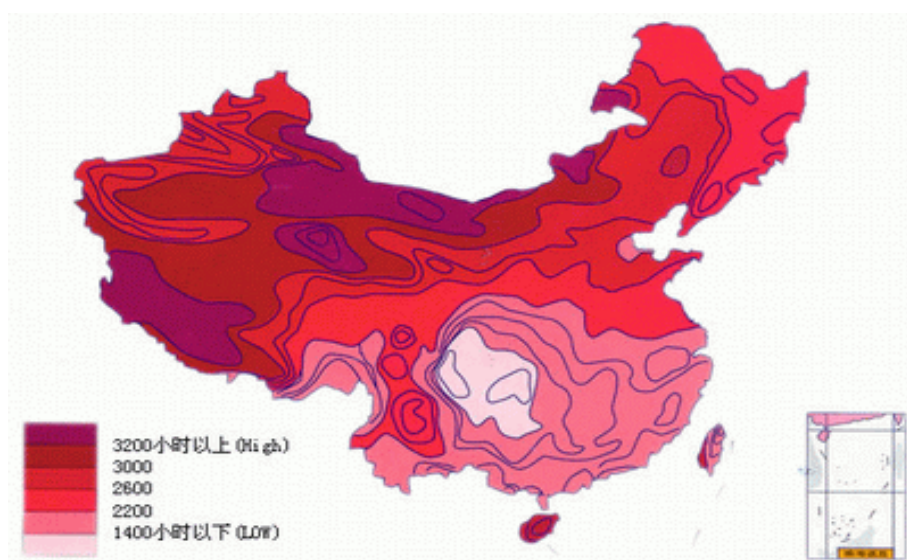


图 2-3 我国太阳等效小时数分布图

按照太阳能年辐射总量从高到低，可以将我国划分为五类地区，具体如表 2-2 所示。

表 2-2 中国的太阳能资源分区情况表

	主要地区	辐射等级	年 辐 射 量 (kW.h/m ²)	年平均日射量 (kW.h/m ²)
一类地区	西藏西部、青海西部、新疆东部、 甘肃北部、宁夏北部	最好	≥1889	≥6800
二类地区	新疆南部、西藏东南部、青海东部、 甘肃中部、内蒙古南部、山西北部、 河北西北部	好	1625-1889	5850~6800
三类地区	山东、河南、河北东南部、山西南 部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、 陕西北部、甘肃东南部、广东南部、 福建南部、江苏北部、安徽北部、 台湾西南部	一般	1389-1625	5000~5850
四类地区	湖南、湖北、广西、浙江、福建北 部、广东北部、陕西南部、江苏南 部、安徽南部、黑龙江、四川西部、 台湾东北部	较差	1167-1389	4200~5000
五类地区	四川东部、贵州	很差	<1167	<4200

2.3.2 新疆太阳辐射资源分析

新疆太阳能资源十分丰富，全年日照时数为 2550~3500 小时，日照百分率为 60%~80%，年辐射总量达 5430~6670MJ/m².a，年辐射照度总量比我国同纬度地区高 10%~15%，比长江中下游地区高 15%~25%，仅次于青藏高原，居全国第二位。全年日照大于 6 小时的天数为 250~325 天，日照气温高于 10℃的天数普遍在 150 天以上。

2.3.2.1 新疆太阳辐射年分布特征

新疆太阳辐射峰值出现在东疆和南疆东部一带，最低值出现在博州、阿尔泰和天山北麓部分地区，年总辐照度的区域分布大致是由东南向西北不均匀递减。东南部太阳总辐照度多在 5800MJ/m².a 以上，西北部均为 5200 MJ/m².a。这是由于新疆的山体西高东低，南高北低，西来的低层气流很难直入塔里木盆地，多从

西部几个缺口入境，在西北部形成比较多的云和降水，使太阳辐射减弱，东南部则云雨少，辐射量增大。全疆辐射量分布情况见图 2-4。

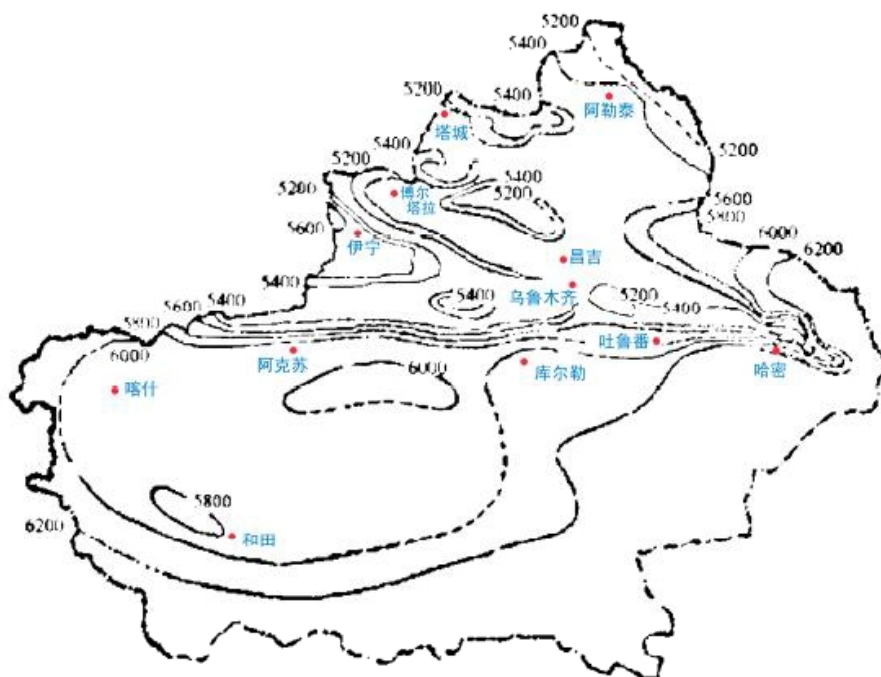


图 2-4 新疆地区年太阳总辐射量分布图 (MJ/m^2)

新疆的直射辐射年总量在 $2400 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a} \sim 4400 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，年平均直射辐射为 $3300 \text{ MJ}/\text{m}^2$ 。直射辐射峰值点一般分布在哈密一带，谷值点分布在且末、和田、喀什一线，峰值为谷值的 2 倍。总的来看，北疆、东疆地区年直射辐射高于南疆，这是因为天山山脉以北，大气透明度较好，而南疆尘暴较多。大气混浊，透明度差所致。与此相反，南疆年散射辐射量高于北疆，峰谷值在 $1700 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a} \sim 3300 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，峰值是谷值的 2 倍。平均值为 $2600 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，峰值点出现在和田皮山一带，而谷值点在天山北麓。

哈密地区的太阳年总辐照度是全疆最大的地方，接近 $6600 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，这是因为自西向东移动的气流到达哈密地区后，受东部祁连山所阻分为两股，一股进河西走廊，另一股经库鲁克塔格低山区倒灌塔里木盆地。因此，哈密地区低层气流减弱，高层气流下沉，空气中水分少，晴天多，总辐射量增大。直射辐射分量为 $4500 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，散射分量仅为 $2100 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，直射分量是散射分量的 2 倍。

南疆地区太阳总辐射比北疆地区高。直射分量和散射分量各占一半，尤其是塔里木盆地西南角，由于进入塔里木的气流受地势阻塞，不能前进，迫使气流上升运动，而地面覆盖少，气候干燥，植被减少。上升的气流把地面大量沙尘卷扬

在空中，使这一带尘土风沙多，太阳辐射弱，散射分量增大。

北疆地区的纬度偏高，云雨量比南疆多，太阳总辐射在 $5400\text{MJ/m}^2 \cdot \text{a} \sim 6000\text{MJ/m}^2 \cdot \text{a}$ ，其中伊犁河谷、博乐谷地、塔城盆地、额尔齐斯河谷一带，总辐射较弱。在 $5400\text{MJ/m}^2 \cdot \text{a}$ 左右。准噶尔盆地以西的精河、克拉玛依、炮台一带受地形影响，云量和风沙较多，太阳总辐射均在 $5200\text{MJ/m}^2 \cdot \text{a}$ 。虽然北疆地区太阳总辐射较弱，但直射分量大于南疆，这对于太阳能利用是有利的。

2.3.2.2 新疆太阳辐射月分布特征

新疆太阳总辐射的月际变化呈峰值型。太阳总辐射月最大值出现在 6 月份的哈密地区，为 $800\text{MJ/m}^2 \cdot \text{m}$ ，最小值出现在 12 月份的博州一带，为 $117\text{MJ/m}^2 \cdot \text{m}$ ），峰值是谷值的 7.8 倍。

从 10-2 月的秋、冬季，月总辐射最大值主要出现在新疆南部低纬度地区。该地区的秋、冬两季。风力平稳，气候干燥，透明度好，而北部地区纬度高，太阳高度角小，空气中的水蒸气含量大。因此，冬季南疆地区太阳总辐射一般高于北疆。3-9 月的春、夏季，南疆风沙大、浮尘多，辐射相对减弱，而北疆、东疆地区虽然纬度高，但气候较好，大气透明度高于南疆。因此，太阳总辐射月总量的峰值出现在哈密一带。夏季总辐射高于冬季，5-10 月的辐射量约占全年总辐射量的 $2/3$ 。从总辐射月总量的分布来看，东疆高于南疆，南疆大于北疆。

新疆月直射辐射的年变化也呈峰值型。最大值出现在 7 月的天山北麓和东疆地区，其值为 $570\text{MJ/m}^2 \cdot \text{m}$ ；最小值出现在 12 月的博州地区。其值为 $40\text{MJ/m}^2 \cdot \text{m}$ 。太阳直射辐射的月变化近似于月总辐射，1-6 月直射辐射量依次增加，在 6、7 月间，月直射辐射值最大，7-12 月，辐射量逐渐减少，12-1 月。直射辐射量出现最低值。

全区直射辐射的分布特征：东疆居于首位，是太阳能丰富地区：5-10 月，北疆地区的太阳直射辐射高于南疆。冬季，南疆地区的太阳直射辐射高于北疆。因此。在夏季，北疆更适宜于利用太阳能，在冬季，南疆利用太阳能的条件优于北疆。

月散射辐射年变程虽然也呈峰值型，但曲线比较平缓，5-8 月的散射辐射量很接近各月散射辐射极大值为 $380\text{MJ/m}^2 \cdot \text{m} \sim 400\text{MJ/m}^2 \cdot \text{m}$ 。而且主要出现在南疆的西南部及塔里木大沙漠的南缘和西缘。同一时期散射辐射的极小值出现在北疆北部的天山北麓。

从全疆来看，各地气温相差很大，影响太阳能利用的主要因素是环境温度和沙尘天气。春季多沙尘暴的南疆地区，冬季总是阳光普照，晴空万里，极少风雪天气，虽然云雨量少，但多沙尘天气，太阳辐射减弱，散射分量增大；而北疆 1 月平均气温在-10℃左右；东疆和北疆地区空气中水分少、晴天多、大气透明度高，虽然总辐射较弱，但是直射分量较大。利用太阳能的最有利季节是夏秋季，不利季节北疆为冬季、南疆为春季。所以，新疆太阳能利用的最有利时节是夏、秋季，而不利季节为冬、春季。

2.3.3 呼图壁太阳辐射量分析

有日射观测值的石河子气象站距工程场址约 42km，可采用气候学方法推算其太阳辐射量。

大量实测资料的验证结果表明，长期地面总辐射与日照时间存在以下关系：

$$Q=Q_0(a+bS_1)$$

式中：Q—月太阳总辐射量；

Q_0 —月天文总辐射量；

S_1 —月日照百分率；

a、b—经验系数。

本工程采用石河子气象站 1997 年~2011 年近 15 年的太阳辐射、日照百分率数据拟合得到的 a、b 值及上式，绘制出呼图壁地区太阳辐射量和日照时数的年际、月际变化图，作为本阶段的太阳能资源分析依据。

2.3.3.1 太阳辐射量年际变化分析

(1) 年际变化

根据石河子气象站 1997~2011 年的统计数据，呼图壁最近 15 年的年总辐射量如表 2-3 和图 2-5 所示。

表 2-3 1997~2010 年呼图壁年总辐射量 (单位: MJ/m²)

年份	1997	1998	1999	2000	2001
年总辐射量	5835.2	5802.7	5412.8	5720.6	5731.0
年份	2002	2003	2004	2005	2006
年总辐射量	5283.6	5393.7	5440.2	5591.5	5699.2
年份	2007	2008	2009	2010	2011
年总辐射量	5510.4	5639.4	5731.9	5716.9	5720.1

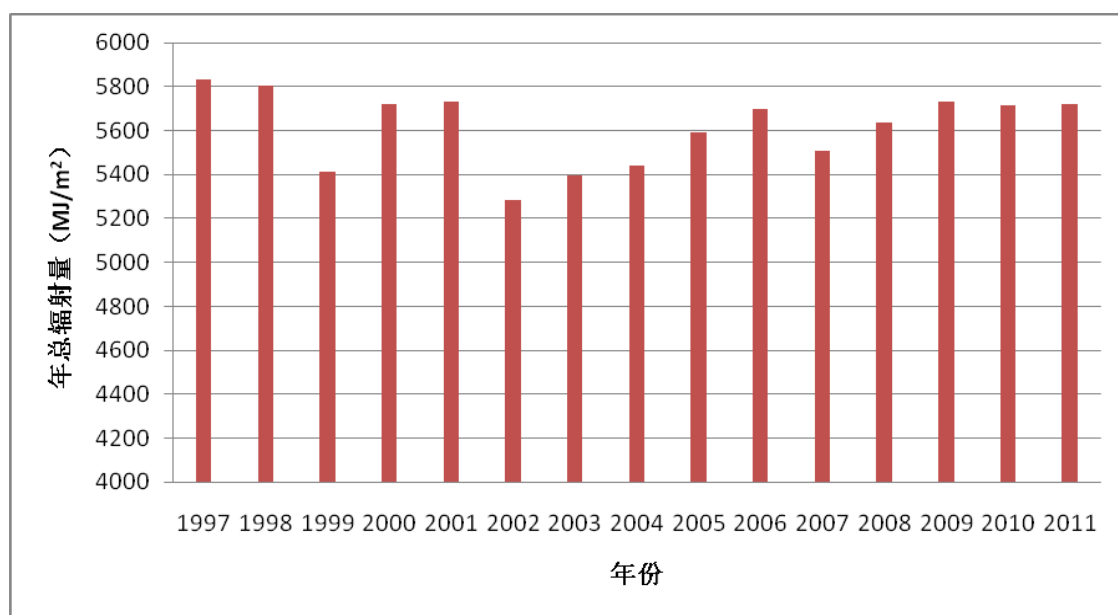


图 2-5 1997~2011 年呼图壁总辐射量年际变化图

从表 2-3 和图 2-5 可看出,近 15 年的平均年总辐射量为 5614.9MJ/m²,属于太阳能资源“很丰富带”,具有较好的开发前景。最大值出现在 1997 年为 5835.2MJ/m²,最小值出现在 2002 年为 5283.6 MJ/m²,15 年数据最高值与最低值的比值为 1.10,年辐射总量基本稳定在 5400~5800 MJ/m² 之间,稳定性较好且资源总量一直处于高位。

(2) 月际变化

选取最近 15 年(1997~2011 年)的观测数据进行分析,呼图壁最近 15 年平均的月总辐射量如表 2-4 所示。

表 2-5 呼图壁最近 15 年的月总辐射量及日均值（单位：MJ/m²）

月份	1	2	3	4	5	6
月总辐射量	234.68	291.48	420.18	534.25	679.87	719.95
日均值	7.57	10.41	13.55	17.81	21.93	23.99
月份	7	8	9	10	11	12
月总辐射量	727.94	642.94	506.22	408.67	260.8	192.33
日均值	23.48	20.74	16.87	13.18	8.69	6.20

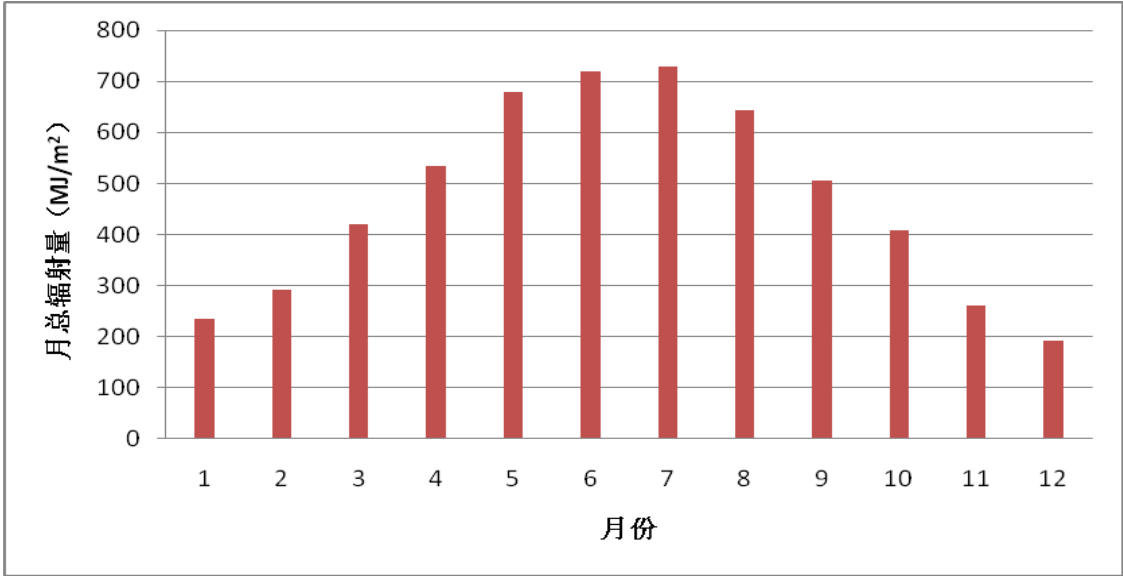


图 2-6 1997~2011 年呼图壁总辐射量月际变化图

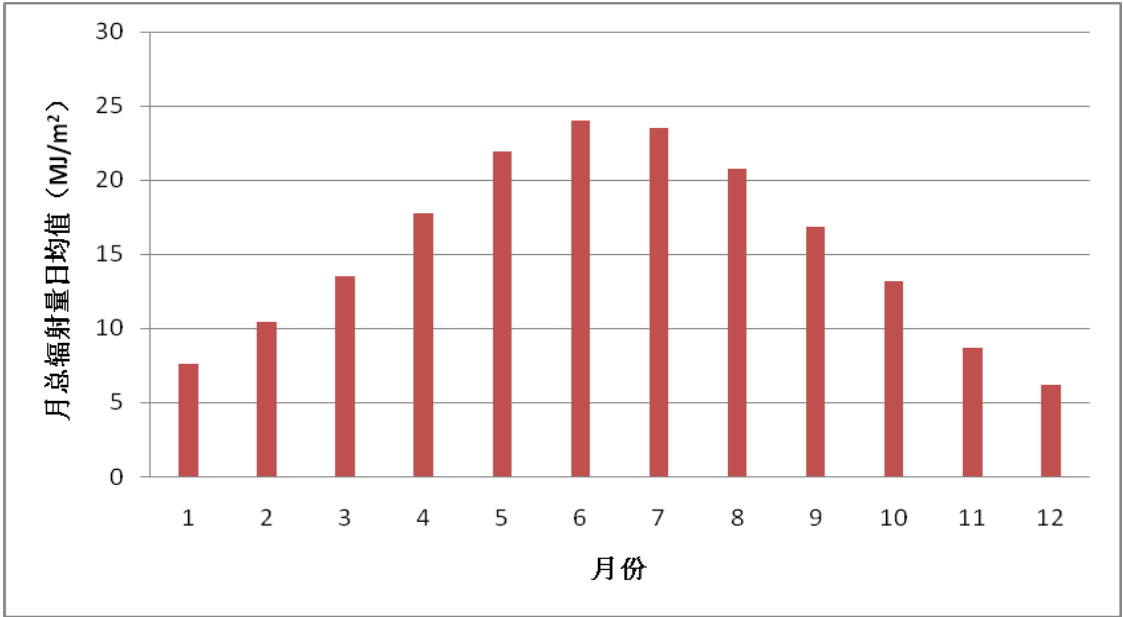


图 2-7 1997~2011 年呼图壁总辐射量日均值月际变化图

从表 2-5、图 2-6、图 2-7 可以看出，最近 15 年，呼图壁平均月总辐射量 192.33~727.94MJ/ m² 之间。最高值出现在 7 月份，最低值出现在 12 月份，最高值约为最低值的 4 倍，月际之间变化明显。4~9 月为太阳能资源的集中期，占全年总辐射量的 67.4%；10 月份~来年 3 月份为一年中太阳能资源的低值期，仅占全年总辐射的 32.6%。

2.3.3.2 日照时数变化分析

(1) 年际变化

1997~2011 年呼图壁地区年日照时数见表 2-6、图 2-8。

表 2-6 1997~2011 年呼图壁年日照时数

年份	1997	1998	1999	2000	2001
年日照时数	3124	3095	2658	2930	2936
年份	2002	2003	2004	2005	2006
年日照时数	2591	2631	2673	2809	2965
年份	2007	2008	2009	2010	2011
年日照时数	2736	2960	3059	3011	3024

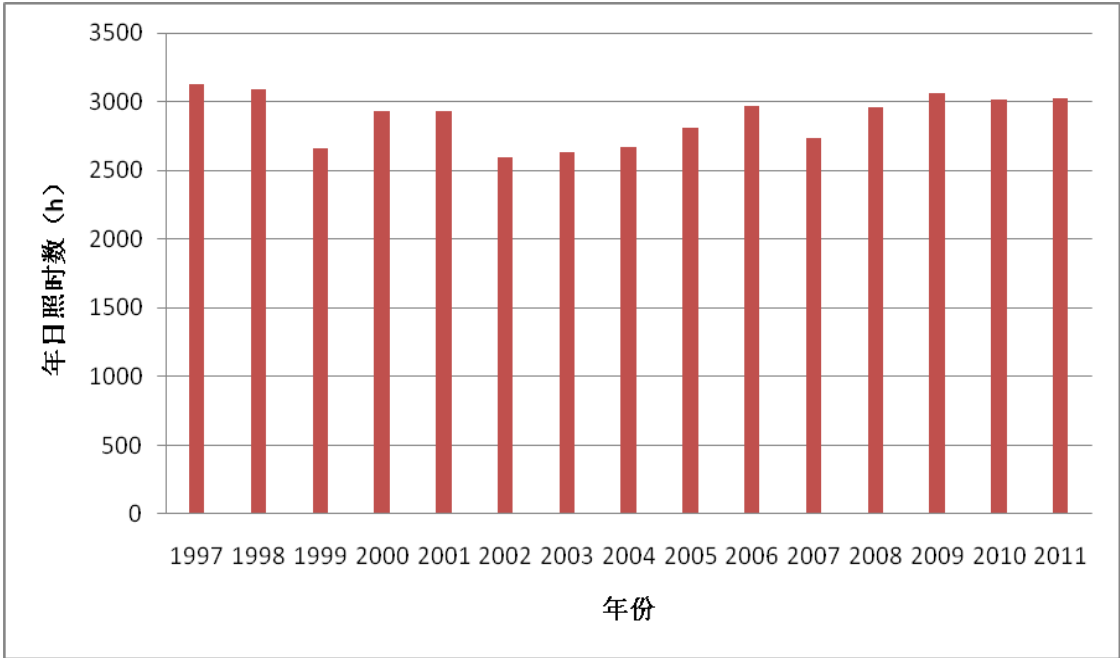


图 2-8 1997~2011 年呼图壁日照时数年际变化图

从表 2-6、图 2-8 可以看出，呼图壁最近 15 年的年日照时数平均值为 2832.1h，平均每天为 7.76h，日照时间长。其中最大值出现在 1997 年为 3124h，最小值出现在 2002 年为 2591h，基本稳定在 2600~3000h 之间。呼图壁县属于日照时数较

长的地区。

(2) 月际变化

根据石河子气象站 1997~2011 年的统计数据，呼图壁地区最近 15 年的月日照时数如表 2-7 所示。

表 2-7 呼图壁最近 15 年的月日照时数及日均值（单位：h）

月份	1	2	3	4	5	6
月日照时数	193.16	187.15	205.02	221.45	259.49	285.54
日均值	6.24	6.68	6.83	7.38	8.65	9.52
月份	7	8	9	10	11	12
月日照时数	288.67	276.8	257.74	240.96	213.24	185.67
日均值	9.62	9.23	8.59	8.00	7.11	6.19

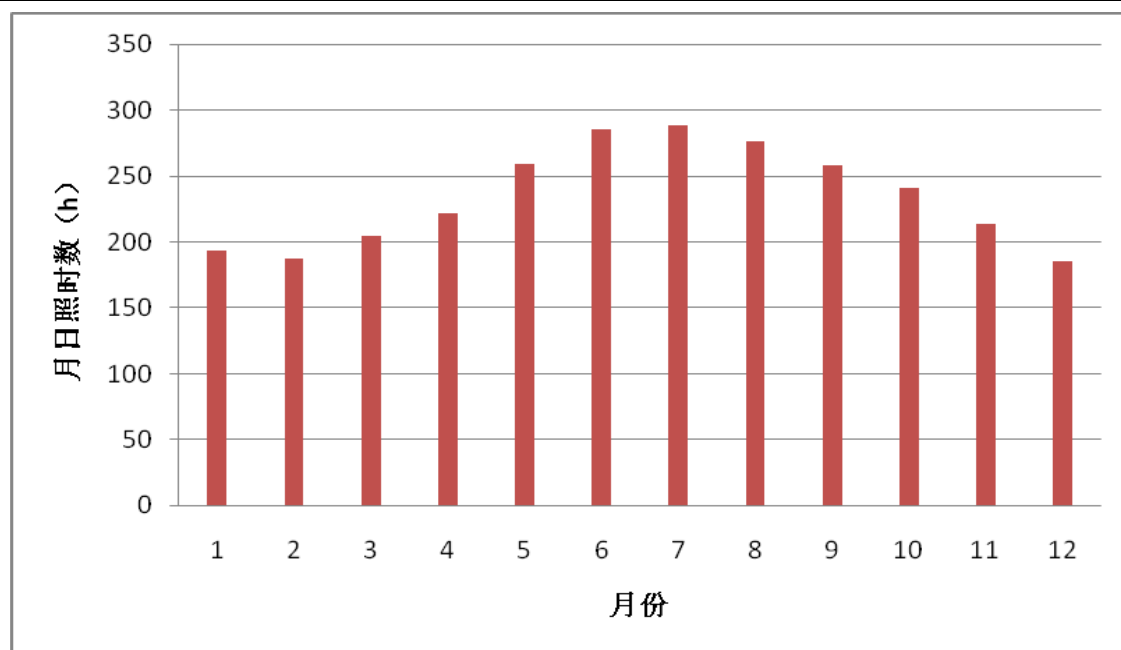


图 2-9 1997~2011 年呼图壁日照时数月际变化图

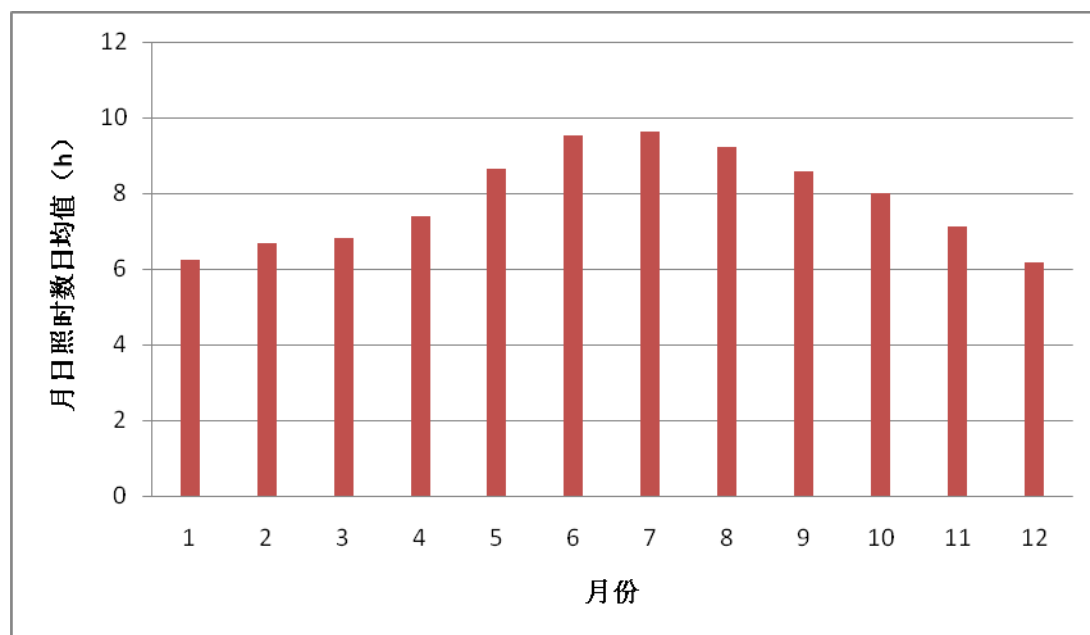


图 2-10 1997~2011 年呼图壁日照时数日均值月际变化图

从表 2-7、图 2-9、图 2-10 可以看出，呼图壁 15 年的月日照时数平均值在 185.67~288.67h 之间。日照时间最长的月份为 7 月份，平均每天的日照时间达到 9.62h；日照时间最短的为 12 月份，平均每天的日照时间为 6.19h。

2.3.3.3 日照百分率变化分析

呼图壁近 15 年多年平均日照百分率月际变化图如下图 2-11 所示。

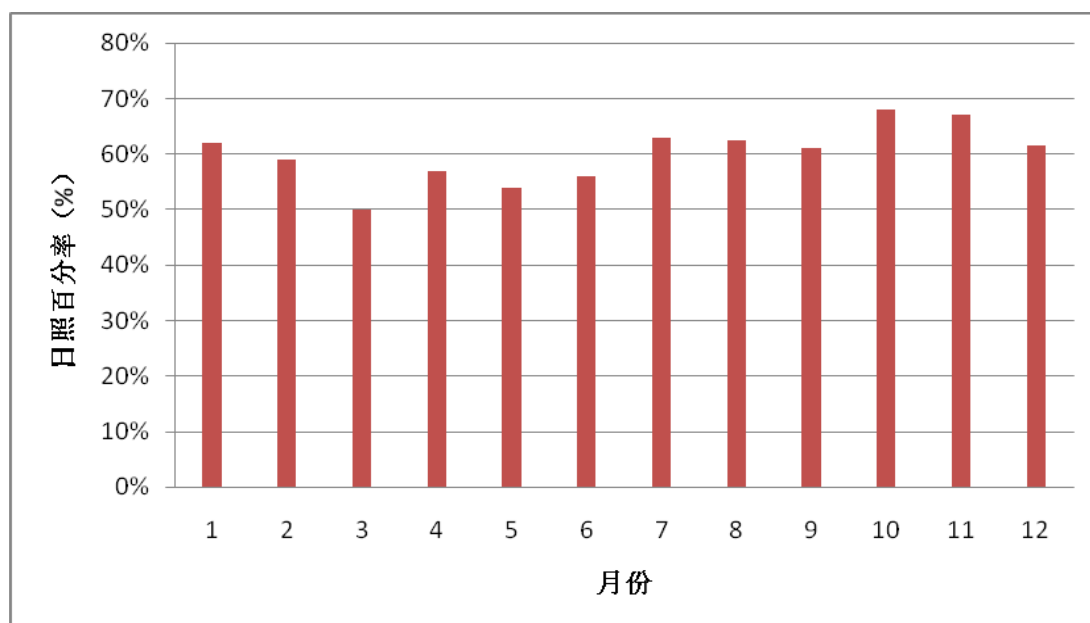


图 2-11 呼图壁 1997~2011 年月平均日照百分率月际变化图

从上图中可见，呼图壁日照百分率随季节变动，整体呈现春季小，秋冬季大的趋势，最大值出现在 10 月，达 68%，最小值出现在 3 月，只有 50%。

2.3.4 工程代表年辐射数据

在自然现象和社会现象中，大量的随机变量都服从或近似服从正态分布，因此可采用统计学中的正态分布来研究太阳辐射资料。我们采用直方图近似拟合为正态分布曲线，以便直观了解太阳辐射量的概率分布情况，从而找出高概率区间的实测值，作为电站设计的基本计算参数。通过本地区 1 月~12 月份的太阳辐射量拟合正态分布曲线。选取的 1~12 月总辐射量值如表 2-8 所示。

表 2-8 工程代表年标准月辐射量

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
所在年	2002 年	2007 年	2010 年	2006 年	2003 年	2006 年
标准月辐射量 (MJ/ m ²)	257.34	315.97	417.62	556.32	632.26	665.62
月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
所在年	2008 年	2005 年	2011 年	2007 年	2007 年	2006 年
标准月辐射量	711.05	634.73	504.95	412.35	280.03	236.66

由不同年份的标准月所组成的工程代表年辐射数据，可知代表年太阳辐射总量为 5614.9MJ/m²。

2.4 光伏电站光资源计算

2.4.1 计算原则

由于太阳辐射的随机性，无法事先确定光伏系统安装后方阵面上各个时段确切的太阳辐射量，只能根据气象站记录的历史资料作为参考，而且应用多年（在 10 年以上）的太阳辐射数据取平均值。然而通常气象站提供的只是水平面上的太阳辐射量，而电池方阵一般是倾斜放置的，需要将水平面的太阳总辐射量转换成倾斜面上的辐射量。在光伏并网电站系统设计中，如果按天进行能量的平衡计算，即没有意义，也太烦琐，更不能按照小时计算，而按年为周期进行计算有太粗糙，因此最合理的是按照月进行能量平衡的计算。

2.4.2 固定式电池方阵的最佳倾角计算

为了使光伏方阵表面接收到更多太阳能，根据日地运行规律，方阵表面最好是朝向赤道（方位角为 0 度）安装，并且应该倾斜安装，对于光伏并网电站来

说，由于所产生的电能全部输入电网，得到充分利用，因此只要使方阵面上全年接收到最大辐射量即可。

利用光伏软件 PVSYST 进行电池板倾斜面上的辐射量计算，结果见表 2-9。

表 2-9 固定式太阳能电池板阵列倾角在 25 度~45 度时月平均辐射量计算结果统计表

倾斜 角度	各月平均日辐射量 (kWh / m ² .D)												年平均辐射量 (kWh / m ² .D)	年平均辐射量 (MJ/ m ² .D)
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月		
25	3.20	4.37	4.32	5.07	5.13	5.49	5.45	5.21	5.22	4.64	4.4	3.95	1723.69	6205.28
26	3.21	4.4	4.34	5.07	5.11	5.47	5.26	5.46	5.25	4.67	4.05	3.65	1729.43	6225.94
27	3.24	4.44	4.66	5.67	5.69	5.94	5.23	5.45	5.26	4.70	4.09	3.7	1733.63	6241.06
28	3.22	4.47	4.67	5.67	5.67	5.91	5.2	5.44	5.28	4.64	4.13	3.74	1737.54	6255.14
29	3.27	4.51	4.69	5.66	5.64	5.87	5.17	5.43	5.28	4.67	4.17	3.79	1740.53	6265.90
30	3.20	4.54	4.7	5.66	5.62	5.84	5.14	5.41	5.29	4.70	4.21	3.83	1743.83	6277.78
31	3.25	4.57	4.71	5.65	5.6	5.81	5.11	5.9	5.2	4.72	4.25	3.88	1746.83	6288.58
32	3.26	4.6	4.72	5.64	5.57	5.78	5.08	5.48	5.5	4.75	4.29	3.92	1748.60	6294.96
33	3.28	4.63	4.73	5.64	5.54	5.74	5.04	5.46	5.21	4.73	4.33	3.96	1750.67	6302.41
34	3.25	4.65	4.74	5.63	5.52	5.71	5.01	5.44	5.21	4.76	4.36	4	1752.17	6307.81
35	3.25	4.68	4.75	5.61	5.49	5.67	5.67	5.42	5.21	4.80	4.4	4.04	1752.72	6309.79
36	3.29	4.71	4.76	5.6	5.46	5.63	5.63	5.8	5.21	4.85	4.43	4.08	1756.67	6324.00
37	3.31	5.14	4.43	5.14	5.29	5.69	5.53	5.51	5.29	4.77	4.44	3.50	1758.29	6329.84
38	3.30	4.75	4.77	5.57	5.4	5.55	5.55	5.45	5.21	5.10	4.49	4.15	1755.67	6320.40
39	3.34	4.77	4.77	5.55	5.37	5.51	5.51	5.42	5.2	5.12	4.52	4.19	1755.31	6319.10
40	3.35	4.79	4.77	5.54	5.33	5.46	5.47	5.4	5.2	5.13	4.55	4.22	1751.29	6304.64
41	3.36	4.81	4.77	5.52	5.3	5.42	5.42	5.47	5.29	5.13	4.58	4.25	1776.88	6306.76
42	3.35	4.83	4.77	5.5	5.26	5.37	5.38	5.44	5.28	5.14	4.61	4.29	1775.32	6301.14
43	3.37	4.84	4.77	5.47	5.22	5.33	5.33	5.4	5.27	5.16	4.63	4.32	1771.94	6298.97
44	3.35	4.86	4.77	5.45	5.19	5.28	5.38	5.37	5.26	5.17	4.65	4.35	1744.46	6280.04
45	3.37	4.87	4.77	5.43	5.15	5.23	5.33	5.34	5.25	5.18	4.68	4.37	1746.62	6287.84

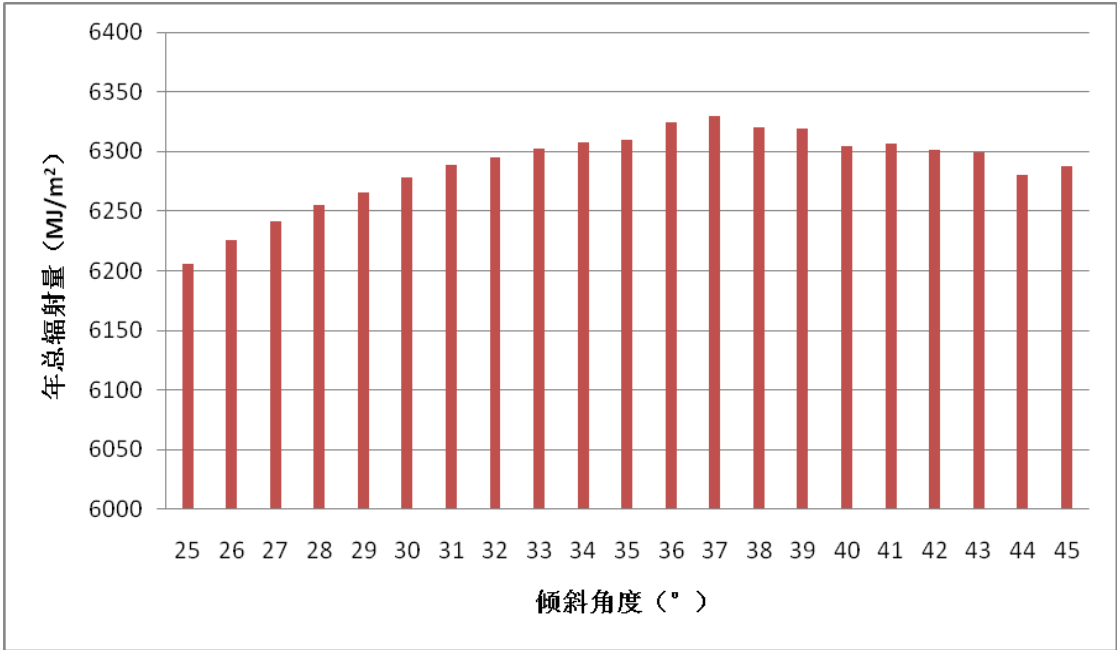


图 2-12 电池阵列不同倾斜面上太阳辐射量比较图

根据上图 2-12 的结果可知，在倾斜角度为 36°~39° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量达到 6310MJ/m².a 以上，并在 37° 时达到最大值，因此最终确定本工程电池方阵的最佳固定倾角为 37°，此倾角面上可接收到的年总辐射量为 6329.84MJ/m².a。

2.5 综合评价

通过综合分析和比较，可以看出呼图壁县的太阳能资源较丰富，工程代表年总辐射量为 5614.9MJ/m²，在倾斜角度为 37° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 6329.84MJ/m².a。太阳能利用前景广阔，能够为光伏电站提供充足的光照资源，实现社会、环境和经济效益。

3 工程地质

3.1 前言

3.1.1 工程概况

呼图壁县化工园区20MWp光伏发电项目场地位于呼图壁县天山工业园煤化工产业区北侧5km处，距呼图壁县城25km。项目建设规模为20MWp并网型太阳能光伏发电系统，包括太阳能光伏发电系统及相应的配套上网设施。

根据我院设计人员提供的资料，站址区主要建（构）筑物包括太阳能电池支墩、配电室、联合建筑物。基础埋深一般为2m左右、地基采用天然地基，建筑类别为丙类，建筑等级为二级。

3.1.2 自然地理概况

勘察区位于呼图壁工业园北侧的戈壁地带。勘察区西边有呼图壁—克拉玛依公路，南边有312国道，通行顺畅，交通便利。

勘察区属天山北坡中段，准噶尔盆地南缘，海拔高程460米左右。场地呈现南高北低，坡度 $\leq 0.71\%$ ，场址区地势相对平坦、开阔，地貌单一，地表极其荒凉，除灌渠两边有植物生长外，其它无任何植被。

3.1.3 气候条件

勘察区地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，处于中纬度西风带控制之下，属中温带大陆性气候，海洋影响不易到达，气候具有强烈的大陆性，属大陆性中温带干旱气候，特点为：夏季炎热、冬季寒冷，降水量少，蒸发旺盛，光照充足，气温年、日变化大。呼图壁气象站位于新疆呼图壁县文化巷38号，位置坐标：东经 $86^{\circ}49'$ ，北纬 $44^{\circ}08'$ ，观测点海拔522米。据呼图壁气象站资料：历年平均气温 7°C ，七月份气温平均 25°C ，最高可达 41°C ；一月份最低，平均 -5.8°C ，最低 -33.8°C 。

3.1.4 水文情况

根据本次勘察及临近工程勘察资料，场址地下水位埋深较深，场区水位埋深大于15m，本工程建设可不考虑地下水对建筑物基础的影响。

本光伏电站场区目前为戈壁荒地，经场区范围的踏勘、当地居民的走访调查，

得知在场地围内及周围地表水系不发育，场区受洪水威胁的可能性较小。

3.2 勘察依据目的与任务

3.2.1 勘察依据

- A 勘察合同
- B 《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001）；
- C 《地基基础设计规范》（GB50007-2011）；
- D 《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）；
- E 《土工试验方法标准》（GB/T50123-1999）；
- F 《工程地质手册》（第四版）

3.2.2 目的与任务

- A 查明拟建场地的地层构成、结构、均匀性、分布及各土层的物理力学性质；
- B 查明场地土的含盐量及其对钢筋混凝土的腐蚀性；
- C 查明场地内地下水类型及其对钢筋混凝土的腐蚀性；
- D 判明场地内及其附近有无不良地质现象；
- E 确定建筑物的持力层，提出可供设计采用的承载力标准值；
- F 对软弱地基提出处理方案和建议。

3.3 区域构造稳定性评价

3.3.1 地质构造概述

区域内大的构造，属北天山优地槽褶皱地的伊林哈比尔尕复背斜和乌鲁木齐山前拗陷的一部分，是伊林哈比尔尕复背斜的次一级构造。自下古生代晚期以来，呼图壁县内经历了晚加里东、华里西、燕山和喜马拉雅多次构造运动，而且引起地层的复杂变形和位移，以及伴生的岩浆侵入、喷发活动。由于各次构造运动的幅度、规模和强度不同，从而在褶皱形态、岩浆活动及岩性变质程序上各有差异。

由于多次构造运动，在县境内留下了较为发育的构造行迹。其构造线局部为北东、东西向。区域活动断裂主要分布于天上区和天上北麓乌鲁木齐山前拗陷区为北西西—南东东或北西—南东方向。在区域范围内，北部为准噶尔盆地较为稳

定，南部为天山山区，构造复杂、活动断裂发育、地震较多。

天山山区断裂多形成于华里西时期，有较长的发育历史，有过多期活动，它们大部分在喜马拉雅期重新复活，是控制大地构造单元和新构造单元的界限，控制塑造了现代地貌景观，从地震上讲，此类断裂是北天山的主要发震构造，如1906年玛纳斯7.7级地震发生在清水河子断裂上；1944年2月22日新源东北7.4级地震发生在博罗科努—啊其克库都克断裂上；1965年乌鲁木齐东6.4级地震发生在二道沟断裂上。

3.3.2 近场区部分活动断裂

区域内共有全新世活动断裂11条，活动断层多沿老断层发育，断裂切割第四纪不同时代地层，形成错动水系和各级阶地。地震主要分布在场区南部，受控于清水河断裂，独山子—安集海断裂和霍尔果斯—玛纳斯—吐鲁谷断裂。历史地震对场地的最大影响烈度为Ⅷ度。主要活动断裂有达尔布特断裂、克—乌隐伏断裂、准噶尔盆地南缘隐伏断裂、独山子—安集海断裂、霍尔果斯—吐鲁谷断裂、清水河子断裂等。

3.3.3 近场区地震构造评价

近场地大地构造位于哈萨克斯坦—准噶尔板块南部边缘，区域新构造运动强烈，其中全新世活动断裂11条，喀什河断裂具有发生8级地震的构造条件。博罗科努—啊其克库都可断裂、亚玛特、二道沟断裂、清水河子断裂具有发生7级地震的构造条件，西山断裂具有发生6级地震的构造条件。

在区域范围内，北部为准噶尔盆地较为稳定，南部为天山山区，构造复杂、活动断裂发育、地震较多。本工程拟选的场址区域上位于准噶尔盆地边缘，发震断裂距离场址区较远，总体上属于相对稳定区域。影响场址稳定的断裂距离本工程场地大于8公里，在《火力发电厂岩土工程勘测技术规程》（DL/T5074-2006）7.1.8条规定的安全范围内，本工程场地地震构造基本稳定，适宜光伏电厂建设。

3.4 场址区工程地质条件

3.4.1 地形地貌

拟选场址地处呼图壁河冲洪积平原的中下部地段，受河流冲洪积作用，地势

由南向北倾斜，场址区地势相对平坦、开阔，地貌单一，地面平均高程约为460m，自然坡度约1%左右。

3.4.2 地层岩性

根据踏勘、调查以及我单位完成邻近工程勘察资料，拟建场址区在基础埋深及荷载影响深度范围内地层为二元结构组成，其上部为粉土，下部为卵石，对其岩性特征描述如下：

①粉土：浅黄色，干—稍湿，稍密—中密，韧性及干强度低，手搓砂感明显，局部有薄层粉细砂，表层植物根系发育，局部含少量砾石。厚度1~3m。

②卵石：青灰色、灰黄色，稍密—中密，颗粒分选性差，磨圆度较好，母岩成分以变质砂岩和砂岩为主，一般颗粒2~6cm，含有漂石，干—稍湿，由中粗砂及少量粉土充填。厚度大于8m。

3.4.3 冻土深度

根据《中国季节性冻土标准冻深线图》及项目建设地的气象资料，场址区季节性最大冻土深度为地面以下146cm。

3.4.4 不良地质现象

经现场踏勘，本工程建设范围及周边不存在滑坡、崩塌及泥石流等不良地质作用，本工程建设可不考虑不良地质作用的影响。

3.4.5 地震参数

依据中国地震局1:400万《中国地震动反应谱特征周期区划图》、《中国地震动峰值加速度区划图》、《建筑抗震设计规范》（GB 50011-2010），场址设计基本地震加速度为0.15g，地震基本烈度为7度，设计地震分组为第三组。

3.5 场址区地基土物理力学性质

场区建筑物基础荷载影响深度范围内地层主要由粉土及卵石构成，地层分布稳定连续。粉土层工程性质一般，下部卵石层工程力学条件较好，地下水位较深，各土层的物理力学指标根据当地工程建设经验建议如下：

①粉土： $f_{ak}=120\text{kPa}$ $\Phi_k=10\sim15^\circ$ $\gamma=16\text{kN/m}^3$ $C_k=10\text{kPa}$

②卵石： $f_{ak}=350\text{kPa}$ $\Phi_k=40^\circ$ $\gamma=22\text{kN/m}^3$

3.6 场址区工程地质评价

3.6.1 场地地基等级划分

根据本工程场址地质条件的复杂程度，依据《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001）对场地和地基复杂程度的划分标准及场地环境类型判定如下：

（1）根据工程的规模和特征，以及因岩土工程问题造成工程破坏或影响正常使用后果，工程重要性等级为二级，即为后果严重的一般工程。

（2）场地为建筑抗震有利地段，无不良地质作用，地质环境基本未受破坏，地形地貌简单，地下水对工程建设无影响，场地等级为三级场地（简单场地）、地基等级为三级地基（简单地基）。

（3）场地属干旱区，地层地下水位以上的强透水层，场地环境类别为III类。

3.6.2 水、土的腐蚀性评价

场地的地下水埋藏较深，对建筑物基础无影响，故仅对土的腐蚀性进行评价。

根据收集的资料，场区基础埋深范围内水平方向及垂直方向均有盐渍化现象，场址区分布的盐渍土类型为中硫酸盐渍土、中亚硫酸盐渍土，该盐渍土对混凝土结构具有中等腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具中等腐蚀性。

3.6.3 场址区工程地质评价

根据现场勘查及资料揭示，拟建场址地层为二元结构，上部的粉土层，地层分布连续，垂直和水平方向的性质变化不大，稍密，含植物根系，其工程力学性质一般；其下部的地层为卵石，工程性质良好，级配良好，中密状态，具有压缩性低，承载力高的特点，全场区连续分布，在垂直和水平方向性质变化不大，土质均匀，可作为良好的天然地基，建（构）物基础可采用浅基础形式。

考虑到建筑物基础埋深较浅，表层粉土层较薄，下部角砾层中密状态，本工程基础开挖基坑侧壁可不采取支护措施，1:0.5—1:0.75的基坑开挖坡度能够满足施工要求。

3.7 结论及建议

(1) 拟选场址地处呼图壁河冲洪积平原的中下部地段，地势由南向北倾斜，场址区地势相对平坦、开阔，地貌单一，地面平均高程约为460m，自然坡度约1%左右。

(2) 场址区地层主要由粉土及卵石构成，地层分布连续稳定，各土层物理力学指标如下：

①粉土： $f_{ak}=120\text{kPa}$ $\Phi_k=10\sim 15^\circ$ $\gamma=16\text{kN/m}^3$ $C_k=10\text{kPa}$

②卵石： $f_{ak}=350\text{kPa}$ $\Phi_k=40^\circ$ $\gamma=22\text{kN/m}^3$

(3) 场区远离活动断裂，本工程建设不受断裂的影响，属于构造稳定区。

(4) 场址区无崩塌、塌方、滑坡、泥石流等不良地质现象，场地稳定安全，适宜工程建设。

(5) 场址设计基本地震加速度为0.15g，地震基本烈度为7度，设计地震分组为第三组。场址区属抗震有利地段，场地类别为Ⅱ类。

(6) 本工程场地地下水位较深，水位埋深大于15m，设计不考虑地下水对建筑物基础的影响，场区不存在洪水的威胁。

(7) 最大冻土深度为146cm。

(8) 场地地基土对混凝土结构具中腐蚀性，对混凝土中的钢筋具中腐蚀性，对钢结构具中腐蚀性。

4 工程任务与规模

呼图壁县化工园区20MWp光伏发电项目位于新疆维吾尔自治区昌吉州呼图壁县，本期规划装机容量20.4MWp，25年的总发电量为65682.43万kW.h，年平均发电量为2627.30万kW.h。按照实际装机容量计算的年等效利用小时数为1287.89h。项目建设内容包括太阳能光伏发电系统及相应的配套上网设施。

4.1 工程任务

4.1.1 地区社会经济概况

(1) 新疆维吾尔自治区经济发展概况

新疆维吾尔自治区位于我国西北边疆，东、南与我国甘肃省、青海省、西藏自治区相邻，从东北至西南与蒙古、俄罗斯、哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦、阿富汗、巴基斯坦、印度等国接壤，总面积 166.49万km²，是我国面积最大的省份。全区现有 14个地、州、市，62个县。新疆生产建设兵团是新疆的重要组成部分，有174个团场。截止2009年底，新疆总人口 2158.63万人，比上年增加1.3%。

新疆具有得天独厚的水土光热资源。日照时间长，积温多，昼夜温差大，无霜期长，年太阳能辐射量仅次于西藏，对农作物生长十分有利。

新疆是全国五大牧区之一，仅次于内蒙古、西藏，居全国第三。截至 2008 年底，新疆现有农用地面积 63.08万km²，其中耕地面积4.12万km²、园地面积 0.36万km²、林地面积6.76万 km²、牧草地面积51.11万km²、其它农用地0.72万km²。

新疆水资源较丰富，全疆水资源总量953.12亿 m³，约占全国水资源总量的3%。新疆地表水年径流量903.84亿m³，地下水资源量554.13亿m³，人均水资源量4695m³/人。由于新疆地处欧亚大陆腹地，气候干旱，水资源受季节因素影响，时空分布极不平衡，地表水蒸发量大，致使一些地方水资源不足。

新疆风能资源蕴藏量极为丰富，是全国风能资源最丰富的地区，全区风能资源总储量为 9.57亿kW。新疆风能资源丰富区主要在风口、峡谷等气流通道上，呈岛状分布，包括乌鲁木齐达坂城风区、阿拉山口风区、十三间房风区、吐鲁番小草湖风区、额尔齐斯河河谷风区中心部分地区、塔城老风口风区、三塘湖~淖

毛湖风区、哈密东南部风区、罗布泊风区等区域。

新疆矿产种类齐全、储量大，开发前景广阔。在全国已知的171种矿产中，新疆已发现有138种，已探明资源储量的有117种。其中，5种储量居全国首位，24种居全国前5位，43种居全国前10位，23种居西北地区首位。石油、天然气、煤、金、铬、铜、镍、稀有金属、盐类矿产、建材非金属等蕴藏丰富。据预测，新疆煤炭预测资源量1.82万亿t，占全国的40.5%，居全国首位；石油资源量208.6亿t，占全国陆上石油资源量的30%，天然气资源量10.3万亿m³，占全国陆上天然气资源量的34%，黄金、宝石、玉石等资源种类繁多，古今驰名。

新疆的生物资源种类繁多，野生动植物达4000余种，还是多种果树的原始起源中心和次生中心，果树资源丰富，其中优良品种约300余个。天然药物如：麻黄、罗布麻、甘草、贝母、雪莲等分布广泛，质量上乘，具有独特的品质和优良的特性。

2010年，新疆全年实现生产总值（GDP）5418.81亿元，比上年增加1141.76亿元。按可比价格计算，比上年增长10.6%，其中，第一产业增加值1078.61亿元，增长4.5%；第二产业增加值2533.69亿元，增长12.6%；第三产业增加值1806.51亿元，增长10.9%。三次产业比例为19.9：46.8：33.3，人均生产总值24978元，按可比价格计算，增长9.4%，以当年平均汇率折算，人均3690美元，首次突破人均3000美元大关。居民消费价格比上年上涨4.3%，其中，食品价格上涨10.7%，居住价格上涨2.7%。服务项目价格上涨1.5%。工业品出厂价格上涨25.3%，其中，轻工业上涨8.9%，重工业上涨28.7%。原材料、燃料、动力购进价格上涨23.9%，农产品生产价格上涨31.5%，农业生产资料价格上涨3.1%，固定资产投资价格上涨4.6%。

（2）呼图壁县社会经济发展概况

呼图壁县位于天山北坡中段，准噶尔盆地南缘，地处北纬 43°16′~45°20′之间，东经 86°05′~87°07′26″，南北长 227 千米，东西最大宽度 48 千米，总面积 9721.6 平方公里。呼图壁东距新疆维吾尔自治区首府乌鲁木齐市 76 千米，距昌吉回族自治州首府昌吉市 41 千米，东与昌吉市接壤，素有“西出隘口，东进咽喉”之称，是古丝绸之路新北道上的重要驿站。县城处在乌鲁木齐—昌吉—石河子—克拉玛依城市经济圈中，312 国道、201 省道、乌奎高速公路和北疆铁路东西横贯全境，是通往北疆各地的重要交通枢纽。

呼图壁县内居住着以汉族为主的 24 个民族，总人口 22 万，其中县属人口 14 万，城镇人口 6 万。呼图壁县位于天山北麓山前冲洪积平原上，地势南高北低，地形由西南向东北倾斜，平均坡降为 11-12%之间，地面绝对标高为 510-540 米。地貌分山区、平原、沙漠三大部分。南部天山山区，层峦叠嶂，沟壑纵横，树木丛生，水草丰茂，是天然的牧场。中部为冲积平原，由冲积扇、溢出带和冲积平原地貌形态组成，是呼图壁县主要农作物种植区。北部沙漠属古尔班通古特大沙漠的一部分，沙漠地表多为垄状和蜂窝状的固定半固定沙丘，沙丘高度一般为 5~15 米，丘间地势平坦，植被稀疏，多为梭梭、怪柳（红柳）等小灌木及早生和超旱生草本植物。

呼图壁属大陆性中温带干旱气候，海洋影响不易到达，气候具有强烈的大陆性，特点为：夏季炎热、冬季寒冷，降水量少，蒸发旺盛，光照充足，气温年、日变化大。

“十一五”末，2010 年，呼图壁县预计完成地区生产总值 80.7 亿元，较上年增长 18.3%，其中：第一产业增加值 32.1 亿元，增长 7.8%；第二产业增加值 28.2 亿元，增长 31.3%；第三产业增加值 20.4 亿元，增长 16%。完成地方财政一般预算收入 2.86 亿元，增长 37.65%。完成固定资产投资 35.21 亿元，增长 50.2%。实现社会消费品零售总额 13.96 亿元，增长 18%。实现县属工业增加值 11.2 亿元，增长 35.2%。农业增加值 39.45 亿元，增长 9%，其中畜牧业总产值达 20.8 亿元，增长 23%。农牧民人均纯收入达到 10036 元，增长 1608 元，全县 60%的村农牧民人均纯收入达到万元。“十一五”规划的主要目标顺利实现，为“十二五”发展奠定了良好的基础。

目前呼图壁地区特色优势产业发展步入快车道，新型工业化步伐加快。随着大唐水电火电、明基煤电、煤化工、中煤、首钢等一批重大项目的陆续建设，以煤电煤化工、石油化工、农副产品加工和纺织工业为支柱的产业体系逐步形成。2010 年工业增加值占地区生产总值的比重达到 21%。特色农业呈现良好的发展势头。棉花、番茄、葡萄、无公害蔬菜、奶业、畜禽养殖、苗木花卉等特色农业规模优势逐渐增强。农业产业化、规模化、市场化程度明显提高，已形成年产 32 万锭纺纱、4 万吨葡萄榨汁、23 万吨乳制品和日处理 6000 吨番茄酱生产能力的农副产品加工产业。

近几年，呼图壁地区发展环境逐步改善，城乡基础设施不断完善，跨越式发展的保障能力进一步增强。第二水厂、污水处理厂、垃圾处理厂等基础设施建成投入使用，县城供水管网、排水管网和城乡电网改造工程顺利实施，城乡道路得到改善，建成国家 4A 级景区——世纪园等景观工程。呼图壁河整治及景观工程完成规划设计，进入实施阶段，小城镇建设加速推进，城乡面貌得到进一步改善。政府效能明显提高，为民全程代办、一站式服务等便民措施取得实效，投资与发展环境进一步优化。

经济发展的同时，呼图壁地区人民生活水平明显改善。2010 年农牧民人均纯收入 10036 元，年均增长 19%，超预期完成“十一五”目标；城镇居民人均可支配收入 12634 元。教育质量进一步提高，顺利通过国家“两基”验收。城乡医疗卫生体系逐步完善，文化、体育、广播电视等各项事业全面进步。就业再就业工作力度加大，城乡养老、失业、医疗等社会保障覆盖面不断扩大。社会各项事业全面进步，民生保障水平明显提高，安定团结的政治局面日益巩固。职工群众衣食住行水平大幅提升，人民生活水平和质量不断提高，社会各项事业全面进步，民生保障水平明显提高，安定团结的政治局面日益巩固。

全面建设小康社会，精神文明建设和民主法制建设进一步加强，先后获得了国家卫生县城、全国文明县城、全国科技进步县、全国科普示范县、自治区文明县、自治区城市“天山杯”竞赛最佳奖项“城市综合杯”、自治区城乡抗震安居工程先进县、自治区招商引资工作先进县等荣誉称号。农村养老保险工作荣获第四届中国地方政府创新入围奖。自治区园林城市、自治区旅游强县以高分值通过初验。

4.1.2 地区电力系统概况

4.1.2.1 新疆电网概况

新疆电网近年来取得了快速发展，目前已形成以乌鲁木齐为核心，东至哈密，西至博州、伊犁，北到阿勒泰，南至喀什、和田，以 750kV、220kV、110kV 电压等级为主体的覆盖全疆的输、配电网。电网东西伸展约 2200km、南北约 3300km，覆盖地域约 120 万 km^2 ，其 220kV 是世界上覆盖面积最广的区域性电网。

截至 2011 年底，新疆电网系统规模如下。

电源装机：全网总装机容量 19556MW，其中火电 14055MW，占总装机容量的 71.87%；水电 3254MW，占总装机容量的 16.64%；风电 1361MW，占总装机容量的 6.96%；燃气 841.72MW，占总装机容量的 4.31%；生物质能源 24MW，占总装机容量的 0.12%；光伏发电 20MW，占总装机容量的 0.1%。若考虑新疆电网以及个别独立运行的小电网装机，则总装机约为 20206MW。

（2）110kV 及以上变电设备

新疆电网共有 5 座 750kV 降压变电站，变压器 5 台，总变电容量 7000MVA；220kV 降压变电站 65 座，变压器 116 台，总变电容量 15956MVA；110kV 降压变电站 405 座，变压器 697 台，总变电容量 21040.68MVA。

（3）110kV 及以上输电线路

新疆电网 750kV 线路 6 条，长度为 1629.623km；220kV 线路 160 条，长度 10062.11km；110kV 线路共 792 条，长度为 21799.36km。

2011 年全疆发电量为 776.72 亿 kW·h，较 2010 年同比增长 35.31%。

2011 年新疆电网全疆最大用电负荷 12113MW，出现在 8 月，较 2010 年同比增长 31.22%；2011 年全疆最大发电负荷 12367MW，较 2010 年同比增长 31.25%。

4.1.2.2 呼图壁县电网概况

呼图壁县供电处于乌鲁木齐、石河子、玛纳斯三大电网覆盖之下。已建成 220KV 变电站 1 座、容量为 12 万 KVA，110KV 变电站 2 座、总容量为 8.3 万 KVA，35KV 变电所（站）11 座，总容量为 5.855 万 KVA。

4.1.2.3 呼图壁工业园电网概况

呼图壁工业园是呼图壁县发展煤电煤化工以及装备制造的重要基地，目前园区供电出线口为园区外 9 公里处 35kV 嘉七庄变电站，分别由 10kV 嘉桃线和 10kV 嘉园线两条线路为园区供电。35kV 嘉七庄变电站已于 2012 年 6 月中旬达到满载，园区内供电紧张矛盾突出。

为保障现有企业的正常生产运营和今后承载新入住企业供电需求，根据园区用电负荷的需要，园内将于 2013 年初建成一座 110kV 高桥变电站（2×5 万 kVA，2013 年 4 月投产），三家高耗能企业将于 2013 年内分别投建一座 110kV 自备变电站（均 10 万 kVA，年内投产），年底园区将启动一座 220kV 变电站新建工程（4×18 万 kVA，2014 年初投产）。为园区提供电力支持，满足区内各企业

的用电需要。

由于呼图壁工业园区的飞速发展，近年来，园区的用电量和用电负荷增长迅速。但总体来看，呼图壁县新型工业化进程还处于起步发展阶段，工业用电比重还将进一步加大，这与该地区电网和电源发展的滞后形成了鲜明对比。本光伏电站的建设将有利于缓解呼图壁县用电紧张的局面。

4.2 工程规模

光伏电站的规模主要考虑所在地区的太阳能资源，电力系统需求情况，项目开发建设条件等因素。

从地区能源资源来看：新疆太阳能资源十分丰富，全年日照时数为 2550～3500 小时，日照百分率为 60%～80%，年辐射总量达 5430～6670MJ/m²，年辐射总量比我国同纬度地区高 10%～15%，比长江中下游地区高 15%～25%，居全国第二位，仅次于青藏高原。全年日照大于 6 小时的天数为 250～325 天，日照气温高于 10℃的天数普遍在 150 天以上。呼图壁县太阳能资源较丰富，工程代表年总辐射量为 5614.9MJ/m²，在倾斜角度为 37°时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 6329.84MJ/m².a。

从开发建设条件方面分析：本项目位于昌吉州呼图壁县城西北 25km，交通便利，场地平坦开阔，地质条件良好。从能源资源利用、项目开发条件等方面综合分析，本期项目 20MWp 容量是合适的。随着新疆维吾尔自治区国民经济的快速发展，对于电力工业的发展提出了更高的要求。本期项目建成后可进一步满足所在地区的能源需求。

根据初步规划的地域面积以及当地日照辐射资源情况，该项目所发的电量可供给工业园园区用电负荷，解决园区用的紧张的矛盾。初步计算表明，本项目装机容量不会对电网的安全运行产生影响。本期项目占地面积约 880 亩，总装机容量为 20.4MWp。

通过综合分析和比较，可以看出呼图壁县的太阳能资源较丰富，工程代表年总辐射量为 5614.9MJ/m²，在倾斜角度为 37° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 6329.84MJ/m² .a。太阳能利用前景广阔，能够为光伏电站提供充足的光照资源，实现社会、环境和经济效益。

4.3 工程建设必要性

4.3.1 合理开发利用光能资源，是能源和就环境可持续发展的需要

世界能源问题位列世界十大焦点问题之首，特别是随着世界经济的发展、世界人口的剧增和人民生活水平的不断提高，世界能源需求量持续增大，由此导致全球化石能源逐步枯竭、环境污染加重和环保压力加大等问题日趋严重。

我国是世界上最大的煤炭生产国和消费国之一，也是少数几个以煤炭为主要能源的国家之一，在能源生产和消费中，煤炭约占商品能源消费构成的75%，已成为我国大气污染的主要来源。因此，大力开发太阳能、风能、生物质能、地热能 and 海洋能等新能源和可再生能源利用技术将成为减少环境污染的重要措施之一。

根据《中国应对气候变化国家方案》和《可再生能源中长期发展规划》，我国将通过大力发展可再生能源，优化能源消费结构，到 2020年，力争使可再生能源开发利用总量在一次能源供应结构中的比重提高到15%。

今后我国在能源领域将实行的工作重点和主要任务仍是加快能源产业结构调整步伐，努力提高清洁能源开发生产能力。以光电、风力发电、太阳能热水器、大型沼气工程为重点，以“设备国产化、产品标准化、产业规模化、市场规范化”为目标，加快可再生能源开发。

近几年，国际光伏发电迅猛发展，光伏发电已由补充能源向替代能源过渡，并在向并网发电的方向发展。2007年底国家发展和改革委员会下发了《关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》，鼓励在宁夏、新疆、西藏、青海、甘肃等太阳能资源丰富地区开展大型并网光伏电站的建设工作。

本太阳能并网光伏电站选址在新疆，是国家政策鼓励扶持地区。从资源量以及太阳能产品的发展趋势来看，在新疆开发光伏发电项目，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构，且没有任何污染，减轻环保压力。

4.3.2 促进地区国民经济可持续发展的需要

要实现地区经济的可持续发展，必须改变以往依赖农业资源开发利用的单一经济结构，需对资源进行重新配置。要充分利用风力、水力、矿产、旅游、野生植物、农副产品等潜在优势，加快产业结构调整，逐步提高科技含量，增进经济

效益。

随着国家加大对中西部地区的扶持力度，尤其是“西部大开发”战略的实施，为广大西部省区经济和社会发展创造了非常难得的机遇和条件。充分利用该地区清洁、丰富的太阳能资源，把太阳能资源的开发建设作为今后经济发展的产业之一，以电力发展带动农业生产，同时以电力发展带动矿产资源开发，促进人民群众物质文化生活水平的提高，推动农村经济以及各项事业的发展，摆脱地区经济落后的局面。

4.3.3 加快能源电力结构调整的需要

截至 2010 年底，新疆全网总装机容量 19556MW，其中火电 14055MW，占总装机容量的 71.87%；水电 3254MW，占总装机容量的 16.64%；风电 1361MW，占总装机容量的 6.96%；燃气 841.72MW，占总装机容量的 4.31%；生物质能源 24MW，占总装机容量的 0.12%；光伏发电 20MW，占总装机容量的 0.1%。

国家要求每个省（区）常规能源和再生能源必须保持一定的比例。新疆的再生能源中，水能资源、风能资源和太阳能资源都比较丰富，开发程度都比较低。太阳能发电开发已日趋成熟，大力发展太阳能发电，将一定程度上促进能源结构的改善。

4.3.4 改善生态、保护环境的需要

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界各国人民的共同愿望。我国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了一系列重大举措。合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。

我国能源消费占世界的 10%以上，同时我国一次能源消费中煤占到 70%左右，比世界平均水平高出 40 多个百分点。燃煤造成的二氧化硫和烟尘排放量约占排放总量的 70%~80%，二氧化硫排放形成的酸雨面积已占国土面积的 1/3。环境质量的总体水平还在不断恶化，世界十大污染城市我国一直占多数。环境污染给我国社会经济发展和人民健康带来了严重影响。世界银行估计 2020 年中国由于空气污染造成的环境和健康损失将达到 GDP 总量的 13%。

太阳能是清洁的、可再生的能源，开发太阳能符合国家环保、节能政策。新

疆东部和南部具有丰富的太阳能资源，且区内多戈壁和沙漠，干旱少雨，地广人稀，非常适合于建设大规模高压并网光伏电站。大规模光伏电站的开发建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，保护生态环境。

5 系统总体方案设计及发电量计算

5.1 阵列单元光伏电池组件选择

光伏发电系统通过将大量的同规格、同特性的太阳能电池组件，经过若干电池组件串联成一串以达到逆变器额定输入电压，再将这样的若干串电池板并联达到系统预定的额定功率。这些设备数量众多，为了避免它们之间的相互遮挡，须按一定的间距进行布置，构成一个方阵，这个方阵称之为光伏发电方阵。其中由同规格、同特性的若干太阳能电池组件串联构成的一个回路是一个基本阵列单元。每个光伏发电方阵包括预定功率的电池组件、逆变器和低压配电室等组成。若干个光伏发电方阵通过电气系统的连接共同组成一座光伏电站。

(1) 太阳能电池分类

太阳电池种类繁多，形式多样，按基体材料分类主要有以下几种：

a) 硅太阳电池：主要包括单晶硅（Single Crystalline-Si）电池、多晶硅（Polycrystalline-Si）电池、非晶硅（Amorphous-Si）电池、微晶硅（ $\mu\text{c-Si}$ ）电池以及 HIT 电池等。

b) 化合物半导体太阳电池：主要包括单晶化合物电池如砷化镓（GaAs）电池、多晶化合物电池如铜铟镓硒（CIGS）电池、碲化镉（CdTe）电池等、氧化物半导体电池如 Cr_2O_3 和 Fe_2O_3 等。

c) 有机半导体太阳电池：其中有机半导体主要有分子晶体、电荷转移络合物、高聚物三类。

d) 薄膜太阳电池：主要有非晶硅薄膜电池（ $\alpha\text{-Si}$ ）、多晶硅薄膜电池、化合物半导体薄膜电池、纳米晶薄膜电池等。

目前市场生产和使用的太阳能光伏电池大多数是用晶体硅材料制造的，随着晶体硅太阳能电池生产能力和建设投资力度的不断增长，一些大型新建、扩建项目也陆续启动，同时薄膜太阳能电池项目的建设也不断扩大，产能也在不断上升，薄膜电池中非晶硅薄膜电池所占市场份额最大。

(2) 太阳能电池技术性能比较

受目前国内太阳电池市场的产业现状和技术发展情况影响，市场上主流太阳电池基本为晶硅类电池和薄膜类电池。

a) 晶体硅太阳电池

单晶硅电池是发展最早，工艺技术也最为成熟的太阳电池，也是大规模生产的硅基太阳电池中，效率最高的电池，目前规模化生产的商用电池效率在 14%~20%，曾经长期占领最大的市场份额；规模化生产的商用多晶硅电池的转换效率目前在 13%~15%，略低于单晶硅电池的水平。和单晶硅电池相比，多晶硅电池虽然效率有所降低，但是生产成本也较单晶硅太阳电池低，具有节约能源，节省硅原料的特点，易达到工艺成本和效率的平衡，目前已成为产量和市场占有率最高的太阳电池。

b) 薄膜类太阳电池

薄膜类太阳电池由沉积在玻璃、不锈钢、塑料、陶瓷衬底或薄膜上的几微米或几十微米厚的半导体膜构成。在薄膜类电池中，非晶薄膜电池所占市场份额最大。其主要具有如下特点：

- ①用材少，制造工艺简单，可连续大面积自动化批量生产，制造成本低；
- ②制造过程消耗电力少，能量偿还时间短；
- ③基板种类可选择；
- ④弱光效应好，温度系数低，发电量多；
- ⑤售价较晶体硅电池低。

紧紧围绕提高光电转换效率和降低生产成本两大目标，世界各国均在进行各种新型太阳电池的研究开发工作。目前，晶硅类高效太阳电池和各类薄膜太阳电池是全球新型太阳电池研究开发的两大热点和重点。已进行商业化应用的单晶硅太阳电池、多晶硅太阳电池、非晶硅薄膜太阳电池、碲化镉薄膜太阳电池、铜铟镓硒薄膜太阳电池主要特性如表 5-1 所示

表 5-1 主要商用太阳能电池组件特性表

电池种类	晶硅类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟硒
商用效率	14%~20%	13%~15%	5%~9%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20.3%	12.8%	16.4%	19.5%
使用寿命	25 年	25 年	25 年	25 年	25 年
组件层厚度	厚层	厚层	薄层	薄层	薄层

规模生产	已形成	已形成	已形成	已形成	已证明可行
环境问题	中性	中性	中性	有（使用镉）	除使用镉外 为中性
能量偿还时间	2~3 年	2~3 年	1~2 年	1~2 年	1~2 年
主要原材料	中	中	丰富	镉和碲化物都 是稀有金属	铟是昂贵的 稀有金属
生产成本	高	较高	较低	相对较低	相对较低
主要优点	效率高技 术成熟	效率较高技 术成熟	弱光效应 好成本较 低	弱光效应好成 本相对较低	弱光效应好 成本相对较 低

根据上表可知，晶硅类太阳能电池由于制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转化效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。非晶硅薄膜太阳能电池尽管转化效率较低、占地面积较大，但其成本亦较晶硅电池低，且在弱光条件下性能好于晶硅类太阳能电池。因此，其在 MW 级太阳能光伏电站的应用中具备一定的竞争力。

两种晶硅电池最大的差别是单晶硅的光电转化效率略高于多晶硅电池，也就是相同功率的电池组件，单晶硅电池组件的面积小于多晶硅电池组件的面积。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大，若仅考虑技术性能，在工程实际应用过程中，无论单晶硅还是多晶硅电池都可以选用。

非晶硅薄膜电池与晶硅电池相比，制造工艺相对简单、成本低、不需要高温过程、能源消耗少、单片面积大、组装简单、易于大规模生产等特点，其所占的市场份额组件增加。但目前相对效率较低、稳定性不佳，考虑到工程场址区的气候特点，同时由于非晶硅薄膜电池自身封装特点，其顶电极与背电极距离较近，在电池互联处容易发生电池短路情况；另外针孔及电池材料的腐蚀或损坏的区域也可能会导致短路概率更大。在技术性能上考虑，非晶硅薄膜电池有一定的优势，但产品稳定性和适应性方面目前缺点相对明显，需要更多实际工程的检验。

（3）太阳能电池类型的确定

晶硅类电池与非晶硅类电池板相比，晶硅电池板效率高，技术成熟。本项目考虑到多晶硅电池板技术发展较快，国内外尚有较大规模应用的实例，发展前景

看好，根据本工程的规模、场地条件及太阳辐射条件，经综合分析，本工程拟全部选用多晶硅电池组件。

综上所述，本工程暂选用多晶硅太阳能电池组件。

(4) 太阳能电池组件规格的选择

通过市场调查，国内主流厂商生产的多晶硅太阳能组件应用于大型并网光伏发电系统的，其目前主流规格大多为 240Wp、250Wp。综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率，以及采购订货时的可选择余地，本工程初选多晶硅为 250Wp 的电池组件。

表 5-2 太阳能电池组件参数表

项目	单位	数量
峰值功率(WP)	WP	250
开路电压(ISC)	V	37.4
短路电流(VOC)	A	8.63
工作电压(VMP)	V	30.7
工作电流(IMP)	A	8.15
安装尺寸	MM	1640×992×40
重量	KG	19.0

5.2 光伏阵列单元基本型式的确定

5.2.1 安装方式的确定

太阳电池方阵的发电量与阳光入射强度有关，当光线与太阳电池方阵平面垂直时发电量最大，随着入射角的改变，发电量会明显下降。太阳能跟踪装置可以将太阳能板在可用的 8 小时或更长的时间内保持方阵平面与太阳入射光垂直，将太阳能最大程度的转化为电能。目前国内外一些太阳跟踪装置生产厂的产品大致可以分两种，一种为单轴跟踪，即东西方向转动跟踪太阳；另一种为双轴跟踪，即既有东西向跟踪，同时太阳能板倾角也随季节的不同而改变。一般来说，采用自动跟踪装置可提高发电量 20%~40%左右，从而相对降低投资 10%~20%。

目前，国内光伏发电系统普遍采用的是非聚焦平板固定倾角阵列发电方式。因增加自动跟踪装置后，将增加占地面积，所以适合于荒漠区大型并网光伏电站

和聚焦型光伏电站，而国内的配套政策支持力度不足，大型高压并网光伏电站项目较少，因此国内跟踪装置生产商的研发投入较少，目前还未实现产业化生产，造成跟踪装置价格相对较贵，反过来又制约了跟踪装置在大型高压并网光伏电站上的使用。

根据已建工程调研数据，若采用斜单轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 18%，若采用双轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 25%。在此条件下，以固定安装式为基准，对 1MWp 光伏阵列采用三种运行方式比较如表 5-3。

表 5-3 1MWp 阵列各种运行方式比较表

项目	固定安装式	水平单轴跟踪	斜单轴跟踪	双轴跟踪
发电量增加百分比(%)	100	115	120	125
占地面积（万 m ² ）	2.4	3.2	4.8	5.0
直接投资增加百分比(%)	100	111	114	122
运行维护	工作量小	有旋转机构， 工作量较大	有旋转机构， 工作量大	有旋转机构， 工作量更大
支撑点	多点支撑	多点支撑	多点支撑	单点支撑
抗大风能力	迎风面积固定，抗风较差。	风大时可将板面调平，抗风较好。	风大时可将板面调平，抗风较好。	风大时可将板面调平，抗风较好。

由表中数据可见，固定式与自动跟踪式各有优缺点：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，但发电量较倾角最优固定式相比有较大的提高，假如能很好的控制后期维护工作增加的成本，采用自动跟踪式运行的光伏电站单位电度发电成本将有所降低。若自动跟踪式支架单价能进一步降低，同时又较好解决阵列同步性及减少维护工作量，则自动跟踪式系统相较固定安装式系统将更有竞争力。

经对固定式和跟踪式两种运行方式的初步比较，考虑到本工程规模较大，固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护；自动跟踪式虽然能增加一定的发电量，但目前初始投资相对较高、而且后期运行过程中需要一定的维护，运行费用相对较高，另外电池阵列的同步性对机电控制和机械传动构件要求较高，自动跟踪式缺乏在场址区或相似特殊的气候环境下的实际应用的可靠性验证，在我国气

候环境较复杂的荒漠区大规模应用的工程也相对较少，同时国内技术成熟可靠稳定的跟踪系统生产厂家相对较少。因此，本工程推荐选用固定式运行方式。

5.2.2 光伏发电方阵容量的选择

采用光伏发电方阵布置方式，具有电池板布局整齐美观，厂区分区明确，设备编号和管理方便，运行和检修清扫方便等优点。

由于本工程建设规模较大，拟以每 1MWp 容量电池板为一个方阵，共 20 个方阵，每个方阵相应设置一个 270V 逆变器室。单个光伏方阵容量为整个光伏电站 5%容量，单个光伏方阵故障或检修对整个光伏电站的运行影响较小。

如每方阵电池板容量小于 1MWp，则会增加低压配电装置、低压变压器和低压配电室数量，引起投资增加。

如每方阵电池板容量按 2MWp 考虑，则 2MWp 容量固定安装电池板布置面积将达到约 430×300 米，将配电室布置方阵中部，最长的低压直流电缆将达到 200~350 余米长，接近低压输电经济长度极限。

故以每 1MWp 容量电池板为一个方阵方案具有降低工程造价、便于运行管理、电池板布局整齐美观等优点。

5.2.3 光伏方阵单元型式的确定

根据建站地区纬度，并网太阳能系统的太阳能板倾角按 33 度考虑。

电池组件串联组数的确定主要依据其工作电压、开路电压、当地温度和瞬时辐射强度对开路电压、工作电压的影响来分析：

本电站实际装机容量为 20400kWp，太阳能电池组件选型为 250Wp 多晶硅电池，逆变器容量选用 500kW。

（1）电池组件计算参数

组件及线路损耗、尘埃遮挡等电压损失为 4%。

冬季最低环境温度为：-33.8℃，

夏季最高环境温度为：40.5℃。

（2）电池组件组合计算

计算公式： $N \leq V_{dcmax} / V_{oc} \times 96\%$

$N \geq V_{dcmin} / V_{mp} \times 96\%$

式中：V_{dcmax}——逆变器绝对最大输入电压；

V_{dcmin}——逆变器绝对最小输入电压；

V_{oc}——电池组件开路电压；

V_{mp}——电池组件最佳工作电压。

经计算：得出串联光伏电池数量 N 为：15≤N≤21。根据运行经验及工作环境等因素，现分析 16 组串、17 组串、18 组串、19 组串、20 组串、21 组串如下：

组件串联数量	倾斜面上辐射强度 (W/m ²)	开路电压 (V)	工作电压 (V)
16	1000	598.4	491.2
17	1000	635.8	521.9
18	1000	673.2	552.6
19	1000	710.6	583.3
20	1000	748.0	614.0
21	1000	785.4	644.7

在项目地区，考虑倾斜面上中午的瞬间辐射强度可能大于 1000W/m² 及项目工地气候条件对光伏电池电压造成的影响，根据逆变器最佳输入电压以及电池板工作环境等因素进行修正后，最终确定太阳能电池组件的串联组数为 20（串）。根据电池组件的串联得出单台 500kW 逆变器接入的太阳能电池组件的并联组数为 102 组。

固定阵列布置方式以 1MWp 为一个基本发电单元，共 20 个基本发电单元。每 20 块电池组件组成一串，每 40 块电池组件组成一个太阳能电池组串单元，每块竖向放置，排成 2 行 20 列，布置在一个固定支架上。支架采用固定式安装，安装倾角为 37°，方位角为 0°。每面电池板阵输出电压 614V，输出功率 10000W_p，每串功率 5000W_p。

1MWp 基本发电单元串联组总数为：1,000,000÷5000=20 串，考虑到汇流箱为 12 路汇流，故取 204 串，电池组件数量为 20×204=4080 块，逆变器布置在配电室内。配电室布置在方阵的中心。

全厂 20MWp 需要这种电池板支架数量为 4080/40×20=2040 套，需要这种电池组件 40×2040=81600 块。

5.3 上网电量估算

峰值日照定义：

$100\text{mW}/\text{cm}^2 = 0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 的辐射强度下的日照小时数。

$1\text{J} = 1\text{Ws}, 1\text{h} = 3600\text{s}$

$100\text{mW}/\text{cm}^2 = 0.1\text{W}/\text{cm}^2 = 1,000\text{W}/\text{m}^2 = 1,000\text{J}/\text{s m}^2 = 3.6\text{MJ}/\text{h m}^2$

由此得出将太阳能资源 (MJ/m^2) 换算为峰值日照时数的系数为 3.6。

根据光资源部分计算的在 37° 时太阳能电池方阵面上的辐射量

$6329.84\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ ，可以计算出年有效发电辐照量 $= 6329.84 \div 3.6 = 1758.29\text{kWh}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 。

项目地区年平均最佳倾角为 37° ，平均年有效发电辐照量 $1758.29\text{kWh}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 。

5.3.1 第一年的发电量计算

光伏电场占地面积大，直流侧电压低，电流大，导线有一定的损耗，本工程此处损耗值取 2%。

大量的太阳能电池板之间存在一定的特性差异，不一致性损失系数取 3%；

考虑太阳能电池板表面即使清理仍存在一定的积灰，遮挡损失系数取 4%；

光伏并网逆变器的效率（含隔离变压器，欧洲效率）约为 98%~98.5%，

油浸式变压器的效率达到 98.7%。

考虑到光伏电场很少工作在满负荷状态，绝大多数时间都工作在较低水平，且晚上不发电时还存在空载损耗，故本工程逆变器效率按 98% 计算，

升压变压器效率按 98% 考虑；

早晚不可利用太阳能辐射损失系数 2%，

其它不可预见因素系数按 3%

系统效率为： $98\% \times 97\% \times 96\% \times 98\% \times 98\% \times 98\% \times 98\% \times 97\% = 81.6\%$

20MWp 固定式：太阳能板数量为 81600 块，单块功率为 250Wp，合计容量为 20400kWp。

表 5-4 预计首年各月发电量

月份	倾角为 37 度对应的辐射量(kWh/m ²)	发电量 (万 kWh)
1 月	102.46	170.56
2 月	143.97	228.75
3 月	137.42	239.66
4 月	154.25	256.77
5 月	163.93	272.88
6 月	170.58	283.95
7 月	171.41	285.34
8 月	170.82	284.35
9 月	158.79	264.33
10 月	142.98	238.01
11 月	133.27	221.85
12 月	108.41	180.46
合计首年 (不计衰减)		2926.92
合计首年 (计衰减)		2912.29

按照装机容量 20400kWp 计算的第一年理论发电量为 2912.29 万 kWh (计衰减率)，第一年等效利用小时数 $29122900/20400=1427.59$ 小时。

5.3.2 电站夜晚耗电量和白天场用电 (电网取电) 计算

每台 500kW 逆变器的待机功率约为 100W，每台 1000kVA 低压变压器的空载损耗约为 1700W，夜间控制系统、配电系统、生活用电等耗电平均功率约为 10kW。白天场用电耗电平均功率约为 30kW。

$$\text{夜间电站耗电} = 0.1 \times 40 + 1.7 \times 20 + 10 = 48 \text{ kW.h}$$

按平均每天电池板不发电时间 14 小时 (考虑部分阴雨天) 计算，全年电站耗电量 (电网取电) 约等于：

$$48 \times 14 \times 365 + 30 \times 10 \times 365 = 354780 \text{ kW.h}$$

5.3.3 光伏电站全寿命上网电量计算

光伏电站的第一年发电量为光伏电站的最大理论发电量乘太阳电池组件第一年的衰减系数。本工程所选多晶硅电池组件第一年的衰减系数为 0.995，故光

光伏电站的第一年理论发电量为： $2926.92 \times 0.995 = 2912.29$ 万 kWh。根据光伏组件年衰减情况分析表，按光伏电站使用寿命 25 年进行电站全寿命上网电量计算：

表 5-5 本工程逐年理论发电量统计表

年份	功率比率	上网电量（万 kWh）	下网电量（kWh）
第 1 年	99.50%	2912.29	354780
第 2 年	98.56%	2884.77	354780
第 3 年	97.64%	2857.84	354780
第 4 年	96.72%	2830.92	354780
第 5 年	95.81%	2804.28	354780
第 6 年	94.91%	2777.94	354780
第 7 年	94.02%	2751.89	354780
第 8 年	93.13%	2725.84	354780
第 9 年	92.26%	2700.38	354780
第 10 年	91.39%	2674.91	354780
第 11 年	90.84%	2658.81	354780
第 12 年	90.30%	2643.01	354780
第 13 年	89.76%	2627.20	354780
第 14 年	89.22%	2611.40	354780
第 15 年	88.68%	2595.59	354780
第 16 年	87.83%	2570.71	354780
第 17 年	86.99%	2546.13	354780
第 18 年	86.15%	2521.54	354780
第 19 年	85.33%	2497.54	354780
第 20 年	84.51%	2473.54	354780
第 21 年	83.70%	2449.83	354780
第 22 年	82.89%	2426.12	354780
第 23 年	82.10%	2403.00	354780
第 24 年	81.31%	2379.88	354780

第 25 年	80.53%	2357.05	354780
合计		65682.43	8514720
注：组件衰减系数依据“光伏组件 10 年内平均年衰减率不能超过 1%，25 年内总衰减率不能超过 20%”的数值计算值，组件逐年实际衰减系数与上述参数可能会有一些差异。			

计算结果：根据组件逐年衰减情况，计算出本工程电站建成后第一年上网发电量为 2912.29 万 kW·h，运行 25 年的总发电量约 65682.43 万 kWh，年平均发电量为 2627.30 万 kW·h，年等效利用小时数为 $26273000/20400=1287.89h$ 。

5.3.4 光伏电站全寿命元件分析

由于电池板在使用寿命内，效率会随着使用年限的增加而下降。在投入运行的第 10 年约下降 9%，在投入运行的第 15 年约下降 12%，在投入运行的第 25 年约下降 19%。

逆变器整机的设计寿命为 25 年，内部元件主要是电容等一般使用寿命为 15 年，需更换元件的造价及更换费用小于整机造价的 10%，在逆变器整机设计寿命内需更换一次。

电气元件及变压器的设计寿命均大于 25 年，不存在更换情况。

5.4 逆变器的选择

5.4.1 逆变器的技术指标

作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备之一，其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。结合《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的及其它相关规范的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

（1）单台容量大

对于大中型并网光伏电站工程，一般选用大容量集中型并网逆变器。目前市场的大容量集中型逆变器额定输出功率在 100kW~1MW 之间，通常单台逆变器容量越大，单位造价相对越低，转换效率也越高。本期工程系统容量为 20MWp，从初期投资、工程运行及维护方面考虑，若选用单台容量小的逆变器，则逆变器数量较多，初期投资相对较高，系统损耗大，并且后期的维护工作量也大；在大中型并网光伏电站工程中，应尽量选用单台容量大的并网逆变器，可在一定程度

上降低投资，并提高系统可靠性；但单台逆变器容量过大，则故障时对发电系统出力影响较大。因此，在实际选型时，应全面综合考虑。

（2）转换效率高

逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的转换效率越高，系统总发电量损失越小，系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时，应选择效率高的逆变器。

本工程要求大容量逆变器在额定负载时效率不低于 95%，在逆变器额定负载 10% 的情况下，也要保证 90%（大功率逆变器）以上的转换效率。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率，欧洲效率是对不同功率点效率的加权，这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

（3）直流输入电压范围宽

太阳能电池组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压范围宽，可以将日出前和日落后太阳辐照度较小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。如在落日余晖下，辐照度小电池组件温度较高时电池组件工作电压较低，如果直流输入电压范围下限低，便可以增加这段时间的发电量。

（4）最大功率点跟踪

太阳能电池组件的输出功率随时变化，因此逆变器的输入终端电阻应能自适应于光伏发电系统的实际运行特性，随时准确跟踪最大功率点，保证光伏发电系统的高效运行。

（5）输出电流谐波含量低，功率因数高

光伏电站接入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满足 GB/T 14549-1993《电能质量公用电网谐波》的规定，光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。要求谐波含量低于 3%，逆变器功率因数接近于 1。

（6）具有低电压耐受能力

《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压耐受能力，具体要求如下：

a) 光伏电站必须具有在并网点电压跌至 20%额定电压时能够维持并网运行

1s;

b) 光伏电站并网点电压在发生跌落后 3s 内能够恢复到额定电压的 90%时,光伏电站必须保持并网运行;

c) 光伏电站并网点电压不低于额定电压的 90%时,光伏电站必须不间断并网运行。

(7) 系统频率异常响应

《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力,逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站表 5-6 所示电网频率偏离下运行。

表 5-6 大型和中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

频率范围	运行要求
低于 48HZ	视电网要求而定
48HZ~49.5HZ	每次低于 49.5HZ 时要求至少能运行 10MIN
49.5HZ~50.2HZ	连续运行
50.2HZ~50.5HZ	每次频率高于 50.2HZ 时,光伏电站应具备能够连续 2MIN 的能力,同时具备 0.2S 内停止向电网线路送电的能力,实际运行时间由电网调度机构决定;此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50.5HZ	在 0.2S 内停止向电网线路送电,且不允许处于停运状态的光伏电站并网。

(8) 可靠性和可恢复性

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,如在一定程度过电压情况下,光伏发电系统应正常运行;过负荷情况下,逆变器需自动向光伏电池特性曲线中的开路电压方向调整运行点,限定输入功率在给定范围内;故障情况下,逆变器必须自动从主网解列。

系统发生扰动后,在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网,且在系统电压频率恢复正常后,逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

(9) 具有保护功能

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。

（10）监控和数据采集

逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到主控室，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，便于电站数据处理分析。

5.4.2 并网逆变器系统设计方案

合理的逆变器配置方案和合理的电气一次主接线对于提高太阳能光伏系统发电效率，减少运行损耗，降低光伏并网电站运营费用以及缩短电站建设周期和经济成本的回收期具有重要的意义，合理的电气一次主接线可以简化保护配置、减少线路损耗、提高运行可靠性。

根据工程实际情况，考虑到未来工程扩建的需要以及国内外大型并网发电系统的成功案例，在电气线路上将 20MWp 分成 20 个独立的 1MWp 系统。并网逆变器的选择可以采用 250kW 和 500kW 两种类型，构成两种系统设计方案。

第一种方案，本工程由 20 个 1MWp 的并网光伏发电单元构成，每 1MWp 并网光伏发电单元由 4 台 250kW 并网逆变器及太阳能方阵组成。并网逆变器输出 0.27kV 三相交流。

第二种方案，本工程由 20 个 1MWp 的并网光伏发电单元构成，每 1MWp 并网光伏发电单元由 2 台 500kW 并网逆变器及太阳能方阵组成。并网逆变器输出 0.27kV 三相交流。

I、现对两种方案构成光伏并网系统分析如下：

（1）方案 1: 250kW 并网逆变器组网方案

逆变器允许的最高直流电压：1000V；最大功率跟踪点电压：820V；逆变器输入电压范围为 450V~820V。将选定的 250Wp 太阳能板每 20 块串联成一串，将 60 串按照每 12 路接入 1 个汇流箱方式接入 5 个汇流箱，再接入一组 250kW 逆变器。

1MWp 光伏并网系统采用 4 台 250kW 逆变器，由于 250kW 逆变器输出为 3 相 0.27kV，所以需将逆变器输出接入升压变压器，并入公共高压电网运行。

方案 1 系统配置表：

	250KW	1MWP	20MWP	备 注
总功率 (KWP)	255	1020	20400	
逆变器数量 (台)	1	4	80	
变压器数量 (台)	0	1	20	0.27KV/35KV, 1000KVA

(2) 方案 2: 500kW 并网逆变器组网方案

逆变器允许的最高直流电压：1000V；最大功率跟踪点电压：820V；逆变器输入电压范围为 450V~820V。将选定的 250Wp 太阳能板每 20 块串联成一串，将 106 串按照每 12 串接入 1 个汇流箱方式接入 9 个汇流箱，再接入一组 500kW 逆变器。

1MWp 光伏并网系统采用 2 台 500kW 逆变器，由于 500kW 逆变器输出为 3 相 0.27kV，所以需将逆变器输出接入升压变压器，并入公共高压电网运行。

方案 2 系统配置表：

	500KW	1MWP	20MWP	备 注
总功率 (KWP)	510	1020	20400	
逆变器数量 (台)	1	2	40	
变压器数量 (台)	0	1	20	0.27KV/35KV, 1000KVA

II、并网逆变器系统设计方案比较

元件数目和逆变器比较方案汇总表：

	方案一	方案二	备 注
总功率 (KWP)	20400	20400	
逆变器数量 (台)	80	40	
变压器数量 (台)	20	20	0.27KV/35KV, 1000KVA

从上表可看出 500kW 方案较 250kW 方案逆变器明显减少，相应的联系电缆也明显减少，500kW 方案经济性较好。

III、两种方案总体比较

(1) 方案 1: 采用 80 台 250kW 组成 20MWp 系统。

优点：国内外生产 250kW 逆变器现场运行时间都比较长，产品成熟度高；单台设备损坏或停电维护占光伏电厂容量的 1.25%，对电厂系统影响较小。

缺点：250kW 的并网逆变器数量较多，系统较复杂，所需的一、二次设备明显多于方案 2，投资较大，且光伏电站整体转换效率相对较低，经济性较差。

(2) 方案 2：采用 40 台 500kW 组成 20MWp 系统。

优点：国内外生产 500kW 逆变器现场运行时间都比较长，产品成熟度高；所需逆变器较少，系统较为简单。转换效率较高，所需的一、二次设备少于方案 1。

缺点：单台容量较大，单台损坏或维护时对发电系统的影响较方案 1 大。

综上所述，本项目若采用 40 台国产 500kW 逆变器投资适中，线路较为简单，单台设备出现故障时维护量较少，投资相对较低，经济性较好。本工程推荐采用方案 2，使用国产 500kW 逆变器作为并网逆变设备。

5.4.3 逆变器的选型

通过对逆变器产品的考察，现选取几家国内外技术较为成熟的逆变器做参数比较，如表 5-7 所示。

表 5-7 500kW 及以上规格逆变器主要参数对比表

逆变器型号	最大直流 输入功率 (KW)	最大直 流电压 (V)	最大输 入电流 (A)	额定输 出功率 (KW)	输出 电压 (V)	输出频 率 (HZ)	MPPT 范 围 (V)	最大效率 (%)	欧洲效 率 (%)	功率因 数	谐波畸 变率 (%)	工作海拔 (M)
SG500KTL	550	880	1200	500	270	50/60	450~820	98.7	98.5	≥ 0.99	3	≤ 6000
GTI-500	560	880	1200	500	270	50/60	450~820	98	97	≥ 0.99	≤ 3	≤ 3000
GBL200-500	550	1000	1200	500	270	50/60	450~820	98.4	98	≥ 0.99	≤ 3	未提供
GT 500E	550	940	1120	500	315	50/60	450~800	98.1	97.6	≥ 0.99	≤ 3	≤ 1500
GT 630E	690	940	1120	630	375	50/60	575~880	98.4	98.2	≥ 0.99	≤ 3	≤ 1500
SSL 0500	560	1000	1200	500	380	50/60	300~850	98.3	97.7	≥ 0.99	≤ 3	≤ 3000
SPG-500KTL	560	880	1050	500	270	50/60	400~850	98	95	≥ 0.99	≤ 3	未提供
RXPV9S-500K	620	1100	924	514	270	50	540~950	98.5	98.2	≥ 0.99	≤ 3	≤ 3000
SINVERT-50MTL	513	1000	1050	465	328	50	515~750	98.2	97.7	≥ 0.99	≤ 3	≤ 1000
XNY-GC-500KTL	550	880	1200	500	300	50	450~820	98.7	98.5	≥ 0.99	≤ 3	≤ 1500

由表 5-7 比较可以看出，各厂家提供的逆变器技术参数均满足国家电网发展 [2009]747 号《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》（试行）的要求。根据前述选型原则，结合场址区实际气候、海拔等特性，并考虑本工程所选的太阳电池组件与逆变器的匹配性，尽量降低投资的前提下，经对比分析，故本工程推荐选用 500kW/台的逆变器，拟采用阳光电源 SG500KTL 光伏并网逆变器，其主要技术参数见表 5-8。

表 5-8 选用逆变器主要技术参数

序号	名称	技术参数
1	逆变器型号	SG500KTL
2	隔离方式	无变压器隔离
3	直流侧参数	
3.1	最大直流电压	900VDC
3.2	最大功率电压跟踪范围	450VDC~820VDC
3.3	推荐最大直流功率	550KWP
3.4	最大输入电流	1200A
3.5	最大输入路数	16 路
4	交流侧参数	
4.1	额定输出功率	500
4.2	额定输出电压和频率	三相 270VAC、50HZ
4.3	允许电网电压	210VAC~310VAC
4.4	输出频率范围	47HZ~51.5HZ
4.5	额定电网电压	270VAC
4.6	输出电流波形畸变率	<3%（额定功率）
4.7	功率因数	自动运行模式 ≥ 0.99 （额定功率） 调节控制模式： $-0.95 \sim +0.95$
4.8	最大交流输出电流	1176A
5	系统参数	
5.1	最大效率	98.70%
5.2	欧洲效率	98.50%
5.3	防护等级	IP20
5.4	夜间自耗电	<100W
5.5	运行自耗电	<2KW

5.6	允许运行环境温度	-25℃~+55℃
5.7	散热方式	风冷
5.8	允许相对湿度	0~95%
5.9	要求电网形式	IT 电网
5.10	自动投运条件	直流输入及电网满足要求，逆变器将自动运行
5.11	断电后自动重启时间	5MIN
5.11	允许最高海拔	6000M(超过 3000M 需降额使用)
5.12	低电压穿越	有
5.13	显示与通讯	触摸屏 RS485 通讯接口
5.14	断电后自动重启时间	5MIN
6	机械参数	
6.1	外形尺寸(宽 X 高 X 深)	2800X2180X850
6.2	净重	2288KG
7	相关认证	金太阳认证、TUV 认证、KEMA 认证

6 系统部分

6.1 电力系统概况

6.1.1 新疆电网现状

新疆电网近年来取得了快速发展，目前已形成以乌鲁木齐为核心，东至哈密，西至博州、伊犁，北到阿勒泰，南至喀什、和田，以 750kV、220kV、110kV 电压等级为主体的覆盖全疆的输、配电网。电网东西伸展约 2200km、南北约 3300km，覆盖地域约 120 万 km^2 ，其 220kV 是世界上覆盖面积最广的区域性电网。截至 2011 年底，新疆电网系统规模如下。

(1) 电源装机：全网总装机容量 19556MW，其中火电 14055MW，占总装机容量的 71.87%；水电 3254MW，占总装机容量的 16.64%；风电 1361MW，占总装机容量的 6.96%；燃气 841.72MW，占总装机容量的 4.31%；生物质能源 24MW，占总装机容量的 0.12%；光伏发电 20MW，占总装机容量的 0.1%。若考虑新疆电网以及个别独立运行的小电网装机，则总装机约为 20206MW。

(2) 110kV 及以上变电设备：新疆电网共有 5 座 750kV 降压变电站，变压器 5 台，总变电容量 7000MVA；220kV 降压变电站 65 座，变压器 116 台，总变电容量 15956MVA；110kV 降压变电站 405 座，变压器 697 台，总变电容量 21040.68MVA。

(3) 110kV 及以上输电线路：新疆电网 750kV 线路 6 条，长度为 1629.623km。220kV 线路 160 条，长度 10062.11km。110kV 线路共 792 条，长度为 21799.36km。

2011 年全疆发电量为 776.72 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ ，较 2010 年同比增长 35.31%。2011 年新疆电网全疆最大用电负荷 12113MW，出现在 8 月，较 2010 年同比增长 31.22%；2011 年全疆最大发电负荷 12367MW，较 2010 年同比增长 31.25%。

6.1.2 呼图壁电网概况

呼图壁县供电处于乌鲁木齐、石河子、玛纳斯三大电网覆盖之下。已建成 220kV 变电站 1 座、容量为 12 万 kVA，110kV 变电站 2 座、总容量为 8.3 万 kVA，35kV 变电所（站）11 座，总容量为 5.855 万 kVA。

呼图壁工业园是呼图壁县发展煤电煤化工以及装备制造的重要基地，目前园

区供电出线口为园区外 9 公里处 35kV 嘉七庄变电站,分别由 10kV 嘉桃线和 10kV 嘉园线两条线路为园区供电。35kV 嘉七庄变电站已于 2012 年 6 月中旬达到满载,园区内供电紧张矛盾突出。

为保障现有企业的正常生产运营和今后承载新入住企业供电需求,根据园区用电负荷的需要,园内将于 2013 年初建成一座 110kV 高桥变电站(2×5 万 kVA , 2013 年 4 月投产),三家高耗能企业将于 2013 年内分别投建一座 110kV 自备变电站(均 10 万 kVA , 年内投产),年底园区将启动一座 220kV 变电站新建工程(4×18 万 kVA , 2014 年初投产)。为园区提供电力支持,满足区内各企业的用电需要。

“十二五”期间,将建成 220kV 宁州户变电站,完成 220kV 锦华变电站增容,新增 220kV 变压器 3 台;建成桃园、西沟、城西南、二十里店、阿苇滩、苇子沟等 110 千伏输变电工程,新增 110 千伏主变 10 台,新增变电容量 440 MVA;新建园户村、红山、漠城、小土古里、龙王庙、独山子平台等 35 千伏输变电工程,新增 35 千伏主变 21 台,新增变电容量 210 MVA;新增 110 千伏线路 247 公里,新增 35 千伏线路 209 公里。加快推进中压配电网建设,完成城市电网的功能化改造,加强农网和山区配电网的完善和改造。“十二五”期间,新建 10 千伏线路 580 公里,10 千伏配电变压器 423 台,改造 10 千伏线路 460 公里。开展智能化电网工程建设,完成农网智能化综合示范工程。

6.2 电力系统规划

6.2.1 新疆电力系统规划

到 2010 年,新疆 750kV 电网形成西起伊犁、东至哈密、中间经乌鲁木齐,自西向东覆盖天山北部和天山东部大部分地区的 750kV 骨干网架,即伊犁—乌鲁木齐—吐鲁番—哈密 750kV 主输电通道;将 750kV 电网延伸至南疆的巴州,形成主网至南疆的 750kV 输电通道;通过 750kV 电网实现新疆与西北电网联网。2010 年新疆建成 750kV 变电站 6 座,开关站 1 座,主变容量 8500MVA,建成 750kV 线路 8 条,总长度约 2092km(不含联网线路)。

“十二五”期间,新疆 750kV 电网发展目标是:形成围绕乌鲁木齐、昌吉负荷中心的 750kV 小环网(凤凰—乌北郊—东郊—西山—凤凰),形成围绕天山山脉东、西段的两个 750kV 大环网(伊宁—奎屯—凤凰—乌北郊—吐鲁番—巴州—

库车—伊于西部环网，乌鲁木齐—准东—哈密—吐鲁番—乌鲁木齐东部环网），并以环网为依托，向南疆进一步延伸，形成哈密、准东两个特高压直流外送出口。

“十三五”期间，随着新疆电网各地区间交换功率的进一步增大，加强相应断面的网架，主要断面均形成双回 750kV 线路。对外，送电规模进一步扩大，与西北电网第二个 750kV 输电通道形成，准东、哈密分别建成至中东部地区的 2 回特高压直流，伊犁地区建成至中东部地区的 1 回特高压直流。

6.2.2 呼图壁电网发展规划

6.2.2.1 电网规划

呼图壁“十二五”电力行业的目标是：围绕产业发展，加快分布电源、智能电网建设，做大做强电力能源产业。坚持适度超前、优化结构、节能高效、环保安全的原则，加快能源电力产业发展，为大工业发展提供强力支撑。以电源建设、煤矿建设为重点，加快发展火电，积极发展太阳能等清洁能源，优化能源结构。推广节约能源和综合利用技术，提高能源的利用效率。

呼图壁工业园附近的电网规划是：

（1）近期规划

根据园区用电负荷的需要，园内将于 2013 年初建成一座 110kV 高桥变电站（2×5 万 kVA，2013 年 4 月投产），三家高耗能企业将于 2013 年内分别投建一座 110kV 自备变电站（均 10 万 kVA，年内投产），年底园区将启动一座 220kV 变电站新建工程（4×18 万 kVA，2014 年初投产）。为园区提供电力支持，满足区内各企业的用电需要。

（2）“十二五”规划

在“十二五”期间，继续完善 220kV 骨干网架，满足大中型用电企业需求。重点建设 220kV 输变电工程，满足园区经济发展对电力的需求。

“十二五”期间，新增电力用户规模大，包括煤矿技术改造及整合、新建大型煤矿，负荷集中，供电要求高，10kV 和 35kV 很难满足。因此，“十二五”将重点建设 110kV 工程。

“十二五”期间，合理布局建设 220kV 输变电工程，进一步完善 220kV 骨干网架；进一步完善 110kV 供电网络，提高区域供电能力和供电质量。

6.2.2.2 电源规划

目前，呼图壁县已有大唐电厂一期 $2 \times 300\text{MW}$ 、二期 $2 \times 300\text{MW}$ 、三期 $2 \times 300\text{MW}$ 工程项目列入了国家工程计划，总装机容量为 1800MW ，建设地点为五工台镇龙王庙南侧。根据呼图壁县“十二五”社会和经济展速度以及国家能源基地的定位，预计到 2015 年，将重点建设三个 $2 \times 300\text{MW}$ 热电联产项目，四个 $2 \times 75\text{MW}$ 自备电厂和 200MW 的光伏电厂，其中热电联产装机容量将达到 2400MW 。表 6-1 是“十二五”期间呼图壁县规划建设的电源项目。

表 6-1 “十二五”期间呼图壁县规划建设的电源项目

序号	项目名称	装机容量 (MW)	建设地点
1	大唐电力一期	2×300	五工台镇龙王庙南侧
2	大唐电力二期	2×300	五工台镇龙王庙南侧
3	大唐电力三期	2×300	五工台镇龙王庙南侧
4	自备电源	2×75	工业园
5	自备电源	2×75	工业园
6	自备电源	2×75	工业园
7	自备电源	2×75	工业园
8	分布式光伏发电	200	工业园园区及主要公共建筑屋顶
总计		2600	

呼图壁“十二五”阶段电源布局规划明确，突出清洁能源的重要地位，以丰富的太阳能资源为立足，大力发展光伏产业。通过上表也发现，光伏电站装机容量占呼图壁“十二五”电源规划总量的比例还是较小，对电网的整体影响也较小，说明光伏发电项目在呼图壁还有很大的发展空间。

呼图壁工业园将成为昌吉州地区未来发展速度最快、最具成长潜力的产业园区之一，同时也将推动呼图壁经济蓬勃发展。随着居民生活质量的提高、经济的繁荣以及电网网架结构的加强和供电条件的改善，预计园区内电力需求将保持飞速发展的势头，尤其是夏季空调负荷和冬季采暖负荷将快速增长。但与日益增长的用电需求形成鲜明对比的是园区供电量的不足。太阳能是大自然馈赠的最得天独厚的优势，因此呼图壁必须立足于现有能源资源，全力提高资源利用效率，扩大资源的综合利用范围，而光伏发电技术无疑是解决问题的关键。

6.3 呼图壁电力消纳及负荷预测

根据《呼图壁电网“十二五”发展规划》研究报告并结合近年来呼图壁电网电力市场的走势，考虑到煤炭资源开发及煤化工等大项目的建设对负荷水平的快速拉动作用，对呼图壁工业园“十二五”、“十三五”期间电力需求预测结果如表

6-2 所示，推荐中水平方案。

表 6-2 呼图壁工业园电力需求预测表

	类别	2012 年	2013 年	2015 年	2020 年	十二五增长率	十三五增长率
需电量（亿 kWh）	高水平	21.88	29.54	53.83	123.15	35.4%	18.0%
	中水平	18.45	23.06	36.03	72.40	25.5%	15.0%
	低水平	15.23	17.97	25.02	40.26	17.8%	10.0%
最大负荷（MW）	高水平	644.1	886.9	1620.4	3690.1	35.0%	18.0%
	中水平	551.5	690.5	1083.2	2172.7	25.0%	15.0%
	低水平	456.5	541.9	748.1	1209.2	18.0%	10.0%

由于近两年园区投产几家大型高负荷、高耗能企业，所以需电量和用电负荷急剧扩张，园区整体极度缺电。预计呼图壁地区 2015 年需电量为 36.0 亿 kWh，最大负荷 1083MW；2020 年需电量为 72.4 亿 kWh，最大负荷 2173MW，用电供求问题亟需解决。

目前呼图壁地区正处于经济飞速发展的阶段，人口增长速度快，工业园区用电需求以每年 25% 以上的速度激增。呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目预计年均发电量 2627.3 万 kWh，建成后发电量可以实现发电自发自用、就地消纳的目的，而且传输距离小，对电网的影响也降到最低，充分体现了光伏发电的优越性。所以呼图壁必须立足于现有能源资源，大力发展光伏发电技术。

因此，从电力市场空间分析来看，呼图壁县开发建设一定规模的光伏电站是合适的；从电力系统运行来看，呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目发电量在工业园内部是能够消纳的。

6.4 接入系统方案设想

本工程位于呼图壁县西北部 25km，距呼图壁工业园北部 5km，312 国道北侧。本工程东南部有 110kV 高桥变电站，本期为 1 台主变，总容量为 50 MVA。配套送出工程 110kV 线路两条，35kV 线路 2 条，10kV 线路 6 条。拟建变电站距本工程项目地约 4 公里。

根据光伏电站装机规模和电网中所处的位置，结合光伏电站场内集电系统电气接线的设计情况，提出如下接入系统方案：

方案 1：本期新建 1 座 35kV 开关站，出 1 回 35kV 线路接入 110kV 高桥变

电站，35kV 送出线路长约 4km，选用 LGJ-185 型导线。

方案 2：本期新建 1 座 10kV 开关站，出 2 回 10kV 线路接入 110kV 高桥变电站，10kV 送出线路长约 4km，选用 LGJ-185 型导线。

呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目装机容量 20MWp，上述 2 个方案均能满足本期 20MWp 光伏装机的送出。由于工程地距工业园 110kV 变电站 4km，10kV 送出线路损耗较大且不稳定，因此本报告暂考虑本工程以方案 1 送出，具体的接入方案待接入系统报编制时综合分析考虑。

上述提出呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目的接入系统方案设想，只是为光伏电站的建设、设备选型和布置提供依据。最终接入系统方案以电力部门对“接入系统设计专题报告”的批复文件为准。

6.5 系统调度自动化

6.5.1 接入系统概况

呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目位于昌吉州呼图壁工业园。根据系统一次方案，本光伏电站拟建一座 35kV 开关站，35kV 母线按单母线接线设计，本期出线 5 回，其中 1 回 35kV 线路接入 110kV 高桥变电站，4 回为光伏场内集电线路。

6.5.2 调度组织关系

本光伏电站地处新疆电网的覆盖下，根据新疆电网调度规程，光伏电站应由昌吉地调调管，远动信息直接送往昌吉地调。

6.5.3 远动信息配置

本工程远动信息内容按遥测、遥信配置，具体配置内容待初步设计阶段予以明确。

6.5.4 电能计量系统

本光伏电站装设 1 套电能量远方终端，用于完成关口计量点及考核点的电能信息采集、处理，并向昌吉电能计量中心上传电能量信息；电能量远方终端应具备网络和拨号两种通信方式，以便满足昌吉地调的需要。

系统关口计量点设在 110kV 高桥变的 35kV 进线侧，本光伏电站 35kV 出线

侧作为计量校核侧，计量表计均按 1+1 配置，电能表有功精度为 0.2S 级、无功 2.0 级；其他侧按考核侧考虑，电能表按 1+0 配置，电能表精度：有功 0.2S 级，无功 2.0 级。

计量用电压互感器精度为 0.2 级，电流互感器精度为 0.2S 级。

6.5.5 电能质量在线监测

根据“国家电网公司 Q/GDW 617-2011《光伏电站接入电网技术规定》”要求，本光伏电站并网点处考虑配置 1 套电能质量在线监测装置，用于实时监测电能质量数据并远传至调度部门。

要求该装置应为满足 IEC61000-4-30-2003 标准要求的 A 类电能质量在线监测装置；光伏电站电能质量数据应至少具有 1 年及以上的存储能力。

6.5.6 有功功率控制

根据“Q/GDW 617-2011《光伏电站接入电网技术规定》”要求，本光伏电站应配置 1 套有功功率控制系统，光伏电站在并网运行后，能够接收并自动执行电网调度部门远方发送的有功功率控制信号，并根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出。

6.5.7 无功功率和电压

根据“Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》”要求，本光伏电站应配置无功电压控制系统，具备无功功率及电压控制能力。根据电力调度部门指令，光伏电站自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制光伏电站并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

6.5.8 光伏发电功率预测预报系统

根据“西电监办[2011]165 号《西北区域光伏电站并网管理暂行规定》”要求，光伏电站应配置电站端功率预测系统，收集气象资料，研究并积累天气对光伏电站输出功率的变化规律，不断提高预报精度，实现光伏电站短期、超短期、中长期功率预测。

短期预测的时间尺度为未来 0-24 小时，时间分辨率为 15min，超短期预测时间尺度为未来 15min-4h，每 15min 滚动预测，并向电力调度机构上传功率预测结果。

电力调度机构根据光伏发电功率超短期预测结果和实际运行情况对日发电调度计划曲线进行调整。

6.5.9 远动通道要求

为了适应昌吉地调调度自动化系统的要求，本光伏电站至昌吉地调将采用网路和数字两种方式传送远动信息，即采用网络方式时，由光伏电站计算机监控系统通过交换机、路由器等设备接入光纤通道，传输速率为 2Mbit/s，通信规约为 IEC60870-5-104；采用数字方式传输时，传输速率为 2400bit/s，通信规约为部颁 CDT 和 IEC60870-5-101；

要求通道误码率在信噪比 17dB 时不低于 10^{-5} ；

数据传输接口需配置过电压防雷装置；

电量信息上传通道：本光伏电站至昌吉地调将采用网络方式上传电量信息，通信规约为 IEC60870-5-102，由通信专业统一组织。

6.5.10 调度数据网络接入设备

本期光伏电站由昌吉地调调管，为使光伏电站的远动实时信息、电量信息通过电力调度数据网络上传地调，需在光伏开关站内配置 1 套地调调度数据网络接入设备，它包括局域网交换机和路由器等设备，并实现安全 I、II 区接入。

6.5.11 电力系统二次安全防护

根据《全国电力二次系统安全防护总体方案》，确定本光伏电站二次系统安全防护方案。本工程上传调度的远动信息、电能量信息，采用调度数据网络传输方式，需要配置纵向加密认证装置 1 套（地调用），以防止病毒和黑客攻击。

6.5.12 与调度端接口

昌吉地调主站系统需增加相应接口设备，其费用列入估算；

表 6-3 系统调度自动化设备表

序号	名 称	单位	数 量	备 注
1	远动终端			与电站计算机监控系统合用
2	电力调度数据网络屏，内含：	面	1	
	接入路由器	台	1	
	接入交换机	台	2	
	纵向加密认证装置	台	1	

	电能量远方终端	台	1	
3	电能质量在线监测装置	面	1	
4	有功功率无功功率控制屏，内含：	面	1	
	有功功率控制系统	套	1	
	无功功率、电压控制系统	套	1	
5	光功率预测预报系统	套	1	
6	地调端接口设备	套	1	
7	网线及电缆	套	1	

6.5.13 系统保护

6.5.13.1 光伏电站接入系统概况

根据系统一次推荐接入方案，光伏电站拟建一座 35kV 开关站，以 1 回 35kV 线路接入 110kV 高桥变，新建 35kV 线路长约 4km。

6.5.13.2 系统保护及安全自动装置配置

根据《继电保护和安全自动技术规程》和有关“反措”要求，依据系统一次的接入系统推荐方案，系统继电保护配置方案如下：

（1）35kV 线路保护

为了光伏电站安全运行，本期光伏电站 35kV 出线考虑配置一套光纤电流纵差保护装置，该保护装置采用电流差动保护作为主保护，限时电流速断和过电流保护作后备保护，并具有三相一次重合闸功能；光纤通道采用专用式，线路两端保护装置型号应保持一致。

（2）逆功率解列

根据“Q/GDW 617-2011《光伏电站接入电网技术规定》”要求，考虑在 35kV 开关站配置 1 套逆功率解列装置，当检测到逆向电流超过额定输出的 5%时，光伏电站应在 0.5~2s 内停止向电网送电。

（3）故障录波装置

根据“西电监办[2011]165 号《西北区域光伏电站并网管理暂行规定》”的要求，同时为了便于了解故障时系统的运行情况，分析继电保护装置的動作时间及事故原因，迅速确定故障性质及故障点位置，从而及时处理事故，提高系统的稳定运行水平，本光伏电站考虑配置 1 套故障录波装置，用于记录 35kV 电压等级的有关电气量和继电保护装置及断路器相关开关量的動作情况；根据规程要求，故障录波装置应能记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况，并将故障信息上传调度

部门。

故障录波装置模拟量按 64 路、开关量按 128 路配置。

表 6-4 系统继电保护配置设备表

序号	名 称	单位	数量	备注
一	光伏发电站侧			
1	光纤纵差保护装置	面	1	
2	故障录波装置	套	1	
3	逆功率解列装置	套	1	
二	配套送出工程			
1	光纤纵差保护装置	面	1	110kV 高桥变

6.5.14 系统通信

6.5.14.1 工程概况

根据系统一次推荐方案，呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目将新建 1 座 35kV 开关站，该光伏开关站 35kV 出线规划 5 回，本期全部建成。其中 1 回 35kV 线路接至 110kV 高桥变，新建线路长度约为 4km；4 回接至本期光伏场内集电线路，35kV 集电线路总长约 6.2km。

6.5.14.2 系统通信方案

本光伏开关站随 35kV 送出线路架设 1 条光缆接入 110kV 高桥变。

拟建光伏电站至工业园 110kV 变的通信采用光纤通信为主要通信方式，备用通信方式为市话，光电路采用 SDH 传输体制，传输速率按 155Mbit/s 考虑。

6.5.14.3 通信通道组织

呼图壁县化工园区 20MWp 光伏电站至昌吉地调传送路由为：呼图壁县 20MWp 并网光伏电站—110kV 高桥变—昌吉地调。

6.5.14.4 系统通信配置

拟建光伏电站随 35kV 线路架设一条 4km12 芯 OPGW 光缆（含 5%富裕度及两端进站各 300m 导引光缆）至 110kV 高桥变。其中，保护占 4 芯，通信占 4 芯，其余 4 芯备用。

本工程需在该光伏电站侧配置 1 套 SDH 155Mbit/s 光传输设备，并配置相应的 PCM 设备 1 台及综合配线柜 1 面；本光伏电站建议不配置数字程控调度机，利用当地电信公网来满足光伏电站的对外通讯，但需配置一套 8 路数字录音系统来完成本站的调度通讯录音功能，录音系统与 PCM 设备组一面屏。

由于呼图壁县化工园区 20MWp 光伏电站的接入，需在 110kV 高桥变光传输设备中新增 2 块 SDH（传输速率 155Mbit/s）光板以满足该光伏电站的接入需要，并且在昌吉地调新增 PCM 设备 1 台用来连通新建光伏电站至昌吉地调的通信及远动信息的上传。

6.5.14.5 光伏电站场内通信

该光伏电站以 4 回 35kV 集电线路接入 35kV 光伏开关站；通信主通道采用光纤以太网通讯，通信媒体介质为 8 芯直埋光缆进行场内各设备与监控系统间通信，与 35kV 集电线路一同敷设，光缆长度 8.9km。

6.5.14.6 通信电源系统

在光伏电站设立一套单独的通信电源，容量为-48V/60A/60Ah。

表 6-5 系统通信设备表

序号	名 称	单位	数量	备注
一	光伏电站侧			
1	SDH 光传输设备（155Mbit/s）	台	1	含网管系统
2	PCM	台	1	
3	综合配线柜	面	1	
4	数字录音系统（8 路）	台	1	
5	通信电源（-48V/60A/60Ah）	套	1	
6	8 芯直埋光缆	公里	8.9	
7	电力电缆	米	100	
二	配套送出部分			
1	SDH 光板（155Mbit/s）	块	2	110kV 高桥变
2	12 芯 OPGW 光缆	公里	6.9	含导引光缆

7 电气部分

7.1 电气一次

7.1.1 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：

- (1) 《光伏电站接入电力系统技术规定》 GB/Z 19964-2005；
- (2) 《电力变压器选用导则》 GB/T 17468-2008；
- (3) 《高压输变电设备的绝缘配合》 GB 311.1-1997；
- (4) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》 DL/T 620-1997；
- (5) 《交流电气装置的接地》 DL/T 621-1997；
- (6) 《变电所总布置设计技术规程》 DL/T 5056-2007；
- (7) 《高压配电装置设计技术规程》 DL/T 5322-2005；
- (8) 《导体和电器选择设计技术规定》 DL/T 5222-2005；
- (9) 《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定（试行）》 国家电网发展（2009）747 号；
- (10) 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）》 国家电网生技（2005）400 号；

其他相关的国家、行业标准规范，设计手册等。

7.1.2 电气主接线

7.1.2.1 光伏发电工程电气主接线

本期工程建设规模为 20MWp，全部采用 250Wp 多晶硅电池组件，电站共设 20 个 1MWp 的子方阵。每 500kWp 太阳能电池经一台直流柜与一台 500kW 逆变器构成一个光伏发电单元，每个光伏发电单元经 500kW 逆变器将直流电转换为低压交流电，逆变器室两个光伏发电单元经 1 台 1000kVA 双分裂绕组升压变压器将逆变器输出交流电压升压。

箱变电压等级为 10kV 或 35kV，为了节省电缆量，可采用集电线路将若干台箱变先并联再送至开关站的方案。10kV 或 35kV 集电线路方案各选以下两种典型方案比较。两种电压等级各选出一个最佳方案。

光伏电站交流并网电压为 35kV，逆变器出口电压为 0.27，升压方式可分为：逆变器交流输出 0.27kV 升压 35kV 两级升压并网和 0.27 升压 35kV 直接升压并网的两种方式。

方式一：0.3kV 升压 10kV 升压 35kV 两级升压方式

本方式为每个 1MWp 逆变器的 2 台 500kW 逆变器出口电压（0.27）经一台容量为 1000 kVA 升压变电站升压至 10kV 后，采用 10kV 电缆汇流至 10kV 配电母线，再通过 1 台容量为 20000kVA、38.5/10kV 主变压器升压至 35kV 后接入电网。

本方式光伏电站主要电气设备有 20 台 1000kVA、10/0.3/0.3kV 箱式升压变电站，1 台 20000kVA、38.5/10kV 主变压器，8 面 10kV 高压开关柜以及 1 套 35kV 户外升压设备（含断路器、CT、PT、避雷器、避雷针等）。

方式二：0.3kV 升压 35kV 直接升压方式

本方式为每个 1MWp 逆变器的 2 台 500kW 逆变器出口电压（0.27kV）经一台容量为 1000 kVA 升压变电站升压至 35kV 后，采用 35kV 电缆汇流至 35kV 配电装置后接入电网。

此方式光伏电站主要电气设备需 20 台 1000kVA、35/0.27/0.27kV 箱式升压变电站，9 面 35kV 高压开关柜以及 35kV 户外设备（含断路器、CT、PT、避雷器、避雷针等）。

本工程选择升压方式二。

即：电气主接线图见下图。

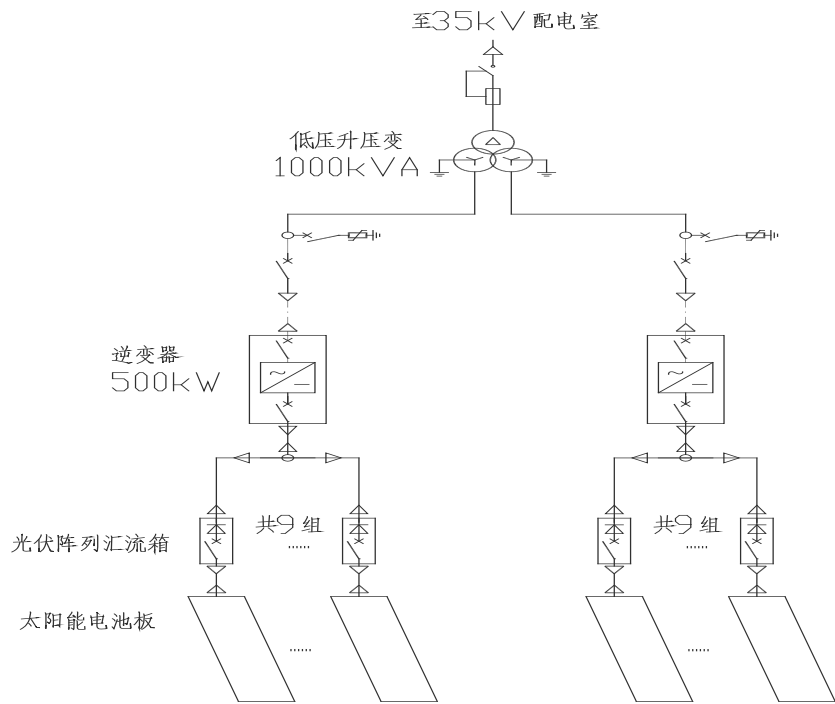


图 7-1 低压配电室电气主接线图

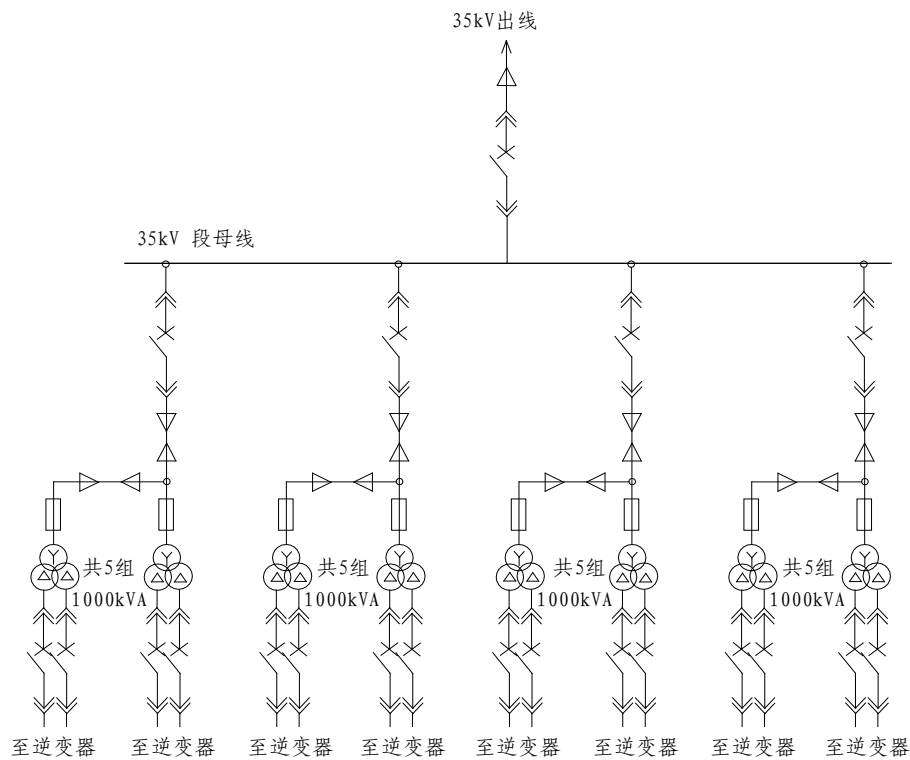


图 7-2 35kV 电气主接线图

电站共 20 个 1MWp 光伏发电单元，每个发电单元设置 1 台 1000kVA、35 kV 双分裂绕组箱式变，5 台 35kV 双绕组箱式变再高压侧并联为 1 个联合进线单元；

4 个联合进线单元分别接入 35 kV 母线侧，汇流为 1 回 35kV 出线接入地方电网，电站采用单母线接线，4 回进线，1 回出线。

7.1.2.2 无功补偿

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》对光伏电站并网的要求，本电站除需满足站内箱变、集电线路等的无功损耗外，还需具有一定的调节范围要求，该无功补偿装置能够实现动态的连续调节以控制并网点电压，并满足电网电压波动要求，同时具有滤波功能，以满足电网对供电质量的要求。同时考虑《光伏电站无功补偿技术规范（征求意见稿 GB/T-201X）》相关条文：通过 10（6）kV~35（20）kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应能在超前 0.98~滞后 0.98 范围内连续可调，有特殊要求时，可做适当调整以稳定电压水平。

经计算，光伏电站满发时，汇集系统（含箱变和 35kV 电缆线路）容性无功损耗约为 1.08Mvar；35kV 送出线路一半的感性无功损耗约为 0.23Mvar，因此本期 20MVA 主变 35kV 母线安装的容性无功补偿容量应不小于： $1.08+0.23=1.31\text{Mvar}$ 。

为了减小光伏电站满出力送出和线路空载时开关站 35kV 母线电压波动，应配置适当容量的感性无功补偿容量，并且采用动态无功补偿装置。

所以，考虑一定裕度，本工程在 35kV 母线上装设 1 组能从感性到容性连续调节的 SVG 动态无功补偿装置，容量约为 -2~+2Mvar。

动态无功补偿装置的型式和补偿容量以电网主管部门最终审查通过的接入系统设计报告和审批意见为准。

7.1.2.3 各级电压中性点接地方式

根据最新颁布的 GD003-2011《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》（试行）中规定，需计算光伏发电工程单相接地电容电流值，并提出相应的消弧消谐措施。

本光伏电站 35kV 所用电缆：电缆型号为 ZR-YJV22-3×70，总长度约 6km。

单相接地电容电流为 21.46A，超出了规程规定的不大于 10A 的要求，因此本期工程 35kV 侧考虑采用中性点接消弧线圈接地，消弧线圈容量 585kVA，经整定消弧线圈容量选 630kVA，接地变容量为 630kVA。

具体消弧线圈容量以接入系统报告为准。

7.1.3 配电装置型式及布置

35kV 配电装置推荐采用手车式开关柜设备户内布置在 35kV 配电室内,35kV 出线采用 35kV 电缆引至终端杆,经架空线送出,户外隔离开关及避雷器均在终端杆上安装。

35kV 无功补偿装置采用 SVG 成套装置,户外布置。

7.1.4 厂用电

本工程拟采用双电源供电方式,一路电源(主电源)引自就近 10kV 公网电源线路,一路电源(备用电源)引自本电站 35kV 母线,经一台 35/10kV 变压器降压至 10kV,两路电源在 10kV 侧设置备自投装置。自 10kV 母线分别引 2 回 10kV 线路,1 回引至 10/0.4kV 阵列箱变,为阵列区负荷供电,1 回引至生产楼 10/0.4kV 变压器,为生产楼内负荷及附近阵列区供电。

表 7-1 逆变器室自用电测算

项 目	额定功率 (kW)	同时率系数	估算负荷 (kW)
逆变器室 UPS	5*3	1	15
逆变器室通风	5*8	0.6	24
盘柜加热器	5	0.6	3
屋外道路照明	15	0.6	9
辅助建筑照明	5	0.6	3
1#-5#逆变小室	40	0.8	32
总 计	86		

由于光伏电站场地面积较大,考虑到线路压降和线损,因此考虑在厂区内以每 5 个 1MWp 方阵为一个厂用箱式变电站的供电区域。根据厂用电初步负荷统计,并根据负荷类型采用不同负荷同时系数,预计 5 个逆变器小室自用电 86kW,故本电站采用 1 台 35/10kV 400kVA 总降压变,1 台 10/0.4kV 250kVA 的箱式变电站向综合办公室和邻近逆变器室供电,另在场地内设 3 台 10/0.4kV100kVA 箱式变电站向其余逆变器室供电。

经光伏电站厂用电初步负荷统计,故本期选用的厂用变压器容量为 400kVA,厂用电仍采用 0.4kV 级电压供电,电能质量能够满足规程规范要求。

7.1.5 主要电气设备选择

7.1.5.1 短路电流计算

35kV 配电装置短路电流水平暂按 31.5kA 考虑，选型时考虑一定裕量，待本区光伏发电接入系统设计审定后再进行校验。

7.1.5.2 设备使用环境条件

极端最高气温	38.8℃
极端最低气温	-26.8℃
海拔高度	1115m

7.1.5.3 35kV 出线设备主要参数

(1) 隔离开关

额定电压	40.5 kV
额定电流	1250A
额定频率	50Hz
额定短时耐受电流	31.5KA/4S
额定峰值耐受电流	80kA
额定雷电冲击耐受电压（峰值）	185 kV
额定短时工频耐受电压（有效值）	95kV

(2) 避雷器

额定电压	54 kV
持续运行电压	43.2 kV
直流 1mA 参考电压	73 kV
操作冲击残压	114 kV
雷电冲击残压	134 kV
陡波冲击残压	154 kV

7.1.5.4 35kV 开关设备主要参数

35 kV 开关设备采用固定式手车柜，开关采用真空断路器。

(1) 真空断路器

额定电压	40.5 kV
额定电流	1250/630A

额定频率	50Hz
额定短路开断电流	31.5kA
额定短路开合电流	80kA
额定短时耐受电流	31.5kA/4S
额定峰值耐受电流	80kA
额定雷电冲击耐受电压（峰值）	185kV
额定短时工频耐受电压（有效值）	95kV

7.1.5.5 35kV 箱式升压变

本工程选用具有运行灵活、操作方便、免维修、价格性能比较优越等优点的箱式变。升压变压器采用双绕组油浸式变压器，电压等级分别为 35/0.27kV。35kV 侧采用负荷开关加熔断器。

（1）35kV 双分裂绕组升压变压器

型式	双分裂绕组升压变压器
容量	1000kVA
变比	38.5±2×2.5%/0.27kV/0.27kV
调压方式	无励磁调压
联接组标号	D, yn11, yn11
短路阻抗	6.5%
冷却方式	自冷/风冷

（2）35kV 负荷开关

额定电压	35 kV
最高工作电压	40.5 kV
额定电流	630A
额定短时耐受电流	25kA/4S
额定峰值耐受电流	63kA

（3）35 kV 熔断器

额定电压	40.5kV
额定电流	40A
熔体额定电流	31.5A

（4）35 kV 避雷器

额定电压	42 kV
持续运行电压	23.4 kV
标称放电电流	5kA
直流 1mA 参考电压	≥ 73 kV
操作冲击电流残压（峰值）	≤ 114 kV
雷电冲击电流残压（峰值）	≤ 134 kV
陡波冲击残压（峰值）	≤ 154 kV

（5）低压断路器（低温型）

额定电压	400V
额定电流	630A
极限分断能力	≥ 50 kA

7.1.5.6 35kV 接地变

形式	三相油浸式双绕组变压器
容量	630kVA
变比	$35 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4$ kV
调压方式	无励磁调压
联接组标号	ZN, ynl1
短路阻抗	6.5%
冷却方式	自冷/风冷

7.1.5.7 35kV 厂用箱式变

形式	三相干式双绕组变压器
容量	400kVA
变比	$35 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4$ kV
调压方式	无励磁调压
联接组标号	D, ynl1
短路阻抗	6.5%
冷却方式	自冷/风冷

7.1.5.8 逆变器出线电力电缆

逆变器与 35 kV 箱式变低压连接采用 1kV 电力电缆连接，经计算，每台逆变器采用 2 根 YJV-3×240mm²的低压电缆并联后与箱式变连接。

7.1.5.9 35kV 电力电缆

35 kV 集电线路采用直埋电缆敷设，每 5 台箱式变环网连接，引入 35 kV 高压室，集电线路采用 YJV22-26/35-3×70mm²35kV 直埋电缆。35kV 出线站引至第一级杆塔采用直埋电缆。

7.1.6 防雷、接地及过电压保护设计

7.1.6.1 光伏阵列部分

(1) 直击雷保护及接地

在光伏阵列中设避雷针出线阴影对光伏组件的性能影响较大，根据《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定，考虑到本地区属于少雷区等因素，确定本电站光伏阵列中不再配置避雷针，主要通过太阳能电池阵列采取电池组件和支架与厂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基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接。

(2) 光伏发电系统过电压保护

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、逆变器集 35kV 箱式变电站内逐级装设避雷器。35kV 以下电气设备以避雷器标称放电电流 5kV 时雷电过电压残压为基础进行绝缘配合，满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620）规范要求。

9.1.6.2 开关站部分过压保护

(1) 直击雷保护及接地

由于光伏阵列面积较大，在阵列中设避雷针出现阴影对阵列的性能影响较大，根据《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定，综合考虑后确定本电站光伏阵列中不再配置避雷针，主要通过电池组件和支架与厂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基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接。逆变器室内所有电气设备均应接地，敷设以水平接地体为主，辅以垂直接地极的人工接地网，并充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体，接地网外缘闭

合，主接地网敷设于冻土层以下。

为了保证人身和设备的安全，门型构架上设置构架避雷器进行直接雷保护，采用在建筑屋顶设热镀锌钢带的方式进行直击雷保护。

(2) 过电压保护及绝缘配合原则

为防止线路侵入波雷电压，在 35kV 母线上安装氧化锌避雷器。满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620) 规范要求。

7.1.7 照明

照明系统电源从厂用电 0.4kV 母线引来。照明系统电压为 AC380/220V。主要部位照明配置如下：

- (1) 逆变器室、中控室及办公室采用吸顶荧光灯。
- (2) 宿舍、走廊及楼梯间采用节能吸顶灯。
- (3) 在办公楼顶及场地周边设投光灯。

7.2 电气二次

7.2.1 编制依据及主要引用标准

电气二次部分编制依据及主要引用标准如下：

- (1) GB14285-2006 《继电保护及安全自动装置技术规程》
- (2) GB50116-2008 《火灾自动报警系统设计规范》
- (3) GB50217-2007 《电力工程电缆设计规范》
- (4) DL/T 448-2000 《电能计量装置管理规定》
- (5) DL/T 5002-2005 《地区电网调度自动化设计技术规程》
- (6) DL/T 5003-2005 《电力系统调度自动化设计技术规程》
- (7) DL/T 5044-2004 《电缆工程直流系统设计技术规程》
- (8) DL/T 5136-2001 《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》
- (9) DL/T 5137-2001 《电测量机电能计量装置设计技术规程》
- (10) DL/T 5149-2001 《220~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规范》
- (11) Q-GDW617-2001 《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》
- (12) 十八项电网重大反事故措施 国家电网生技[2005]400 号
- (13) 《<国家电网公司十八项电网重大反事故措施>（试行）继电保护专业

重点实施要求》调继[2005]222 号

(14)《电力二次系统安全防护规定》电监会 5 号令

(15)《电力二次系统安全防护总体方案》、《变电站二次系统安全防护方案》
电监安全[2006]34 号

7.2.2 工程概况及主接线

电站共 20 个 1MWp 光伏发电单元，每个发电单元设置 1 台 1000kVA、35kV 双分裂绕组箱式变，5 台 35kV 双分裂绕组箱式变再高压侧并联为 1 个联合进线单元；4 个联合进线单元分别接入 35kV 母线侧，汇流为 1 回 35kV 出线接入地方电网。电站采用单母线接线，4 回进线，1 回出线。

7.2.3 电站二次设计原则

(1) 电站按“无人值班（少人值守）”的方式进行设计。

(2) 电站监控系统采用以计算机监控系统为基础的集中监控方案。中控室不设置常规监控设备。

(3) 综合自动化系统采用开放式分层分布系统结构。

(4) 计算机监控系统必须满足中国国家标准《计算机信息系统安全等级划分准则》及电监会 5 号令《电力二次系统安全防护规定》和“关于印发《电力二次系统安全防护总体方案》等安全防护方案的通知”的要求。并按国家电力监管委员会“关于印发《电力行业信息系统等级保护定级工作指导意见》的通知”确定电站信息安全保护等级。

7.2.4 调度管理

本电站建成接入系统后，由新疆自治区尽心调度管理，远动信息向省调传送。

7.2.5 电站自动化系统

电站的综合自动化以微机保护和计算机监控系统为主体，加上其他智能设备构成电站综合自动化系统。电站配置一套计算机监控系统，并具有远动功能，根据调度运行的要求实现对电站的控制、调节、本站采集到各种实时数据和信息，经处理后可传送上级调度中心。

7.2.5.1 计算机监控系统主要任务

计算机监控系统的任务是根据电力系统的要求和电站的运行方式，完成对站

内 35kV 线路、35kV 开关柜、SVG 装置、控制电源系统、光伏发电设备及逆变器等电气设备的自动监控和调节，主要包括：

- (1) 准备、及时地对整个电站设备运行信息进行采集和处理并事实上送。
- (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。

7.2.5.2 计算机监控系统功能

计算机监控系统设置如下功能：

(1) 数据采集与处理功能

系统对站内主要设备的运行状态和运行参数进行实时自动采集，包括模拟量、数字量（包括状态量和报警数据等）、脉冲量、通讯数据的采集。

对所采集的数据进行分析、处理、计算，形成电站管理所需的数据。

对重要数据作为历史数据予以整理、记录、归档。

将部分重要数据实时上传至电力系统调度中心。

(2) 安全监测和人机接口功能

各个间隔层测控单元能实时监测本间隔设备的运行状态和参数，并能完成超限报警、顺序记录、事故追忆等功能。

在各个间隔层测控装置上所带人机接口设备实现人机对话。

(3) 控制和调度功能

根据调度运行要求，自动完成对电站内设备的实时控制和调节，主要包括：断路器及有关隔离开关的断合操作、隔离开关操作连锁功能、逆变器有功及无功输出调节、SVG 调节、设备运行管理及指导功能等。

计算机监控系统能根据电站运行管理的要求，对其重要设备和相关部件的运行状态检测数据进行记录和统计分析，为主设备检修和安全运行提供依据和指导。

(4) 数据通讯功能

通过远动装置，实现计算机监控系统与省调及地调的数据交换，实现计算机监控系统与电能计费系统的通讯。

实现监控系统内部电站层与各间隔层测控单元和保护单元之间的数据通讯。

(5) 系统自诊断功能

计算机监控系统自诊断功能包括硬件自诊断和软件自诊断，在线及离线自诊

断。

(6) 培训仿真和软件开发功能

(7) 时钟系统

通过卫星同步时钟系统,实现计算机监控系统与上级调度中心之间以及监控系统内部时钟同步。

(8) 语音报警功能

(9) 远程维护功能

7.2.5.3 计算机监控系统结构

电站计算机监控系统采用开放式、分层全分布系统结构。整个系统分为电站层和间隔层,数据分布管理。电站层采用功能分布结构,间隔层按监控间隔设置现地测控单元。

电站层和间隔层之间采用单以太网连接。网络介质可选用屏蔽双绞线、同轴电缆或光缆。

7.2.5.4 计算机监控系统配置

系统配置包括硬件配置和软件配置,本阶段主要考虑系统硬件配置。

电站层为电站实时监控中心,负责整个光伏电站设备的控制、管理和对外部系统通讯等。按如下方案配置:

(1) 电站层配置

(a) 主机/操作员工作站 3 套

系统的主计算机完成对电站计算机监控系统的管理,主要内容包括:数据库管理、在线及离线计算、各图标曲线的生成、事故及故障信号的分析处理、语音报警、电话查询等功能。

操作员工作站配大屏幕单彩显、键盘、鼠标、打印机。操作员工作站主要完成系统人机接口功能。

(b) 工程师工作站 2 套

(c) 远动通信装置 1 套

实现计算机监控系统与上级调度中心的数据交换,同时实现计算机监控系统与电能计费系统、视频监控以及火灾自动报警等系统的通讯。

(d) 公用接口装置 1 套

公用接口装置通过 RS-485 串口方式实现与智能设备之间的信息交换,经过

规约转换后通过网络传送至监控系统主机。

(e) 系统时钟 1 套

采用 GPS 卫星同步时钟保证系统时钟同步。

(2) 间隔层配置

间隔层是光伏电站生产过程的基础，负责完成开关站设备、光伏发电系统设备的控制监视，根据被控设备不同，各间隔层测控单元可分别完成各间隔设备的数据实时采集和控制操作，断路器和隔离开关的分合闸操作，逆变器及 SVG 的调节等，并与电站层实时通讯。

间隔层测控单元按间隔设置。设置 35kV 线路测控保护单元、35kV 户内开关柜设置进线测控保护单元、35kV-SVG 馈线测控保护单元、箱式变测控保护单元、接地变/厂用变测控保护单元，设置公用测控单元。光伏发电系统各电气设备设置相应保护测控单元。

所有间隔层测控单元均应设置必要的人机接口设备。在脱离变电层时可独立承担本间隔的全部监控任务，任何一个间隔设备故障不影响其它间隔设备的正常工作。

7.2.5.5 与光伏发电系统信息交换方式

光伏发电系统的监控信息以通讯的方式接入电站计算机监控系统公用接口装置。报警信号以 I/O 的方式接入公用测控单元。

调度指令通过通讯的方式下达给光伏发电系统的监控系统。

7.2.5.6 光伏发电系统的计算机监控

(1) 光伏发电系统包括以下几个部分：光伏阵列、直流汇流箱、直流配电柜、并网逆变器、变流柜、箱式变。

(2) 光伏发电系统的监控配置如下：

(a) 光伏发电系统中太阳能电池组件不单独设监控装置，而是通过汇流箱对太阳能电池组串的实时数据进行测量和采集。

(b) 直流汇流箱、直流配电柜、并网逆变器、交流柜、箱式变均设有现地监控装置，对监控信号进行分析处理、故障诊断和报警并及时发现设备自身存在的问题。逆变器设数据采集装置对监控装置的实时数据进行采集，将采集到的数据和处理结果以通讯方式传输到电站层，由光伏电站运行人员惊醒集中远方监视和控制。

(3) 光伏发电系统的监控功能如下：

(a) 汇流箱内设置直流熔断器、直流断路器、避雷器等。汇流箱监控装置采集直流断路器及熔断器状态、各路电流、电压等信号，对太阳电池组串及直流线路进行监控和管理。

(b) 逆变器的监控功能

①逆变器 LCD 上显示运行、故障类型、实时功率、电能累加等参数。运行人员可以操作键盘对逆变器进行监视和控制。

②逆变器就地监控装置可实现集中控制室微机监控的内容。逆变器的保护盒检测装置由厂家进行配置，如：孤岛保护、温升保护、过负荷保护、电网故障保护盒传感器故障信号等。保护装置动作后跳逆变器出口断路器，并发出信号。

③可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO₂ 减排量、每天发电功率曲线图。

④监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括一下内容：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通讯失败。

(c) 交、直流柜内设置交、直流线路保护开关，电流表、电压表。现地测控装置采集各路开关状态机电流、电压等信号，上传至逆变器室数据采集器。

(d) 箱式变内设测控装置，将箱变内高压侧熔断器动作信号、低压侧自动开关动作信号、变压器温度信号送至逆变器室数据采集器，实现与电站计算机监控系统互连。

7.2.6 继电保护和安全自动装置

7.2.6.1 设计原则

- (1) 所有保护均选用微机保护装置。
- (2) 保护装置出口一律采用继电保护无源接点的方式。
- (3) 继电保护和安全装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

7.2.6.2 继电保护及安全自动装置配置

(1) 35kV 线路保护

根据接入系统要求配置光纤纵差保护。

(2) 接地变保护

35kV 接地变采用一套保护与测控一体化装置，保护配置：速断保护、过电流保护、过负荷保护、低压侧零序电流保护。当接地变退出运行后，35kV 送出线路光伏电站侧断路器必要同时断开。

(3) 35kV 进线保护和测控装置

35kV 进线采用一套保护与测控一体化装置，具体保护配置：复合电压闭锁的三段式电流保护；零序电流保护。

(4) 35kV SVG 保护

由 SVG 装置成套，保护具体配置：复合电压闭锁的三段式电流保护；零序电流保护；过电压保护；失压保护。

(5) 安全自动装置

安全自动装置按接入系统要求配置。

(6) 箱式变保护

本工程箱变采用高压负荷开关加熔断器，低压侧为自动空气开关，当变压器过载或相间短路时，由熔断器实现开断电流功能，因此不另配置保护装置。

(7) 并网逆变器保护

并网逆变器为制造厂成套供货设备，具有孤岛效应保护、直流过电压/过流保护、极性反接保护、短路保护、接地保护（具有故障检测功能）、交流欠压/过压保护、过载保护、过热保护、过频保护、三相不平衡保护及报警、相位保护以及对地电阻监测和报警功能。

7.2.7 控制电源系统

本电站直流控制电源电压等级 220V。直流系统由一组 100Ah 阀控密闭蓄电池组以及高频开关电源模块组成的充电/浮充电充电装置和绝缘监测装置等组成。直流电源系统为单母接线，每套蓄电池、充电装置及直流母线均选用一个直流电源系统微机监控装置，对电源模块、输入交流以及蓄电池组等进行全方位的监视、测量和控制，并与光伏电站计算机监控系统实现数据通信。

7.2.8 电站二次接线、

7.2.8.1 测量及计量考核点、

电站的电气测量系统参照《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2001 的规定设置，所有的电气量以交流采样的方式接入计算机监控系统，在中控室不设常规电气测量仪表，但在开关柜上装设部分必需的常规测量仪表。对于非电气量的测量信号以开关量输入的方式接入计算机监控系统以实现在线监测。计量考核点的设置如下：在 35kV 线路侧作为计量考核点，配置 0.2S 级电能表。

7.2.8.2 互感器及电压互感器

用于计费及计量考核回路的电流互感器的准确级为 0.2S 级，用于 35kV 测量的电流互感器准确级均为 0.5 级。用于保护及故障录波回路的电流互感器无选用 P 级电流互感器。电压互感器准确级为 0.2/0.5/3P。

7.2.8.3 电能质量监测装置

电站配置一套电量采集和电能质量监测装置，以 RS485 串口方式与电度表通讯，采集全站电量信息。电量采集装置以拨号方式与调度端通讯外，还具备网络传输能力。

7.2.9 图像监控及安全警卫系统

设置一套图像监控及安全警卫系统（工业电视系统），实现对开关站主要设备、光伏阵列等设备的运行状态及安全防卫环境的图像监视。图像监控及安全警卫系统采用数模结合的方式。在中控室设置控制中心，全站配置监测点纸头为 30 点左右，主要设置在逆变器室内、电站围墙及管理区出入口。

工业电视系统主要包括：前端设备、控制站设备及视频、控制电缆等。前端设备主要包括摄像机、镜头、解码器及伺服云台，控制站设备主要包括多媒体工控机、视频切换装置、画面分割器、彩色监视器、长时间录像机、主控键盘等。该系统通过公用接口装置与电站计算机监控系统通讯。

7.2.10 火灾自动报警系统

电站设一套火灾自动报警系统，火灾自动报警系统选用集中报警方式，包含火灾探测器、手动报警按钮、消防通讯、联动控制以及火警集中报警控制器等，

探测总线采用二总线，控制报警和联动控制共用一条总线，火灾集中报警控制器能显示火灾报警区域和探测区域，可以进行联动控制。

根据运行值班配置情况，本工程不设专门的消防控制室。消防控制室中心设在中控室。中控室兼有消防控制室的功能，值班人员兼有消防值班员的职责。

7.2.11 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、温度等气象参数。

该参数由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成。可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参数，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。

7.2.12 工业电视

闭路电视监控系统(CCTV)是现代化企业生产调度、管理、安全防范体系中一个重要的组成部分，是技术先进、防范能力极强的综合应用系统，具备防盗、防突发事件的功能，直观的现场图像便于管理者及时了解现场情况和企业的运行状况，从管理环节上来为企业提高劳动生产效率并创造效益。

本工程闭路电视监控系统采用数字化方案，即“摄像机+视频服务器+网络交换机+客户端”结构，采用计算机数字视频压缩与传输技术。系统由 1000M/100M 以太局域网、网络交换机、中文视频服务器及多个监视终端组成。区域联网远距离通讯采用光纤传输，通讯协议采用 TCP/IP。

全站闭路电视监视系统主要是用来监视电站重要的现场区域以及无人值守区域，其监视范围主要包括：站前区及大门等区域；300V 配电室；围栏及附近电池阵列区域；全站闭路电视监视系统监视点的设置数量暂定为 64 点。

7.2.13 设备布置

直流控制电源屏、计算机监控系统上位机主机柜、网络柜、接地变控制屏、SVG 控制保护屏、主机/操作员工作站等布置在电站中控室，35kV 测控保护装置布置在相应的开关柜内。

7.3 通信

7.3.1 概述

7.3.1.1 设计范围及主要内容

根据本工程规模及布局，电站工程通信系统的设计范围及主要内容包括：

- (1) 光伏电站通信
- (2) 开关站生产调度管理通信系统；
- (3) 系统通信破坏及对外通信；
- (4) 通信电源系统；
- (5) 综合通信线路网络；
- (6) 通信设备布置及接地。

7.3.1.2 设计依据

- (1) 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（试行）；
- (2) DL/T 5391-2007 《电力系统通信设计技术规定》；
- (3) DL/T 5157-2002 《电力系统调度通信交换网设计技术规定》；
- (4) DL/T 598-1996 《电力系统通信自动交换网技术规定》；
- (5) DL/T795-2001 《电力系统数字调度交换机》；
- (6) YD/T1058-2007 《通信用高频开关电源系统》；
- (7) YD/T731-2008 《通信用高频开关整流器》；
- (8) YD/T799-2010 《通信用阀控式密封铅酸蓄电池》；
- (9) YD5102-2010 《通信线路工程设计规范》；
- (10) GB50311-2007 《综合布线工程设计规范》；
- (11) GB50200-94 《有线电视系统工程设计规范》；
- (12) IEC—国际电工委员会推荐文件；
- (13) ITU-T—国际电信联盟电信标准。

7.3.1.3 设计原则

- (1) 根据工程规模及布局、接入系统设计，合理选择通信方式；
- (2) 合理配置通信系统设备，设备配置考虑今后发展扩容的需要。

7.3.2 光伏电站通信

光伏电站通信指电站内检修及巡视的通信方式，主要采用大功率无线对讲机

通信方式，并以公网手机通信方式为辅。

7.3.3 电站生产调度管理通信系统

电站生产调度管理通信系统是为了确保升压变电站的统一调度指挥，并接受上级调度部门的调度管理，保证电站的安全经济运行，并为电站的行政管理通信及对外通信提供通信平台。根据工程规模及布局，本电站 35kV 升压变电站生产调度管理通信系统拟配置具有调度、管理交换二为一功能的数字程控调度交换机一套。

7.3.4 通信电源

光伏电站工程通信设备采用直流不停电方式供电，由一套整流充电装置带蓄电池组浮充供电。在中控室内配置一套通信专用高频开关电源，容量 48V/50A，并配置 1 组 60Ah 蓄电池组。

7.4 主要设备表

表 7-2 电气主要设备表

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
一、光伏阵列部分电气设备					
1	太阳能电池组件 全固定式	250 Wp	块	81600	1640x992x40mm
		电缆及其它附件，含支架	套	2120	
2	防雷汇流箱	12 路输入	台	360	
3	直流电缆	YJVR22/1kV-2×4mm ²	km	102	电池板至光伏汇流箱
	直流电缆	YJVR22/1kV-2×50mm ²	km	35	光伏汇流箱至直流配电柜
4	电缆穿线管	EPC20	km	2	
5	电缆穿线管	SC700	km	6.5	
6	电子围栏		套	1	
二、逆变及配电部分电气设备					
1	1kV 直流配电柜	GGD 500kW	面	40	
2	并网逆变器	500kWp，270V	台	40	不含隔离变压器
3	35kV 箱式升压变电站	油浸 1000kVA 35/0.7/0.7kV	台	20	双分裂变压器

4	1kV 电缆	ZRC-VV22-1-2×240	km	0.3	直流配电柜至逆变器
		2×(ZRC-VV22-1-3×240)	km	2.7	逆变器至 35kV 箱式升压变电站
5	35kV 电缆	ZR-YJV22-26/35-3×70	km	6.2	
6	逆变器室接地线	BVR-1×50mm ²	m	200	
7	控制柜	含网络通讯装置等	面	20	
三、35kV 和 10kV 电气设备					
1	厂用箱式变电站	S11-400kVA/35/10kV	台	1	
		S11-100kVA/10/0.4kV	台	3	
2	厂用变压器	SCB11-250kVA/10/0.4kV	台	1	
3	无功补偿装置	35kV, SVG-4000	套	1	
4	接地变及消弧线圈成套装置	35kV, 630 kVA, 户外布置型	套	1	
4	35kV 高压开关柜				
	送出线柜	KYN61-40.5	面	1	
	电缆馈线柜	KYN61-40.5	面	4	
	电容器进线柜	KYN61-40.5	面	1	
	接地变出线柜	KYN61-40.5	面	1	
	所用变柜	KYN61-40.5	面	1	
	PT 柜	KYN61-40.5	面	1	
5	10kV 高压开关柜	KYN28-12	面	6	
6	35kV 电缆	YJV22-26/35-3×70mm ²	m	5700	35kV 箱式升压变电站到 35kV 配电室
		YJV22-35-3×70mm ²	m	100	开关站送出架空线
7	10kV 电缆	YJV22-8.7/10-3×35mm ²	m	1.2	
四、二次部分					
1	公用测控屏	小接地选线装置 1 套, 公用测控单元 1 套。	面	1	
2	远动屏	1) 通讯管理机 1 台, 2) GPS 同步卫星对时装置, 3) 调制解调器 2 台, 4) 通道隔离器 2 台, 5) 工业以太网交换机 2 台, 6) 规约	面	1	

		转换器 3 台;			
3	35kV 线路光纤差动保护屏	35kV 线路光纤差动保护测控装置 1 台, 电能质量在线检测装置 1 台	面	1	
4	35kV 线路电容器所用变保护测控装置	包含 4 个线路保护测控单元, 1 个接地变保护测控单元	面	1	
5	电力调度数据网络屏	接入路由器 1 台, 接入交换机 2 台, 纵向认证装置 1 台, 点能量远方终端 1 台, 地调端接口设备	面	1	
6	有功、无功功率测控系统	服务器 (有功、无功功率测控系统、光伏电站功率预测系统)	面	1	
7	频率电压紧急控制屏	频率电压紧急控制装置	面	1	
8	智能型电度表屏	8 块电子电能计量表	面	1	
9	UPS 逆变电源屏	UPS 逆变电源装置	面	1	
10	高频开关直流电流屏	200Ah, 220V, 由 4 面屏组成; 蓄电池屏 2 面; 充电馈线柜 2 面	面	1	
11	电脑操作台	3 个工作位	套	1	
12	火灾报警控制系统	JB-QB-6800/32DB	套	1	
13	视频监控系统	监控系统, 球型彩色摄像机 64 个预置点	套	1	
14	微机防误闭锁装置	含微机防误闭锁功能, 包含全所锁具, 配后台显示, 系统 PIV2.8G DELL 主机彩显、打印机	套	1	
五、电缆、通信线等					
1	6 芯铠装电缆		km	14.4	
2	23 芯铠装电缆		m	800	通信接入电缆
3	汇流箱通信电缆	ZR-DJYP2VP2 2x2x1.0	km	16	
4	光纤熔接		点	240	
5	二次控制电缆		km	12	

六、环境检测系统					
1	太阳辐射、风速、 风向、环境温度、 组件温度测试		套	1	
七、闭路电视系统					
1	视频监控系统	监控系统，球型彩色摄像机 64 个预置点	套	1	
八、接地部分					
1	热镀锌接地扁钢	60×8	km	120	
2	镀锌钢管	Φ50×5，L=2.5m	根	200	
3	等离子接地体	L=2.5M	根	50	

8 总平面布置

8.1 选址原则

结合光伏电站建设的特点、场地地形、地貌、气候条件以及我国现行的政策进行场址选择。

场址选择一般遵循以下原则：

- (1) 丰富的太阳光照资源，大气透明度较高，气候干燥少雨。
- (2) 靠近主干电网，减少新增输电线路的投资。主干电网具有足够的承载能力，有能力输送光伏电站的电力、
- (3) 场址为荒漠化土地，地势开阔、平坦、无遮挡物、
- (4) 距离用电负荷中心较远，以减少输电损失。
- (5) 便利的交通、运输条件和生活条件。
- (6) 能产生附加的经济、生态效益，有助于抵消部分电价成本。
- (7) 当地政府的积极参与和支持，提供优惠政策和各种便利条件。
- (9) 场址内无名胜古迹、文物保护区、自然保护区、军事设施及地下矿藏等。

场址附近也没有对电站造成污染的长矿。

(10) 通过对拟选场地建站条件、电力系统接入等重点方面进行了深入的调查研究，最终选定本项目 20MWp 光伏电站项目建设地点为新疆昌吉州呼图壁县。

8.2 所选厂址条件

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉州呼图壁县境内，规划场区位于呼图壁工业园北侧 5km 处，312 国道北侧，交通便利。

场区用地形状呈长方形，东西方向长为 733.3m，南北宽 800m，占地面积约为 880 亩。场址海拔高度 460m。项目规划用地拐点地理位置（坐标）为：

- 1、X：4911069.392 Y：29465574.611
- 2、X：4911069.392 Y：29466307.944
- 3、X：4910269.392 Y：29466307.944
- 4、X：4910269.392 Y：29465574.611

- (1) 太阳能资源

新疆呼图壁县太阳能资源较丰富，年均辐射量为 $5614.9\text{MJ}/\text{m}^2$ ，在倾斜角度为 37° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 $6329.84\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 以上。

（2）地形地貌

拟选场址地处呼图壁河冲洪积平原的中下部地段，受河流冲洪积作用，地势由南向北倾斜，地层结构为中等复杂，地势相对平坦、开阔，地貌单一，地面平均高程约为 460m ，自然坡度约 1% 左右。地表荒凉，除灌渠两边有植物生长外，其它无任何植被。

（3）接入系统

距本工程项目地约 4km 处拟建 1 座 110kV 变电站，推荐本光伏电站建设一座 35kV 开关站。出 1 回 35kV 线路接入拟建的 110kV 高桥变电站。线路拟选用 LGJ-185 型导线。 35kV 高压配电室母线采用单母线接线方式。最终接入系统方案以接入系统审查意见为准。

（4）场址内及周边环境条件

场址内无名胜古迹、文物保护区、自然保护区、军事设施及地下矿藏等。场址周围没有草场，也没有对电站造成污染的厂矿。

（5）交通条件

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉州呼图壁县境内，规划场区位于呼图壁工业园北侧 5km 处，312 国道北侧，交通便利。





(6) 当地政府的支持力度

当地政府对光伏发电项目均大力支持，承诺供法律及政策允许的各种优惠政策及便利条件，以支持光伏发电项目在本地的建设。

经综合考虑多种因素，该处场址的选择在技术上是可行的，具备建设大型光伏电站的条件。

8.3 总体布置设想

电池板可以依着地势灵活布置在场地上，开挖基础外的场地尽量保持原有地势、地貌，保证电池板间的间距即可，尽量降低电场内的平整土石方工程量。

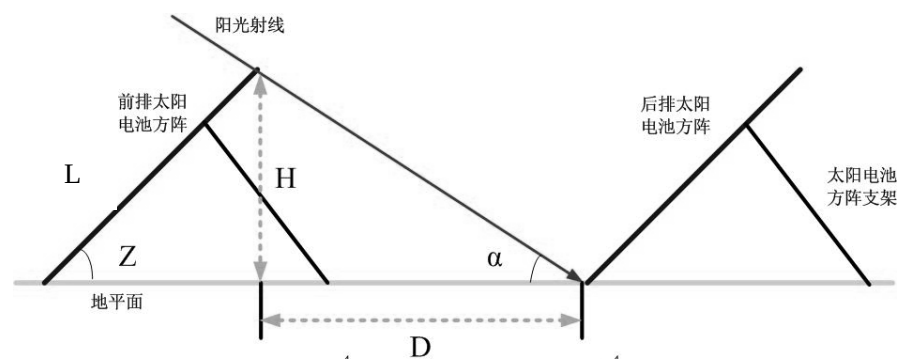
本期项目总规划容量 20MWp，本期新建内容包括生产区、光伏组件支架及逆变器室，生活管理区的生产综合楼、35kV 配电室、SVG 室、泵房、门卫室等，35kV 配电室位于生产综合楼内。生厂区由 20 个多晶硅光伏方阵组成，整个光伏区共需 81600 个 250Wp 多晶硅光伏组件，为了减少太阳能光伏组件直流线路的损失，每一个光伏发电单元的逆变器置于光伏方阵的中间位置；每个子方阵配置一台 35KV 箱式升压变电，箱式升压变电站与逆变器室相邻布置。逆变升压单元 35KV 出线电缆通过直埋电缆汇集到整个光伏电站的 35KV 配电室内，然后直接并入电网。

(1) 电池板间距计算

电池板南北间距计算原则为：当地时间冬至日，从午前 9 时至午后 3 时之间，

前排电池板阴影不遮挡后排。

工程所在地纬度 $\varphi=44.33^{\circ}$ ，赤纬角 $\delta=-23.45^{\circ}$ ，时角 $w=-45^{\circ}$ ，经计算：
太阳高度角 $a=10.72^{\circ}$ ，太阳方位角 $\beta=-41.34^{\circ}$
固定式支架上太阳能电池板倾斜面高度 L 为 3282mm，倾斜角度 37° 。



计算得：冬至日午前 9 时至午后 3 时北侧阴影长度为： $\cos Z \cdot L + D = 10.58\text{m}$ 。
最终取 11 米。

东西向间距保留有可以过人的检修通道，取 1 m。子阵列间保留安装及检修机器可通过距离，取 2m。

（2）电池组件方阵布置

太阳能电池方阵阵列的布置原则是：合理利用现场地形，利于运营生产管理及维护，便于电气接线，并尽量减少电缆长度，减少电能损耗。

（3）电站整体规划布置

根据现场地形及规划坐标，规划区域形状为多边形，总用地面积约 880 亩，东西跨度 733.3m，南北跨度 800m，海拔高度约为 460m。沿环路外围设置场区围栏，便于封闭管理。

电站生活管理区位于电站东南角，布置有生产综合楼、35kV 配电室、SVG 室、泵房、门卫室，管理区地面铺装硬化。

（4）电场道路规划

电场路线的选择尽量布置在太阳能电池板方阵组中间，同时布置在电场内建筑物周围。每个子方阵尽量布置成正方形，减少电气电缆的长度，在电场周边设置道路，满足回车的要求。为减少造价，场内道路均为 4m 宽的沙石道路。

8.4 经济技术指标表

表 8-1 经济技术指标表

序 号	名 称	单 位	数 量
1	总占地面积	m ²	586667
	生产区占地面积	m ²	578495
	管理区占地面积	m ²	8171
2	道路面积	m ²	24140
	绿化面积	m ²	688
	硬质铺装面积	m ²	1756
3	站区内 4 米宽沙石道路长度	m	6035
4	站区围栅长度	m	3054

9. 主要构、建筑物技术方案

9.1 建筑设计

9.1.1 设计依据

- (1) GB50352-2005 《民用建筑设计通则》
- (2) GB50189-2005 《公共建筑节能设计标准》
- (3) JGJ67-2006 《公共建筑设计规范》
- (4) GB50016-2006 《建筑设计防火规范》
- (5) GB50059 《35kV-110kV 变电所设计规范》

9.1.2 办公及设备用房设计

(1) 综合办公楼

综合办公楼为地上二层砖混结构，建筑总面积 992.51 m²，耐火等级为二级。外墙为 370mm 厚承重多孔砖、内墙为 240mm 厚承重多孔砖，保温层厚为 120mm，室内外高差 300mm。综合办公楼分为两个区域，分别为生活办公区和电气设备区域。综合办公楼布置有办公室、会议室、宿舍、厨房、餐厅、卫生间和浴室等，房间层高均为 3.6m；右侧的电气设备区有配电室、10kV 室和二次室，层高为 5.2m。

生活办公区：

门窗：外窗采用双层白色塑钢窗；外门采用防盗门；门窗均采用平开。内门为中级木门；一层外窗设防盗栏。

装修：外墙墙面为米黄色无釉面砖；内墙面除卫生间厨房贴普通瓷砖外，其余均为白色涂料；卫生间厨房地面为 300*300 防滑地砖，其余底面为 600*600 普通地砖。因为工程所处严寒地区，温度为全国节能保温，所有外墙选用 120mm 厚酚醛板保温体系。

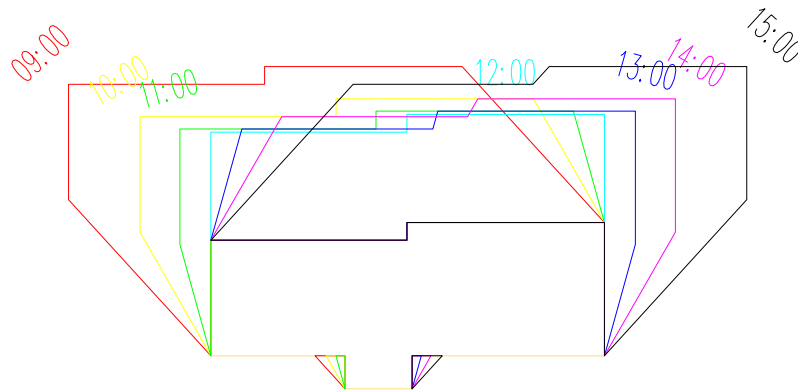
电气设备用房：

设备用房为砖混结构，建筑面积 359.42 m²。与办公楼在一起建设。耐火等级为二级。外墙为 370mm 厚承重多孔砖，内墙为 240mm 厚承重多孔砖。室内外高差 300mm。

外窗采用塑钢防风沙窗，外门采用防风沙门。

装修：外墙墙面为米黄色色无釉面砖；内墙面为白色涂料；地面为 600*600 普通地砖。因为工程所处严寒地区，温度为全国节能保温，所有外墙选用 120mm 厚酚醛板保温体系。

日照投影分析：对于本光伏电站来说综合办公楼体型较大，阴影影响范围较大，为确保电池阵列不受其影响，故采用建筑日照分析软件，对其日照阴影分析计算，以确定阴影区范围。分析结果如下图所示：



经过分析，当 9:00AM 和 15:00PM 时，综合办公室的日照范围最大，北侧最远距离综合办公室约 18.43m,东西最远距离综合办公楼约 16.87m。

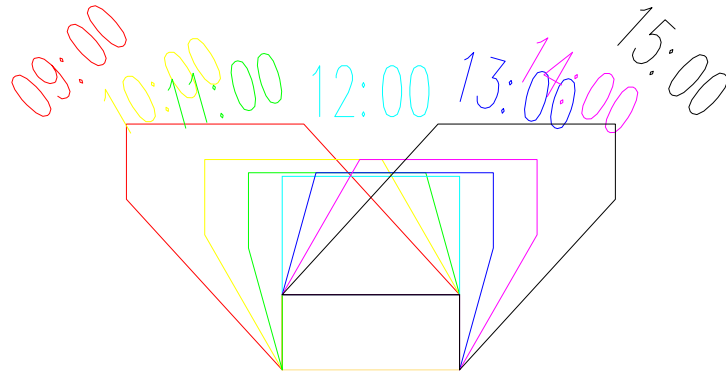
（2）逆变器室

逆变器室布置在电站的生产区内，共 20 座，分散布置，为地上一层建筑物，采用砖混结构，屋面采用现浇钢筋混凝土楼板，条形砖基础。建筑面积 45.76 m²。外墙为 370mm 厚承重多孔砖。室内外高差 300mm。建筑高度 3.9m。

外窗采用塑钢防风沙窗，外门采用防风沙门。

装修：外墙面为青灰色蘑菇石饰面；内墙和顶棚采用白色乳胶漆。

日照投影分析：逆变器均布置在电池板方阵的中央位置，其对电池方阵的影响较大，同样采用建筑日照分析软件，对其日照阴影分析计算。分析结果如图所示：



经过分析,当 9:00AM 和 15:00PM 时,逆变器的日照范围最大,北侧最远距离逆变器约 9.14m,东西最远距离逆变器约 9.98m。

(3) 门卫室

门卫室为单层砖混结构,建筑面积为 26.95 m²。外墙为 370 厚砖墙,内墙为 240 厚砖墙。室内外高差为 300mm。设值班室和休息室。

门窗:综合办公楼外窗采用双层白色塑钢窗,门采用木门及防盗门。一层外窗设防盗栏杆。

装修:外墙面为无机建筑外墙涂料,内墙面为白色涂料;房间地面均为 600*600 普通地砖。

9.2 结构设计

9.2.1 设计依据

- (1)、GB50009-2012《建筑结构荷载规范》
- (2)、GB50010-2002《建筑结构可靠度设计统一标准》(2006 年版)
- (3)、GB50011-2010《建筑抗震设计规范》
- (4)、GB50007《建筑地基基础设计规范》
- (5)、GB50003-2011《砌体结构设计规范》
- (6)、GB50018-2003《钢结构设计规范》
- (7)、GB50059《35kV~110kV 变电所设计规范》

9.2.2 场地岩土构成

(1) 拟选场址地处呼图壁河冲洪积平原的中下部地段,地势由南向北倾斜,场址区地势相对平坦、开阔,地貌单一,地面平均高程约为 460m,自然坡度约 1% 左右。

(2) 场址区地层主要由粉土及卵石构成，地层分布连续稳定，各土层物理力学指标如下：

①粉土： $f_{ak}=120\text{kPa}$ $\Phi_k=10\sim 15^\circ$ $\gamma=16\text{kN/m}^3$ $C_k=10\text{kPa}$

②卵石： $f_{ak}=350\text{kPa}$ $\Phi_k=40^\circ$ $\gamma=22\text{kN/m}^3$

(3) 场区远离活动断裂，本工程建设不受断裂的影响，属于构造稳定区。

(4) 场址区无崩塌、塌方、滑坡、泥石流等不良地质现象，场地稳定安全，适宜工程建设。

(5) 场址设计基本地震加速度为0.15g，地震基本烈度为7度，设计地震分组为第三组。场址区属抗震有利地段，场地类别为Ⅱ类。

(6) 本工程场地地下水位较深，水位埋深大于15m，设计不考虑地下水对建筑物基础的影响，场区不存在洪水的威胁。

(7) 最大冻土深度为146cm。

(8) 场地地基土对混凝土结构具中腐蚀性，对混凝土中的钢筋具中腐蚀性，对钢结构具中腐蚀性。

9.2.3 支架结构设计

本项目光伏组件采用固定式支架安装方式，光伏组件为多晶硅太阳能板。光伏组件阵列支架钢结构设计参照 GB50009—2012《建筑结构荷载规范》及 GB50017-2003《钢结构设计规程》要求设计。

表 9-1 支架结构设计参数

基本风压	0.45kN/m ²
抗震设防烈度	7 度(0.15g)
标准冻土深度 (cm)	77
电池组件规格 (mm)	1640×992×40
电池组件重量 (kg)	19
固定支架倾角(度)	37
场地类别	Ⅱ类
安全等级	三级

(1) 主要材料

钢材:冷弯薄壁型钢、其材料应具有钢铁厂出具的质量证明书或检验报告；其化学成分、力学性能和其他质量要求必须符合国家现行标准规定。所有钢结构均

应进行热镀锌防腐处理。

钢板：主要用 Q235-B 钢；

焊条：E43；

螺栓：檩条、支撑的连接采用普通螺栓，性能等级 4.6 级；

底脚板与基础连接采用锚栓；

钢筋：采用 HPB300、HRB335 钢；

混凝土强度等级：C40，垫层 C15。

（2）荷载组合

根据《建筑抗震设计规范》，对于一般结构地震荷载与风荷载不进行组合，由于电池组件自重很小，支架设计时风荷载起控制作用，因此最不利荷载组合中不考虑地震荷载。

荷载组合考虑下列两种组合：①自重荷载+正风荷载+0.7 雪荷载；

②自重荷载+逆风荷载。

（3）电池组件阵列支架设计

在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。设计时采用 50 年一遇十分钟平均最大风速作为设计依据，确保支架系统安全、稳定。

a)结构布置

本工程采用 250Wp 多晶硅电池组件，每个电池组串单元由 20 块多晶硅电池组件(1640mm×992mm×40mm)组成，横向 10 列，竖向 2 行。电池板竖向布置,每个结构单元由两个组串单元组成，一个结构单元的长×宽=20.380m×3.292m。

电池组件固定支架结合电池组件排列方式布置，采用纵向檩条，横向支架布置方案，多晶硅组件支架沿结构单元长度方向上每 2.85m 设置一道横向支架，支架跨度 2.50m，一个结构单元内有 8 个支架。

在支架的横梁之间，按照电池组件的安装宽度布置檩条，用于直接承受电池组件的重量。檩条固定于支架横梁上。组件每条长边上有二个点与檩条连接，一块电池组件共有四个点与檩条固定。电池组件与檩条的连接采用螺栓连接，配加双面垫圈。

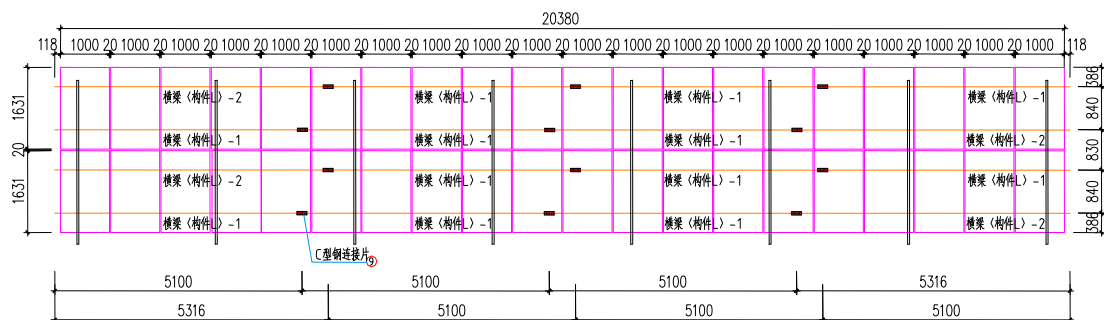


图 9-1 光伏组件支架平面布置图

b) 支架设计:

计算采用以概率理论为基础的极限状态设计方法，用分项系数设计表达式进行计算。设计主要控制参数：

- ①受压构件容许长细比：150
- ②受拉构件容许长细比：200
- ③柱顶位移和柱高度：1/150
- ④梁的挠度：1/200

支架与基础为刚接，立柱与横梁、横梁与檩条之间均为铰接。通过计算确定支架、檩条的强度、稳定性等均满足规范要求，无超限；本工程 1MW_p 子方阵固定支架主材用钢量约 50t。

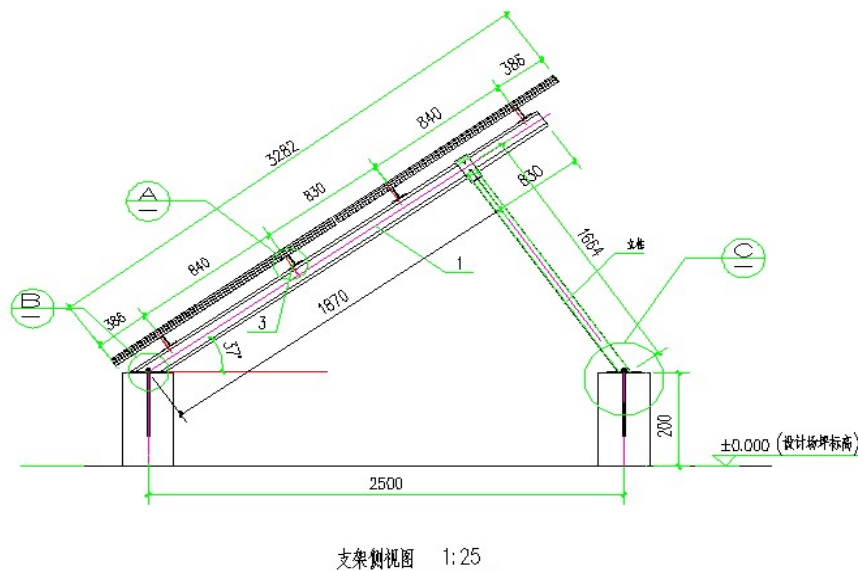


图 9-2 光伏组件支架侧立面图

9.2.4 组件支架基础设计

根据 GB50009-2012《建筑结构荷载规范》、GB50007《建筑地基基础设计规范》、GB50010-2010《混凝土结构设计规范》、JGJ94-2008《建筑桩基技术规范》，光伏组件支架结构及光伏组件的安装方式进行设计。

(1) 基础的选型

电池组件支架基础可采用独立基础、条形基础或桩基础等形式，制作方式有预制和现浇两种。

采用独立基础，基础埋置较深，开挖量及回填量较大；采用条形基础，基础埋置深度可相对较浅，开挖量、回填量较小，但混凝土量相对较大。

钢筋砼桩基础混凝土钢筋用量小，开挖量小，并且对原有植被破坏小，施工快捷，既能满足稳定的要求又经济实用，为目前光伏电站支架基础的首选型式，分为预制桩和钻孔灌注桩。本工程场地为砂砾和砂石，如采用预制桩，静压设备将桩体挤压入土内时，桩体易发生偏移或断裂，入桩困难。综上所述，本工程支架基础拟采用混凝土钻孔灌注桩，个别区域难以成孔时可采用独立基础调整。

(2) 基础设计

电池组件支架基础上作用的荷载主要是风荷载所引起的结构内力，因此基础设计时应考虑在多年最大风速作用下，支架有可能出现倾覆及拔起等破坏现象，需对基础进行稳定性验算，同时还应对地基进行承载力验算及变形验算。基础根据具体情况可以后期选择锚杆或土钉。

基础稳定验算包含倾覆及拔起验算，荷载效应应按承载能力极限状态下荷载效应的基本组合作为基础设计依据，其主要控制参数为：抗倾覆力矩/倾覆力矩 >1.2 ，抗拔力/上拔力 >1.3 。

本工程地基土评定为强腐蚀性；地基土对混凝土结构具强腐蚀，对钢筋混凝土中的钢筋具强腐蚀，混凝土灌注桩基础，直径 400mm，地下埋深 2.0m，地上 0.2m，采用 C40 混凝土。混凝土中掺防腐剂，保护混凝土中的钢筋。

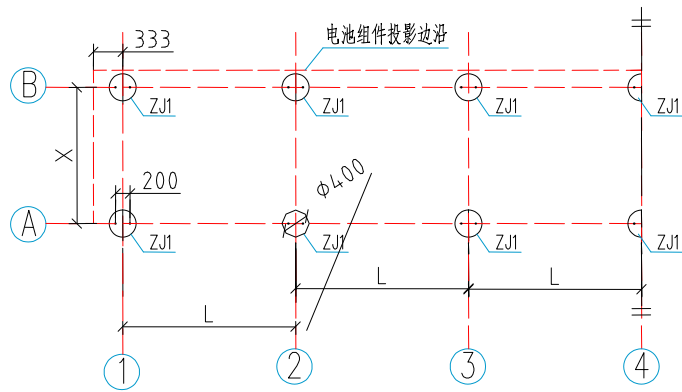


图 9-3 光伏组件支架基础布置图

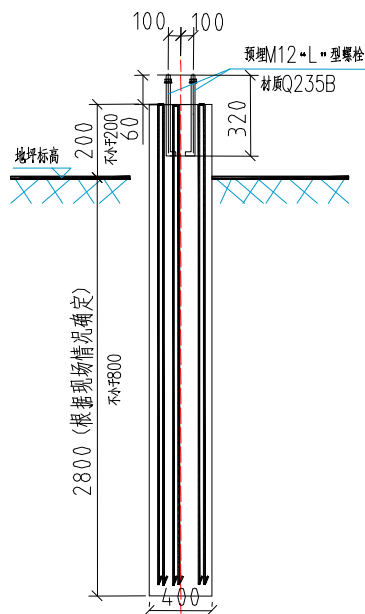


图 9-4 光伏组件支架基础剖面图

(3) 连接

支架杆件间的连接可采用焊接或螺栓连接。螺栓连接对结构变形有较强的适应能力，施工安装速度快、便捷；焊接连接施工安装速度较慢，焊机进场需要较长距离施工供电，而且现场施工焊接受天气影响较大。因此，支架杆件间的连接采用螺栓连接。

支架与基础的连接可采用焊接或螺栓连接，螺栓连接又分为预埋螺栓和后锚固螺栓。焊接对施工精度要求低，但需要在基础中预埋钢板，用钢量较大；预埋螺栓对施工精度要求高，用钢量较小且预埋螺栓的制作较为方便；后锚固螺栓施工安装方便，但造价略高且其力学性能要求较高，需从专业生产厂家采购。本阶段推荐采用后锚固螺栓连接。

9.2.5 地基处理

本工程地基处理及基础断面待详勘查

9.3 给排水设计

9.3.1 设计依据

- (1)GB50013-2006《室外给水设计规范》
- (2)GB50014-2006（2011 年版）《室外排水设计规范》
- (3)GB50015-2003(2009 年版)《建筑给水排水设规范》

9.3.2 给水系统

（1）生活生产水源

本工程勘察区内地下水埋藏较大，沿国道两边水位埋深大于 50 米，且水质极差，勘察区以北地下水位埋深 10-50 米不等。故考虑在电站内以北打井，井深 ~50 米，作为生活生产用水水源。具体分为为生活用水系统和室外绿化、浇洒道路、冲洗电池组件、消防给水等生产用水系统。场区内设置由生活泵房与消防泵房建成的水泵房，占地面积 108.58 平方米，泵房内一座生活水箱、一消防水池、一套生活变频供水机组（含两台生活供水泵，互为备用）、一台净水设备、两台生产泵和两台消防泵。其中，生产楼生活用水由生活变频供水机组抽取生活水箱储水供给，室外浇洒道路、绿化、冲洗电池组件、消防给水均由生产泵供给，故生产-消防合用水池和生活水箱用水均由水源井补给。其中，水源井水质需相关部门检验是否达到饮用水标准，若未达到饮用水标准则水源井仅作为生产用水，生活饮用水应由桶装纯净水供给。

（2）用水量

a)生活用水量

本工程用水人数按 12 人计，生活用水量标准为 150L/人*d，最大日用水量为 1.8m³/d。

b)生产用水量

①绿化用水量

本工程太阳能电池板采用人工清洗，污水不再回收进行绿化，绿化面积 ~2500m²，绿化用水量标准为 2.0L/m².次，按每五天浇洒一次计算，则最大日用水

量为 $5.1\text{m}^3/\text{d}$ 。

②浇洒道路用水量

本工程场内道路面积为 25000m^2 ，浇洒道路用水量标准为 $2.0\text{m}^3/\text{d}$ 次，按每五天浇洒一次计算，则最大日用水量为 $50.2\text{m}^3/\text{d}$ 。

③冲洗电池组件用水量

本工程太阳能电池组件共 84800 块，结合当地的气候条件及光伏电站特点，每年气温下降到 0°C 以下时不得采用水洗，以免电池组件表面形成冰层，影响发电效率。根据类似光伏电站的电池组件清洁经验，本工程暂定每年大规模用水清洗 6 次，每次清洗用水量为 290m^3 ，则年用水量约 1740m^3 。

④未预见水量用水量标准占最高用水量 15%。

c)总用水量

总用水量 $(1.8+5.1+50.2) \times 1.15 = 65.7\text{m}^3/\text{d}$

经计算本工程最大日用水量为 $65.7\text{m}^3/\text{d}$

9.3.3 排水系统

本工程排水系统采用雨污分流制，雨水和污水单独排放。

(1) 雨水排水系统

综合楼、逆变器室屋面雨水系统采用外排水。

(2) 污水排水系统

室内生活污水系统采用单立管伸顶通气排水系统，污水自流排入室外检查井。室外设化粪池及污水渗井各一座，化粪池定期清淘。

9.3.4 管材与连接

室外给水管采用热熔连接 PE 管，与金属管道、阀门、设备连接时，必须采用钢塑过渡接头或专门的法兰接头。

室外排水管材采用 HDPE 双壁波纹排水管，橡胶圈接头。

室内给水管采用共聚丙烯 PP-R 铝塑稳态管 S4 系列，标准号 CJ/T210-2005，专用配件连接。

室内生活污水管采用 UPVC 排水管，承插胶接。

9.4 采暖通风设计

9.4.1 设计依据

- (1) GB50736-2012《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》
- (2) GB50016-2006《建筑设计防火规范》

9.4.2 空气计算参数

- (1)冬季采暖室内计算温度——宿舍、会议室、办公室：20℃；中控室：18℃；卫生间：16℃；电气设备室、逆变器室：10℃。
- (2)夏季通风室内计算温度：电气设备室、逆变器室。

9.4.3 采暖通风系统

(1)采暖系统

本工程办公室、宿舍、中控室及其它需采暖的房间均拟采用新型电采暖方案，均可满足人体舒适及设备运行需求。与传统供暖系统相比，电采暖减少了锅炉房的占地，不需要水，节约了宝贵的水资源；分室供暖，使用灵活方，可根据不同的需要调节温度；运行无烟尘、废气、噪音，没有水暖系统的漏水等问题；安装简单，运行维护量低。

(2)通风系统

本工程厨房、配电室、逆变器室、中控室设机械排风系统，排除室内余热。其中，按照《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》(DL/T5035-2004)有关规定，电气设备室和逆变器室应设置通风装置；厨房、主控制室设有自然排烟系统。

配电室设置换气次数不少于 12 次/h 的事故排风机，并兼作通风降温之用。经计算其通风换气量为 10670.4m³/h，选择 2 台 SDZ-5F 型超低噪声壁式防爆轴流式通风机(风量 6082~7810m³/h, N=0.55KW)，通过百叶窗自然进风、轴流风机机械排风，排除室内余热。

逆变器室内设有 2 个逆变器排成一行，初拟采用风管强制通风，换气次数不少于 12 次/h 的事故排风机，并兼作通风降温之用。经计算每个逆变器的通风量为 2400m³/h，选择 1 台 BDZ-5S 型超低噪声壁式防爆轴流式通风机(风量 4170~5359m³/h, N=0.25KW)，通过百叶窗自然进风、轴流风机机械排风，排除

室内余热。

9.4.4 空调设施

根据当地气候条件以及房间内冷负荷情况，考虑设备稳定运行和人员舒适要求，电气设备室、门卫室等设置壁挂式空调。

9.5 防风砂设计

9.5.1 场地防风砂设计

本场址区由于千百年自然的风化和侵蚀，其地表多为零星植被覆盖或砾石岩土板结，相对较为密实、稳定。电站建设中基础开挖、车辆碾压等施工行为，均对地表带来一定的破坏，地表下层的粉砂大量裸露，势必会加重扬沙、扬尘的危害。故在施工建设期要求从源头控制，杜绝大面积机械开挖施工方式，严格规划施工期行车路线，及时做好裸露粉砂地表的处理，做到文明施工和保护环境并举。

太阳能电池组件分布在整个电站场区内，数量多、密度大，这在一定程度上增加了场地内地面的粗糙度，起到平铺式沙障的作用。平铺式沙障既能用于固定流沙，又能抑制风速的增加，这样可以防止风速再次加速，同时也减少了沙源，增强防沙措施的效果。

9.5.2 建筑防风砂设计

风砂频繁也是本区气候的又一特点，尤其是戈壁滩上，每天下午的两点钟以后几乎风砂不断，且时常有黄风吹起，每当风起，黄风漫卷，昏天暗日，能见度极差，戈壁滩上多有旋风，霎时突起几米高的尘柱，漂游移动，很久才散。年主导风向多为西风、西北风，风速一般 10-15 米/秒，最大可达 25.6 米/秒。所以在建筑物的设计中，建筑物采用主入口面朝南布置，减少冬季风对建筑的影响。

建筑物的窗及外门采用中空玻璃，门窗应能隔绝风沙的侵入，并加强门窗缝隙密封处理，建筑通风用的各种洞口均设防风砂百叶。房屋建筑抗风能力按国家规范要求设计，均能保证抗风能力。建筑抗风沙主要是门窗，沙尘暴对门窗的环境威胁，主要表现在 4 个方面：A、沙尘暴对门窗的渗透效应和瞬时强风荷载，要求建筑门窗的密封性能、防尘性能、抗风性能必须提高；B、门窗表面在沙尘暴的作用下，产生较强的静电效应，沙尘颗粒粘结物长期吸附于门窗表面，加速电化学腐蚀，危及面层使用寿命和装饰色调效果，门窗抗静电性能必须提高；

C、沙尘对按等压原理设计而设置的减压孔、腔、槽隙、排水孔槽以及新型换气装置通风孔道等处产生封闭效应，造成功能性孔隙的严重堵塞，清理十分困难，危及门窗使用功能和技术性能；D、沙尘暴危及的门窗附件：门窗启闭件、开启定位件、紧固件、锁具等金属制品，要有较高的机械强度；密封元件、配套件等非金属制品，要有较高的耐候性能和防尘效果。

9.6.3 设备防风砂设计

9.6.3.1 设备支架

抗风砂对设备支架主要是保证在最大风速下支架安全可靠和基础不会倾覆。

由《建筑结构荷载规范》中的“全国风压分布图”可以查出，昌吉地区 50 年一遇基本风压为 0.45kN/m^2 ，将所得的基本风压 W_0 按照 GB5009-2012《建筑结构荷载规范》要求，计算风荷载标准值，将风荷载、恒载进行荷载组合，计算出极限弯矩、剪力，使之满足承载力和抗倾覆要求。按 GB50017-2003《钢结构设计规范》及 GB50018-2012《冷弯薄壁型钢结构技术规范》要求进行计算，直到满足规范要求。计算出基础的大小，保证基础在最大风压下基础不会倾覆，并满足承载力要求。

9.6.3.2 电池组件的清洗

电站所处环境周边的沙尘较大，经常受到沙尘、强风的影响，电池板很容易积尘，影响发电效率。故应经常对电池组件进行清洗，保证电池组件的发电效率。光伏阵列的电池板面得清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗每月进行一次，制定清洗路线。清洗时间安排在日出前和日落后，以确保人员和设备安全。

日常维护主要每日巡视检查电池板的清洁程度。对局部影响发电的污斑、积尘应及时清洗，确保电池组件发电系统的稳定、可靠。

不定期清洗分为突发恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风、沙尘和雨雪后的清洗。每次大风后及时清洗：雨雪后应及时巡查，对电池组件面板上的泥点和积雪应予清洗。

季节性清洗主要是指鸟类活跃的夏秋季节，对落在电池组件上鸟类粪便等无物的清洗。在此季节应每天巡视，发现电池面板被污染的应及时清洗。

电池组件面板采用人工清洗和机械清洗相结合的方式，在冬季、春季清洗采

用人工清洗，暂按春季一个半月一次，冬季三个月一次：在夏季、秋季清洗采用移动式机械喷水清洗，但清洗后应及时擦拭、吸水，严禁有水渍残留和板面滴水的问题出现，清除水清洗带来的安全隐患。

同时，清洗电池面板后的污水应回收处理后再利用（如作为绿化用水等）。

10 工程消防

10.1 消防总设计方案

10.1.1 消防设计依据

- (1) 《中华人民共和国消防法》(2009 年版)
- (2) GB50016-2006 《建筑设计防火规范》
- (3) GB50222-95 《建筑内部装修设计防火规范》(2001 年版)
- (4) GB50140-2005 《建筑灭火器配置设计规范》

10.1.2 设计原则

贯彻“预防为主，消防结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照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。

工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道，防火间距，安全出口等各项消防要求。

10.1.3 总体设计方案

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，根据消防系统的功能要求，从防火，灭火，排烟，救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度。同时确保火灾时人员的安全疏散。

10.2 工程消防设计

10.2.1 生产建筑的火灾危险性分类和耐火等级

本工程建筑耐火等级均为二级，火灾危险性类别如下表：

表 10-1 火灾危险性类别和耐火等级划分

房间名称		火灾危险类别	耐火等级
逆变器室		丙	二
深井水泵房		戊	二
生产综合楼	10kV 配电室	丙	二
	二次室	丙	二
	其他房间	丙	二

10.2.2 安全疏散通道和消防车道

10.2.2.1 消防车道

通过对外交通公路，消防车可到达场区。场区内建筑物及构筑物四周均设有消防通道，消防通道宽度大于 4 米，而且形成环形通道，道路上空无障碍物，满足规范要求。

10.2.2.2 防火间距

综合楼与逆变器室、水泵房间距较远，间距远大于 9 米，满足规范要求。

10.2.2.3 安全疏散

综合楼共二层，建筑面积 992.51m²，设一个主入口和四个次入口，满足规范要求。逆变器室，水泵房都有直接对外的出口，满足规范要求。

10.2.3 采暖通风消防设计

10.2.3.1 通风系统防火设计

火灾发生时，应停止相关部位的通风系统的运行。

10.2.3.2 采暖系统防火设计

严禁使用明火采暖。各房间采用安全、可靠、绝缘性能好的中温辐射式电加热器采暖。

10.2.4 消防系统设计

10.2.4.1 消防系统

本电站最大一栋建筑物（综合楼）的火灾危险性类别为丙类，耐火等级为二级，根据 GB50016-2006《建筑设计防火规范》的相关规定，本电站不设室内消防消火栓系统，外设消防水池提供室外消火栓给水系统。

10.2.4.2 建筑灭火器配置

根据 GB50140-2005《建筑灭火器配置设计规范》的相关规定，本工程综合楼内的办公室共配置 MF/ABC5 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器 8 具，MFT/ABC50 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器 2 辆；电气设备室配置 MY6 手提式卤代烷灭火器 6 具，MYT50 型推车式卤代烷灭火器 4 辆；每座逆变器室内配置 MY6 手提式卤代烷灭火器 2 具，MYT50 型推车式卤代烷灭火器 1 辆。具体灭火器配置如下表：

表 10-2 建筑灭火器配置表

房间名称	灭火器型号	单 位	数 量	备注
办公室	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC5	具	8	室内
	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	辆	2	室外
电气设备室	手提式卤代烷灭火器 MY6	具	6	室内
	推车式卤代烷灭火器 MYT50	辆	4	室外
逆变器室	手提式卤代烷灭火器 MY6	具	2	室内
	推车式卤代烷灭火器 MYT50	辆	1	室外

11 施工组织设计

11.1 编制依据

- 1、现行国家标准、规范、规程；
- 2、工程文件：包括招标文件、补充通知、答疑纪要；
- 3、类似工程的设计和施工经验。

11.2 编制原则

- 1、严格遵守国家和当地政府的有关法令、法规及有关规定。
- 2、严格执行中华人民共和国国家标准和现行设计、施工规范，安全操作规程及招标文件中的有关规定，切实响应招标文件的要求。
- 3、根据工程实际情况，围绕工程重点周密部署，合理安排施工顺序。
- 4、采用平行流水及均衡生产组织方法，坚持对工程施工全进程严密监控，运用网络技术控制施工进度，确保工期目标实现。
- 5、合理配置生产要素，优化施工平面布置，减少工程消耗，降低生产成本。
- 6、严格遵守安全防护规程、安全操作规程，定期组织安全会议，进行安全防护教育，健全安全管理体系，落实安全责任制。
- 7、制定施工方案时，首先考虑安全、环境保护措施，注重文明施工，把确保交通畅通、不污染周围环境作为施工组织的前提。
- 8、严格执行 IS09001 质量标准，对施工过程进行有效控制，建立健全工程质量保证体系，完善质量管理制度，建立质量控制流程，抓住关键施工工序，把本项目建成精品工程。
- 9、根据当地的水文地质、气象条件及施工工期要求，优化施工组织方案，严格控制施工工艺水平及管理水平，合理配置人、材、机等要素，确保工程的顺利实施。

11.3 施工条件

11.3.1 工程地理位置

拟建工程位于呼图壁工业园北侧、G312国道以北广大的戈壁地带上。

11.3.2 工程自然条件

11.3.2.1 地形地貌

拟建工程属天山北坡中段，准噶尔盆地南缘，海拔高程460米左右。场地呈现南高北低，坡度 $\leq 0.71\%$ ，场址区地势相对平坦、开阔，地貌单一，地表极其荒凉，除灌渠两边有植物生长外，其它无任何植被。

11.3.2.2 地质条件

根据我院设计人员提供的资料，站址区主要建（构）筑物包括太阳能电池支墩、配电室、联合建筑物。基础埋深一般为2m左右、地基采用天然地基，建筑类别为丙类，建筑等级为二级。

11.3.2.3 气象条件

工程场址地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，处于中纬度西风带控制之下，属中温带大陆性气候，海洋影响不易到达，气候具有强烈的大陆性，属大陆性中温带干旱气候，特点为：夏季炎热、冬季寒冷，降水量少，蒸发旺盛，光照充足，气温年、日变化大。呼图壁气象站位于新疆呼图壁县文化巷38号，位置坐标：东经86°49′，北纬44°08′，观测点海拔522米。据呼图壁气象站资料：历年平均气温7℃，七月份气温平均25℃，最高可达41℃；一月份最低，平均-5.8℃，最低-33.8℃。

11.3.3 对外交通运输条件

工程场地南侧有G312国道通达，西侧有呼图壁—克拉玛依公路，交通便利。

11.3.4 工程施工条件

拟选场址区地表为荒漠戈壁滩，地形平坦，地表基本无植物分布。

11.3.5 主要建筑材料来源

本工程所需的主要材料为砂石料、水泥、钢材、木材、油料等。主要建筑材料来源充足，砂石料可以从场址区附近的砂石料场采购；水泥和钢材可从约25km外的呼图壁县城购买。生活及小型生产物资，其它建筑材料（木材、油料）等可在呼图壁县城购买。

11.3.6 施工用水、用电条件

施工及生活水源：光伏电站内计划打一口水源井，施工期生产用水均引自场

地内水源井；生活用水可委托环保部门对井水进行化验及检测，若满足饮用，就采用场内井水，若不满足可场址外居民区拉水。

施工电源：本工程施工用电电源引自距场址区附近高压电源，沿光伏电站进场道路引至生产楼旁。

11.3.7 施工特点

- 1、本工程属于大型光伏并网发电工程，建成后意义重大。
- 2、各类设备支架和安装工作量较大，工期紧，土建与安装需紧密配合。
- 3、由于大型荒漠光伏电站国内还没有成熟的施工管理经验，为此本项目在施工和运营过程中缺乏借鉴的经验。
- 4、施工和验收没有国家或行业的标准，需要协调解决的问题较多。
- 5、施工检修通道可以在原有地面情况的基础上做简单平整和局部硬化处理。

11.4 施工总布置

11.4.1 施工总布置规划

11.4.1.1 施工总平面布置的原则

根据光伏电站工程建设投资大、工期紧、建设地点集中等特点，结合工程具体情况，本着充分利用、方便施工的原则进行场地布置，合理地布置施工现场不但可以满足施工需要，加速工程进度，减少现场混乱，还可以促进文明施工目标的实现，减少临时设施，节省施工费用，对办公区、生活区、施工现场加工区、原材料及半成品堆放场地、大型设备等科学合理的进行布置，以规范标准布置体现出一流的管理，以一流的现场布置创出一流的工程产品。因此，布置施工现场需遵循的原则是：

（1）施工现场内临建设施布置应当紧凑合理，符合工艺流程，方便施工，保证运输方便快捷，尽量做到运输距离短，减少二次搬运，充分考虑各阶段的施工过程，做到前后照应，左右兼顾，以达到合理用地，节约用地的目的。

（2）路通为先，电站的道路包括进站道路、站内环道、站内纵横道路。进站道路内接站内道路，外连附近的公路，混凝土路面；站内环道位于管理区和生产区的外围，粒料路面；站内干道，纵横设置于生产区内，粒料路面；其余道路为场地原状土。所有道路的纵向坡度结合地形设计，横向坡度为1.5%~2%。为

满足设备运输及运行管理的需要，纵向道路均能到达每座逆变器室，并与场地四周环道连接，以方便人车的通行。

（3）施工机械布置合理，充分考虑每道工序的衔接，使加工过程中材料运输距离最短。施工用电充分考虑其负荷能力，合理确定其服务范围，做到既满足生产需要，又不产生浪费。

（4）材料堆放场地应与加工场保持合理距离，既方便运输又要考虑防止施工过程带来的火险可能性。

（5）总平面布置尽可能做到永久与临时相结合，节约投资，降低造价。

11.4.1.2 施工总平面布置

光伏电站场区内施工临时分区主要有施工生活区、综合加工厂、综合仓库、混凝土搅拌站等生产、生活分区。本工程装机容量 20MWp，施工工期较短，太阳能电池组件布置集中，初步考虑施工区按集中原则布置，在与太阳能电池组件相邻的地势较平坦区域进行施工活动。从安全及环保角度出发，生活区靠近仓库，远离混凝土搅拌站。初步估算工程临时设施总占地 4600m²，建筑面积 2450m²，各临时生产、生活场地规划见表 11-1。

表 11-1 施工临时建筑工程量表

名称	建筑面积 (m ²)	占地面积 (m ²)	备 注
施工生活区	1000	1500	包含施工单位办公区
综合加工厂	300	800	钢结构加工、机械修配及机械停放场地
综合仓库	1000	1500	电池组件、组件支架、机电设备、钢筋等堆放
混凝土搅拌站	150	800	混凝土的集中搅拌及砂石料、水泥的堆放
小计	2450	4600	

根据光伏电站的总体布局，场内道路应尽量紧靠电池组件，以满足设备一次运输到位，方便支架及电池组件安装。设备运输按指定线路将大件设备如逆变器、主变、高压开关柜等按指定地点一次运输并安装到位，尽量减少二次转运。场内道路宽均为4.0m。

11.4.2 施工临建设施

11.4.2.1 施工生活区

根据施工总进度安排，本工程施工期的平均人数为220人，高峰人数为400人。施工临时生活办公区布置在管理区，该处场地交通便利。经计算，施工临时办公生活区占地面积约1500m²，建筑面积约1000m²，包括办公室、会议室、宿舍、厨房、餐厅等用房，均采用活动板房。

11.4.2.2 砂石料系统

场址区周边有较丰富的可利用的天然砂砾石料源。所需混凝土骨料，其来源可采取收购方式直接购买骨料。本工程需要成品骨料用量见表 11-2。

表 11-2 成品骨料量表

种类	砾石 (mm)	砂 (mm)	合计
粒径	5~40	0.15~5	
净骨料总需用量 (m ³)	6290	2210	18870

砂石料堆场按堆存混凝土高峰期5d砂石骨料用量考虑，经计算，砂石料堆放场占地面积约600m²，集中布置在混凝土搅拌站内。

11.4.2.3 混凝土系统

根据施工总布置及混凝土浇筑进度安排，为减少设备配置，本工程采用集中拌合的方式，经比选混凝土搅拌站设置在场内管理区附近。本工程的混凝土总量约 0.85万m³，混凝土搅拌站设在管理区内，主要供应生产区、管理区等建（构）筑物混凝土，混凝土搅拌站生产能力按满足高峰月浇筑强度0.2万m³设置，系统小时浇筑强度20m³/h。选用1台JS500型混凝土搅拌机，生产能力为25m³/h，再准备一台JS350型混凝土搅拌机做备用。

11.4.2.4 综合加工厂

本工程距呼图壁县城25km，进行加工、修配及租用大型设备较方便，因此，施工修配和加工系统可主要考虑在呼图壁县解决。仅在施工区设必要的小型综合加工厂（包括钢筋加工厂、小型机械修配厂、机械停放场地等），主要承担对钢筋剪切、调直、弯曲、焊接等加工任务。机械修配厂主要承担施工机械的小修及简单零件和金属构件的加工任务，主要设有机修、机加工等车间。综合加工厂集中布置在管理区附近，总占地面积800m²，建筑面积300m²。

11.4.2.5 综合仓库

本工程所需的仓库集中布置在综合加工系统附近，主要设有电池组件库、综合仓库、机械停放场及设备堆场。综合仓库包括临时的生产、生活用品仓库等，占地面积1500m²，建筑面积1000m²。

11.4.3 施工电源

根据光伏电站施工集中的特点，本工程在生产楼旁边拟设一个施工电源，供混凝土搅拌站、钢筋制作场、生产、生活房屋建筑等各项用电。本工程施工用电电源引自距场址区附近高压电源，沿光伏电站进场道路引至生产楼旁，设置 1 台降压变压器把引入电压降到400V电压等级，通过动力控制箱、照明箱和施工电缆送到施工现场的用电设备上。由于光伏电站施工分布范围比较广，在施工安装现场配两台 65kW的柴油发电机组，为了便于移动方便，柴油发电机安装在汽车上。

现场施工用电设施要求：现场提供380V电源，场内用电线路的设计、安装、运行和维护按相关规程和规定进行，要加强施工用电的安全管理工作，从配电装置引出的低压回路，以敷设电缆为主，在施工区域的合理部位布置下级配电设施，

室外布置的配电设备要有防雨设施，确保施工用电安全。现场配电盘、箱应形式统一，颜色一致，并有明显的警示标志和定期检验合格标识，接地系统应符合标准。做好现场施工电源冬、雨季巡检工作，消除用电隐患。用电单位要采取措施节约用电。经初步计算，本工程高峰期施工用电负荷为250kW。见表11-3

表 11-3 施工用电估算表

序号	用电项目	用电量(kW)	备注
1	生活区用电	60	按高峰期 400 人考虑，计 40kW，食堂及浴池按 20kW 考虑
2	办公区用电	25	按 12 个房间考虑，含空调
3	搅拌站用电	40	
4	加工厂	55	包括钢筋调直机、弯曲机、切断机、对焊机各一台
5	现场施工	55	
6	其它	15	
	合计	250	

11.4.4 施工用水

光伏电站用水包括建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等。根据国内已建光伏电站的施工经验，确定本工程施工高峰期用水量为 $150\text{m}^3/\text{d}$ 。施工期生产用水考虑引自场地内水源井。场地内设 100m^3 临时水池一座，该水池由水源井补水。生活用水可委托环保部门对井水进行化验及检测，若满足饮用，就采用场内井水，若不满足可场址外居民区拉水。

11.4.5 场地平整土石工程量

场址地貌属昆仑山山前冲洪积平原，地形开阔、平缓，起伏不大，场地不需要做平整。

11.5 施工交通运输

11.5.1 对外交通运输

道路弯道及桥梁的宽度和承载力，均可满足光伏电站运输车辆的运输要求。电池组件、逆变器以及其它设备可通过汽车直接运抵场址。其它建筑材料也均可用汽车直接运到工地。

11.5.2 场内交通运输

电站内的道路由生产区周边的环道和生产区内的纵向通道组成。环道围绕生产区和管理区设置，生产区设四条纵向硬化道路，四条道路均到达逆变器室，并与环道相连，形成一个交通网，方便大型设备的运输。进站道路与管理区的硬化道路相接，可直接进入管理区。电站内的道路包括站内环道、站内纵向道路，均为新修道路。站内环道位于管理区和生产区的外围，粒料路面；站内设四条纵向硬化道路，粒料路面。其余道路为场地原状土。所有道路的纵向坡度结合地形设计，横向坡度为 $1.5\%\sim 2\%$ 。为满足设备运输及运行管理的需要，四条纵向道路均能到达每座逆变器室，并与场地四周环道路连接，以方便人车的通行。所有道路路面宽 4m ，道路转弯半径均不小于 6m 。道路工程用量见下表11-4：

表 11-4 道路工程量表

项目	单位	数值
站区内道路长度	m	6035
站内道路占地面积	m^2	24140

11.6 工程占地

工程用地属于国有未利用荒地。根据光伏电站施工特点及各发电单元的相互独立性，电站可考虑分区施工，未施工电池阵列区域、管理区广场用地、绿化区域用地等均可作为临时的施工区，故本工程不考虑场址外的施工期临时占地。

11.6.1 工程永久占地

本工程永久占地面积约880亩。永久性占地主要包括光伏阵列、生产楼、逆变器室、户外变配电设备、生产—消防合用水池及施工期各临建生产、生活设施占地，场内临时道路等占用的土地面积。

11.6.2 工程施工期临时用地

施工期临时性用地包括施工中的综合加工厂、混凝土搅拌站、施工人员临时居住建筑占地、设备临时储存仓库占地等施工过程中所需临时占地。本工程临时性用地面积约4600m²。施工临时道路考虑与电站永久道路相结合，不重复修建。

11.6.3 工程征用地

工程征用地见表 11-5。

表 11-5 工程征地表

项 目	单 位	数 量	备 注
总占地面积	m ²	586667	
生产区占地	m ²	578495	
站内道路	m ²	24140	
管理区占地	m ²	8171	
综合楼	m ²	730	
绿化面积	m ²	668	

11.7 主体工程施工

主体施工可考虑采用工程招标的方式，选择有类似工程施工经验的施工企业承建本工程，施工企业资质应不低于施工总承包二级(含二级)。设备安装应在设备制造厂家技术人员指导下进行。施工方案合理与否，将直接影到工程施工的安全、质量、工期和费用。从工程的实际情况出发，结合自身特点，用科学的方法，综合分析、比较各种因素，制定科学、合理、经济的施工方案。本节施工方案是针对部分重点施工项目编写的，突出施工作业时采用的主要施工手段、方法，以

及应注意事项，对一般性工序和工艺过程、工艺质量要求不作专题描述。对于技术要求较高的施工部分，坚持公平、公开、公正和择优定标原则，打破地域限制，积极引进全国优秀电力施工单位和外系统业绩、能力、信誉等各方面较好的队伍，通过引进竞争机制达到控制质量及造价的目的。各施工承包商应在此方案的基础上，选用更合理优化的方案，详细编制相关施工项目的作业指导书，并按编、报、审、批的程序实行各级技术把关，确保作业文件的针对性、科学性和可靠性。

11.7.1 施工前的准备

1、施工技术准备

技术准备是决定施工质量的关键因素，它主要进行以下几方面的工作：

- a) 做好调查工作
- b) 做好与设计的结合工作
- c) 认真编制施工组织设计
- d) 确定和编制切实可行的施工方案和技术措施，编制施工进度表。

2、物资条件准备

- a) 建筑材料的准备。
- b) 公司物资部门按照设备到场先后次序，组织物资设备的运输。
- c) 根据设计物资清单以及施工过程中要用到的每个小部件、小工具，需编制《施工所需物料明细表》、《施工所需工具清单》、《安全措施保护工具清单》等，制定《现场施工手册》指导施工。根据物料明细表进行物料准备，外协外购件应考虑供货周期等，提前准备申购、联系厂家，以免耽误工期。

3、工程设备及材料总体进场计划

- a) 材料的出厂检验。
- b) 设备和材料的入库。由材料员办理材料和设备的入库手续。
- c) 材料和设备的准备。
- d) 材料的进场检验。
- e) 根据每个施工点和发货地点的距离，编制发货计划。
- f) 做好施工材料和设备的入库保护工作。

4、施工机械准备

根据施工组织设计中确定的施工方法、施工机具、设备的要求和数量以及施

工进度的安排，编制施工机具设备需用量计划、组织施工机具设备需用量计划的落实，确保按期进场。

5、现场准备

为保证施工控制网的精确性，工程施工时设置测量控制网，各控制点均应为半永久性的坐标桩和水平基准点桩，必要时应设保护措施，以防破坏。

6、施工队伍准备

根据确定的现场管理机构建立项目施工管理层，选择高素质的施工作业队伍进行该工程的施工。进场后，到当地劳动部门、公安部门及时办理有关手续。

7、通讯准备

与当地通讯部门取得联系，建立高效率的通讯指挥系统。电站内部施工人员建立小型集团号或者配备必要数量的对讲机以便于联系。

8、生活设施准备

工程正式开工时，在现场布置的生活临建建设完毕，并提供满足工作人员生活需求的必需品。现场设置职工宿舍、食堂及厕所等。

11.7.2 土建工程总体施工方案

1、土建施工本着先地下、后地上的顺序，依次施工生产楼基础、电池组件基础、逆变器室基础施工以及 ± 0.000 以下设施。

2、接地网、地下管道与相应的地下工程设施同步施工，电缆管预埋与基础施工应紧密配合，防止遗漏。

3、基础施工完后即回填，原则上要求起重设备行走的部位先回填。起重机械行走时要采取切实可行的措施保护其下部的设备基础及预埋件。

11.7.3 电池组件支架基础施工

电池组件支架基础施工包括基坑开挖、浇筑混凝土、回填夯实施工。

11.7.3.1 基坑开挖

a) 根据施工现场坐标控制点首先建立该区测量控制网，包括基线和水平基准点，定出基础轴线，再根据轴线定出基坑开挖线，利用白灰进行放线。灰线、轴线经复核检查无误后方可进行挖土施工。

b) 土方开挖采取以机械施工开挖为主，人工配合为辅的方法。基坑开挖按照基础结构尺寸每边各加宽 0.3m 进行，基坑开挖边坡系数根据现场地质情况确

定，施工过程中要控制好基底标高，严禁进行超挖，开挖的土石按照项目工程公司指定的地点及要求堆放。

c) 开挖完工后，应将基底清理干净，经勘察单位进行基槽验收，验收合格后方可进行下道工序施工。

d) 土方回填：基础施工完毕，在混凝土强度达到规范、设计要求并经有监理人参加的隐蔽工程验收后，方可进行土方回填。土方分层回填厚度、土质要求按照《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB50202-2009执行。基坑回填前必须先清除基坑底的杂物。同时对每层回填土进行质量检验,符合设计要求后才能填筑上层。

e) 基坑开挖完毕，在垫层混凝土浇筑前应对基坑进行保护。

11.7.3.2 垫层混凝土浇筑

本工程电池组件支架基础垫层采用混凝土，基坑开挖完毕后，应及时进行基础垫层混凝土浇筑，以形成对基坑的保护，清除杂物、浇少量的水、夯实、找平，然后进行混凝土浇筑。

11.7.3.3 钢筋工程

a) 基础底面、顶面等部位主要受力钢筋采用通长钢筋，不得搭接。

b) 钢筋布设过程中如电缆预埋管等，应采用调整钢筋间距的方法进行避让，不得截断钢筋，损害受力结构。

11.7.3.4 模板工程

模板和模具，不同构件的节点，都应有足够的强度和刚度以保证满足尺寸误差的要求，模板和模具的内表面应保持干净。

11.7.3.5 混凝土浇筑

采用现场搅拌站集中搅拌、小型自卸汽车运输、人工浇筑、插入式振捣器振捣的施工方案。基础混凝土浇筑前应对设计院图纸和供货厂的设备图纸进行严格核对，无误后方可进行浇筑，以保证预留地脚螺栓孔的绝对准确。钢筋和地脚螺栓在浇筑前必须清理干净，以保证混凝土和钢筋的粘结力。混凝土施工前要了解掌握天气情况，降雨时不宜进行混凝土浇筑，尽量避免冬季施工。

11.7.3.6 基础混凝土养护

混凝土的养护主要是为了保证混凝土有一定温度和湿度，基础混凝土浇筑完成，及时进行覆盖，模板拆除后及时进行回填以继续养护，混凝土需进行洒水养

护14天。

11.7.4 电池组件支架制造安装

本工程光伏组件支架制造、安装工程包括固定支架的制作及安装施工。支架制作的关键问题是控制其焊接变形和连接螺栓孔的精度。保证单个构件工作的直线度、扭曲及装配、加工后各构件连接的准确性等。要在下料、校正、组装、焊接、构件校正、加工等各道工序的制造工艺上加以保证。

11.7.4.1 总体施工顺序

测量（标高）就位准备→安装立柱→安装横梁→安装檩条等。

11.7.4.2 材料

（1）支架的钢材应按施工图纸规定的品种和规格进行采购，钢材的材质应符合现行国家标准。

（2）钢材应分类堆放，挂牌注明品种、规格和批号，搁置稳妥，防止变形和损伤。

（3）焊接材料应按施工图纸的要求选用，并应符合国家标准。

（4）按施工图纸要求采购的普通螺栓及其它零件、部件应符合现行国家标准。

11.7.4.3 支架的制作及安装

（1）钢构件的制作应符合国标《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018-2002 中第 11.1.1 及 11.1.2 的规定。

（2）钢材和构件的矫正应符合 GB50018-2002 第 11.1.3 的规定。

（3）支架的制孔应符合 GB50018-2002 第 11.1.4 的规定。

（4）支架的组装和工地拼装应符合 GB50018-2002 第 11.1.5 的规定。

（5）支架的焊接应符合 GB50018-2002 第 11.1.6 的规定。

（6）支架的安装应符合 GB50018-2002 第 11.1.8 的规定。

（7）支架的安装质量应符合钢结构现行规范要求。

（8）支架防腐应满足 GB50018-2002 第 11.2 的要求。

（9）支架外形尺寸的允许偏差应满足施工图纸要求，并应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的规定。

（10）支架倾角需符合设计要求。

11.7.5 电池组件安装

本工程电池组件全部采用固定式安装，待电池组件支架基础验收合格后，进行电池组件的安装，电池组件的安装分为两部分：支架安装、电池组件安装。电池阵列支架表面应平整，固定电池组件的支架面必须调整在同一平面；各组件应对整齐并成一直线。

安装电池组件前，应根据组件参数对每个电池组件进行检查测试，其参数值应符合产品出厂指标。一般测试项目有：开路电压、短路电流。应挑选工作参数接近的组件在同一子方阵内。应挑选额定工作电流相等或相接近的组件进行串连。安装电池组件时，应轻拿轻放，防止硬物刮伤和撞击表面玻璃。组件在支架上的安装位置及接线盒排列方式应符合施工设计规定。组件固定面与支架表面不吻合时，应用铁垫片垫平后方可紧固连接螺丝，严禁用紧拧连接螺丝的方法使其吻合，固定螺栓应加防松垫片并拧紧。电池组件电缆连接采取串接方式，插接要紧固，引出线应预留一定的余量。

11.7.6 10kV 开关柜、箱式变压器及逆变器及相关配电装置安装

开关柜、箱式变压器以及逆变器室主要设备和配套电气设备通过汽车运抵生产楼和逆变器室附近，采用吊车将开关柜、箱式变电站、逆变器吊至生产楼和逆变器室门口，再采用液压升降小车推至生产楼和逆变器室安装位置进行就位。设备安装槽钢固定在开关柜、箱式变压器、逆变器室基础预埋件上，焊接固定，调整好基础槽钢的水平度，使用起吊工具将开关柜、变压器、逆变器固定到基础上的正确位置。开关柜、变压器、逆变器采用螺栓固定在槽钢上，并按安装说明施工，安装接线须确保直流和交流导线分开。由于开关柜、变压器、逆变器内置有高敏感性电气设备，搬运逆变器应非常小心。直流配电柜、交流配电柜与逆变器安装在同一基础槽钢上，配电柜经开箱检查后，用液压式手推车将盘柜运到需安装的位置，然后用简易吊车将其移动到安装的基础槽钢上摆放好，所有盘柜就位摆放好后进行调平，配电柜与基础槽钢采用螺栓固定方式，接地方式采用镀锌扁钢与室内接地扁钢连接。配电柜安装后，装配母线，母线螺栓紧固扭矩应符合相关标准规范要求。

11.7.7 电缆敷设

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认到场的电缆规格是否满足设计要求，施工方案中的电缆走向是否合理，电缆是否有交叉现象。电缆在安装前，应根据设计资料及具体的施工情况，编制详细的《电缆敷设程序表》，表中应明确规定每根电缆安装的先后顺序。电缆的使用规格、安装路径应严格按设计进行。电缆运达现场后，应严格按规格分别存放，严格其领用制度以免混用。电缆敷设时，对所有电缆的长度应做好登记，动力电缆应尽量减少中直接头，控制电缆做到没有中直接头。对电缆容易受损伤的部位，应采取保护措施，对于直埋电缆应每隔一定距离制作标识。电缆敷设完毕后，保证整齐美观，进入盘内的电缆其弯曲弧度应一致，对进入盘内的电缆及其它必须封堵的地方应进行防火封堵，在电缆集中区设有防鼠杀虫剂及灭火设施。

11.7.8 综合楼土建施工

11.7.8.1 施工顺序

整体施工顺序为先地下、后地上；先结构、后装修；先土建、后配套；先样板、后整体。

11.7.8.2 基础工程施工工序

放线→复核→土方方格网→土方开挖→人工清底→验收→垫层→钢筋混凝土基础→地沟→回填土→基础工程验收。

11.7.8.3 主体工程施工顺序

放线→复核→柱钢筋绑扎→预留预埋→验收→柱支模板→复核→柱砼→梁、板模板支设→复核→梁板钢筋绑扎→预留预埋→验收→梁板浇砼→养护→主体工程验收。

11.7.8.4 装饰工程施工工序

清理→门窗安装→砖墙面抹灰、地面→顶棚、墙面涂料→外墙装饰→竣工验收。

11.7.9 特殊气象条件下的施工措施

11.7.9.1 雨季节施工措施

(1) 现场总平面布置，应考虑生产、生活临建设施、施工现场、基础等排

水措施。

(2) 雨季前, 应做好排洪准备, 施工现场排水系统应完整畅通。

(3) 做好道路维护, 保证运输畅通。

(4) 加强施工物资的储存和保管, 在库房四周设排水沟且要疏通, 准备足够量的防雨材料, 满足施工物资的防雨要求及雨天施工的防雨要求, 防止物品淋雨浸水而变质。

(5) 雨季施工砼工程时, 应随时调整施工配合比, 并避开雨天, 在浇筑中遇到下雨应设挡雨棚后覆盖塑料薄膜以免雨水冲刷砼, 雨较大时应停止砼施工并合理留置施工缝。

(6) 雨期施工砌体时, 砂浆的稠度应适当减小, 每天砌筑高度不宜超过 1.2m, 收工时覆盖砌体上表面, 如雨较大时则停止施工。

(7) 脚手架等要安装避雷装置, 接地电阻不大于 10Ω 。雨过后要复工先检查现场临时用电线路、机电设备、外脚手架的安全情况, 无隐患后方可复工作业。

(8) 堆放水泥的仓库四周应用防水砂浆抹面, 地面铺一层油毡, 并将水泥用架板支垫; 屋面保温材料不得露天放置, 进场堆放应有防水措施, 保温层不得雨天施工。

(9) 加强雨期质量安全意识教育, 制定有效的值班制度, 责任落实到人。

11.7.9.2 冬季施工措施

连续5天日平均气温稳定在 5°C 以下, 或日最低气温低于 0°C 时, 即进入冬期施工, 拟采取冬期施工措施。

(1) 钢筋负温下闪光对焊宜采用: 预热→闪光焊工艺, 焊接参数宜采用弱参数, 保证一定长度的见红区, 减小温度梯度和延缓冷却速度, 焊接时应严防地热、烧伤、咬口和裂纹等缺陷。焊接时应注意: 焊接前必须清除焊接部位及电极和钢筋接触部位的铁锈、污物, 端部若有弯曲应予以切断或校正; 焊接在室外时应搭设棚子, 焊后接头严禁接触冰雪、冷水, 应用干砂使其缓慢冷却。

(2) 砼工程进入冬季施工后, 砼要按新配合比添加防冻剂, 另外根据现场实际情况对原材料加热, 一般为对水加热, 采用一次投料顺序, 水温不超过 80°C , 适当延长搅拌时间, 避免水泥与水直接接触, 混凝土从搅拌站集中搅拌、运输直至入模需要一段时间, 为减少混凝土在浇筑及运输过程中的热量损失, 应尽量缩短混凝土的运输时间及空气中停放时间, 保证砼的入模温度不低于 10°C 。浇筑后

立即进行覆盖，先覆盖一层塑料布，再覆盖两层草袋。

(3) 砌体工程中的砂浆宜用普通硅酸盐水泥拌制，石灰膏等掺合料应有防冻措施，如遇冻，必须融化后方可使用。砂中不得含有大于10mm的冻块。砖应清除冰霜，冬期不浇水，应适当增大砂浆的稠度。砌砖一般采用掺盐砂浆，砌体加筋按有关规定应进行防腐处理。

(4) 钢结构工程的冬期施工

钢结构施工时除编制施工组织设计外，还应对取得合格焊接资格的焊工进行负温下焊接工艺的培训，经考试合格后，方可参加负温下钢结构施工。在负温下焊接时，针对不同的结构，焊接用的焊条、焊缝在满足设计强度前提下，普通结构应选用屈服强度较低，冲击韧性较好的低氢型焊条，重要结构可采用高韧性超低氢型焊条。

(5) 钢结构安装

编制安装工艺流程图，构件运输时要清除运输车箱上的冰、雪，注意防滑垫稳；构件外观应检查与矫正，负温下安装使用的机具及设备使用前应进行调试，必要时需低温下试运转，发现问题应及时修整。负温下安装用的吊环必须用韧性好的钢材制作，防止低温脆断。

11.7.10 主要施工机械

根据光伏电站施工集中的特点，本工程规模20MWp，施工期12个月，施工采用集中与分散相结合原则。其施工主要机械见表11-6。

表 11-6 主要施工机械

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	汽车式起重机	30t	台	2	
2	蛙式打夯机	HW-01	台	4	
3	混凝土搅拌机	JS500	台	1	
4	混凝土搅拌机	JS350	台	1	
5	小型自卸汽车	1.5 m ³	辆	3	
6	提升机		台	1	
7	砂浆搅拌机	JJ-200	台	2	
8	内燃压路机	15t	辆	1	
9	钢筋调直机	φ10 内	台	1	
10	钢筋切断机	φ40 内	台	1	

11	钢筋弯曲机	φ40 内	台	1	
12	钢筋电渣焊机	DH32	台	1	
13	钢筋对焊机	UN100	台	1	
14	电焊机	交直流	台	10	
15	反铲挖掘机	0.6m ³	台	2	
16	插入式振捣器	CZ-25/35	只	5	
17	柴油发电机组	65kW	台	2	

11.8 施工总进度

11.8.1 施工总进度目标

根据目前的设计、施工的经验及水平、主要设备订货情况，生产楼、光伏阵列基础先期开工，同时要求施工机械能同时满足两项工程施工要求。本工程计划建设期12个月。工期总目标是：光伏电站全部设备安装调试完成，全部光伏阵列并网发电。

11.8.2 施工总进度设计原则

依据光伏电站建设特点和经济条件对光伏电站主要工程的施工进度作原则性的安排，为工程的施工招标及设备招标提供依据，为编制工程施工组织设计指定基本方向。施工进度设计原则如下：

1、坚持以人为本的原则，在工程前期准备阶段，进行施工生活设施、办公场所及生产设施建设，为工程建设人员提供较好的办公及生活条件，使工程建设人员全身心地投入到工程建设之中，同时可以提高工作效率降低管理费用。

2、生产楼和电池组件支架基础工程先期开工建设由于本工程建设期 12 个月，为尽早产生经济效益，根据电池组件分批到货、电站土建开工至全部设备安装调试完时间短的特点，配套工程应有合理的顺序并优先考虑施工，以便每一部分电池组件安装完后既可调试，保证工程的连续性。因此应先进行生产楼和电池组件支架基础施工。

3、其他工程项目的施工：在保证上述两项的前提下，仓库、临时辅助建筑、混凝土基础等其他工程项目的施工可以同步进行，平行建设。其分部分项工程可以流水作业，以加快进度，保证工期。

11.8.3 施工准备期

施工准备期从建设期的第1个月开始安排，工期15天。施工准备期主要完成水、电、场地平整及临时房屋等设施的修建，准备工程完成后，进行有关各项分项工程施工。

11.8.4 施工控制点

本工程施工进度控制点为生产楼建设、电池组件支架及其基础施工、电池组件安装工程。

11.8.5 分项施工进度安排

根据场址区的气候条件、施工条件等因素，里程碑节点计划见表11-7。

表 11-7 里程碑节点计划

序 号	里程碑节点名称	控制工期
1	生产楼土建施工开始	第 1 个月中
2	电池阵列支架基础开始施工	第 2 个月中
3	光伏电站电气设备安装调试完成	第 5 个月底
4	第一批电池组件安装调试完成	第 6 个月底
5	第二批电池组件安装调试完成	第 9 个月底
6	最后一批电池组件安装调试完成	第 11 个月初
7	升压站安装调试完成	第 11 个月中
8	工程整体移交生产	第 12 个月
9	整体竣工验收	第 12 个月

11.8.6 施工图交付计划

施工图是计划实现的先决条件。施工图交付进度的原则是：先总体后单项，先主体后辅助，先土建后工艺，先地下后地上，先深层后浅层，先季节性影响大的后季节性影响小的。

11.8.7 主要设备交付计划

设备的按期交付是里程碑计划实现的重要保证，及时跟踪设备的实际交付时间，并根据现场工程进度的具体进展，对设备的交付进度作一定的调整和完善，以确保交付设备能够完全满足工程进度的需要。

11.8.8 分项施工进度计划

根据当地的气候条件，土建工程每年从3月至10月底可以施工。生产楼和电池组件支架基础要尽量避开冬季施工，宜赶在冬季停工前完工，保证光伏电站施工总工期。

11.8.9 施工强度分析

本工程施工进度控制点为生产楼建设、电池组件支架及其基础施工、电池组件安装工程。综合楼建筑面积约990m²，二层砖混结构。土建施工计划工期90天，施工高峰期人数约60人。本工程计划安装电池组件支架约1000t，支架基础混凝土浇筑量约为7700m³。根据国内光伏电站建设经验及本工程特点，电池组件支架基础施工计划工期120天，施工高峰期人数约260人；电池组件支架安装计划工期75天，施工高峰期人数约40人。本工程计划安装250Wp多晶硅电池组件81600块。电池组件安装计划工期120天，施工高峰期人数约120人。

11.8.10 有效施工时间分析

光伏电站内无高大建(构)筑物，混凝土浇筑量较小，电气设备安装量不大，且施工作业面较宽敞，各工序相互影响较小，总体施工难度相对较小，施工受气候影响较小。本工程场址区属暖温带极端干旱荒漠气候，气温变化剧烈、平原区降水稀少，而且分配不均匀、蒸发强烈、大气极端干燥、多风沙。根据该地气候特点，土建工程不宜安排在冬季施工，其它施工项目采取相应措施后均不受气候影响。

11.8.11 主要土建项目交付安装的要求

土建项目交付安装时，以尽量减少交叉和相互干扰为原则，并应满足下列要求：

- 1、综合楼室内部分：控制室、配电室等电气设备用房的屋面（包括楼面）防排水、室内粉刷、地面、门窗及锁具的安装等均应完成。
- 2、进场道路与光伏电站临近的公路主干道相连，能够满足现场设备运输的要求。
- 3、电池组件支架基础施工完毕，达到设计及规范要求，并经监理公司等单位的专业技术人员验收合格。

11.9 工期保障措施

根据本工程设计特点与施工现场情况，为保证工程按期竣工，特制定以下工期保障措施。

1、强化项目管理，实行项目经理负责制，项目经理根据总体进度计划，提前编排合理的月计划，并及时做好施工机具、人力、资金、材料等进场计划，提前送到各有关部门，以避免因材料、机械、人力不能及时到位而造成的工期延误。

2、建立和执行例会、报表、行政管理制度。定期召开项目例会，由项目副经理主持，及时协调理顺各专业工种的作业关系，解决施工中存在的矛盾，明确下达的生产计划，并落实管理人员的责任。

3、严格按照计划安排生产，定期开一次协调会，由项目经理主持，检查落实上周生产计划的完成情况，总结调整后安排本周的计划，以周保月，以月保季确保总工期的实现。

4、对所有现场施工人员，除进行必要的进场培训外，还要使其明确完成的任务的期限和各阶段的进度计划。项目部将拨出一定数额的奖金，分阶段奖励施工质量好、按期完成计划的班组和个人，以鼓励先进，督促后进。

5、采用流水作业和分班次倒班作业的方法缩短工期。

6、挑选技术好、质量意识强的工人组织施工，并加强对质量的跟踪检查，提高产品一次成活率，避免因工程质量事故的发生而造成返工，延误工期。

7、充分发挥技术装备优势，提高机械化施工程度，减轻劳动强度，提高工效，缩短工期。利用科学的施工技术和手段，提高劳动生产率，加快施工进度。

8、加强同建设单位、设计单位、政府主管部门的合作和监督，顺利完成各施工阶段的转换，确保施工的顺利进行。

11.10 安全文明施工措施

11.10.1 安全施工措施

安全管理目标：该工程杜绝重大伤亡事故、火灾事故、交通事故，一般事故频率控制在2‰以内。

1、安全生产是企业的头等大事，生产必须安全是施工企业必须遵守的准则，安全生产的方针是“安全第一、预防为主”，生产活动中必须坚持全员、全过程、

全方位、全天候的“四全”动态安全管理。

2、建立以项目经理为首的安全保证体系和检查监督机构，严格实行安全生产责任制，保证安全措施的实施。

3、施工队伍进场后，及时进行安全教育，针对工程各阶段的施工特点，教育全体施工人员自觉遵守规章制度，特别是特殊工种的人员必须有上岗证，新工人入场前完成三级安全教育。

4、加强安全管理标准化，即坚持“五同时”、“三不放过”的原则；坚持班前安全交底，班后安全讲评活动；坚持安全周和“百日无安全事故”活动，每周安排一晚开展施工安全教育活动；建立定期检查制度，项目经理部每半月、作业班组每周各检查一次，施工现场设置安全标语，危险区域设立安全标志。

5、公司安全部每一星期对该工程进行一次安全检查。检查的主要内容是查思想、查管理、查制度、查现场、查隐患、查事故处理，检查的重点以劳动条件、生产设备、现场管理、安全卫生设施以及生产人员的行为为主，发现危及人的安全因素时，必须果断消除。对检查出的问题，项目部要指定具体整改责任人、确定具体整改措施、整改时间。

6、加强施工现场临时用电管理，现场用电必须符合《施工现场临时用电安全技术规程》的规定和要求。

7、施工人员进入施工现场必须戴好安全帽，充分利用“三宝”的作用，加强“四口、五临边”的防护。

8、各种脚手架、操作台和大型施工机械设备安装完毕后，应经有关部门人员的验收，符合要求后方可使用，各种设备、电动机具要有可靠的防雨、接地和漏电保护装置，并做到“一机、一箱、一闸、一保护”。

9、加强施工现场的防火工作，建立用火申请制度，现场消防器材4米范围内不得堆放物资，并保持跑道畅通，凡是用火场所必须设有消防器材，现场严禁随意点火烧火，易燃物附近不得吸烟，做到人走火灭。

10、夜间施工配置足够亮度的照明设施，活动灯具电压不超过36V。

11、做好施工用水及雨水的排向工作。

12、注意加强对地基及基础施工的安全管理。基础开挖按规定进行放坡，并时刻注意边坡的稳定性，必要时加支撑维护。

13、及时收听当地当日天气预报，根据大风、大雨及时采取相应的防护措施，

防止意外事故的发生。

11.10.2 文明施工措施

1、施工现场管理的根本任务是推进施工现场标准化管理，提高施工现场综合水平。加强项目管理的考核评比，促进现场管理制度的转化：现场形象规范化；平面规划网络化；物资堆放定置化；工作岗位标准化；施工管理程序化；基础工作档案化。

2、项目部每月至少组织两次综合检查，按专业、标准全面检查，按规定填写表格，算出结果，制表张榜公布。制定奖惩制度，坚持奖、惩兑现。

3、施工现场实行封闭式管理，人员不得随意出入工地，设专业保卫人员进行值班。

4、施工现场机械设备必须经有关人员验收后，方可使用，并设岗位职责和安全操作规程标牌。

5、施工现场材料堆放应做到砂石成方，砖成垛，钢筋成条，堆放整齐，标识明确。

6、建立卫生包干区，场区外无建筑料具，并及时打扫卫生，保持清洁，建筑垃圾随时清理，做到工完场院清，料完具洁，建筑垃圾统一外运。

7、保证现场通道的畅通，现场消防设施要齐全，定期检查并保证使用方便。

8、严格按程序组织施工，确保在施工过程中统一调度，统一管理指挥，平衡土建、安装、装饰之间的关系，保持良好的施工程序。

9、围墙砖砌、刷白、压顶，入口设导向牌，施工人员安全帽、工作服、胸卡统一制作佩戴等。

10、严格遵守社会公德、职业道德、职业纪律，妥善处理施工现场周围的公共关系，争取有关单位和群众的理解和支持。

12 工程管理设计

12.1 工程管理机构

12.1.1 工程管理机构的组成和编制

为了充分利用人才和管理资源，实现工程建设管理的专业化、标准化、规范化和现代化，提高本项目总体经营管理水平和经济效益，本项目建设管理由新疆嘉盛阳光风电科技股份有限公司对工程实施全面管理。

建设期间，根据项目目标，以及针对项目的管理内容和管理深度，项目公司建设期计划设置5个部门：计划部、综合管理部、设备管理部、工程管理部、财务审计部，共12人，组织机构采用直线职能制，互相协调分工，明确职责，开展项目管理各项工作。项目公司的主要权限及职责为：

- 负责向政府及有关部门的请示汇报，取得项目建设批准文件；
- 负责协调项目建设安全、质量、进度、造价控制工作；
- 负责合同的签订和履行；
- 负责协调、组织项目招标、合同谈判、签约工作；
- 负责项目建设资金的筹措，并按工程建设合同向合同方及时拨付工程款；
- 负责生产准备工作；
- 负责组织本项目投产后工程的竣工决算、竣工验收和项目后评价。
- 负责项目投产后的运营、还贷和拆除工作。

本项目公司人员及部门职责分配，见表12-1。

表 12-1 本项目公司人员及部门职责分配表

岗位		职能
总经理（1 人）		代表项目公司全面履行管理职责，负责整个项目内、外的协调与管理；主管项目的经营、财务、公共关系。
副总经理（1 人）		协助总经理管理项目及项目公司。
计划部 （2 人）	部门职责	管理与控制项目的工期、造价、采购招标及合同管理，项目的范围管理，下达资金拨付计划。
	主任（1 人）	主持本部门工作。组织招标工作，负责合同谈判；审查项目费用和工程量清单；审查资金拨付管理。
	计划、合同、造价管理（1 人）	计划的制定，调整与控制。制定费用结算和资金拨付计划。采购招标管理。合同管理，合同的执行，违约及纠纷处理。

综合管理部 (2 人)	部门职责	项目公司的人力资源管理、沟通（信息）管理、风险管理，项目公司的集成管理。公司标准化建设、公共关系、政工及企业文化建设。
	主任（1 人）	主持本部门工作。管理与控制项目公司的人力资源、风险管理，项目公司的集成管理。
	信息管理人资管理（1 人）	文秘、接待工作，协助人力资源管理人员做好各项档案管理和信息管理。负责权限内的人事考察、任免、劳动力协调、工资管理、人事档案管理、劳动合同、劳动保险、劳动保护、社会保险、职工教育、培训等。
设备管理部 (2 人)	部门职责	制定设备采购计划，参与设备物资的招标，负责设备及物资的采购合同的执行，配合工程管理部催交设备及物资。
	主任（1 人）	全面负责本部门的工作；按照工程需要负责编制设备物资采购计划；参与设备物资的招标工作；负责设备及物资的采购合同的执行；配合工程管理部催交设备及物资。
	电气设备主管（1 人）	参与设备选型，设备招标，设备合同谈判；按合同要求提出阶段性付款计划；落实到货情况；根据合同及现场情况提出监造及催交计划；组织大件设备的运输。
工程管理部 (2 人)	部门职责	项目的设计、施工、调试。落实进度、费用和质量/安全计划，将实施信息反馈至相关部门。
	主任（1 人）	主持本部门全面工作，审核施工组织设计及施工方案，对施工过程的进度、质量、安全负责；协调各施工单位、监理、设计、调试、设备厂家等关系，负责配合计划编制标书的技术协议。
	土建（1 人）	土建和总平面管理，控制专业见接口；协调各承包商的进度，控制关键路径；定期提交进度报告，反馈影响进度、质量、安全的因素并提出调整的意见。
财务审计部 (2 人)	部门职责	负责项目公司财务预算，资金、资产和融资管理，公司审计。
	主任兼会计（1 人）	主持本部门工作，审核财务预算和资金拨付计划。公司的审计。编制项目管理费用预算；根据凭证登记财务账册；做好代收代付业务的账务管理。
	出纳（1 人）	办理现金、银行的结算业务；凭证报销；发放工资奖金等费用。

12.1.2 工程运营管理机构

根据生产和经营需要，结合现代化光伏电站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。参照原能源部办法的能源人[1992]64号文“关于印发新型电厂实行新管理办法的若干意见的通知”，结合新建电站工程具体情况，本光伏电站按少人值班的原则进行设计。

建设期结束后本项目公司职能转变为项目运营，项目建设人员和新补充人员

承担项目运营管理工作，成立电站运营公司。运营公司做好电站运行和日常维护及定期维护工作，大修采用外委方式进行，以减少管理成本，提高经济效益。

本项目运营公司编制12人，设总经理1人，全面负责公司的各项日常工作。副总经理1人，协助总经理开展工作。运营公司设五个部门，计划部（2人）、综合管理部（2人）、设备管理部（2人）、工程管理部（2人）、财务部（2人）。综合管理部由工程建设期间的计划部和综合管理部合并，负责综合计划、总经理办公、文档管理；财务部负责财务收支、财务计划、工资福利管理；生产运行部负责运营公司生产运营以及安全管理；设备管理部负责设别技术监控、点检定修、定期维护。

12.2 主要生产管理设施

根据光伏电站的特点及电站的布置情况，将整个电站分为生产区和管理区两大区域布置。

生产区包括电池阵列及逆变器室。管理区主要设置管理办公室和会议室及库房等，以满足现场对生产维护、管理要求，并配置适量的休息及活动用房，方便生产人员生活。

12.2.1 管理区、生产区主要设施

管理区位于电站主入口处，建有一座生产综合楼。

生产区布置有20个1MWp固定式多晶硅电池组件子方阵，每个方阵有两个500kWp逆变器发电单元组成。

12.2.1.1 管理区、生产区电源及备用电源

生产、生活电源从外部接入。

12.2.1.2 管理区、生产区供水设施

电站场区新建给排水管道，辅助建筑物内设有水冲厕所，拖布池及洗手池，生活排水排入化粪池定期清理。用水来源为自备打井用水。

12.2.2 道路交通设施

本电站的道路交通主要是站内道路。站内道路分站内环形道路和站内纵向道路。站内环道沿生产区四周布置。站内设6条纵向硬化道路，逆变器室均位于纵向硬化道路旁边，纵横道路均与环道相连，组成电站内的道路交通网。为了降低

造价，环道和硬化路面均为粒料。其余道路不作硬化，场地碾压后即可使用。站内道路宽度均为4m。

12.3 电站运行维护、回收及拆除

12.3.1 维护管理方案

为防止配电装置遭受直击雷侵害，在35kV进线段设避雷线对升压站进行保护。由于光伏阵列面积较大，在阵列中设避雷针出现阴影对阵列的影响较大，根据《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定，综合考虑后确定本电站光伏阵列中不再配置避雷针，主要通过太阳能电池阵列采取电池组件和支架与厂区接地网连接进行直击雷保护。

为防止雷电侵入波和内部过电压的损坏电气设备，在35kV线路出口处设一组氧化锌避雷器。

35kV配电装置母线设有无间隙金属氧化物避雷器，箱式变、直流配电柜、汇流箱内均逐级装设避雷器。

电池组件维护采用日常巡检、定期维护、经常除尘。电池组件定期进行除尘和清洗，每两个月清洗一次。如遇到恶劣天气，应及时清洗。春、夏、秋三个季节采用先除尘再用水洗。冬季不能水洗。每次清洗完成后应保持组件干燥。

12.3.2 车辆配置方案

由于运营期对车辆的需求主要是电站内的日常检修和维护，所以配置生产用车2辆。

12.3.3 拆除、清理方案

电站25年运行期满后，电池组件由厂家或专业回收处理公司负责回收及再利用。组件支架、基础钢筋等钢材由物质再生公司进行回收。所有的建（构）物及其基础由专业拆迁公司拆除、清理。电站区域地表由电站运营商负责结合当地的防风固沙水土保持等环境治理专项活动，使其恢复至与周边戈壁荒地相近的地貌。

13 环境保护和水土保持设计

13.1 设计依据及目的

13.1.1 设计依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(1989-12-26);
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2003-09-01);
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》(2008-02-28);
- (4) 《中华人民共和国水土保持法》(1991-06-29);
- (5) 《中华人民共和国可再生能源法》(2005-02-28);
- (6) 《中华人民共和国野生动物保护法》2004 年8 月修订;
- (7) 《中华人民共和国水污染防治法》2008 年2 月修订;
- (8) 《中华人民共和国大气污染防治法》2000 年4 月修订;
- (9) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》2004 年12 月修订;
- (10) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》1996 年10 月;
- (11) 《中华人民共和国传染病防治法》2004 年8 月修订。
- (12) 《环境影响评价技术导则 总纲》(HJ/T2.1-1993);
- (13) 《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》(HJ/T19-1997);
- (14) 《环境影响评价技术导则 地面水》(HJ/T2.3-93);
- (15) 《环境影响评价技术导则 大气》(HJ/T2.2-2008);
- (16) 《环境影响评价技术导则 声》(HJ/T2.4-2009);
- (17) 《环境监测技术规范》(DL/T799.1-2002);
- (18) 《辐射环境监测技术规范》(DL/T61-2001);
- (19) 《电力行业劳动环境监测技术规范 生产性噪声监测》
(DL/T799.3-2002);
- (20) 国务院第253 号令《建设项目环境保护管理条例》(1998-11-18)。

13.1.2 设计目的

经过对本工程的环境保护和水土保持设计,分析环境与本工程间的相互影响要素,并采取有效措施使不利影响因素减至最低程度,使环境和水土在本工程建设与运行期内都得到很好的保护,进而使工程与其周围环境之间达到相互和谐发展

展的目的。

13.2 环境概况

13.2.1 自然环境

(1) 地理位置

本项目位于新疆维吾尔自治区呼图壁县，规划场区位于呼图壁县城西北25km，312国道北侧，交通方便。

(2) 地形地貌

呼图壁属天山北坡中段，准噶尔盆地南缘，海拔高程460米左右。场地呈现南高北低，坡度 $\leq 0.71\%$ ，场址区地势相对平坦、开阔，地貌单一，地表极其荒凉，除灌渠两边有植物生长外，其它无任何植被。

(3) 气象条件

呼图壁地处欧亚大陆腹地，准噶尔盆地南缘，处于中纬度西风带控制之下，属中温带大陆性气候，海洋影响不易到达，气候具有强烈的大陆性，属大陆性中温带干旱气候，特点为：夏季炎热、冬季寒冷，降水量少，蒸发旺盛，光照充足，气温年、日变化大。呼图壁气象站位于新疆呼图壁县文化巷38号，位置坐标：东经 $86^{\circ}49'$ ，北纬 $44^{\circ}08'$ ，观测点海拔522米。据呼图壁气象站资料：历年平均气温 7°C ，七月份气温平均 25°C ，最高可达 41°C ；一月份最低，平均 -5.8°C ，最低 -33.8°C 。

13.2.2 环境质量初步评价

本工程的场址环境从以下几个方面作初步评价：

(1) 生态环境

本工程场址区地处戈壁滩上，属于植被脆弱区，几乎没有动物及植被的分布

(2) 大气环境

但该区域人烟稀少，无工业污染源分布，因此无污染物排放。

(3) 水环境

根据本次勘察及临近工程勘察资料，场址地下水位埋深较深，场区水位埋深大于15m，本工程建设可不考虑地下水对建筑物基础的影响。

本光伏电站场区目前为戈壁荒地，经场区范围的踏勘、当地居民的走访调查，得知在场地围内及周围地表水系不发育，另外，瞬时的暴雨降落地面即渗入地下

表层，很难形成暂时性的地表水。

13.3 环境和水土影响分析

13.3.1 项目选址的环境合理性

本工程为清洁、可再生能源的利用项目，受到国家和地方政府的大力支持。项目选址无环境限制因素，且与该市有关土地利用、新能源开发等规划相一致。

13.3.2 环境影响因素识别

（1）施工期

本工程占地较大，土质主要为粉砂，砂砾石，在施工过程中要扰动地表，因此有水土流失产生。施工期有生活、生产污废水及建筑、生活垃圾产生。

（2）运行期

本工程在运行期对环境的影响只是少量的生活污水及垃圾的影响。

13.3.3 施工期的影响分析

（1）施工噪声环境影响分析

施工期噪声主要为施工机械设备所产生的作业噪声，施工机械如推土机、挖掘机和混凝土搅拌机等。根据类比调查和有关资料：这些建筑施工机械的声源噪声强度大多在80dB~100dB左右，据其它工程的施工经验，上述噪声仅对施工现场区域范围和周围250m内的地区有影响。本电站场区距离市区和村民居住地较远，不存在噪声干扰居民生活的问题。

（2）施工期对空气质量的影响

太阳能发电本身不产生有毒有害的废气污染物，本工程冬季采用中温辐射式电加热器采暖，也不新增大气污染源。但施工期汽车尾气和地面扬尘污染可能对区域环境空气产生影响。施工扬尘主要来自支架基础、进场公路、逆变器室、综合楼等工程建设时施工开挖、粉状建筑材料（如水泥、石灰等）的装卸、拉运粉状材料及土石方、施工粉状材料的随意堆放和土方的临时堆存、车辆在道路上行走等过程。

施工扬尘产生量主要取决于风速及地表干湿状况。若在春季施工，风速较大，地表干燥，扬尘量必然很大，将对电站周围特别是下风向区域空气环境产生污染。而夏季施工，因风速较小，扬尘较少，对区域空气环境质量的影响也相对较小。

考虑本工程施工区布置分散，污染源强小，加之施工区地形开阔，当地风速也较大，地形及气象条件有利于污染物的扩散，这在一定程度上可减轻扬尘的影响。施工扬尘造成的污染仅是短期的、局部的影响，施工完成后就会消失。

（3）施工污、废水对环境的影响

本工程施工几乎没有生产废水排放，生产用水主要为混凝土拌料用水，全部消耗在拌料中，所以几乎不产生废水。废水主要来自现场施工人员日常生活所产生的生活污水。生活污水如不经处理直接排放，将对环境造成污染。因此，对施工人员生活污水严禁乱排，通过集中处理达标后定期清理外运。所以施工污、废水对环境影响很小。

（4）施工期固体废物对环境的影响分析

施工期的固体废物主要是施工弃土石和施工人员生活垃圾。施工弃土石是一种临时性的短期行为，至工程建成投入运行而告终。因此只要加强固体废物管理，及时、安全处理施工垃圾，就不会对环境产生污染。此外还有少量建筑垃圾和弃渣，其中有部分建筑材料可回收利用，剩余部分均用汽车运走。

施工期施工人员多而且较为集中，如按220人计算，整个施工场每天至少产生约50kg的生活垃圾，这些生活垃圾主要为废旧塑料袋、剩饭菜、废包装材料、烂水果、果皮、果核等，若随丢随扔，对环境可产生一定的污染，对公共卫生及公众健康会带来不利影响。生活垃圾应集中收集后外运。

（5）对人群健康的影响

对人群健康产生的影响主要在施工期。施工期基础设施可能相对简陋，如果饮食卫生、生活用水、环境卫生等管理措施不利，可能增大一些传染病流行的可能性。

综上所述，施工期间虽然会对环境产生一些不利的影响，但施工时间较短，因而整个施工期对环境所产生的不利影响很小。

13.3.4 运行期的影响分析

由于太阳能发电过程中不产生废气、废水、废渣等污染物，本工程冬季采用电辐射取暖方式，也不产生污染。本项目运行期对环境可能产生影响的主要因素有：电池组件及金属构件的噪声、生活污水、生活垃圾等。

（1）生态环境

本电站附近基本全是未利用荒滩，经现场踏勘和调查，场址区内未发现受国家保护的动植物，且均不在覆矿区域。电站的运行不会改变当地的动、植物分布，不会对当地的生态环境产生明显影响。

（2）声环境

光伏发电本身没有机械传动机构或运动部件，运行期没有噪音污染，并且该地人烟稀少，距交通要道较远，因此几乎没有噪声污染。

（3）光伏电站噪光的影响

本工程采用多晶硅太阳能电池，这种电池组件最外层均为特种钢化玻璃。这种钢化玻璃的透光率极高，达95%以上。根据现行国家标准《玻璃幕墙光学性能》GB/T18091-2000的相关规定，在城市主干道、立交桥、高架桥两侧设立的玻璃幕墙，应采用反射比小于0.16的低辐射玻璃。依据此标准，光伏阵列的反射光极少，不会使电站附近公路上正在行驶车辆的驾驶人员产生眩晕感，不会影响交通安全。

（4）生活污水对环境的影响分析

光伏发电在电能产生过程中不需要水资源，电站在运行期的污废水主要为电站工作人员生活产生的污废水，由于工作人员很少，生活污水的产生量也较少，且污染物浓度较低，生活污水排入化粪池，定期清掏外运。因此，少量生活污水不会对当地水环境产生影响。

（5）生活垃圾对环境的影响分析

电站投产运行后，每天仅有少量值班人员，其废渣排放仅为生活垃圾，每天产生量极少。由于设有专门的收集箱，待收集到一定量后，用汽车运至专门的垃圾卫生填埋场进行无害化卫生填埋处理。因此，少量生活垃圾对环境基本无影响。

（6）电站潜在的电磁辐射影响

太阳能发电运行产生的电磁辐射强度较低，且远离居民区，不会对居民身体健康产生危害，周围无线电、电视等电器设备较少，不会对其产生影响。

（7）环境对项目的影响

项目场址区恶劣天气相对较少，但仍有沙尘暴、大风、积雪、冻土、雷暴及极端温度等恶劣天气的出现。本项目施工期时间较短，因此恶劣天气对本工程的建设影响较小。

13.4 环境保护措施

13.4.1 生态环境保护对策措施

在施工过程中，为保护生态环境，在环境管理体系指导下，项目施工期应进行精密设计，尽量缩短工期，减小施工对周围地形地貌等环境的影响。项目具体采取以下生态保护措施：

（1）施工活动严格控制在征地范围内，尽可能减少对周围土地的破坏；考虑对进场道路与施工道路进行一次规划，施工道路不再单独临时征用土地；道路尽可能在现有道路的基础上布置规划，尽量减少对土地的破坏、占用。

（2）电池组件及电气设备必须严格按设计规划指定位置来放置，各施工机械和设备不得随意堆放，以便能有效地控制占地面积，更好地保护原地貌。

（3）施工优先采用环保型设备，在施工条件和环境允许的条件下，进行绿色施工，可以有效降低扬尘及噪声排放强度，保证其达标排放。

（4）在施工过程中，做好表土的集中堆存和保护，并要求完工后及时利用原表土对施工造成的裸露面进行覆土。

（5）尽量减少大型机械施工，基坑开挖后，尽快浇筑混凝土，并及时回填，其表层进行碾压，缩短裸露时间，减少扬尘发生。基坑开挖严禁爆破，以减少粉尘及震动对周围环境的影响。

（6）电缆沟施工后应及时回填，并恢复原有地貌。

（7）工程施工过程中和施工结束后，应及时并严格按照本工程所提出的各种水土保持措施对各水土流失防治部位进行治理，防止新增水土流失。

13.4.2 废气和扬尘污染防治对策措施

在采取必要的生态保护措施和水土保持措施情况下，运行期基本不会产生二次扬尘和废气，本项目废气和扬尘主要产生于施工期。

施工期的废气主要为运输车队、施工机械（推土机、搅拌机、吊车等）等机动车辆运行时排放的尾气。由于场址区用地为较开阔的荒地，空气流通较好，汽车排放的废气能够较快的扩散，不会对当地的空气环境产生较大影响，但项目建设过程中仍应控制施工车辆的数量，使空气环境质量受到的影响降至最低。

施工扬尘主要来源于施工过程中粉状物料堆放、土方的临时堆存以及车辆运输等过程。为减少施工扬尘对空气环境的影响，采取如下防治措施：

- (1) 施工场地定期洒水，防止浮尘产生，在大风时加大洒水量及洒水次数。
- (2) 施工场地内运输通道及时清扫、洒水，减少汽车行驶扬尘。
- (3) 运输车辆进入施工场地低速行驶或限速行驶，减少扬尘量。
- (4) 灰渣、水泥等易起尘原料，运输时应采用密闭式槽车运输。
- (5) 起尘原材料覆盖堆放。
- (6) 混凝土搅拌站设置在密闭的工棚内。
- (7) 所有来往施工场地的多尘物料均应用帆布遮盖。
- (8) 尽量采用商品(湿)水泥和水泥预制件，少用干水泥。

通过采取上述措施，可以有效抑制施工区扬尘的产生和溢散，保证施工场界外粉尘无组织排放监控浓度小于 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

13.4.3 噪声污染防治对策措施

电站运行期无噪声污染，但施工期施工作业噪声不可避免。为减小施工噪声对周围环境的影响，建设单位必做好施工期间的环境保护工作。

(1) 建设招标单位将投标方的低噪声、低振动施工设备和相应技术作为中标的重要内容考虑。

(2) 施工单位应设专人对施工设备进行定期保养和维护，并负责对现场工作人员进行培训，以便使每个员工严格按操作规范使用各类机械，减少由于施工机械使用不当而产生的噪声。

(3) 施工尽量安排在白天进行，尽量缩短工期。

(4) 严格施工现场管理，降低人为噪声。

项目施工区域距离声环境敏感目标较远，采取上述措施，可避免施工噪声对周边环境的明显影响，满足 GB12523-90《建筑施工场界噪声限值》的要求。

13.4.4 废污水处理对策措施

工程施工生产废水主要由混凝土运输车、搅拌机和施工机械的冲洗以及机械修配、汽车清洗等产生，但总量很小。施工布置较为分散，范围也较广，可用于施工场地洒水。

电站正常运行过程中，管理人员主要从事办公、监控、检修等工作，污水主要为生活污水。生活污水排入化粪池。

13.4.5 固体废物处置及人群健康对策措施

对于施工过程中产生的土石处理：①开挖土石方时，将场内表层土，选择妥善地点堆放，底层土也妥善堆砌。工程完毕后，先用底层土覆盖裸露区域，再用表层土覆盖；②工程土石方开挖并回填后剩余的弃渣可作为场区附近低洼地段的填土，回填摊平后植草，既避免了水土流失，又有利于植被的生长和生态环境的保护；③此外对于少量建筑垃圾和开挖块石弃渣，其中有部分建筑材料可回收利用，剩余部分均用汽车运走，同生活垃圾一并运到附近指定的垃圾填埋点。

在施工期，施工生活区设垃圾桶，垃圾应及时收集并集中清运至附近指定的垃圾卫生填埋点进行填埋处理。

电站正常运行过程中，管理人员主要从事办公、监控、检修等工作，固体废物主要为办公、生活垃圾。生活区设垃圾桶，收集到一定程度集中清运至附近指定的垃圾填埋点。

同时还应当加强饮食卫生、生活用水、环境卫生等方面的管理，防止传染病的流行，保护人群健康。

13.4.6 环境保护投资估算

根据本报告提出的环保治理措施和对策，类比同类行业，本项目的环保投资估算见下表。

表 13-1 环保投资估算表

项 目	治理措施	投资估算（万元）
生活污水处理	集中堆放，集中清理	5
生产生活区绿化	栽种灌木、植草	5
固体废物处置	集中堆放、植草	6
扬尘防治	洒水、帆布遮盖	4
总 计		20

13.5 水土保持设计

13.5.1 水土流失概况

水土流失是在水力、重力、风力等外应力作用下造成的水土资源和土地生产力的破坏和损失，包括土地表层侵蚀和水土损失。

水土流失的主要因素可以概括为自然因素、社会因素和人为因素三类。自然

因素是指地处干旱缺水地区，降水量小，蒸发量大，风大风多，气候条件较差；土壤、植被条件不良，肥力低，植被稀疏。社会因素是指经济发展水平低，对生态环境保护、建设有效投入水平较低；生产经营方式和基础设施相对落后，人为因素主要表现在生产建设中重开发轻管护，造成人为新的水土流失。

本工程主要以预防和治理水土流失，改善生态环境和生产条件为主，同时做好预防保护和监督检查工作，防止边治理边破坏，造成新的水土流失。

本工程场址区的土地利用中存在的主要问题：一是土地利用的程度不高，为国有荒漠，地表疏松；二是植被稀少，生态环境恶劣。故在风沙大，植被少的情况下，若地表受到扰动会形成风蚀，从而产生严重的水土流失问题。而水土流失不仅会形成表层土壤的丧失，也会污染大气、造成生态环境的恶化。因此在工程施工期和运行期都应减少甚至避免水土流失。

13.5.2 水土流失影响分析

13.5.2.1 水土流失影响因素识别

（1）施工期

本工程占地较大，场地为国有荒漠戈壁，地表分布有少量耐旱植物，在施工过程中要扰动地表，因此有水土流失产生。

（2）运行期

本工程在运行期因没有扰动地表的可能，因此基本不存在水土流失问题。

13.5.2.2 施工期的影响分析

工程建设将征占当地一定数量的土地，但均为国有未利用荒漠，未侵占耕地、草地等农业用地。由于本场区表土结构松散，土质主要为粉砂，砂砾石，在施工前要进行场平处理会引起扬尘。在工程施工过程中将进行土石方填挖，包括电池组件基础施工、箱式变基础施工、逆变器室及综合楼基础施工等工程，不仅动用土石方，而且有施工机械及人员活动，也会产生土壤扰动。因此工程对当地生态环境的影响主要表现为：土壤扰动后，产生大量的扬尘，会增加土壤侵蚀及水土流失。

13.5.2.3 运行期的影响分析

本工程在运行期基本不存在水土流失，光伏电站的管理区内建设有绿化地带，可起到防止水土流失的作用，进而改善了场区的生态环境。

13.5.3 水土保持措施

水土流失防治措施主要采用工程措施、植物措施、临时措施和管理措施相结合的综合防护措施，在时间上、空间上形成水土保持措施体系。

(1) 工程措施：电池阵列区、综合楼、施工生产生活区、弃渣场进行表土清理，施工结束后进行覆土平整。弃渣场采用拦挡工程。

(2) 植物措施：对建筑物周围进行绿化，灌、乔、固沙草结合种植。

(3) 临时措施：主体施工过程中，特别是下雨或刮风期施工时，为防止开挖填垫后的场地水蚀和风蚀，对综合楼、电池阵列区、施工生产生活区和弃渣场等部位布设排水、拦挡和遮盖等临时防护措施，考虑临时工程的短时效性，选择有效、简单易行、易于拆除且投资小的措施。

(4) 管理措施：工程施工时序和施工安排对水土保持工程防治水土流失的效果影响很大。若施工时序和施工安排不当，不但不能有效预防施工中产生的水土流失，而且造成施工中的水土流失无从治理，失去预防优先的意义。弃渣场应“先挡后弃”，并考虑综合利用，减少占地；道路路面要定期洒水，临时堆放的土石料和运输车辆应遮盖；定期对施工生产生活区空地洒水降尘等。

13.5.4 水土保持投资估算

水土保持投资估算详见表。

表 13-2 水土保持投资估算表

序 号	项 目	投资估算（万元）
1	工程措施	36
2	植物措施	5
3	临时措施	2
4	管理措施	1
5	环境监测验收费	1
6	水土保持项目验收及补偿费	5
合 计		50

13.6 环境和水土保持影响评价结论及建议

13.6.1 环境和水土保持影响评价结论

(1) 生态：场区处于国有未利用荒漠戈壁滩，项目土建内容主要为基础的开挖及施工期产生的噪声、振动、扬尘，施工单位需严格执行环保部门有关规定，

加强施工期的管理，控制施工扬尘、噪声污染，做到文明施工。施工期结束后，应及时对施工现场进行清理，种植适宜草类，恢复原有地貌。施工场地没有环境敏感点，对当地的自然生态系统基本无影响。

本电站所在地区不属于候鸟的主要栖息地，也不在候鸟迁移的主要路线上，因此该项目不会对鸟类产生明显影响。

(2) 该项目投入运行后，采取的治理措施及对环境的影响分析如下：

a) 废水：管理人员生活污水产生量为 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水排入化粪池。因此，少量生活污水不会对当地生态系统产生影响。

b) 噪声：电站无明显噪声设备且远离居民居住地，对区域声环境无噪声影响。

c) 固体废弃物：固体废弃物主要为生活垃圾，年产生量约 2.5t ，生活区设垃圾桶，垃圾及时收集并清运至附近指定的垃圾填埋地点填埋处理。

(3) 场址选择可行性分析结论

本工程地处国有未利用荒漠戈壁滩内，太阳能资源丰富、远离村庄，所以本工程选址可行。

(4) 项目环境效益分析结论

开展太阳能发电，可以充分利用丰富的可再生资源，节约宝贵的一次能源，避免因电力发展造成的环境污染问题。发展太阳能发电是实现能源、经济、社会可持续发展的重要途径，具有良好的环境效益。

(5) 项目可行性结论

本项目为《当前国家重点鼓励发展的产业、产品和技术目录（2000年修订）》中鼓励发展的产业，符合国家产业政策。项目不占用农田，项目所在地太阳能资源丰富，项目周边附近无敏感点，且发电过程不产生废气、废水及固体废弃物。因此，本项目将取得良好的经济、环境和社会效益，从环保角度分析，该项目的建设是可行的。

13.6.2 建议

(1) 为保证工程环境保护和水土保持措施能及时到位，以保护当地生态环境，建议建设单位要落实本工程的环保和水保费用，并做到专款专用。

(2) 做好施工期的环境管理工作，做到文明施工，避免施工期扬尘、噪声

对周围环境产生污染，施工结束后施工场地应尽量恢复原貌。

（3）加强对设备的维护，确保其正常运转，避免设备带病运行产生高噪声对环境造成影响。

（4）在下一步设计中，优化弃渣场选址，尽量利用坑洼地弃渣，减少弃渣占地；优化施工道路设计，合理安排施工工序，减轻对场地原始地貌的破坏。

14 劳动安全与工业卫生

14.1 设计总则

14.1.1 设计目的、基本原则

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，做到电站投产后符合劳动安全与工业卫生的要求，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康，为建设项目的的设计、施工、监理、运行提供科学依据，推动工程项目安全程度的提高，根据国家有关设计标准、规程规范进行劳动安全与工业卫生专项设计。

本工程劳动安全与工业卫生专项设计，必须遵守国家的有关方针、政策，并结合工程的具体情况，积极采用先进的技术措施和设施，做到安全可、经济合理，设施符合国家规定的标准，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和并网光伏电站的安全运行管理提供参数依据，确保施工人员生命与财产的安全。

14.1.2 设计范围和主要内容

本项目的劳动安全与工业卫生设计范围是对主要建（构）筑物、生产设备及其光伏作业岗位和场所的劳动安全与工业卫生进行分析评价，主要包括光伏阵列、宿舍楼、办公楼、逆变器室、水泵房、设备用房等。

电站劳动安全与工业卫生设计的重点：分析评价电站运行过程中可能出现的劳动安全与工业卫生等方面的主要危险有害因素；从设计、运行、管理的角度提出相应的消除或减免措施；提出劳动安全与工业卫生建议。对施工过程中的主要危险有害因素只作一般性分析，不作具体评价说明。

14.1.3 主要依据文件

14.1.3.1 国家有关主要法律、法规、条例

- (1) 《中华人民共和国劳动法》（1994）中华人民共和国主席令第 28 号；
- (2) 《中华人民共和国安全生产法》（2000）中华人民共和国主席令第 70 号；
- (3) 《中华人民共和国消防法》（1998）中华人民共和国主席令第 4 号；
- (4) 《中华人民共和国职业病防治法》（2001）中华人民共和国主席令第 60 号；
- (5) 《中华人民共和国电力法》（1995）中华人民共和国主席令第 60 号；

(6)《建设工程安全生产管理条例》(2003) 中华人民共和国主席令第 393 号;

(7)《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》(1996 年 10 月)原劳动部第 3 号令。

14.1.3.2 设计采用的主要技术规范、规程和标准

- (1) GB18218-2009《危险化学品重大危险源辨识》;
- (2) GB12158-2006《防止静电事故通过导则》;
- (3) GB8196-2003《机械安全、防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》;
- (4) GB12801-2008《生产过程安全卫生要求总则》;
- (5) GB5083-1999《生产设备安全卫生设计总则》;
- (6) GB7231-2003《工业管道的基本识别色、识别符号和安全识别》;
- (7) GB2893-2008《安全色》;
- (8) GB2894-2008《安全标志及使用导则》;
- (9) 关于电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点的通知(电安生 1994-191 号);
- (10) 关于“防止电力生产重大事故的二十五项重点要求”继电保护实施细则的通知(国电调 2002-138 号);
- (11) GBZ1-2002《工业企业设计卫生标准》;
- (12) GBZ2-2002《工业场所有害因素职业接触限值》;
- (13) GBJ87-85《工业企业噪声控制设计规范》;
- (14) GBJ122-88《工业企业噪声测量规范》;
- (15) LD80-1995《噪声作业分级》;
- (16) GB/T4046-1983《电气设备安全设计导则》;
- (17) GB/T3805-2008《特低电压(ELV)限值》;
- (18) GB/T50033-2001《建筑采光设计标准》;
- (19) DL/T5056-1996《变电所总布置设计技术规程》;
- (20) DL/T620-1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》;
- (21) DL/T621-1997《交流电气装置的接地》;
- (22) DL/T5352-2006《高压配电装置设计技术规程》;

- (23) DL/T 5222-2005 《导体和电器选择设计技术规定》;
- (24) GB50058-1992 《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》;
- (25) GB4387-1994 《工业企业厂内铁路、道路运输安全规程》;
- (26) GB50046-95 《工业建筑防腐蚀设计规范》;
- (27) GB14285-93 《继电保护和安全自动装置技术规程》;
- (28) GB20060-92 《3~110kV 高压配电装置设计规范》;
- (29) GB50052-1995 《供配电系统设计规范》;
- (30) GB50217-94 《电力工程电缆设计规范》;
- (31) GB50260-1996 《电力设施抗震设计规范》;
- (32) GB50057-1994 《建筑防雷设计规范》(2000 年版);
- (33) GB50016-2006 《建筑设计防火规范》;
- (34) GB6566-2001 《建筑材料放射核素限量》
- (35) GB50140-2005 《建筑灭火器配置规范》;
- (36) GB50116-1998 《火灾自动报警系统设计规范》;
- (37) GB50034-2004 《建筑照明设计规范》;
- (38) GB50011-2001 《建筑抗震设计规范》;
- (39) GB50015-2003 《建筑给水排水设计规范》;
- (40) GB50019-2003 《采暖通风与空气调节设计规范》;

以上规范与标准如有新版,均以最新版为准。

14.2 主要危险、有害因素分析

14.2.1 工程施工期主要危害因素分析

(1) 高处坠落

本工程生产楼及逆变器室施工时存在高空坠落危险因素,可能导致人员伤亡、死亡。

(2) 坍塌

本工程坍塌危险主要存在于施工期的基础开挖过程中,施工中若基坑支护不当,地址情况不良等可能造成基坑壁坍塌。施工材料堆放过高、管理不当也存在坍塌的危险,可能导致设备或材料损坏,人员伤亡、死亡。

(3) 物体打击和挤压伤害

本工程各类施工作业活动中，均存在操作人员收到坠落物的打击、运动着重型设备的打击（如吊车、吊臂等）危险因素，可能导致人员伤残、死亡。

（4）机械伤害

本工程施工中使用的机械设备多，存在机械伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

（5）触电伤害

本工程施工中使用的用电设备多，存在出点伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

（6）交通事故

本工程施工中运输车辆多，可能由于施工现场内视野不良、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，可能导致设备损坏或人员伤残、死亡。

（7）传染性疾病

本工程施工过程中，施工人员数量较多，且集体生活、集体用餐，存在发生传染性疾病的隐患。

14.2.2 工程运行期主要危害因素分析

（1）太阳电池阵列

太阳电池阵列是光伏电站的主要发电设备，正常工作电压一般在 500V-600V 之间，如人员不慎触碰到绝缘不良的导线、电缆等部位，存在出点伤害的危险。

（2）变压器、变电站配电设备触电伤害、火灾及爆炸伤害

在触电伤害的危险，也存在火灾及爆炸的危险，可能导致人员窒息、烧伤、死亡。

（3）电气设备及电缆火灾及中毒伤害

本工程布置的若干电气设备，易于着火。特别是布置有大量的电力电缆及控制电缆、光缆等，而且连接到工程各个部位，电缆易燃，着火后产生大量有害气体，可能导致设备损坏或人员窒息、烧伤、死亡。

（4）风机等设备的噪声污染

本工程逆变器室布置有一些通风机，这些设备的低频噪声可能会对运行人员的听力造成伤害。

（5）高出坠落及机械伤害

本工程布置有 35KV 出线导线架构及较高的建筑物等设施，这些部位在维护时存在高处坠落及机械伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

（6）雷击

太阳能电池阵列布置位置地势平坦，且占地面积较大，遇雷暴发生时，存在雷击危险因素，可能导致设备损坏，引起运行事故或人员伤残、死亡。

（7）大风

光伏电站建设在荒漠戈壁上，当大风或沙尘暴天气出现时，由于大风引起的扬尘或沙尘暴可能引起发电量下降，对电站运行不利。

（8）雪灾

雪灾发生时，大雪有可能覆盖太阳能电池组件板面，严重影响发电，造成运行事故。输电线积冰可能导致电线断裂，影响电力送出。

14.3 工程安全卫生设计

14.3.1 施工期劳动安全与工业卫生对策措施

（1）在工程施工期间，建设单位必须遵守“生产经营单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”三同时的安全规定。

（2）建设单位应认真学习，严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》（国务院 393 号令，2004 年 2 月 1 日执行），并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

（3）加强施工监理，施工过程应严格按照相关规程、规范要求执行。

（4）加强施工单位资质管理。

（5）加强施工组织设计编制与审查管理，试运阶段的安全生产管理。

（6）加强施工营地生活设施建设，完善施工卫生监制，保障施工人员的安全与健康。

14.3.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

14.3.2.1 防火及防爆

（1）工程防火设计

工程防火采用综合消防技术措施，消防系统从防火、监测、报警、控制、疏散、灭火、事故通风、救生等方面进行整体设计。

（2）工程防爆安全设计

主变压器等都设有泄压装置，布置上将泄压面避开运行巡视工作的部位，以防止在设备故障保护装置失灵，通过泄压装置释放内部压力是，伤害工作人员。设备的选型和采购均符合现行相关规范。

（3）防静电设计

通风设备等均接地；防静电接地装置与工程中的电器接地装置共用时，其接地电阻不大于 30Ω 。

场外独立设置的易燃材料仓库，在直击雷保护范围内，其建筑物或设备上严禁装设避雷针，而用独立避雷针保护。并采取防止感应雷和防静电的技术措施。

14.3.2.2 防电气伤害

（1）所有可能的发生电气伤害的电气设备均可靠接地，工程接地网的设计满足相关规程规范的要求。

（2）对于可能遭遇雷击的建筑物屋顶，设备等采取避雷带或者避雷针保护。

（3）配电装置的电气安全净距符合《3~110kv 高压配电装置设计规范》（GB50060-92）及其他相关规范的有关规定。当裸导至地面的电气安全净距不满足规定时，设防护等级不低于 IP2X 的防护网。

（4）高压开关柜具有“五防”功能即：

- ①防带负荷分、合隔离开关；
- ②防误分、合断路器；
- ③防带电挂地线、合接地开关；
- ④防带地线合隔离开关和断路器；
- ⑤防误入带电间隔。

（5）所用干式变压器与配电柜布置在同一房间，该变压器设不低于 IP2X 的防护外罩。

（6）屋外开敞式电气设备，在周围设置高度不低于 1.5m 的围栏。

（7）在远离电源的负荷点或配电箱的进线侧，装设隔离电器，避免触电事故的发生。

(8) 用于接零保护的零线上, 不装设熔断器和断路器。

(9) 对于误操作可能带来人身触电或伤害事故的设备或回路, 设置电气连锁或机械连锁装置, 或采取其他防护措施。

(10) 供检修用携带式作业灯, 符合《特低电压(ELV)限值》(GB/Y/T3809-93)的有关规定。

(11) 单芯电缆的金属互层、封闭母线外壳以及所有可能产生感应电压的电气设备外壳和构架上, 其最大感应电压不大于 50V。否则, 采取相应防护措施。

① 运行人员经常触及的部位不应大于 30K;

② 运行人员不经常触及的部位不应大于 40K;

③ 运行人员不触及的部位不应大于 65K, 并没有明显的安全标志。

(13) 电气设备的防护围栏应符合下列规定:

① 栅状围栏高度不应小于 1.2m, 最低栏杆离地面静距不应大于 0.2m;

② 网状围栏的高度不应小于 1.7m, 网孔不应大于 40mm*40mm;

③ 所以围栏的门均应装锁, 并有安全标志。

14.3.2.3 防机械及防坠落伤害

(1) 相关机械设备的布置, 设计中满足有关国家安全卫生标准的要求, 在设备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》(GB5083-1999)、《机械防护安全距离》(GB12265-1990)、《机械设备防护罩安全要求》(GB8196-87)、《防护屏安全要求》(GB8197-87)等有关标准的规定。

(2) 所以机械设备防护安全距离, 机械设备防护罩和防护屏的安全要求, 以及设备安全卫生要求, 均符合国家有关标准的规定。

(3) 需上人巡视的屋面设置净高不小于 1.05m 的女儿墙或固定式防护栏杆。

(4) 本光伏电站设置的室外爬梯, 均考虑了意外坠落的影响, 设置防护栏杆与扶手, 均采取防滑措施。

14.3.2.4 防噪声及防扰动

光伏电站按“无人值班”(少人值守)方式设计, 采用以计算机为基础的全场集中监控方案, 并设置图像监控系统, 因而少量的值守人员的主要值守场所布置在生产楼的中控室内, 其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》(GBJ87-1985)规定, 结合本电场的特点, 限制在 60dB-70dB。

为确保各工作场所的噪声限制在规定值内, 要求各种设备上的电动机、风机、

变压器等主要噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定的噪声、振动标准的设备。中控室等主要办公场所选用室内机噪声值小雨 60dB 的空调机，并采取必要的隔振、减震处理。

在噪声源较大的设备房间采取必要的工程措施，选用噪声和振动水平符合国家有关标准规定的设备，必要时，对设备提出允许的限制值，或采取相应的防护措施，如在建筑上采用降噪材料等。管道设计及其支吊架合理选择，以避免或减少流体告诉流动及其管道振动所产生的噪声。为运行人员配备临时隔声的防护用具。

14.3.2.5 温度与湿度的控制

(1) 通风、空调设计

中控室、配电室、厨房等房间采用机械通风系统，其余房间采用自然通风，以保证各类工作场所的设备正常运行和工作人员的舒适工作环境。

(2) 采暖设计

会议室、办公室、宿舍、餐厅、等房间，均为电采暖方式。逆变器等电气设备在运行中会散热，因此逆变器和设备用房不考虑采暖。

14.3.2.6 采光与照明

本工程生产楼中的中控室等主要工作场所的照明，充分利用天然采光，当天然采光不足时，辅以人工照明。其他各层，根据相关照明设计规范的规定，选择合适的灯具，合理布置灯源，各场所的照度满足《建筑照明设计标准》（GB50034-2004）的要求。

在中控室等重要工作场所设有事故照明。在生产楼建筑内主要疏散通道及安全出口处均设有火灾事故照明与疏散标志。

14.3.2.7 防尘、防腐蚀

(1) 配电室室内地面采用坚硬的、不起尘埃的材料，清扫时采用吸尘装置。

(2) 本光伏电站机械通风系统的进风口位置，设置在室外空气比较洁净的地方，并设在排风口的上风侧。

(3) 本光伏电站生活污水，根据《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2002）的有关规定，经必要的处理合格后，才可排放。

(4) 设备支撑构件、水管和风管根据不同的环境采取经济合理的防腐措施。除锈、涂漆、镀锌、喷塑等防腐处理工艺负荷国家现行的有关标准的规定。

(5) 建建筑材料的毒性、放射性均符合国家有关卫生标准规定，不得超标。

14.3.2.8 防电磁辐射

在接触微波（频率为 300MHz~300GHz 的电磁波）辐射的工作场所，对作业人员的辐射防护要求要满足《作业场所微波辐射卫生标准》（GB10436-1989）的规定，选用满足防护微波辐射要求的产品。

14.3.2.9 防大风、防沙尘暴、防雪灾

(1) 在选择太阳电池组件、逆变设备、输电线路及其辅助设备时，充分考虑这些设备在低温、超强大风荷载和沙尘暴、积雪覆冰等气象灾害状态下的工作情况。

(2) 在太阳电池支架设计时充分考虑风荷载，在设备基础设计施工时考虑冻土问题。

(3) 大风、沙尘暴、雪灾天气结束后，尽快组织清理太阳电池组件表面灰尘、积雪覆冰等。

(4) 在人员经常停留的室内场所或有防冻要求的设备间内设置采暖系统。

(5) 室外主要发电设备防护等级满足防沙尘暴的要求。

(6) 施工完后，尽快进行环境绿化，植树种草，防止水土流失和沙尘对作业环境的影响。

(7) 做好大风、沙尘暴、雪灾等的事故应急预案。

14.3.2.10 安全色和安全标志

对工作场所进行色彩调节设计，有利于增强识别意识，精力集中，减少视力疲劳。调节人员在工作时的情绪，提高劳动积极性，达到提高劳动生产效率、降低事故发生率的目的。

根据《安全色》（GB2893-2008）和《安全标志及使用导则》（GB2894-2008）的规定，充分利用红（禁止、危险）、黄（警告、注意）、蓝（指令、遵守）、绿（通行、安全）四种传递安全信息的安全色，使人员能够迅速发现或分辨安全标志，及时收到提醒，以防事故、危害的发生。

安全色和安全标志设置的场所及类型见表 14-1

表 14-1 安全色和安全标志设置场所及类型

标志名称	安全色	设置场所	标志内容
禁止标志	红 色	1.电缆密集处	禁止烟火
警告标志	黄 色	1.电气设备的防护围栏	当心触电
		2.温升超过 65K 的设备外壳或构架	当心高温伤人
		3.超过 2.0m 的钢直梯上端	当心坠落
		4.维修间、备件库入口	当心机械伤人
		5.超过 55°的钢斜梯	当心滑跌
		6.主要交通道口	当心车辆
提示标志	绿 色	1.消防设施	灭火器
		2.安全疏散通道	安全通道、太平门

14.4 劳动安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，加强劳动安全与工业卫生设施和技术措施的实施，以保护劳动者在劳动过程中的安全与健康，保障财产不受损失。就必须建立、健全安全生产责任制度；健全安全技术操作规程和安全规章制度；健全特种作业人员持证上岗和建档制度；完善安全生产条件，确保安全生产。实行全员、全方位、全过程的管理；根据法律法规制定相关职业安全卫生制度。制度的主要内容包括：目标、责任、承诺、奖惩规定、监督考核、总结等内容。

14.4.1 安全卫生机构设置、人员配备及管理制度

安全卫生管理机构必须和整个电站管理组织机构及人员配备统一考虑。工程投产后，设置安全卫生管理机构及安全监测站，负责劳动安全与工业卫生方面的宣传教育和管理工作的，保障电站顺利运行，达到安全生产的目的。从“安全生产、安全第一”的角度出发，管理和检测机构负责整个电站的消防、劳动安全卫生检查、日常的监测、劳动安全及职业卫生教育等，并设置医务室。其机构人员的配置为 1~2 人，可以为兼职人员，归生产运行部管理。

光伏电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。

建立巡回检查制度、工作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪表

和器材进行安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置检测仪器设备和必要的安全宣传设备。

14.4.2 安全生产监督制度

工程投产后设置安全卫生管理机构及安全卫生监测站，并制定有效的安全生产监督制度，以保证电站顺利进行，达到安全生产的目的。

14.4.3 消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度

(1) 消防管理制度主要包括：

- a) 设备防火安全规定；
- b) 防火检查制度；
- c) 消防水泵管理规定；
- d) 消防水池管理规定；
- e) 材料仓库防火安全制度；
- f) 厨房防火安全制度；
- g) 集体宿舍防火安全制度等。

(2) 防电气误操作管理制度主要包括：

- a) 落实责任制，明确防误工作负责人，形成防误工作网络；
- b) 贯彻执行“五防措施”；
- c) 熟练掌握相关设备的现场布置、系统联系、结构原理、性能作用、操作程序；
- d) 建立防误工作的激励约束机制；
- e) 严格执行《电业安全工作规程》、《电力事故调差规程》、《运行规程》和运行部的各种规章制度等。

(3) 防高空作业坠落管理制度主要包括：

- a) 对实行高空作业的人员采取安全保护措施；
- b) 对实行高空作业人员进行安全教育，提高人员的安全意识和自我保护意识等。

14.4.4 工业卫生与劳动保护管理规定

各级行政正职是本单位（部门）的安全第一责任人，对安全生产负全面的领

导责任。各级行政副职是自己分管工作范围内的安全第一责任人，对分管范围内的安全工作负有领导责任。各类人员必须认真落实规定中各自的安全职责，认真贯彻执行国家有关安全生产的方针、政策、法律及法规，并对所属部门人员履行安全职责的情况进行检查、考核。严禁违章指挥，违章作业，违反现场劳动纪律现象的发生。

坚持“管生产必须管安全”的原则，做到计划、布置、检查、总结、考核生产工作和安全工作同步进行，落实好有关职业安全卫生制度的执行。

14.4.5 工作票、操作票管理制度

编制光伏电站运行操作规程，建立工作票与操作票管理制度，保护运行人员在生产过程中的人身安全，保障设备财产不受损失。

工作票与操作票管理制度的主要内容包括：（1）工作票与操作票的类别；（2）工作票与操作票的内容、格式及填写人员、签发人员资格规定；（3）工作票与操作票的执行；（4）工作票与操作票的考核等内容。

14.4.6 事故调查处理与事故统计制度

事故调查处理与事故统计制度按照国家电力监管委员会颁布的《电力生产事故调查暂行规定》（自 2005 年 3 月 1 日起施行）进行编制。

14.5 事故应急救援预案

根据《安全生产许可证条例》（中华人民共和国国务院令第 397 号）第六条规定，企业要取得安全生产许可证，应该具备的安全生产条件之一就是：有生产安全事故应急救援预案、应急救援组织（或者应急救援人员）、配备必要的应急救援器材、设备。对光伏电站的突发事件应有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在光伏电站投产前经有关部门的审批。

制定事故应急救援预案的目的主要有两个方面：（1）采取预防措施使事故控制在局部，消除蔓延条件，防止突发性重大或连锁事故发生；（2）能在事故发生后迅速有效地控制和处理事故，尽力减轻事故对人、财产和环境造成的影响。

14.5.1 事故应急预案的制定原则、基本要求和主要内容

光伏电站生产安全是“人——机——环境”系统相互协调、保持最佳“秩序”的一种状态。事故应急救援预案应有事故的预防和事故发生后损失的控制两个方

面构成，其原则是“以防为主，防救结合”。

在编写预案时，应分类、分级制定预案内容，上一级预案的编制应以下一级预案为基础。其基本要求是：具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果；确定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责；确定应急期间起特殊作用的人员（如消防员、急救人员）的职责、权限和义务；规定疏散程序；明确危险源的识别及其处置的应急措施；建立与外部应急机构的联系（消防部门、医院等）；定期与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻生产经营单位的交流；做好重要记录和设备（如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等）的保护。

应急预案是针对可能发生的重大事故所需的应急准备和应急行动而制定的指导性文件，其核心内容应包括：对紧急情况或事故灾害及其后果的预测、辨识、评价；应急各方的职责分配；应急救援行动的指挥与协调；应急救援中可用的人员、设备、设施、物资、经费保障和其他资源，包括社会 and 外部援助资源等；在紧急情况或事故灾害发生时保护生命、财产和环境安全的措施；现场恢复；其他，如应急培训和演练规定，法律法规要求，预案的管理等。

预案应对光伏电站在运行过程中出现的突发事故有一个较全面的处理手段，在事故发生的第一时间内及时作出反应，采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报，在事故未查明之前，当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命）等。

14.5.2 应急预案编制程序

- （1）成立应急预案编制工作组。
- （2）资料收集。
- （3）危险源与风险分析。
- （4）应急能力评估。
- （5）应急预案编制
- （6）应急预案评审与发布。

14.5.3 主要事故应急救援预案项目

根据光伏电站生产特点、危险因素情况，分析该工程可能发生重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，确定需要编制应急救援预案的类型。

建议本工程对以下重特大事故编制应急救援预案：

火灾、触电事故预案，恶劣天气事故预案，变压器损坏和互感器爆炸事故预案，开关设备事故预案，接地网事故预案等事故预案。

施工期基坑开挖、施工区内运输、施工及检修期大件吊装、高空作业、交叉作业等危险点的安全生产事故应急救援预案。

14.6 劳动安全与工业卫生专项投资概算

劳动安全与工业卫生专项投资概算依据本报告相应措施和对策，类比同类行业、报告水平年价格及《光伏发电工程可行性研究报告编制办法（试行）》（GD003-2011）进行编制，详见表。

表 14-2 劳动安全与工业卫生专项工程投资概算表（单位：万元）

序 号	工程或费用名称	单 位	数 量	单 价	合 价
一	建筑工程				5
1	工程防护措施	项	1	2	3
2	安全标志	项	1	2	2
二	设备及安装工程				26
1	监测设备及安装工程	台			10
1.1	噪声监测仪	台	1	0.6	0.6
1.2	数字式温度、湿度仪	台	1	0.5	0.5
1.3	风速风量仪	台	1	0.5	0.5
1.4	照度仪	台	1	0.8	0.8
1.5	高频电磁场场强仪	台	1	0.6	0.6
1.6	辐射仪	台	1	3	3
1.7	微波漏能仪	台	1	2	2
1.8	便携式环境振动监测仪	台	1	2	2
1.9	防护设备及安装工程				3.0
2	防护服	套	5	0.1	0.5
2.1	防尘口罩	个	10	0.005	0.05
2.2	防尘帽	个	10	0.005	0.05
2.3	手套	双	20	0.005	0.1
2.4	防护眼镜	付	10	0.05	0.5
2.5	防毒面具	套	4	0.2	0.8
2.6	其它防护设备	套	1	1	1
三	应急管理				5
3.1	事故应急预案的编制、评审及演练	项	1	1	1

3.2	防灾预警紧急救援系统	套	1	2	2
3.3	职业安全健康管理体系	项	1	1	1
3.4	安全健康保险	项	1	1	1
	专项工程投资合计				36

14.7 预期效果评价

14.7.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

在采取了安全防范措施及对生产运行人员进行安全教育和培训后，对光伏电站的安全运行提供了良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低了经济损失，保障了生产的安全运行。

14.7.2 工业卫生主要有害因素防护措施的预期效果评价

由于光伏电站的特殊性，对生产人员进行必要的防护措施，有利于生产人员的身体健康，降低了生产运行中由于没有防护措施和设备而导致生产运行人员和巡视人员受伤的几率，减少了安全事故隐患，降低了经济损失，保障了生产的安全运行和人员的人身安全。

14.8 存在的问题及建议

由于光伏电站在我国还处在一个初步发展阶段，几乎没有成熟的建设及运行经验，对相关的安全措施和防护措施还缺乏一个较全面深入的研究，因此对生产运行当中所面临的卫生和卫生问题的研究还存在一定的不足，从而或多或少的产生事故隐患和发生生产事故，所以我们需借鉴国外的先进管理模式，结合我国自身发展特点，逐步增强当前光伏电站安全生产和运行的防范工作。

建议本电站建设全过程监理职业安全健康管理体系（OSHMS），以利于促进企业长效安全生产，创造最佳经济效益。

15 节能降耗分析

15.1 设计原则及依据

15.1.1 设计原则

(1) 贯彻“安全可靠、先进适用，符合国情”的电力建设方针。本工程按照建设节约型社会及降低能源消耗和满足环保的要求，以经济实用、系统简单、最少设备、安全可靠、高效环保、以人为本为原则；

(2) 通过经济技术比较，尽量采用成熟的技术及合理的工艺系统，优化设备选型和配置，满足合理适用的要求。尽量做到技术方案可靠实用，内容新颖，材料节约，结构简单；

(3) 运用先进、成熟、可靠的设计技术手段，优化布置。使设备布置紧凑，建筑体积小，维护使用方便，施工周期短，工程造价低；

(4) 严格控制电站用地指标、节约土地资源；

(5) 电站水耗、污染物排放、定员、发电成本等各项技术经济指标，尽可能达到先进水平；

(6) 贯彻节约用水的原则，积极采取节水措施，一水多用；

(7) 提高电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高电站运行的安全性和经济性，为电站运行后的现代化企业管理创造条件；

(8) 满足国家环保政策和可持续发展的战略，高效、节水、控制各种污染物排放，珍惜有限资源。设计应满足各项环保要求，确保将该光伏电站建成环保绿色发电企业。

15.1.2 设计依据

本项目在建设和运行中，将遵循如下用能标准和节能设计规范：

(1) 《中华人民共和国节约能源法》2008 年 4 月 1 日起施行；

(2) 《中华人民共和国建筑法》1998 年 3 月 1 日起施行；

(3) JB/J14—2004《机械行业节能设计规范》；

(4) GB50189 2005《公共建筑节能设计标准》

(5) GB50176—93《民用建筑热工设计规范》

- (6) GB50019—2003《采暖通风与空气调节设计规范》;
- (7) 建设部令第 76 号《民用建筑节能管理规定》;
- (8) 建设部令第 81 号《实施工程建设强制性标准监督规定》;
- (9) 建科[2004]74 号《关于加强民用建筑工程项目建筑节能审查工作的通知》;
- (10) 国务院国发[2006]28 号档《国务院关于加强节能工作的决定》;
- (11) 国务院《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》;
- (12) 国家发展和改革委员会发改投资[2006]2787 号档《国家发展和改革委员会关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》;
- (13) 国家发展和改革委员会发改投资[2007]21 号档《国家发展和改革委员会关于加强固定资产投资项目节能评估和审查指南(2006)的通知》。

15.2 施工期能耗分析

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时施工用地和建筑材料等。

15.2.1 施工用电

施工电源从附近已有电源点接入, 设变压器降压后供混凝土搅拌站、钢筋(钢结构)加工生产等生产、生活建筑的用电, 另外选择使用两台 65kW 柴油发电机备用发电。经初步计算, 本工程高峰期施工用电负荷约为 250kW。

15.2.2 施工用水

本工程施工用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等组成。施工用水和生活用水采用打井方式, 如果井水水质不能达到饮用标准, 则生活用水采用桶装纯净水供给, 场区内设临时储水设施。高峰期施工用水量为 $150\text{m}^3/\text{d}$ 。

15.2.3 施工临时用地

本工程施工临建工程全部位于光伏电站永久征地范围内, 主要有综合加工厂、材料及设备仓库、混凝土搅拌站、小型修配厂等临时生产设施和生活建筑设施。初步估算工程临时设施总面积为 4600m^2 。

工程场址位于戈壁滩上, 地表植被稀少, 地表经施工机械等人为扰动后易形成扬尘, 影响环境。因此, 施工总布置设计中, 对场地利用、功能分区以及工艺

流程进行了优化布置，并采取了一定的防护措施，尽量达到合理布局，减少用地、保护环境的目的。临时用地对当地土地资源和环境资源无不利长期影响。

15.2.4 建筑用材料

主要建筑物材料来源充足，所有建筑材料均可通过公路运至施工现场。主要建筑物材料及生活用品可从附近采购。

15.3 运行期能耗分析

本工程运行期能源消耗主要为电力、水资源、油料、工程永久用地等。

15.3.1 电气损耗

本工程发电设备损耗总量约为 35.478 万 kW.h/a。

15.3.2 水资源消耗

本工程运行期水资源消耗主要为管理运行人员生活用水、绿化用水及清洗电池板用水，年总用水量约为 3800m³/a。

15.3.3 油料消耗

本工程运行期需生产生活用车约 2 辆，主要消耗汽油，耗油量约 5.8t/a。

综上所述，本电站运行期各项能耗指标相对较低，且对当地能源供应无不利影响。

15.4 主要节能降耗措施

15.4.1 电气设计节能降耗措施

（1）系统工程

电力从电站送至电网过程中，在主干网络和配电网络均引起电能损失即功率损耗，输电功率损耗是输电线路功率损耗和变压器功率损耗。功率损耗包括有功损耗和无功损耗，有功损耗伴随电能损耗，使能源消费增加，无功损耗不直接引起电能损耗，但通过增大电流而增加有功功率损耗，从而加大电能损耗。

本电站系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑电站建设规模、地区电网规划、电站有效运行小时数等情况，并结合电站总体规模考虑送出。另外，本工程选用的逆变器功率因子 ≥ 0.99 ，为电网提供了高质量、低损

耗的电能，系统无需安装补偿装置。

（2）变电工程

通用性：主设备的设计应考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期的通用互换使用。不同厂家的同类产品，应考虑通用互换使用。设计阶段的设备选型要考虑通用互换。

经济性：按照企业利益最大化原则，不片面追求技术先进性和高可靠性，进行经济技术综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。

（3）线路工程

本工程线路工程指电站内集电线路，结合本工程的实际情况，在线路设计节能降耗的原则指导下，从路径方案、导线选型及绝缘配合等几个方面采取措施。

（a）路径方案

送电线路路径的选择是线路设计的关键，其优与劣、合理与否，直接关系到工程造价、工程质量、施工、运行安全等综合效益，因此本工程按照路径最短，施工方便，运行安全等综合效益最佳的原则进行场内线路设计，以达到最优的目标。

（b）导线选型

结合电站有效运行小时数、建设规模、当地气候特点等条件选择合适的导线型号，通过集电线路负荷以及经济输送容量的计算，求得线路造价最低并且线路损耗最低来选择电站集电线路电压等级。

（c）绝缘配合设计

结合现场污染源调查，确定工程各阶段的污秽等级。绝缘子金具串采取均压、屏蔽等措施，加强制造工艺，减少泄漏，减少电晕，降低损耗。

（d）基础设计

结合场址工程地质条件及光伏电站的特点,在保证安全要求的前提下,尽量减少混凝土耗量。

（4）其他电气部分

优化设计，减少占地面积，节省材料用量。

通过多种方案布置的比较，选择最优方阵布置，节约材料用量，节省电缆的长度。其主要措施如下：

（a）降低子线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少

电量损耗，达到节能目的；

(b) 箱式升压站变压器、所用变压器等设备选用节能产品，降低变压器损耗；

(c) 有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有效降低电缆使用量的同时达到降低电能损失的目的；

(d) 严格控制建筑面积，减少采暖面积，有效降低相应的能耗；

(e) 采用节能灯具，可节省电能。合理设计灯具，在满足照度要求的前提下减少灯具的数量。

15.4.2 土建设计节能措施

15.4.2.1 建筑节能

(1) 建筑节能设计原则

(a) 贯彻国家有关法律法规，改善公共建筑室内环境，提高居民生活质量，并提高能源利用效率，创造节约型社会；

(b) 采用节能设计后，与未采用节能设计的建筑物相比，全年采暖、通风、空气调节和照明的总能耗减少约 50%；

(c) 根据本工程所处气候分区，建筑必须充分满足冬季保温要求。

(2) 建筑节能措施

管理站、水泵房、逆变器室等建筑设计采用节能措施，减少土方量，减少对生态环境的破坏。选用绝热性能好的保温材料，对保温结构进行优化设计，减少损失。

(a) 建筑总平面的布置和设计，利用冬季日照并避开冬季主导风向，利用夏季自然通风。建筑物的主朝向宜选择本地区最佳朝向或接近最佳朝向；

(b) 根据本工程所处的建筑气候分区，围护结构的热工性能应达到国家标准的规定。围护结构的保温隔热材料宜选用高效环保型；

(c) 为减少热量损失，每个朝向的窗墙面积比均不应大于 0.7 并且符合国家节能标准的规定。外窗可开启的面积不大于窗面积的 30%；

(d) 外门窗应采用节能门窗。屋面保温材料采用 100mm 厚聚苯板保温；

(e) 外墙与屋面的热桥部位的内表面温度不应低于室内空气露点温度。

15.4.2.2 电站布置中的节能降耗措施

厂区设计的合理与否关键在规划，在本电站的规划中着重抓总体规划。规划设计配合电气工艺在设计过程中充分考虑了电站机电线路、送出线路的分布。结合场址的环境、地理位置、交通运输等条件，充分比较并优化了电气总平面布置的方案，从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。

优化场区的道路、电缆沟及综合管线的布置，做到合理布局，电缆敷设路径最佳。

15.4.3 水资源节约

本工程运行期水消耗较少，主要为站内运行人员生活用水、绿化用水，本工程最大日用水量约为 65 m³。

泵房内生活泵采用变频生活泵，根据用水量大小来调节水泵转速，以达到节能的目的。

考虑到我国是一个缺水的国家，在设计中要本着节约用水的原则，使用节水型卫生器具。

根据场地设计，合理布置绿化管线，禁止大水漫灌以节约用水。

本工程已将生活污水进行了处理，不会对环境造成危害。

15.4.4 建设管理的节能措施建议

本工程的能源消耗主要为施工期的能源消耗和运行期的能源损耗。从节能的角度看，本工程已经在工程设计中选择符合节能标准的电气设备，同时在工程布置、方案选择中考虑了节能措施，但从光伏电站的运行特点看，节能的主要措施是节能管理措施。

在施工期，应制订能源管理措施和制度、防止能源无谓消耗；应对进场人员加强宣传，强化节能意识，注重节约成本；应对施工设备制订和工程施工特点相符合的能耗指标和标准，严格控制能源消耗；应加强对能源储存的安全防护，防止能源损失；应合理安排施工次序，做好施工设备的维护管理和优化调度。

在运行期，应对各耗能设备制定相应的能源消耗管理措施和制度，注重设备保养维修，降低能耗；应对管理人员和操作人员进行节能培训，操作人员要有节能上岗证。应制定用电、用油等燃料使用指标或定额，强化燃料管理。要合理安排运行调度，充分利用太阳能资源条件，力争多发电。

总之，工程运行管理中，要注重总结运行管理经验，加强设备日常维修保养，提高运行人员技术水准，不断优化运行调度管理模式，以达到充分利用太阳能资源的目的。

15.5 节能降耗效益分析

15.5.1 一般方法分析

本工程装机容量 20.4MWp，运行多年预计每年可为电网提供电量约 2627.3 万 kW.h，按照火电煤耗（标准煤）每度电 320g，建设投运每年可节约标准煤约 8920t（以平均标准煤煤耗为 320g/kW.h 计），相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化碳(CO₂)约 2.128 万 t，二氧化硫(SO₂)约 74.57t，氮氧化物(NO_x)约 62.35t。

15.5.2 CDM 基准线方法分析

清洁发展机制（Clean Development Mechanism，简称 CDM）是“京都协定书”规定的三种灵活机制之一，即“联合国气候变化框架公约（UNFCCC）”中发达国家与发展中国家合作应对气候变化的、以项目为合作载体的机制。我国是温室气体减排潜力较大的发展中国家之一，具有良好的投资环境，开展 CDM 合作的市场前景广阔。电力行业特别是光伏发电行业是 CDM 项目的一个重点区域，光伏发电领域实施开展 CDM 项目开发具有极大的潜力和优势。

通常温室气体包括 CO₂、SO₂、NO_x 等多种成分，由于温室气体中主要是 CO₂，从便于量化的角度考虑，国际上通行采用减少了多少 CO₂ 排放量作为衡量减少温室气体的效果。当进行 CDM 项目申报时，需要对温室气体的减排量进行评估。这就要求首先确定一个评估基准线。所谓基准线，是指在没有该 CDM 项目的情况下，为了提供同样的服务，最可能建设的其他项目（即基准线项目）所带来的温室气体的排放。与基准线相比，CDM 项目减少的温室气体排放量就是该项目的减排效益，基准线的设置应考虑东道国的政策和具体情况，同时体现透明和保守的原则。

本项目减排量计算见下式：

减排量=基准线排放—项目排放—泄露

式中：基准线排放=本项目的上网电量×基准线排放因子；

项目排放：光伏电站的运行本身不会产生温室气体的排放，故项目排放为 0；

泄露：本项目不存在泄漏排放，故泄露为 0。

基准排放因子：本光伏电站所在的电力系统属于西北电网，若没有本光伏发电项目活动，同等数量的电量要由西北电网中的其他并网电厂或电网中的新增电源部分提供。因此，本项目基准线排放因子将是西北电网中电量边际排放因子和容量边际排放因子的结合。根据国家发改委应对气候变化公司公布的 2009 年中国区域电网基准线排放因子，西北电网电量边际排放因子为 $1.0246\text{tCO}_2/\text{MWh}$ ，容量边际排放因子 BM 为 $0.6433\text{tCO}_2/\text{MWh}$ 。根据西北电网实际情况，取 OM 权重为 0.75，BM 权重为 0.25，则基准线排放因子为：

$$\text{CM} = \text{OM} \times 0.75 + \text{BM} \times 0.25 = 0.929275\text{tCO}_2/\text{MWh}$$

按此计算，本光伏电站按 CDM 基准线方法分析计算的预计减排量为 $25285\text{tCO}_2/\text{a}$ 。

有以上分析可见，光伏电站的建设替燃煤电厂的建设，可达到充分利用可再生能源、节约不可再生化石资源的目的，将大大减少对环境的污染，同时还可节约大量淡水资源，对改善大气环境有积极地作用。可见光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极地作用，并有明显的节能、环保和社会效益。

16 设计概算

16.1 项目概况

呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目设计装机容量为 20.4MWp。本工程设计概算包括光伏电站、集电电缆、场区道路、接入系统以及配套建设的生产管理用房等。

工程施工期为 12 个月，资金来源：国家补贴 5.5 元/W，其余部分为资本金。工程总投资为 18502.80 万元，静态投资为 18502.8 万元，单位千瓦静态投资 9070 元，单位千瓦动态投资 9070 元。

16.2 编制原则及依据

16.2.1 编制原则

依据国家、行业现行的有关文件规定、费用定额、费率标准及《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》等。

16.2.2 编制依据

(1)《陆上风电场工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》(2011 年版);《陆上风电场工程概算定额》和《陆上风电场工程施工机械台时费定额》(2011 年版);

(2)《电力建设工程预算定额》“电气设备安装工程”(2006 年版)和《电力工程装置性材料预算价格》(2008 年版);

(3) 该工程光伏发电项目设计资料及工程量清单;

(4) 其他参考：当地相关政策、文件规定。

16.3 基础资料

16.3.1 主要机电设备价格

太阳能电池板、并网逆变器等设备价格根据类似工程的订货合同确定的价格，其他机电设备价格参考国内现行价格水平计算并按设备价格的 1.06% 计算运费。主要设备价格如下：

太阳能电池板按 4.5 元/w 计算；

箱式逆变器按照 0.55 元/w 计算；

35kv 美式箱变 26 万元/台；

16.3.2 主要材料预算价格

材料预算价格按昌吉地区 2012 年 3 季度市场价格水平确定，并计入材料运杂费及采购保管费等。主要材料采购及保管费率为 2.5%。

施工材料从当地或附近采购。

施工用电现场备 2 台 100kW 柴油发电机。

施工用水从附近拉水。

(1) 钢材、水泥、油料预算价格见下表。

钢材、水泥、油料预算价格表

材料名称	单位	原价	预算价格
钢筋（综合）	元/t	4780	4930
型钢（综合）	元/t	5100	5260
普通水泥 32.5 袋装	元/t	380	390
普通水泥 42.5 袋装	元/t	520	533
汽油 93#	元/t		9385
柴油 0#	元/t		8160

(2) 施工用水、电、及砂、石价格见下表：

砂、石、水、电单价

名称	单位	预算价格
沙子	元/M ³	65
石子	元/M ³	19
多空砖	元/块	513
施工用电	元/kwh	0.595
施工用水	元/M ³	3.68

16.3.3 人工预算价格

人工预算单价根据水电水利规划设计总院编制的《风电场工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》进行计算，人工预算单价见下表

人工预算单价及主要材料预算价格表

名 称	单 位	预算价格
高级熟练工	元/工时	9.46
熟练工	元/工时	6.99
半熟练工	元/工时	5.44
普工	元/工时	4.46

16.3.4 主要施工机械台时预算价格:

主要施工机械台时费计算表

机械名称	单位	第一类费用	第二类费用	一、二费用合计
冲击钻机	台时	42.46	14.58	57.04
振捣器	台时	2.19		2.19
强制式搅拌机 0.35m ³	台时	15.86	20.882	36.742
强制式搅拌机 0.75m ³	台时	38.22	34.082	72.302
自卸汽车 10t	台时	37.68	111.144	148.824
载重汽车 18t	台时	56.75	111.144	167.894
汽车起重机 8t	台时	32.98	94.14	127.12
汽车起重机 50t	台时	267.23	177.94	445.17
直流电焊机 30kw	台时	4.2	8.25	12.45
发电机汽油 10kw	台时	4.34	56.808	71.148
钢筋调直机 14kw	台时	4.34	9.882	13.222
钢筋切断机 20kw	台时	3.7	18.132	21.832
洒水车 400L	台时	19.38	76.944	96.324
钢筋弯曲机	台时	3.46	11.532	14.992

16.4 费率标准

工程取费标准见下表:

工程取费标准

编号	项 目	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费			
1	直接工程费			
	措施费			19.92
	安装措施费	人工+机械	15.23	
二	间接费			
	土方工程	人工+机械		21.28%
	石方工程	人工+机械		19.56%
	混凝土	人工+机械		40.98%
	钢 筋	人工+机械		39.93%
	基础处理	人工+机械		28.86%
	砌体砌筑工程	人工+机械		34.02%

	机电设备安装工程	人工费	108%	
三	利润	人工+机械+措施+间接费	10%	10%
四	税金	一+二+三	3.413	3.413%

16.5 其他费用

1、建设用地：

本项目建设用地为 880 亩，按 440 万元计入；

2、工程前期费：

工程前期费=一至二部分投资合计×1.1%；

3、建设管理费：

建设管理费=（建筑工程费+安装工程费+设备购置费）×2.21%

4、建设监理费：

建设监理费=（建筑工程费+安装工程费+设备购置费）×0.65%

5、项目咨询服务费：

项目咨询评审费=（建筑工程费+安装工程费+设备购置费）×0.65 %

6、项目技术经济评审费：

项目技术经济评审费=（建筑工程费+安装工程费+设备购置费）×0.87 %

7、工程验收费：

工程验收费=（建筑工程费+安装工程费）×1.09%；

8、工程保险费：

工程保险费=一至二部分投资合计×0.5%；

9、生产人员培训及提前进场费：

生产人员培训及提前进场费=（建筑工程费+安装工程费）×1.29%；

10、办公及生活家具购置费：

办公及生活家具购置费=（建筑工程费+安装工程费）×0.74%；

11、工器具及生产家具购置费：

工器具及生产家具购置费=设备购置费×0.38%；

12、备品备件购置费：

备品备件购置费=设备购置费×0.3%

13、联合试运转费：

联合试运转费=安装工程费×0.4%；

14、勘察设计费：

勘察设计的费用按《国家计委、建设部关于〈工程勘察设计收费管理规定〉的通知》（计价格【2002】10 号）的规定，结合工程具体情况计列。

16.6 价差预备费：

价差预备费根据国家计委投资（1999）1340 号文件精神，工程总投资中暂不计列。

16.7 电站主要技术经济指标表

装机规模	MW	20.4	主要 工程 量	土石方开挖	m ³	7000
年发电量	万 kWh	2627.30		土石方回填	m ³	7000
年利用小时数	h	1288		运土	万米	
静态投资	万元	18502.8		混凝土	万 m ³	0.628
工程总投资	万元	18502.8		钢筋	t	662
单位静态千瓦投资	元/kW	9070	生产单位定员		人	10
单位动态千瓦投资	元/kW	9070	建设用 地面积	永久用地	亩	880
建设期利息	万元	0.00		临时用（租）地	亩	6.9

附表 1

工程总概算表

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计	占投资额 (%)
一	施工辅助工程			128.28		128.28	0.69
1	施工交通工程			10.50		10.50	
2	施工供电工程			37.00		37.00	
3	施工供水工程			26.50		26.50	
4	其他施工辅助工程			54.28		54.28	
二	设备及安装工程	12180.61	2251.58			14432.18	78.00
1	发电设备及安装工程	11225.20	1813.83			13039.03	
2	升压变电设备及安装工程	478.21	61.08			539.29	
3	通信和控制设备及安装工程	249.20	80.29			329.49	
4	其他设备及安装工程	228.00	296.37			524.37	
三	建筑工程			2758.17		2758.17	14.91
1	发电设备基础工程			1462.70		1462.70	
2	逆变压器基础工程			75.26		75.26	
3	房屋建筑工程			941.53		941.53	
4	交通工程			118.68		118.68	
5	其他工程			160		160	
四	其他费用				1184.17	1184.17	6.40
1	项目建设用地费				440	440	
2	项目建设管理费				506.76	506.76	
3	生产准备费				121.41	121.41	
4	勘察设计费				116.00	116.00	
5	其他税费				0.00	0.00	
	一至四部分投资合计					18502.8	100.00
五	基本预备费						0.00
	工程静态投资（一～五）部分合计					18502.8	100
六	价差预备费						
	建设投资					18502.8	
七	建设期利息						
八	工程总投资（一～七）部分合计					18502.8	
	单位千瓦的静态投资（元/千瓦）					9070	
	单位千瓦的动态投资（元/千瓦）					9070	

附表 1 续

施工辅助工程概算表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合计（万元）
	施工辅助工程				128.28
一	施工交通工程				10.5
1	公路工程				10.5
1.1	路面工程	m ²	12000	8.75	10.5
二	施工供电工程				37
1	供电设施				37
1.1	柴油发动机	台	2	150000	30
1.2	电气设备	套	1	60000	6
1.3	土建设施	项	1	10000	1
三	施工供水工程				26.5
1	水池	座	3	5000	1.5
2	拉水增加费	项	1	250000	25
四	其他施工辅助工程				54.28
1	场地平整				52.28
1.1	土方开挖	m ³	70000	4.95	34.65
1.2	土方回填	m ³	70000	2.519	17.63
2	大型吊装机械设备进出场费	项	1	20000	2

附表 3

设备及安装工程概算表

编号	名称及规格	单位	数量	单价 (元)		合计 (万元)	
				设备费	安装费	设备费	安装费
	设备及安装工程					12180.61	2251.58
一	发电设备及安装工程					11225.2	1813.83
1	光伏发电机组					9180	901.64
1.1	太阳能电池组件 (组件安装)	块	84800		8		67.84
1.2	太阳能电池组件 (设备费)	wp	20400000	4.5		9180	
1.3	太阳能电池支架及镀锌	T	1100		7580		833.80
2	机组配套电气设备					1525.2	53.18
2.1	光伏阵列防雷汇流箱设备及安装	台	360	3200	598.15	115.2	21.53
2.2	直流配电柜设备及安装	台	40	25000	969.54	100	3.88
2.3	并网逆变器设备及安装	台	40	275000	5673.93	1100	22.70
2.4	低压配电柜设备及安装 XM2-3024	面	20	50000	969.54	100	1.94
2.5	控制柜设备及安装	面	20	52000	969.54	104	1.94
2.6	检修箱设备及安装	个	20	3000	598.15	6	1.20
3	系统变压器					520	20.93
3.1	35kV 美式箱变设备及安装 SCB10-1000/35	套	20	260000	5748.81	520	11.50
3.2	变压器系统调试	套	20		4718.55		9.44
4	电缆敷设						838.08
4.1	光伏汇流箱至直流配电柜 ZRC-VV22-1-2×50	m	40000		178.52		714.08
4.2	直流配电柜至逆变器 2X (ZRC-VV22-1-2×240)	m	200.1		648.52		12.98
4.3	逆变器至 35kV 升压变 ZR-YJV22-1-3X(3X240+1X120)	m	333		752.57		25.06
4.4	配点之间联络线 ZR-YJV22-26/35-3×70	m	355		405.23		14.39
4.5	电池板至光伏汇流箱 PVG1169-1*4	m	30000		14.52		43.56
4.6	箱变至 35kV 配电室 ZR-YJV22-1-3X70	m	1667		168		28.01
二	升压变电设备及安装工程					478.21	61.08
1	主变压器系统					40	1.95
1.1	35kV 站用接地变压器 DKSC1-315/35, XDZC1-630/35	台	1	400000	5748.81	40	0.57
1.2	变压器系统调试	台	1		13762.44	0	1.38
2	所用电系统					200.84	8.09
2.1	厂用箱式变电站 S11-200/35 36.75 ±2×2.5%/0.4kV, D, Yn11	座	1	240000	5748.81	24	0.57
2.2	厂用箱式变电站 S11-100/35 35±2 ×2.5%/0.4kV, D, Yn11	座	3	200000	5748.81	60	1.72
2.3	变压器调试	座	4		4718.55	0	1.89
2.4	站用电屏 MCC	面	20	55000	969.54	110	1.94
2.5	照明配电箱 SPX	只	4	2100	818.40	0.84	0.33
2.6	检修箱 JX	个	20	3000	818.40	6	1.64
3	无功补偿系统					78	4.26

3.1	动态无功补偿装置设备及安装 SVG-2Mar/35kv	套	1	680000	28758.29	68	2.88
3.2	动态无功补偿装置设备调试	套	1		13762.44	0	1.38
4	配电装置					159.37	1.51
4.1	主变进线柜设备及安装 KYN61B-40.5	面	1	180000	1350.73	18	0.14
4.2	电缆馈线柜设备及安装 KYN61B-40.5	面	4	180000	1350.73	72	0.81
4.3	集合式电容器进线柜设备及安装 KYN61B-40.5	面	1	180000	1350.73	18	0.14
4.4	接地变出线柜设备及安装 KYN61B-40.5	面	1	180000	1350.73	18	0.14
4.5	所用变出线柜 KYN61B-40.5	面	1	180000	1350.73	18	0.14
4.6	PT 柜设备及安装 KYN61B-40.5	面	1	150000	1350.73	15	0.14
4.7	封闭式母线桥 TMY-100*10, L=8000mm	套	1	3700		0.37	0.00
5	电力电缆					0.00	45.28
5.1	电缆					0.00	36.68
5.1.1	动力电缆（接地变间隔） ZR-YJV22-26/35-3×50	m	167		780.88	0	13.04
5.1.2	动力电缆（所用变高压侧） ZR-YJV22-26/35-3×50	m	167		780.88	0	13.04
5.1.3	动力电缆（35kV 出线间隔） ZR-YJV22-26/35-3×240	m	167		634.88	0	10.60
5.2	防火及其他					0.00	8.28
5.2.1	有机堵料 FZD-II 型	kg	60		35	0	0.21
5.2.2	无机堵料 WS-II 型	kg	60		18	0	0.11
5.2.3	防火涂料 G60-III 型	kg	40		23	0	0.09
5.2.4	玻璃丝布	m ²	40		2.5	0	0.01
5.2.5	防火隔板	m ²	40		95	0	0.38
5.2.6	防污闪涂料	kg	40		23	0	0.09
5.2.7	角钢 ∠50X50X5	吨	7.54		7800	0	5.88
5.2.8	槽钢 [12	吨	1.668		7800	0	1.30
5.2.9	钢板 δ=10 -800X600 镀锌	吨	0.207		9800	0	0.20
5.3	母线系统调试	项	1		3145.701	0	0.31
三	通信和控制设备及安装工程					249.2	80.29
1	监控系统					160.6	7.59
1.1	公用测控屏	面	1	100000	818.40	10	0.08
1.2	35kV 线路光纤差动保护屏	面	1	80000	818.40	8	0.08
1.3	电力调度数据网络屏	面	1	160000	818.40	16	0.08
1.4	有功、无功功率测控系统	面	1	60000	791.97	6	0.08
1.5	频率电压紧急控制屏	面	1	100000	818.40	10	0.08
1.6	UPS 逆变电源屏	面	1	80000	818.40	8	0.08
1.7	电脑操作台	套	1	6000	791.97	0.6	0.08
1.8	火灾报警控制系统 JB-QB-6800/32DB	套	1	120000	6724.03	12	0.67
1.9	微机防误闭锁装置	套	1	150000	818.40	15	0.08
1.1	视频监控系统	套	1	150000	1832.28	15	0.18

1.11	光伏电站微机监控系统	套	1	200000	2140.24	20	0.21
1.12	故障录播屏	面	1	100000	818.40	10	0.08
1.13	35kV 线路电容器所用变保护测控装置	套	1	120000	818.40	12	0.08
1.14	环境监测仪	套	1	30000	969.54	3	0.10
1.15	中央信号系统调试	项	1		16908.14	0	1.69
1.16	故障滤波系统调试	项	1		11009.95	0	1.10
1.17	事故照明系统调试	项	1		2752.49	0	0.28
1.18	不停电电源系统调试	项	1		9830.32	0	0.98
1.19	逆功率解列装置	台	1	150000	1832.28	15	0.18
1.2	五防回路系统调试	项	1		13762.44	0	1.38
2	直流系统					23.6	0.46
2.1	高频开关直流电源屏					23.6	0.46
2.1.1	蓄电池屏	面	2	68000	1479.95	13.6	0.30
2.1.2	充电馈线屏	面	2	50000	818.40	10	0.16
2.2	直流电源系统调试	项			5898.19		
3	控制电缆						69.56
3.1	控制电缆 KVVVP2-4×1.5	m	396		28.83		1.14
3.2	控制电缆 KVVVP2-7×1.5	m	466		37.20		1.73
3.3	控制电缆 KVVVP2-10×1.5	m	466		44.20		2.06
3.4	控制电缆 KVVVP2-14×1.5	m	167		49.20		0.82
3.5	控制电缆 KVVVP2-4×4	m	402		58.20		2.34
3.6	控制电缆 KVVVP2-7×4	m	100		99.20		0.99
3.7	控制电缆 KVVVP2-10×4	m	167		148.20		2.47
3.8	冷缩电缆头 35kV	套	100		5000.00		50.00
3.9	冷缩电缆头 380kV	套	160		500.00		8.00
4	远动及计费系统					65	2.68
4.1	远动屏	面	1	150000	818.40	15	0.08
4.2	智能型电能表屏	面	1	200000	818.40	20	0.08
4.3	通讯设备					0	0.00
4.4	SDH 光传输设备	台	1	150000	8913.38	15	0.89
4.5	PCM 设备	台	1	30000	1934.19	3	0.19
4.6	数字程控调度机	台	1	60000	6451.82	6	0.65
4.7	综合配线柜	面	1	60000	7877.69	6	0.79
4.8	通信电源 -48V/90A/100Ah	面		20000	9830.32	0	0.00
四	其他设备及安装工程					228	296.37
1	采暖通风及空调系统	项	1	500000		50	
2	照明系统	项	1	250000		25	
3	消防及给排水系统	项	1	350000		35	
4	安全检测设备	套	1	100000		10	
5	生产车辆购置	项	1	250000		25	
6	劳动安全与工业卫生设备及安装工程	项	1	180000		18	
7	光功率预测系统	面	1	650000	8913.38	65	0.89
8	接入系统配套设备	套		100000	7877.69	0	0.00
9	接地					0	295.48

9.1	热镀锌接地扁钢 60×8	m	5336		30	0	16.01
9.2	镀锌钢管 Φ50×5, H=2.5m	根	200		75	0	1.50
9.3	铜排 40×3	m	133		75.65	0	1.01
9.4	临时接地端子 2x(M12x25) GB5-76	套	100		2.5	0	0.03
9.5	接地铜辫	m	133		45	0	0.60
9.6	电缆穿管 G100	m	20		87	0	0.17
9.7	电缆穿管 G40	m	54		28.28	0	0.15
9.8	电缆穿管 G32	m	33		18.5	0	0.06
9.9	黄土	CC	1334		50	0	6.67
9.1	等离子接地体 L=2.5M	根	54		5000	0	27.00
9.11	接地检查井	个	1		2000	0	0.20

附表 4

建筑工程概算表

单位：万元

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价 (元)	合计 (万元)
	建筑工程				2758.17
一	发电设备基础工程				1462.70
1	光伏发电基础工程				1462.70
1.1	成孔	m	65155	35.32	230.13
1.2	C40 混凝土基础	m ³	6268.41	942.78	590.97
1.3	钢筋	t	768.5	7413.09	569.70
1.4	地脚螺栓	个	34580	20.79	71.89
二	逆变器基础工程				75.26
1	土方开挖	m ³	1726	33.11	5.71
2	土石方回填	m ³	1070	28.93	3.10
3	运土	m ³	690	20.00	1.38
4	混凝土				53.50
4.1	C15 混凝土垫层	m ³	50	459.71	2.30
4.2	C30 混凝土基础	m ³	400	845.78	33.83
4.3	C30 混凝土墙	m ³		761.77	0.00
5	钢筋	t	0.8	7513.08	0.60
6	抹灰	100 m ²	2.4	19.71	0.00
7	防腐	m ²	780	35	2.73
8	钢百叶窗	m ²	10	280	0.28
9	砖砌体	m ³	125	406.57	5.08
10	铁栏杆 H=1800	m	125	230	2.88
三	房屋建筑工程				941.53
1	设备室				52.50
1.1	35kV 配电室	m ²	175	2500	43.75
1.2	SVG 室	m ²	35	2500	8.75
2	逆变器室				422.48
2.1	逆变器室	m ²	1127	2500	422.48
3	办公及生活文化建筑				112.50
3.1	综合楼及宿舍楼	m ²	401.8	2800	112.50
4	辅助生产建筑				13.67
4.1	门卫室	m ²	22.68	2500	5.67
4.2	电动门及门标	m		3500	0.00
4.3	化粪池 12.5M3	个	1	80000	8.00
5	室外工程				340.38
5.1	混凝土电缆沟 800*800	m	840	1200	100.80
5.2	混凝土电缆沟 1200*1200	m	70	1500	10.50
5.3	直埋电缆	m	13340	120	160.08
5.4	生活室外给排水	项	1	200000	20.00
5.5	站区绿化	m	820	100	8.20
5.6	站区围栏	m	1700	240	40.80
四	交通工程				118.68
1	场区内道路 4m	m	4300	96	41.28
2	硬质地面	m ²	4300	180	77.40
3	场区内道路 7m	m			0.00

五	其他工程				160.00
1	环境保护工程	项	1	200000	20.00
2	水土保持工程	项	1	500000	50.00
3	劳动安全与工业卫生工程	项	1	50000	5.00
4	消防设施及生产生活供水工程				85.00
4.1	生活水箱 8m3	个	1	80000	8.00
4.2	消防水池	个	1	500000	50.00
4.3	水泵房	m ²	90	3000	27.00

附表 5

其他费用概算表

单位：万元

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合计（万元）
	其他费用				1184.18
一	项目建设用地费				440.00
1	建设用地费				440.00
1.1	永久用地		1	4400000	440.00
1.2	土地管理费				
1.3	临时用地租用费				
1.4	迁移补偿费				
1.5	余物清理费				
二	项目建设管理费				506.76
1	工程前期费		0.75	11757.82	88.18
2	工程建设管理费		1.21	11757.82	142.27
3	工程建设监理费		0.35	11757.82	41.15
4	项目咨询服务费		0.35	11757.82	41.15
5	项目技术经济评审费		0.47	11757.82	55.26
6	项目验收费		0.68	11757.82	79.95
7	工程保险费		0.5	11757.82	58.79
三	生产准备费				121.41
1	生产人员培训及提前进厂费		0.75	3972.70	29.80
2	管理用具购置费		0.74	3972.70	29.40
3	工器具及生产家具购置费		0.38	7785.11	29.58
4	备品备件购置费		0.3	7785.11	23.36
5	联合试运转费		0.4	2319.68	9.28
四	勘察设计费				116.00
1	勘察费		1	200000.00	20.00
2	设计费		1	800000.00	80.00
3	其他				16.00
3.1	施工图预算编制费		1	100000.00	10.00
3.2	竣工图编制费		1	60000.00	6.00
五	其他税费				0.00
1	水土保持设施补偿费				0.00
2	其他				

附表 6

分年度投资计算表

单位：万元

编号	工程名称	总投资	建筑工期（年）
			第一年
一	施工辅助工程	128.28	128.28
1	施工交通工程	10.50	10.50
2	施工供电工程	37.00	37.00
3	施工供水工程	26.50	26.50
4	其他施工辅助工程	54.28	54.28
二	设备及安装工程	14432.19	14432.19
1	发电设备及安装工程	13039.03	13039.03
2	升压变电设备及安装工程	539.29	539.29
3	通信和控制设备及安装工程	329.49	329.49
4	其他设备及安装工程	524.37	524.37
5	110 升压站	0.00	0.00
三	建筑工程	2758.17	2758.17
1	发电设备基础工程	1462.70	1462.70
2	逆变器基础工程	75.26	75.26
3	房屋建筑工程	941.53	941.53
4	交通工程	118.68	118.68
5	其他工程	160.00	160.00
四	其他费用	1184.17	1184.17
1	项目建设用地费	440.00	440.00
2	项目建设管理费	506.76	506.76
3	生产准备费	121.41	121.41
4	勘察设计费	116.00	116.00
5	其他税费	0.00	0.00
	一至四部分投资合计	18502.8	18502.82
五	基本预备费	0.00	0.00
	工程静态投资（一～五）部分合计	18502.8	18502.82
六	价差预备费		0.00
	建设投资	18502.82	18502.82
七	建设期利息		
八	工程总投资（一～七）部分合计	18502.8	18502.8
	单位千瓦的静态投资（元/千瓦）	9070	9070
	单位千瓦的动态投资（元/千瓦）	9070	9070

17 财务评价与社会效益分析

17.1 概述

呼图壁县化工园区 20MWp 光伏发电项目设计装机容量为 20.4MWp, 正常运行多年平均上网电量 2626.09 万 kW.h, 工程工期为 1 年。

财务评价计算期采用 26 年, 建设期 1 年, 生产经营期 25 年。按新颁布的《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)及现行的有关财税政策, 对光伏电站工程进行财务评价。

17.2 财务评价

17.2.1 项目投资和资金筹措

(1) 固定资产投资

根据工程投资概算, 工程静态投资 18502.8 万元, 工程动态总投资 18502.8 万元, 单位千瓦静态投资 9070 元/kW, 单位千瓦动态投资 9070 元/kW。

(2) 流动资金

生产流动资金按 61.2 万元估算。投资计划与资金筹措见附表。

(3) 建设资金来源

投资来源为国家补贴 5.5 元/W, 电场总投资减去国家补贴后的费用为资本金。

17.2.2 分析和评价

17.2.2.1 分析和评价

发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、劳保统筹费、住房基金、材料费、保险费及其它费用。

发电经营成本为不包括折旧费。

项目的固定资产形成率按 100%计: 残值率 15.60%, 按 15 年折旧; 修理费率生产期第一年至第十年按 0.15%, 维修费年均增长率按 0.2%, 维修费年均增长率增倍年限按 15 年。职工人均年工资按 42300 元计; 职工福利费按工资总额的 50%计; 保险费按固定资产价值的 0.25%计; 材料费定额每千瓦 15 元; 其它费定额每千瓦 25 元; 电场定员 8 人。

总成本费用计算见附表。

17.2.2.2 发电效益计算

(1) 发电收入

本工程作为实行独立核算的发电项目，其发电收入按经营期平均上网电价和上网电量计算，上网电价为 0.36 元 / kw.h（不含增值税，含增值税为 0.31 元 / kw.h）计算，在计算期内，按不含税上网电价计算，发电收入总额为 20210.01 万元。

(2) 税金

本项目应缴纳的税金包括销售税金附加和所得税，增值税仅作为计算销售税金附加的基数。

(a) 增值税

增值税可抵扣：依据《中华人民共和国增值税暂行条例》及《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，对购进固定资产部分的进项税额允许可以从销项税额中抵扣。增值税按 17% 计入。

(b) 销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。

本项目城市维护建设税税率取 5%，教育费附加费率取 5%。

(c) 所得税

所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电收入扣除成本和销售税金附加后的余额。

(3) 利润及分配

发电收入扣除总成本费用和销售税金附加后即为发电利润，再扣除应交所得税后即为税后利润。

税后利润提取 10% 的法定盈余公积金后，剩余部分为可分配利润；再扣除分配给投资者的应付利润，即为未分配利润。

17.2.2.3 清偿能力分析

(1) 借款还本付息计算

本工程总投资减去国家补贴，其余资金为企业自有资本金，本项目不贷款。

(2) 资产负债分析

计算表明，本项目仅在生产期第 1 年负债率较高，随后资产负债率逐渐下降；

还清固定资产本息后，资产负债率很低，在 1.0% 以下。说明该项目偿还债务的能力较强。见资产负债附表。资产负债计算见附表。

（3）利息备付率和偿债备付率

本项目总投资减去国家补贴，其余资金为企业自有资本金，不贷款。

17.2.2.4 盈利能力分析

上网电价为 0.31 / kW.h(不含增值税，含增值税为 0.36 元 / kW.h)计算，行业全部投资内部收益率（所得税前）为 8.01%，本项目全部投资内部收益率（所得税前）为 9.23%，行业全部投资内部收益率（所得税后）为 7%，本项目全部投资内部收益率（所得税后）为 9.23%，行业自有资金内部收益率为 8.01%，本项目自有资金内部收益率为 9.23%，自有资金财务净现值 670.87 万元；投资利税率 3.02%；项目资本金净利润率 4.37%。

见项目全部投资现金流量见附表，资本金现金流量见附表。

17.2.2.5 财务生存能力分析

从财务计划现金流量表中可以看出该项目在经营活动净现金流量各年度都为正值，有利于企业的长期可持续发展，是企业运行的良好状态。虽然投资活动及筹资活动净现金流量为负。但每年的净现金流量流入大于流出，说明该项目的财务生存能力较强。

17.2.3 财务评价结论

财务评价指标汇总表

序号	名称	单位	数值
1	规模	MW _p	20.40
2	项目经营期	年	25
3	年上网电量	万 kW·h	2627.30
4	项目总投资	万元	18564.00
4.1	固定资产静态投资	万元	18502.80
4.2	建设期利息	万元	0.00
4.3	流动资金	万元	61.20
4.4	单瓦静态总投资	元	9.070
4.5	单瓦动态总投资	元	9.100
5	销售收入总额	万元	20210.01
6	总成本费用	万元	20668.76
6.1	年平均运营成本	万元	203.33
6.2	单位发电总成本	元/kW·h	0.31
6.3	度电运营成本	元/kW·h	0.08
7	销售税金附加总额	万元	160.65
8	发电利润总额	万元	10380.61
9	经营期平均上网电价（不含增值税）	元/kW·h	0.31
10	经营期平均上网电价（含增值税）	元/kW·h	0.36
11	资本金投资回收期	年	10.44
12	财务内部收益率		
12.1	项目投资财务内部收益率（税前）	%	9.23%
12.2	项目投资财务内部收益率（税后）	%	8.06%
12.3	资本金财务内部收益率（税前）	%	9.23%
12.4	资本金财务内部收益率（税后）	%	8.06%
14	资本金财务净现值（Ic=8%，税后）	万元	670.87
15	总投资收益率（ROI）	%	2.24
16	投资利税率	%	3.02
17	项目资本金净利润率（ROE）	%	4.37
18	资产负债率	%	59.25
19	年有效利用小时数	小时	1287.89
20	CDM 收入	万元	本项目暂不考虑此项收入

财务评价结果表明本工程具有：

按照上网电价为 0.31 元 / kw.h（不含增值税，含增值税为 0.36 元 / kw.h）计算，建设期国家补贴 5.5 元/W，资本金财务内部收益率（税前）为 9.23%，投资回收期税前为 10.44 年，投资利税率为 3.02%，总投资收益率 2.24%，项目资本金净利润率为 4.37%，由上可以看出，本项目具有一定的盈利。

投资计划与资金筹措表

单 位：万元

序号	项目	合计	建设期
			1
1	总投资	18564.00	18564.00
1.1	固定资产投资	18502.80	18502.80
1.1.1	外资	0.00	-
1.1.2	内资	18502.80	18502.80
1.2	建设期利息	0.00	0.00
1.2.1	外资利息	0.00	-
1.2.2	内资利息	0.00	0.00
1.3	流动资金	61.20	61.20
2	资金筹措	18564.00	18564.00
2.1	资本金	7564.00	7564.00
	其中：用于流动资金	61.20	61.20
2.2	银行借款	0.00	0.00
2.2.1	长期借款	0.00	0.00
	内资借款	0.00	0.00
	外资借款	0.00	-
	建设期利息借款	0.00	0.00
2.2.2	流动资金借款	0.00	0.00
2.3	财政专项建设补贴资金	11000.00	11000.00

附表 2

总成本费用表

单位:万元

序号	项目名称	合计	计算期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
	发电成本	0.00	0.00									
1	折旧费	15585.53	0.00	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04
2	维修费	738.59	0.00	21.65	22.08	22.52	22.97	23.43	23.90	24.38	24.87	25.36
3	工资福利、 劳保统筹和 住房基金	2422.63	0.00	50.76	53.30	55.96	58.76	61.70	64.78	68.02	71.42	75.00
4	保险费	902.01	0.00	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08
5	材料费	510.00	0.00	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40
6	摊销费	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	利息支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	其他费用	510.00	0.00	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40
	固定成本	18910.16	0.00	1125.88	1128.41	1131.08	1133.88	1136.81	1139.90	1143.14	1146.54	1150.11
	可变成本	1758.59	0.00	62.45	62.88	63.32	63.77	64.23	64.70	65.18	65.67	66.16
	总成本费用	20668.76	0.00	1188.32	1191.29	1194.40	1197.65	1201.05	1204.60	1208.32	1212.21	1216.28
	其中：经营 成本	5083.23	0.00	149.29	152.26	155.37	158.61	162.01	165.57	169.28	173.17	177.24

附表 2（续）

总成本费用表

单位:万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
	发电成本											
1	折旧费	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04	1039.04					
2	维修费	25.87	26.39	26.92	27.46	28.00	29.12	30.29	31.50	32.76	34.07	35.43
3	工资福利、劳 保统筹和住 房基金	78.75	82.68	86.82	91.16	95.72	100.50	105.53	110.80	116.34	122.16	128.27
4	保险费	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08
5	材料费	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40
6	摊销费	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	利息支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	其他费用	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40
	固定成本	1153.86	1157.80	1161.93	1166.27	1170.83	1175.62	141.61	146.88	152.42	158.24	164.35
	可变成本	66.67	67.19	67.72	68.26	68.80	69.92	71.09	72.30	73.56	74.87	76.23
	总成本费用	1220.53	1224.99	1229.65	1234.53	1239.64	1245.54	212.70	219.18	225.98	233.11	240.58

附表 2（续）

总成本费用表

单位:万元

序号	项目名称	计算期										
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年						
	发电成本											
1	折旧费											
2	维修费	36.85	38.33	39.86	41.45	43.11						
3	工资福利、劳 保统筹和住 房基金	134.68	141.42	148.49	155.91	163.71						
4	保险费	36.08	36.08	36.08	36.08	36.08						
5	材料费	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40						
6	摊销费	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
7	利息支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
8	其他费用	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40						
	固定成本	170.76	177.50	184.57	191.99	199.79						
	可变成本	77.65	79.13	80.66	82.25	83.91						
	总成本费用	248.41	256.62	265.23	274.24	283.70						

附表 3（续）

利润与利润分配

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		合计	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
1	营业收入	20210.01		904.38	895.33	886.29	877.25	868.20	859.16	850.11	841.07	832.03
1.1	上网电量(亿 kW·h)	6.56825		0.2939223 84	0.2909831 6	0.2880439 36	0.2851047 12	0.2821654 89	0.2792262 65	0.2762870 41	0.2733478 17	0.2704085 93
1.2	上网电价（含增值税）（元/kW·h）	0.36		0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
1.3	上网电价（不含增值税）（元/kW·h）	0.31		0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
2	销售税金及附加	160.65		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	城市维护建设税	93.71		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	教育费附加	66.94		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	总成本费用	20668.76		1188.32	1191.29	1194.40	1197.65	1201.05	1204.60	1208.32	1212.21	1216.28
6	补贴收入（应税）	11000.00		733.33	733.33	733.33	733.33	733.33	733.33	733.33	733.33	733.33
7	利润总额	10380.61		449.39	437.37	425.22	412.93	400.49	387.89	375.13	362.20	349.08
8	弥补以前年度亏损	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	应纳税所得额	10380.61		449.39	437.37	425.22	412.93	400.49	387.89	375.13	362.20	349.08
10	所得税	2116.99		0.00	0.00	0.00	51.62	50.06	48.49	93.78	90.55	87.27
11	补贴收入（免税）	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	净利润	8263.62		449.39	437.37	425.22	361.31	350.43	339.40	281.35	271.65	261.81
13	期初未分配的利润	0.00		0.00	404.45	798.08	1180.78	1505.96	1821.35	2126.81	2380.02	2624.50
14	提取法定盈余公积金	826.36		44.94	43.74	42.52	36.13	35.04	33.94	28.13	27.16	26.18
15	可供投资者分配的利润	7437.25		404.45	798.08	1180.78	1505.96	1821.35	2126.81	2380.02	2624.50	2860.14

16	应付利润	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	未分配利润	7437.25		404.45	798.08	1180.78	1505.96	1821.35	2126.81	2380.02	2624.50	2860.14

附表 3（续）

利润与利润分配

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	营业收入	822.98	813.94	807.88	801.82	795.76	789.70	783.64	777.58	771.52	765.46	759.41
1.1	上网电量（mwh）	0.267469 369	0.2645301 46	0.2625608 66	0.2605915 86	0.2586223 06	0.2566530 26	0.2546837 46	0.252714 466	0.250745 186	0.248775 906	0.246806 63
1.2	电价（不含增值税）	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
1.3	电价（含增值税）	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
2	营业税金及附加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.34	15.99	15.86	15.74	15.62	15.49
3	总成本费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.70	9.33	9.25	9.18	9.11	9.04
4	补贴收入（应税）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.64	6.66	6.61	6.56	6.51	6.45
5	利润总额（1-2-3+4）	1220.53	1224.99	1229.65	1234.53	1239.64	1245.54	212.70	219.18	225.98	233.11	240.58
6	弥补以前年度亏损	733.33	733.33	733.33	733.33	733.33	733.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	应纳税所得额（5-6）	335.78	322.28	311.56	300.63	289.46	271.16	554.96	542.54	529.80	516.74	503.33
8	所得税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	补贴收入（免税）	335.78	322.28	311.56	300.63	289.46	271.16	554.96	542.54	529.80	516.74	503.33
10	净利润（5-8）	83.95	80.57	77.89	75.16	72.36	67.79	138.74	135.63	132.45	129.18	125.83
11	期初未分配的利润	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	提取法定盈余公积金	251.84	241.71	233.67	225.47	217.09	203.37	416.22	406.90	397.35	387.55	377.50
13	可供投资者分配的利润（11-12）	2860.14	3086.79	3304.33	3514.64	3717.56	3912.94	4095.97	4470.57	4836.78	5194.40	5543.20
14	应付利润	25.18	24.17	23.37	22.55	21.71	20.34	41.62	40.69	39.74	38.76	37.75

15	未分配利润	3086.79	3304.33	3514.64	3717.56	3912.94	4095.97	4470.57	4836.78	5194.40	5543.20	5882.94
16	息税前利润（利润总额+利息支出）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	息税折旧摊销前利润	3086.79	3304.33	3514.64	3717.56	3912.94	4095.97	4470.57	4836.78	5194.40	5543.20	5882.94

附表 3 (续)

利润与利润分配

单位: 万元

序号	项目名称	计算期									
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年					
1	营业收入	753.35	747.29	741.23	735.26	729.38					
1.1	上网电量 (mwh)	0.244837346	0.242868066	0.240898786	0.238958898	0.237048403					
1.2	电价 (不含增值税)	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36					
1.3	电价 (含增值税)	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31					
2	营业税金及附加	15.37	15.24	15.12	15.00	14.88					
3	总成本费用	8.96	8.89	8.82	8.75	8.68					
4	补贴收入 (应税)	6.40	6.35	6.30	6.25	6.20					
5	利润总额 (1-2-3+4)	248.41	256.62	265.23	274.24	283.70					
6	弥补以前年度亏损	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
7	应纳税所得额 (5-6)	489.56	475.42	460.88	446.01	430.80					
8	所得税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
9	补贴收入 (免税)	489.56	475.42	460.88	446.01	430.80					
10	净利润 (5-8)	122.39	118.85	115.22	111.50	107.70					
11	期初未分配的利润	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
12	提取法定盈余公积金	367.17	356.56	345.66	334.51	323.10					
13	可供投资者分配的利润 (11-12)	5882.94	6213.40	6534.31	6845.40	7146.46					
14	应付利润	36.72	35.66	34.57	33.45	32.31					
15	未分配利润	6213.40	6534.31	6845.40	7146.46	7437.25					

16	息税前利润（利润总额+利息支出）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
17	息税折旧摊销前利润	6213.40	6534.31	6845.40	7146.46	7437.25						

附表 4

借款还本付息计划表

单位：万元

序号	项目名称	合计	计算期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
	长期借款	0.00	0.00									
1.1	年初借款余额	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	当期还本付息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	本年还本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	本年付息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	期末借款余额	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	流动资金借款	0.00										
2.1	流动资金借款累计	-										
2.2	流动资金利息	0.00										
2.3	偿还流动资金借款 本金	0.00										
	短期借款	0.00										
3.1	偿还短期借款本金	0.00										
3.2	短期贷款	0.00										
3.3	短期借款利息	0.00										
	利息备付率 (%)	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	偿债备付率 (%)	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

附表 4（续）

借款还本付息计划表

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
	长期借款											
1.1	年初借款余额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	当期还本付息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	本年还本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	本年付息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	期末借款余额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	流动资金借款											
2.1	流动资金借款累计											
2.2	流动资金利息											
2.3	偿还流动资金借款本金											
	短期借款											
3.1	偿还短期借款本金											
3.2	短期贷款											
3.3	短期借款利息											
	利息备付率（%）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-
	偿债备付率（%）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-

附表 4（续）

借款还本付息计划表

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年						
	长期借款											
1.1	年初借款余额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
1.2	当期还本付息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
	本年还本	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
	本年付息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
1.3	期末借款余额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
	流动资金借款											
2.1	流动资金借款累计											
2.2	流动资金利息											
2.3	偿还流动资金借款本金											
	短期借款											
3.1	偿还短期借款本金											
3.2	短期贷款											
3.3	短期借款利息											
	利息备付率（%）											
	偿债备付率（%）											

附表 5

项目投资现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	合计	计算期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
1	现金流入	35527.21	11000.00	1058.12	1047.54	1036.96	1026.38	1015.80	1005.21	994.63	984.05	973.47
1.1	营业收入	23645.71	0.00	1058.12	1047.54	1036.96	1026.38	1015.80	1005.21	994.63	984.05	973.47
1.2	补贴收入	11000.00	11000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	回收固定资产余值	820.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	回收流动资金	61.20										
2	现金流出	25146.60	18564.00	149.29	152.26	155.37	158.61	162.01	165.57	169.28	173.17	177.24
2.1	建设投资	18502.80	18502.80									
2.2	流动资金	61.20	61.20									
2.3	经营成本	5083.23	0.00	149.29	152.26	155.37	158.61	162.01	165.57	169.28	173.17	177.24
2.4	营业税金及附加	160.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.5	维持运营投资	1338.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	所得税前净现金流量（1—2）	10380.61	-7564.00	908.83	895.28	881.59	867.76	853.78	839.65	825.35	810.88	796.23
4	累计所得税前净现金流量	10380.61	-7564.00	-6655.17	-5759.89	-4878.30	-4010.53	-3156.75	-2317.10	-1491.75	-680.87	115.36
5	调整所得税	2116.99	0.00	0.00	0.00	0.00	51.62	50.06	48.49	93.78	90.55	87.27
6	所得税后净现金流量（3—5）	8263.62	-7564.00	908.83	895.28	881.59	816.15	803.72	791.16	731.57	720.33	708.96
7	累计所得税后净现金流量	8263.62	-7564.00	-6655.17	-5759.89	-4878.30	-4062.15	-3258.43	-2467.27	-1735.70	-1015.37	-306.41

附表 5（续）

项目投资现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	现金流入	962.89	952.31	945.22	938.13	931.04	923.95	916.86	909.77	902.68	895.59	888.50
1.1	营业收入	962.89	952.31	945.22	938.13	931.04	923.95	916.86	909.77	902.68	895.59	888.50
1.2	补贴收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	回收固定资产余值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	回收流动资金											
2	现金流出	181.50	185.95	190.61	195.49	200.60	265.66	361.90	367.24	372.88	378.86	385.17
2.1	建设投资											
2.2	流动资金											
2.3	经营成本	181.50	185.95	190.61	195.49	200.60	206.51	212.70	219.18	225.98	233.11	240.58
2.4	营业税金及附加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.34	15.99	15.86	15.74	15.62	15.49
2.5	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.82	133.22	132.19	131.16	130.13	129.10
3	所得税前净现金流量（1—2）	781.39	766.36	754.60	742.64	730.44	658.29	554.96	542.54	529.80	516.74	503.33
4	累计所得税前净现金流量	896.75	1663.1 1	2417.71	3160.3 5	3890.79	4549.08	5104.04	5646.57	6176.37	6693.11	7196.44
5	调整所得税	83.95	80.57	77.89	75.16	72.36	67.79	138.74	135.63	132.45	129.18	125.83
6	所得税后净现金流量（3—5）	697.45	685.79	676.71	667.48	658.08	590.50	416.22	406.90	397.35	387.55	377.50
7	累计所得税后净现金流量	391.04	1076.8 2	1753.54	2421.0 2	3079.09	3669.59	4085.81	4492.71	4890.06	5277.62	5655.11

附表 5（续）

项目投资现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	计算期									
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年					
1	现金流入	881.41	874.33	867.24	860.25	1734.87					
1.1	营业收入	881.41	874.33	867.24	860.25	853.37					
1.2	补贴收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
1.3	回收固定资产余值	0.00	0.00	0.00	0.00	820.29					
1.4	回收流动资金					61.20					
2	现金流出	391.85	398.91	406.36	414.24	422.57					
2.1	建设投资										
2.2	流动资金										
2.3	经营成本	248.41	256.62	265.23	274.24	283.70					
2.4	营业税金及附加	15.37	15.24	15.12	15.00	14.88					
2.5	维持运营投资	128.07	127.04	126.01	124.99	123.99					
3	所得税前净现金流量（1-2）	489.56	475.42	460.88	446.01	1312.29					
4	累计所得税前净现金流量	7686.00	8161.42	8622.30	9068.32	10380.61					
5	调整所得税	122.39	118.85	115.22	111.50	107.70					
6	所得税后净现金流量（3-5）	367.17	356.56	345.66	334.51	1204.59					
7	累计所得税后净现金流量	6022.29	6378.85	6724.51	7059.02	8263.62					

附表 6

项目资本金现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	合计	计算期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
1	现金流入	24527.21	0.00	1058.12	1047.54	1036.96	1026.38	1015.80	1005.21	994.63	984.05	973.47
1.1	营业收入	23645.71	0.00	1058.12	1047.54	1036.96	1026.38	1015.80	1005.21	994.63	984.05	973.47
1.2	补贴收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	回收固定资产余值	820.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	回收流动资金	61.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	现金流出	16263.59	7564.00	149.29	152.26	155.37	210.23	212.07	214.05	263.07	263.72	264.51
2.1	项目资本金	7564.00	7564.00									
2.2	借款本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	借款利息支付	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4	经营成本	5083.23	0.00	149.29	152.26	155.37	158.61	162.01	165.57	169.28	173.17	177.24
2.5	营业税金及附加	160.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.6	所得税	2116.99	0.00	0.00	0.00	0.00	51.62	50.06	48.49	93.78	90.55	87.27
2.7	维持运营投资	1338.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	净现金流量（1—2）	8263.62	-7564.00	908.83	895.28	881.59	816.15	803.72	791.16	731.57	720.33	708.96

附表 6（续）

项目资本金现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	现金流入	962.89	952.31	945.22	938.13	931.04	923.95	916.86	909.77	902.68	895.59	888.50
1.1	营业收入	962.89	952.31	945.22	938.13	931.04	923.95	916.86	909.77	902.68	895.59	888.50
1.2	补贴收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	回收固定资产余值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	回收流动资金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	现金流出	265.44	266.52	268.51	270.65	272.97	333.45	500.64	502.87	505.33	508.04	511.01
2.1	项目资本金											
2.2	借款本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	借款利息支付	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4	经营成本	181.50	185.95	190.61	195.49	200.60	206.51	212.70	219.18	225.98	233.11	240.58
2.5	营业税金及附加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.34	15.99	15.86	15.74	15.62	15.49
2.6	所得税	83.95	80.57	77.89	75.16	72.36	67.79	138.74	135.63	132.45	129.18	125.83
2.7	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.82	133.22	132.19	131.16	130.13	129.10
3	净现金流量（1-2）	697.45	685.79	676.71	667.48	658.08	590.50	416.22	406.90	397.35	387.55	377.50
		391.04	1076.82	1753.54	2421.02	3079.09	3669.59	4085.81	4492.71	4890.06	5277.62	5655.11

附表 6（续）

项目资本金现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	计算期									
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年					
1	现金流入	881.41	874.33	867.24	860.25	1734.87					
1.1	营业收入	881.41	874.33	867.24	860.25	853.37					
1.2	补贴收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
1.3	回收固定资产余值	0.00	0.00	0.00	0.00	820.29					
1.4	回收流动资金	0.00	0.00	0.00	0.00	61.20					
2	现金流出	514.24	517.76	521.58	525.74	530.27					
2.1	项目资本金										
2.2	借款本金偿还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.3	借款利息支付	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.4	经营成本	248.41	256.62	265.23	274.24	283.70					
2.5	营业税金及附加	15.37	15.24	15.12	15.00	14.88					
2.6	所得税	122.39	118.85	115.22	111.50	107.70					
2.7	维持运营投资	128.07	127.04	126.01	124.99	123.99					
3	净现金流量（1—2）	367.17	356.56	345.66	334.51	1204.59					
		6022.29	6378.85	6724.51	7059.02	8263.62					

附表 7

财务计划现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	合计	计算期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
1	经营活动净现金流量	23849.14	8903.02	908.83	895.28	881.59	816.15	803.72	791.16	731.57	720.33	708.96
1.1	现金流入	34645.71	11000.00	1058.12	1047.54	1036.96	1026.38	1015.80	1005.21	994.63	984.05	973.47
1.1.1	营业收入	20210.01	0.00	904.38	895.33	886.29	877.25	868.20	859.16	850.11	841.07	832.03
1.1.2	增值税销项税额	3435.70	0.00	153.74	152.21	150.67	149.13	147.59	146.06	144.52	142.98	141.44
1.1.3	补贴收入（不含增值税优惠）	11000.00	11000.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1.4	其他流入	0.00										
1.2	现金流出	10796.57	2096.98	149.29	152.26	155.37	210.23	212.07	214.05	263.07	263.72	264.51
1.2.1	经营成本	5083.23	0.00	149.29	152.26	155.37	158.61	162.01	165.57	169.28	173.17	177.24
1.2.2	增值税进项税额	2096.98	2096.98									
1.2.3	营业税金及附加	160.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2.4	增值税	1338.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2.5	所得税	2116.99	0.00	0.00	0.00	0.00	51.62	50.06	48.49	93.78	90.55	87.27
1.2.6	其他流出	0.00										
2	投资活动净现金流量	-16467.02	-16467.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	现金流入	0.00										
2.2	现金流出	16467.02	16467.02									
2.2.1	建设投资	16405.82	16405.82									
2.2.2	维持运营投资	0.00										

2.2.3	流动资金	61.20	61.20									
2.2.4	其他流出	0.00										
3	筹资活动净现金流量	7564.00	7564.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1	现金流入	7564.00	7564.00									
3.1.1	项目资本金投入	7564.00	7564.00									
3.1.2	建设投资借款	0.00	0.00									
3.1.3	流动资金借款	0.00										
3.1.4	债券	0.00										
3.1.5	短期借款	0.00										
3.1.6	其他流入	0.00										
3.2	现金流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.1	各种利息支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.2	偿还债务本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.3	应付利润（股利分配）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.4	其他流出	0.00										
4	净现金流量	14946.12	0.00	908.83	895.28	881.59	816.15	803.72	791.16	731.57	720.33	708.96
5	累计盈余资金	14946.12	0.00	908.83	1804.11	2685.70	3501.85	4305.57	5096.73	5828.30	6548.63	7257.59

附表 7（续）

财务计划现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	经营活动净现金流量	697.45	685.79	676.71	667.48	658.08	590.50	416.22	406.90	397.35	387.55	377.50
1.1	现金流入	962.89	952.31	945.22	938.13	931.04	923.95	916.86	909.77	902.68	895.59	888.50
1.1.1	营业收入	822.98	813.94	807.88	801.82	795.76	789.70	783.64	777.58	771.52	765.46	759.41
1.1.2	增值税销项税额	139.91	138.37	137.34	136.31	135.28	134.25	133.22	132.19	131.16	130.13	129.10
1.1.3	补贴收入（不含增值税优惠）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1.4	其他流入											
1.2	现金流出	265.44	266.52	268.51	270.65	272.97	333.45	500.64	502.87	505.33	508.04	511.01
1.2.1	经营成本	181.50	185.95	190.61	195.49	200.60	206.51	212.70	219.18	225.98	233.11	240.58
1.2.2	增值税进项税额											
1.2.3	营业税金及附加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.34	15.99	15.86	15.74	15.62	15.49
1.2.4	增值税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.82	133.22	132.19	131.16	130.13	129.10
1.2.5	所得税	83.95	80.57	77.89	75.16	72.36	67.79	138.74	135.63	132.45	129.18	125.83
1.2.6	其他流出											
2	投资活动净现金流量	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	现金流入											
2.2	现金流出											
2.2.1	建设投资											
2.2.2	维持运营投资											

2.2.3	流动资金											
2.2.4	其他流出											
3	筹资活动净现金流量	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1	现金流入											
3.1.1	项目资本金投入											
3.1.2	建设投资借款											
3.1.3	流动资金借款											
3.1.4	债券											
3.1.5	短期借款											
3.1.6	其他流入											
3.2	现金流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.1	各种利息支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.2	偿还债务本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.3	应付利润（股利分配）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.4	其他流出											
4	净现金流量	697.45	685.79	676.71	667.48	658.08	590.50	416.22	406.90	397.35	387.55	377.50
5	累计盈余资金	7955.04	8640.82	9317.54	9985.02	10643.09	11233.59	11649.81	12056.7 1	12454.06	12841.6 2	13219.1 1

附表 7（续）

财务计划现金流量表

单位：万元

序号	项目名称	计算期									
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年					
1	经营活动净现金流量	367.17	356.56	345.66	334.51	323.10					
1.1	现金流入	881.41	874.33	867.24	860.25	853.37					
1.1.1	营业收入	753.35	747.29	741.23	735.26	729.38					
1.1.2	增值税销项税额	128.07	127.04	126.01	124.99	123.99					
1.1.3	补贴收入（不含增值税优惠）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
1.1.4	其他流入										
1.2	现金流出	514.24	517.76	521.58	525.74	530.27					
1.2.1	经营成本	248.41	256.62	265.23	274.24	283.70					
1.2.2	增值税进项税额										
1.2.3	营业税金及附加	15.37	15.24	15.12	15.00	14.88					
1.2.4	增值税	128.07	127.04	126.01	124.99	123.99					
1.2.5	所得税	122.39	118.85	115.22	111.50	107.70					
1.2.6	其他流出										
2	投资活动净现金流量	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.1	现金流入										
2.2	现金流出										
2.2.1	建设投资										
2.2.2	维持运营投资										

2.2.3	流动资金											
2.2.4	其他流出											
3	筹资活动净现金流量	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
3.1	现金流入											
3.1.1	项目资本金投入											
3.1.2	建设投资借款											
3.1.3	流动资金借款											
3.1.4	债券											
3.1.5	短期借款											
3.1.6	其他流入											
3.2	现金流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
3.2.1	各种利息支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
3.2.2	偿还债务本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
3.2.3	应付利润（股利分配）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
3.2.4	其他流出											
4	净现金流量	367.17	356.56	345.66	334.51	323.10						
5	累计盈余资金	13586.2 9	13942.8 5	14288.51	14623.02	14946.12						

附表 8

资产负债表

单位：万元

序号	项目名称	计算期									
		第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
1	资产	18564.00	18280.05	17984.09	17675.98	17303.96	16921.05	16527.12	16075.14	15613.45	15141.93
1.1	流动资产总额	0.00	908.83	1804.11	2685.70	3501.85	4305.57	5096.73	5828.30	6548.63	7257.59
1.1.1	累计盈余资金	0.00	908.83	1804.11	2685.70	3501.85	4305.57	5096.73	5828.30	6548.63	7257.59
1.1.2	流动资产										
1.2	在建工程										
1.3	固定资产净值	16467.02	15427.98	14388.95	13349.91	12310.88	11271.84	10232.81	9193.77	8154.74	7115.70
1.4	无形及其他资产净值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.5	可抵扣增值税形成资产	2096.98	1943.24	1791.03	1640.36	1491.23	1343.64	1197.58	1053.06	910.08	768.64
2	负债及所有者权益（2.4+2.5）	18564.00	18280.05	17984.09	17675.98	17303.96	16921.05	16527.12	16075.14	15613.45	15141.93
2.1	流动负债总额	11000.00	10266.67	9533.33	8800.00	8066.67	7333.33	6600.00	5866.67	5133.33	4400.00
2.1.1	本年短期借款										
2.1.2	其他	11000.00	10266.67	9533.33	8800.00	8066.67	7333.33	6600.00	5866.67	5133.33	4400.00
2.2	建设投资借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	流动资金借款										
2.4	负债小计（2.1+2.2+2.3）	11000.00	10266.67	9533.33	8800.00	8066.67	7333.33	6600.00	5866.67	5133.33	4400.00
2.5	所有者权益	7564.00	8013.39	8450.76	8875.98	9237.29	9587.72	9927.12	10208.47	10480.12	10741.93
2.5.1	资本金	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00
2.5.2	资本公积	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.5.3	累计盈余公积金	0.00	44.94	88.68	131.20	167.33	202.37	236.31	264.45	291.61	317.79

2.5.4	累计未分配利润	0.00	404.45	798.08	1180.78	1505.96	1821.35	2126.81	2380.02	2624.50	2860.14
2.5.5	资产负债率	0.59	0.56	0.53	0.50	0.47	0.43	0.40	0.36	0.33	0.29

附表 8 (续)

资产负债表

单位: 万元

序号	项目名称	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	资产	14660.43	14168.81	13669.15	13161.29	12645.05	12115.08	12531.30	12938.20	13335.55	13723.11	14100.61
1.1	流动资产总额	7955.04	8640.82	9317.54	9985.02	10643.09	11233.59	11649.81	12056.71	12454.06	12841.62	13219.11
1.1.1	累计盈余资金	7955.04	8640.82	9317.54	9985.02	10643.09	11233.59	11649.81	12056.71	12454.06	12841.62	13219.11
1.1.2	流动资产											
1.2	在建工程											
1.3	固定资产净值	6076.67	5037.63	3998.60	2959.56	1920.53	881.49	881.49	881.49	881.49	881.49	881.49
1.4	无形及其他资产净值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.5	可抵扣增值税形成资产	628.73	490.36	353.02	216.71	81.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	负债及所有者权益 (2.4+2.5)	14660.43	14168.81	13669.15	13161.29	12645.05	12115.08	12531.30	12938.20	13335.55	13723.11	14100.61
2.1	流动负债总额	3666.67	2933.33	2200.00	1466.67	733.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.1	本年短期借款											
2.1.2	其他	3666.67	2933.33	2200.00	1466.67	733.33	0.00	0.00	0.00			
2.2	建设投资借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	流动资金借款											
2.4	负债小计 (2.1+2.2+2.3)	3666.67	2933.33	2200.00	1466.67	733.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.5	所有者权益	10993.77	11235.48	11469.15	11694.62	11911.72	12115.08	12531.30	12938.20	13335.55	13723.11	14100.61
2.5.1	资本金	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00
2.5.2	资本公积	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

2.5.3	累计盈余公积金	342.98	367.15	390.52	413.06	434.77	455.11	496.73	537.42	577.16	615.91	653.66
2.5.4	累计未分配利润	3086.79	3304.33	3514.64	3717.56	3912.94	4095.97	4470.57	4836.78	5194.40	5543.20	5882.94
2.5.5	资产负债率	0.25	0.21	0.16	0.11	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

附表 8 (续)

资产负债表

单位: 万元

序号	项目名称	计算期									
		第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年					
1	资产	14467.78	14824.34	15170.00	15504.51	15827.62					
1.1	流动资产总额	13586.29	13942.85	14288.51	14623.02	14946.12					
1.1.1	累计盈余资金	13586.29	13942.85	14288.51	14623.02	14946.12					
1.1.2	流动资产										
1.2	在建工程										
1.3	固定资产净值	881.49	881.49	881.49	881.49	881.49					
1.4	无形及其他资产净值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
1.5	可抵扣增值税形成资产	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2	负债及所有者权益 (2.4+2.5)	14467.78	14824.34	15170.00	15504.51	15827.62					
2.1	流动负债总额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.1.1	本年短期借款										
2.1.2	其他										
2.2	建设投资借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.3	流动资金借款										
2.4	负债小计 (2.1+2.2+2.3)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
2.5	所有者权益	14467.78	14824.34	15170.00	15504.51	15827.62					
2.5.1	资本金	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00	7564.00					

2.5.2	资本公积	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
2.5.3	累计盈余公积金	690.38	726.03	760.60	794.05	826.36						
2.5.4	累计未分配利润	6213.40	6534.31	6845.40	7146.46	7437.25						
2.5.5	资产负债率	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						