



可行性研究阶段

新疆天富金阳新能源有限责任公司 148 团 20MW 地面
分布式光伏发电项目

可行性研究报告

中国能建集团
湖南省电力设计院有限公司
2015 年 8 月 长沙

批准： 颜勇

审核： 戴秋华 李彦 徐必荣 何志刚
葛燕

校核： 赵利会 胡军 陈飞 苏志杨
黄海才 陈少雄 刘自力 张海军
廖爱平 李素军 龙小兵 彭朝晖
杨红 蔡湘雯 谢斌 聂晶

编制： 夏辉 黄锦成 李镇山 袁丽
余子琳 梁权飞

目录

1.	总论.....	9
1.1.	概述.....	9
1.2.	报告编制原则及依据.....	10
1.3.	光能资源.....	11
1.4.	工程地质.....	11
1.5.	工程任务与规模.....	12
1.6.	光伏系统总体方案设计及发电量估算.....	12
1.7.	电气.....	12
1.8.	消防设计.....	13
1.9.	土建工程.....	13
1.10.	工程管理设计.....	13
1.11.	施工组织设计.....	13
1.12.	环境影响评价和节能效益.....	13
1.13.	项目投资概算.....	14
1.14.	财务评价.....	14
1.15.	工程特性表.....	14
2.	光资源分析.....	17
2.1	代表气象站概况.....	17
2.2	气象资料.....	18
2.3	太阳能资源分析.....	20
2.4	光伏电站光资源计算.....	28
2.5	光资源综合评述.....	30
3.	工程地质.....	31
3.1	项目概况.....	31
3.2	地形、地貌.....	31
3.3	地层岩性构成及物理力学指标.....	31
3.4	水文地质条件.....	32
3.5	不良地质作用.....	32
3.6	场地类别.....	32
3.7	场地地震效应.....	32
3.8	地基土的腐蚀性.....	32
3.9	土的盐胀性.....	33
3.10	场地稳定性.....	33
3.11	站址区地基方案.....	33
3.12	结论及建议.....	33
4	工程任务与规模.....	35
4.1	工作任务.....	35
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	太阳能光伏发电系统的分类及构成.....	47
5.2	阵列单元光伏电池组件选择.....	47

5.3	光伏阵列单元基本型式的确定.....	51
5.4	逆变器的选择.....	55
5.5	方阵接线方案设计.....	59
5.6	逆变器室布置.....	60
5.7	辅助技术方案.....	60
5.8	上网电量估算.....	61
6	电气.....	65
6.1	电气系统部分.....	65
6.2	电气一次部分.....	74
6.3	电气二次部分.....	78
6.4	主要设备表.....	83
7	总平面布置.....	85
7.1	站址描述.....	85
7.2	站址条件.....	85
7.3	总体布置设想.....	86
7.4	电站技术经济指标.....	89
8	土建工程.....	90
8.1	设计安全标准.....	90
8.2	基本资料和设计依据.....	90
8.3	光伏阵列基础及逆变器室设计.....	92
8.4	地质灾害治理工程.....	93
8.5	给排水设计.....	94
8.6	采暖通风设计.....	96
8.7	工程消防设计.....	96
9	施工组织设计.....	100
9.1	主要建筑材料来源.....	100
9.2	施工总布置.....	100
9.3	主体工程施工.....	102
9.4	施工总进度.....	106
9.5	安全文明施工措施.....	109
10	工程管理设计.....	112
10.1	工程管理机构.....	112
10.2	主要管理设施.....	114
10.3	电站运行维护、回收及拆除.....	115
11	环境保护和水土保持设计.....	117
11.1	设计依据及目的.....	117
11.2	环境概况.....	118
11.3	环境和水土影响分析.....	120
11.4	环境保护措施.....	123
11.5	水土保持设计.....	125
11.6	结论及建议.....	127
12	劳动安全与工业卫生.....	130
12.1	编制依据、任务和目的.....	130
12.2	光伏电站工程概况.....	131

12.3	工程安全与卫生危害因素分析.....	131
12.4	劳动安全.....	132
12.5	工程安全卫生设计.....	133
12.6	工程运行期安全管理及相关措施设计.....	137
12.7	劳动安全与工业卫生工程量和专项投资概算.....	139
12.8	主要结论和建议.....	140
13	节能降耗分析.....	142
13.1	设计原则和依据.....	142
13.2	施工期能耗分析.....	143
13.3	运行期能耗分析.....	144
13.4	主要节能降耗措施.....	144
13.5	节能降耗分析.....	147
14	设计概算.....	149
14.1	项目概况.....	149
14.2	编制原则及依据.....	149
14.3	基础资料.....	149
14.4	费率标准.....	151
14.5	其他费用.....	152
14.6	基本预备费:	153
14.7	价差预备费:	153
14.8	建设期贷款利息.....	153
14.9	其他.....	153
14.10	主要技术经济指标表.....	153
15	财务评价与社会效益分析.....	160
15.1	概述.....	160
15.2	财务评价.....	160
15.3	社会效益分析.....	176

1. 总论

1.1. 概述

随着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，无污染、可持续、总量大、分布广的太阳能光伏发电成为各国利用新兴能源的优选目标。我国是世界上为数不多的几个以煤炭为主的能源消费国家，煤炭消费的比重虽然这几年有一定程度的下降，但目前还是超过了 65%，能源消费结构不合理。同时中国的能源消费从整体上讲还属于粗放型能源利用方式，与现代集约经济发展的要求存在很大的差距。因此，从长远来看，包括太阳能在内的新能源和可再生能源将大力发展，以逐步改善以煤炭为主的能源结构，促进常规能源资源更加合理有效地利用，使我国能源、经济与环境的发展相互协调，实现可持续发展目标已成为国家战略。国家计委、国家科委、国家经贸委制订的《1996—2010 年新能源和可再生能源发展纲要》则进一步明确，要按照社会主义市场经济的要求，加快新能源和可再生能源的发展和产业建设步伐。2011—2015 年，我国将大规模推广应用新能源和可再生能源技术，使新能源和可再生能源的开发利用量达到 4300 万吨标准煤，占我国当时商品能源消费总量的 2%。国家能源法也明确提出“国家鼓励开发利用新能源和可再生能源”。因此，积极开发利用可再生能源，替代部分煤电，减轻能源对外依靠的压力，对改善我国能源结构和走能源可持续发展的道路是十分必要的。

新疆地区光照充足，日照时间长，太阳能资源十分丰富，太阳能资源属于 II 类“很丰富带”，非常适合建设大型光伏电站。

新疆天富金阳新能源有限责任公司，主要专注于太阳能、风能等新能源的开发和利用，新材料系列产品的研制、开发、生产和销售；太阳能、风能等新能源系列工程的设计、建设、安装及总承包；风能、太阳能发电项目的建设运营及相关技术服务。随着国内新能源产业的迅速发展，新疆天富金阳新能源有限责任公司积极投身可再生能源电力项目的开发建设，计划在兵团农八师 148 团投资建设大型并网光伏电站，建设容量为 20MW_p。

我院受新疆天富金阳新能源有限责任公司的委托负责新疆天富金阳新能源有限责任公司 148 团 20MW 地面分布式光伏发电项目的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、电站建成后的效益

分析、工程投资概算和财务评价等工作。

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). 对站址进行合理布局，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）
 - 《太阳光伏电源系统安装工程设计规范》（CECS84-96）
 - 《分布式电源接入配电网技术规定》（NB/T 32015-2013）
 - 《分布式电源接入电网监控系统功能规范》（NB/T 33012-2014）
 - 《分布式电源接入电网运行控制规范》（NB/T 33010-2014）
 - 《分布式电源孤岛运行控制规范》（NB/T 33013-2014）
 - 《分布式电源接入电网测试技术规范》（NB/T 33011-2014）

1.2.3. 基础资料

- (1). 石河子地区太阳辐射资料及莫索湾地区基本气象资料。
- (2). 光伏发电工程站址邻近区域工程地质勘察资料。
- (3). 光伏发电工程所在地自然地理、对外交通条件。

(4). 148 团社会经济现状及发展规划、石河子地区电力系统概况及发展规划、电网地理接线图。

(5). 石河子地区主要建筑材料价格。

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，年辐射照度总量比我国同纬度其他地区高 10%~15%，比长江中下游地区高 15%~25%，居全国第二位，仅次于西藏高原。

本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区兵团石河子市 148 团境内。站址中心坐标：N=44° 54' 15"，E=86° 21' 15"。厂址西南距石河子市约 71km，东南距 148 团团部约 7km。

站址所在地区太阳能资源较丰富，工程代表年太阳总辐射量为 5391.18 MJ/m²，在倾斜角度为 35° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 6357.64MJ/m²·a 以上。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。

1.4. 工程地质

(1). 本场区属于荒漠沙丘地貌，地貌单一，场地地形较平坦。

(2). 场地土类型为中硬场地土，II 类建筑场地，属可进行建设的一般场地。

(3). 场区内地层岩性以表土、粉砂、粉土（粉砂）为主，各地层的物理力学指标推荐值如下：

地层名称	天然重度 γ (kN/m ³)	承载力特征值 f_{ak} (kPa)	变形模量 E_0 (MPa)	粘聚力 C (kPa)	内摩擦角 ϕ (°)	渗透系数 K (cm/s)
②粉砂	18	100	10	0	30	6.0×10^{-4}
③粉土（粉砂）	高程 350m 以上	120	$E_s=5$	6	8	2.0×10^{-5}
	高程 350m 以下	180	$E_s=10$	10		

(4). 场地环境类型为 II 类，场地土自然地面下 3.5m 以内以硫酸、亚硫酸

中盐渍土为主，3.5m 以下以氯、亚氯弱盐渍土为主；场地土对混凝土结构具弱腐蚀，对钢筋混凝土结构中钢筋：在自然地面下 1.5 米以内具微腐蚀，以下具中等腐蚀；地下水对混凝土结构具强腐蚀，对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀。

(5). 本场区地下水埋深大于 8m，可不考虑地下水对拟建建筑（构）物基础的影响。

(6). 场地土最大冻土深度为 1.41m。

(7). 场地所在区域设计基本地震加速度值为 0.10g，抗震设防烈度为 7 度，属第三组。

1.5. 工程任务与规模

工程的主要任务是建设高压并网光伏电站，充分开发利用 148 团丰富的太阳能资源，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，本工程规划安装容量为 20MWp。

1.6. 光伏系统总体方案设计及发电量估算

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比较分析。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。

由于本工程系统装机容量 20MWp，组件用量大，占地面积广，组件安装量大，所以设计优先选用单位面积功率大的电池组件，以减少占地面积，降低组件安装量。本工程推荐选用的多晶硅电池组件规格为 300Wp。

经计算，新疆天富金阳新能源有限责任公司 148 团 20MW 地面分布式光伏发电项目 25 年的总发电量约为 69189 万 kW.h，年平均发电量 2767.56 万 kW.h，年等效利用小时数为 1385.51h。

1.7. 电气

本期电站装机容量为 20MWp，接入系统电压等级为 35kV。本期利用原有 35kV 开关站，出 2 回 35kV 架空线路接于 110kV 联合升压站 35kV 侧，线路长约 2.0km。线路拟选用 LGJ-240 型导线。

1.8. 消防设计

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。

1.9. 土建工程

本工程本期规划容量 20MWp，根据现场地形及规划，将整个电站分为生产区和管理区两大区域。

生产区由光伏阵列中的电池组件及逆变器（含基础）、箱变（含基础）等组成。管理区由综合控制室及办公室、35kV 配电室、综合水泵房、蓄水池等构筑物组成，此部分已于一期建成。

本工程光伏组件支架采用固定式支架，独立灌注桩基础、热镀锌钢材支架。

1.10. 工程管理设计

本着精干、统一、高效的原则，根据光伏试验电站生产经营的需要，且体现现代化电站运行特点，设置光伏电站的管理机构，实行企业管理。每期工程按少人值班、多人维护的原则进行设计，电站拟定定员标准为 8 人，其中运行人员和日常维护人员 6 人，其它 2 人为管理人员。主要负责光伏电站的建设、经营、管理和运行维护。

1.11. 施工组织设计

光伏电站主要工艺设备由电池板、电池组件及各类电气设备组成，这些设备从生产厂家依托公路运输至电站。

工程所需的主要土建材料为砂石料、水泥、钢材、木材、油料和火工材料，材料的就近从石河子地区相应市场采购。

施工总进度的安排原则按业主要求，合理安排工期，在保证工程质量的前提下，尽量缩短施工工期，争取提前发电，以尽早取得经济效益。

1.12. 环境影响评价和节能效益

光伏发电是将太阳能直接转化为电能的过程，生产过程不产生任何有害物质及噪声，因此电站的建设和运行对周围环境无不利影响。

光伏发电是环境效益最好的电源之一，是我国鼓励和支持开发的可持续发展的新能源。电站的建设代替燃煤电站的建设，将减少对周围环境的污染，并起到利用清洁可再生资源、节约不可再生的化石能源、减少污染及保护生态环境的作用，具有明显的社会效益和环境效益。

1.13. 项目投资概算

本工程设计概算编制依据《光伏发电工程可行性研究报告编制办法（试行）》（GD003-2011）。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。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。

工程动态投资为 16705.56 万元，静态投资为 16338.56 万元，单位千瓦静态投资 8177.46 元，单位千瓦动态投资 8361.14 元。

资金来源：资本金占总投资的 20%，其余为银行贷款。

1.14. 财务评价

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。

项目运营期年平均上网电量 2767.56 万 W·h，根据发改价【2013】1368《国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》文件规定，工程前 20 年上网电价为 0.812 元 / kw.h（不含增值税，含增值税为 0.95 元 / kw.h），后 5 年为 0.2137 元 / kWh（不含增值税，含增值税为 0.25 元 / kw.h），销售收入总额（不含增值税）46109.73 万元。贷款偿还期为 15 年，全部投资财务内部收益率（税后）为 9.97%，投资回收期（税后）为 9.01 年，自有资金内部收益率为 19.64%，投资利税率为 4.46%，总投资收益率 5.82%，由上可以看出，本项目具有一定的盈利能力。

综上所述，本项目财务评价可行。

1.15. 工程特性表

光伏电站工程特性表

一、光伏电站站址概况				
编号	项目	单位	数量	备注
1	装机容量	MWp	20.08	
2	占地面积（围墙内）	hm ²	53.33	
3	站址海拔高度	M	357~359	
4	纬度（北纬）		44° 54' 15"	
5	经度（东经）		86° 21' 15"	
6	工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ² .a	5391.18	水平面上
二、主要气象要素				
编号	项目	单位	数量	备注
1	多年平均气温	℃	6.8	
2	多年极端最高气温	℃	43.1	
3	多年极端最低气温	℃	-42.8	
4	多年最大冻土深度	cm	141	
5	多年最大积雪厚度	cm	41	
6	多年平均风速	m/s	1.7	
7	多年极大风速	m/s	31.7	
三、主要设备				
编号	项目	单位	数量	备注
1. 光伏组件（多晶硅电池组件）				
1.1	峰值功率	Wp	300	
1.2	短路电流（Isc）	V	8.73	
1.3	开路电压（Voc）	A	45.2	
1.4	峰值电压（Vmp）	V	36.41	
1.5	峰值电流（Imp）	A	8.24	
1.6	外形尺寸（mm）	mm	1650×992×40	
1.7	重量（kg）	kg	25	
1.8	最大功率温度系数	%/℃	-0.43%/℃	
1.9	开路电压温度系数	%/℃	-0.33%/℃	
1.10	数量	块	66600	
1.11	固定倾角角度	(°)	35	
2. 逆变器（型号：500kW）				

2.1	输出额定功率	kW	500	
2.2	最大交流侧功率	kW	500	
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	额定输出电压和频率		三相 315Vac、50Hz	
2.8	输出频率范围	Hz	47~51.5	
2.9	功率因数		自动运行模式 \geq 0.99 (额定功率)	
			调节控制模式: -0.95~+0.95	
2.10	工作环境温度范围	°C	-25~+55	
2.11	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	A	$36.75 \pm 2 \times$ 2.5%/0.315/0.315 kV	
4. 35kV 开关站进出线回路数				
4.1	出线回路数	回	1	
4.2	进线回路数	回	2 (远期 4 回)	
四、土建施工				
编号	项目	单位	数量	备注
1	土石方开挖	万立方	5.92	
2	土石方回填	万立方	4.43	
3	基础混凝土	万方	0.60	
4	钢筋 (钢材)	t	1950	
5	施工总工期	月	6	
五、概算指标				
编号	项目	单位	数量	备注
1	静态总投资	万元	16338.56	
2	动态投资	万元	16705.56	
3	单位千瓦静态投资	元/kWp	8177.46	

4	单位千瓦动态投资	元/kWp	8361.14	
5	设备及安装工程	万元	12802.19	
6	建筑工程	万元	1609.72	
7	其它费用	万元	1491.99	
8	基本预备费	万元	320.36	
9	建设期贷款利息	万元	367	
六、经济指标				
编号	项目	单位	数量	备注
1	装机容量	MWp	20.08	
2	年平均上网电量	万 kW. h	2767.56	25 年平均
3	上网电价	元	0.95	含税
4	全部投资内部收益率	%	11.33	税前
5	全部投资内部收益率	%	9.97	税后
6	自有资金内部收益率	%	19.64	
7	投资回收期	年	9.01	税后
8	借款偿还期	年	15	
9	资产负债率	%	80.06	

2. 光资源分析

2.1 代表气象站概况

本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区兵团石河子市 148 团境内。站址中心坐标：N=44° 54' 15"，E=86° 21' 15"。厂址南距石河子市约 71km，东南距 148 团团部约 7km。项目所在区域位于天山北麓中段，准噶尔盆地南缘，玛纳斯河细土平原中下部，古尔班通古特沙漠南缘，属典型的内陆干旱性气候。其特征为：冬季严寒，夏季炎热，温差大，冬夏两季时间长，春秋两季不明显。气候干燥，风较多，光照充足，热量丰富。夏季降雨少，冬季积雪不稳定，蒸发量大。早春气温回升慢，秋末气温下降快，无霜期短。灾害性气候主要有干旱、暴雨、大风、沙尘暴、雾、雷暴等。干旱主要发生在春夏两季。八级以上的大风常引起沙尘暴，在每年的春夏之交时有发生。

距离项目地最近的气象站为莫索湾气象站，莫索湾气象站位于石河子市以北，地理位置坐标为北纬 45° 00'，东经 86° 06'，观测场海拔高度 341m，距离项目所在地直线距离约 15km。莫索湾气象站为一般站，没有太阳辐射观测记录。

距离场址最近的有辐射资料观测记录的气象站为乌兰乌苏气象站，地理位置坐标为北纬 $44^{\circ} 17'$ ，东经 $85^{\circ} 49'$ ，观测场海拔高度 518m，距离项目所在地直线距离 85km。气象站与项目所在地相对位置如下图所示。

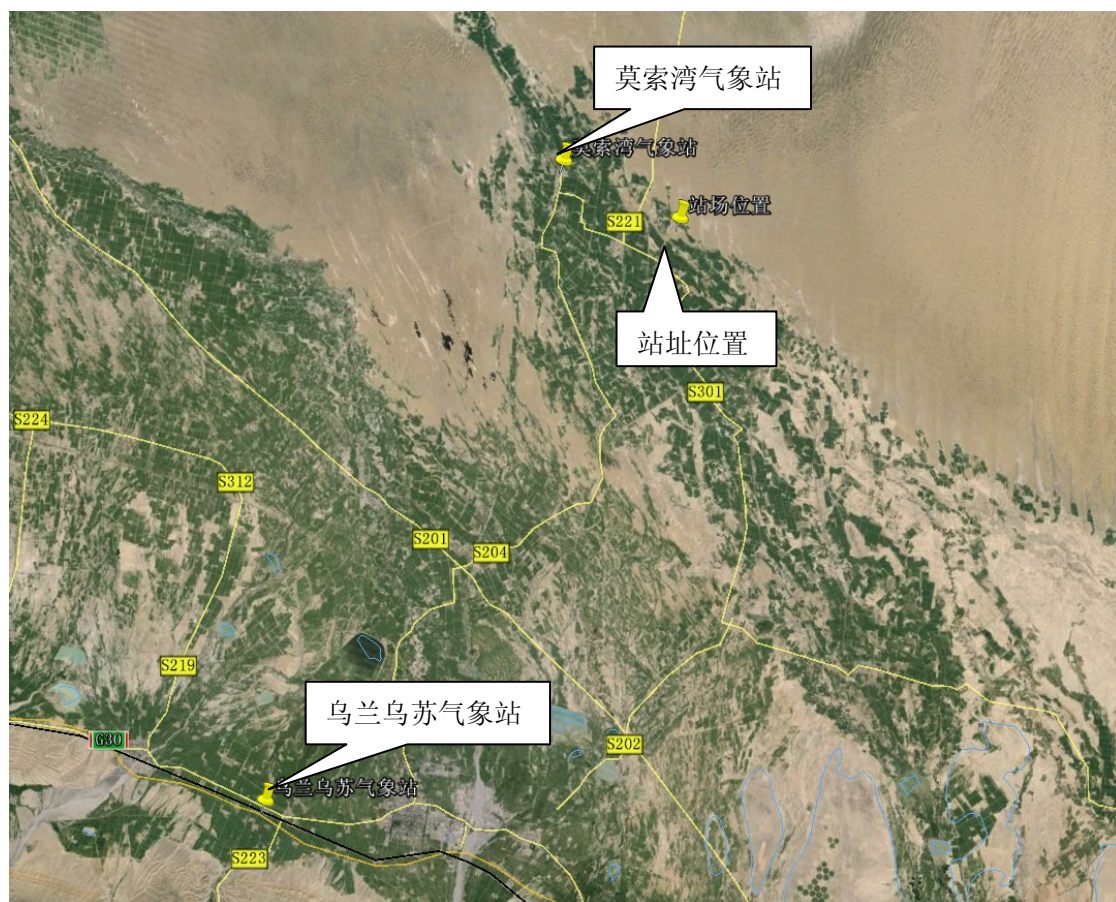


图 2-1 拟建场区与气象站相对位置

本报告采用乌兰乌苏气象站观测到 2006 年~2013 年的太阳辐射量数据作为分析光资源的气象数据，莫索湾气象站提供的资料作为分析对本工程影响的气象数据。

2.2 气象资料

2.2.1 主要气象要素

莫索湾气象站近 20 年各气象要素统计见表 2-1。

表 2-1 莫索湾气象站近 20 年各气象要素统计表

序号	参数名称	数值	序号	参数名称	数值
1	年平均气温 ($^{\circ}\text{C}$)	6.8	13	年最大冻土深度 (cm)	141
2	极端最高温度 ($^{\circ}\text{C}$)	43.1	14	年日照时数 (h)	2802.3
3	极端最低温度 ($^{\circ}\text{C}$)	-42.8	15	日照百分数 (%)	63

4	地面平均温度 (°C)	10	16	年平均雷暴日数(d)	13.3
5	年平均降水量 (mm)	132.5	17	年平均大风日数 (d)	6.2
6	最大一次日降水量 (mm)	49.2	18	年平均沙尘暴日数 (d)	12.1
7	年平均蒸发量 (mm)	1944	19	年平均雾日数 (d)	17.6
8	年最大积雪厚度 (cm)	41	20	冰雹日数 (d)	0.5
9	年平均气压 (hPa)	979.8	21	累年平均风速 (m/s)	1.7
10	年平均相对湿度 (%)	61	22	累年最大瞬时风速 (m/s)	31.7
11	晴天日数 (d)	300.4	23	年主导风向	E
12	阴天日数 (d)	64.6			

2.2.2 气象条件分析

(1)、环境温度条件分析

本工程选用逆变器的工作环境温度范围为-25~+55℃，选用电池组件的工作温度范围为-40~+85℃。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℃的水平。

根据气象站的多年实测气象资料，本工程场址区的多年平均气温 6.8℃，多年极端最高气温 43.1℃，多年极端最低气温-42.8℃。

因此，按本工程电站极端气温数据校核，本项目太阳能电池组件的工作温度可控制在允许范围内。本项目逆变器布置在室内，其工作温度也可控制在允许范围内。故场址区气温条件对太阳能电池组件及逆变器的安全性没有影响。

(2)、最大风速影响分析

本工程场址平坦四周无遮挡，场址区多年平均风速为 1.7m/s，主导风向 E，20 年一遇最大风速为 31.7m/s，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。并以太阳能电池组件支架及基础等的抗风能力在 31.7m/s 风速下不损坏为基本原则。

(3)、风沙和雷暴影响

莫索湾多年平均沙尘暴日数为 12.1d。沙尘、浮尘天气对大气的影晌较大，空气中粉尘量剧增，大气透明度大幅度降低，大气中的尘埃和粉尘大大阻挡和减弱了太阳直射。加之该区域气候干旱，植被稀少，在大风季节里，极易出现沙尘天气。对光伏电站的发电量影响较大，故在系统设计中应采取有效的风沙措施和方便可行的日常清洗方法。

莫索湾年平均雷暴日数为 13.3d。可见该地区雷电对光伏电站有一定的危险，电池阵列均固定在金属支架之上，且电池阵列面积较广，对电站防雷接地要求较高。

(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 41cm

本次设计 H 取 0.5m。

2.3 太阳能资源分析

2.3.1 国内太阳能资源概况

我国地处北半球，土地辽阔，幅员广大，国土总面积达 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。

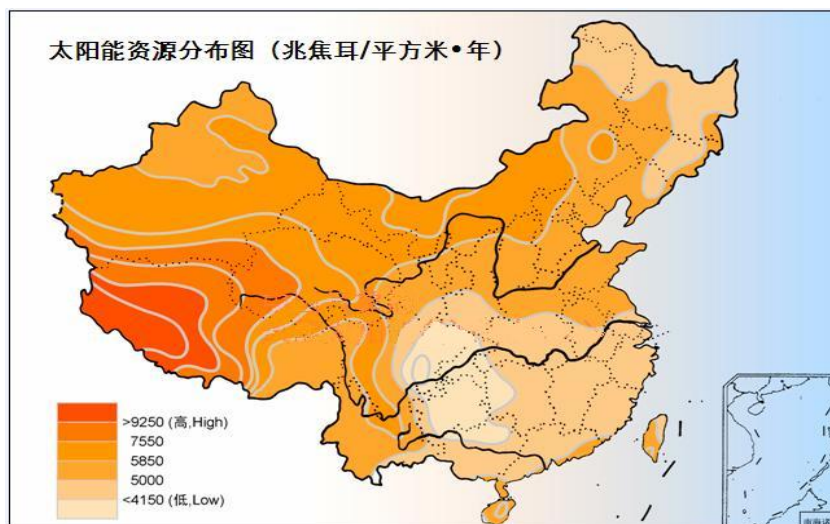


图 2-2 我国太阳辐射量分布图

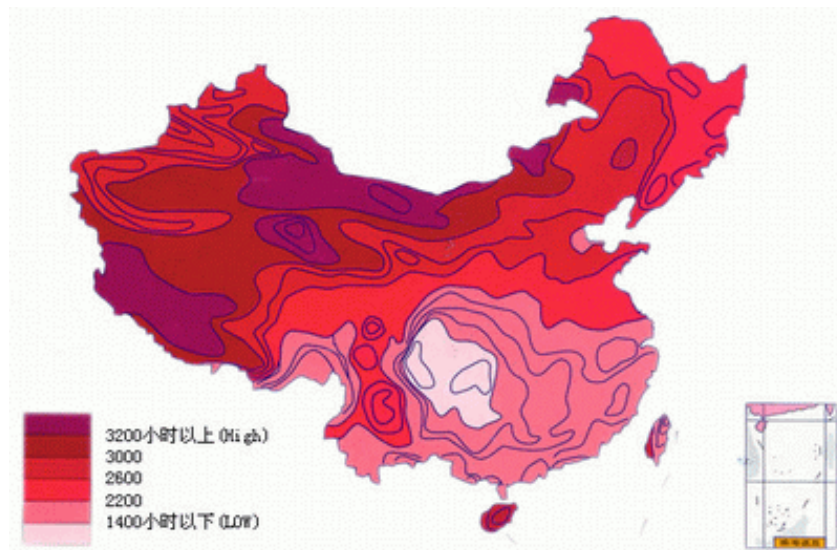


图 2-3 中国太阳等效小时数分布图

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、阿尔泰山和天山北麓部分地区，年总辐总量的区域分布大致是由东南向西北不均匀递减。东南部太阳总辐总量多在 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。

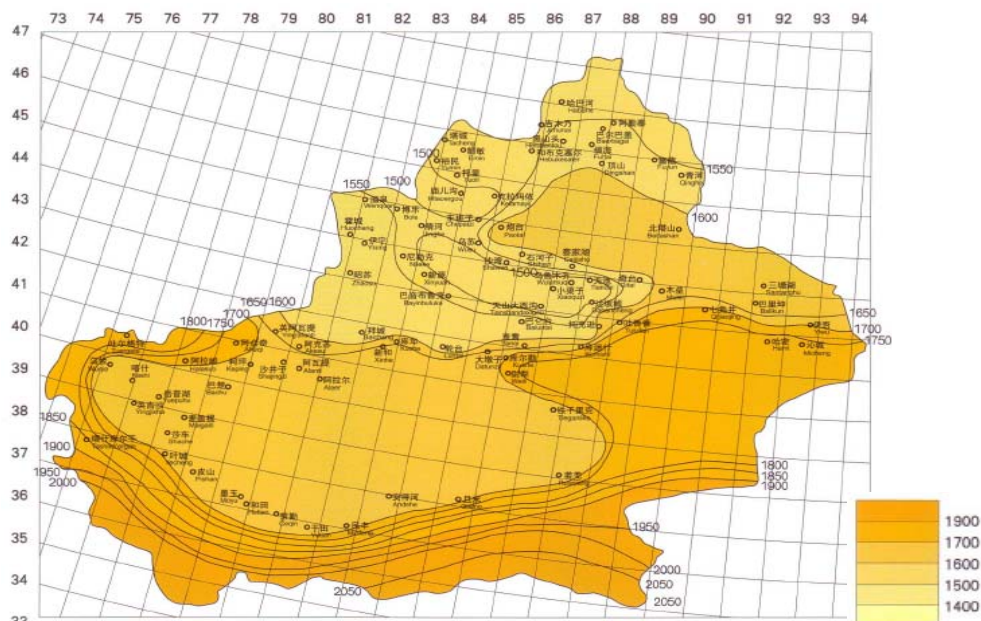


图 2-4 年太阳总辐射量分布图 (kWh/m^2)

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、克拉玛依一线，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总量是全疆最大的地方，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，另一股经库鲁克塔克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 $5400 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a} \sim 6000 \text{ MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，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。

2.3.3 乌兰乌苏太阳能资源分析

2.3.3.1 太阳辐射年际变化分析

乌兰乌苏近 8 年的年总辐射量年际变化如下图 2-5 所示。

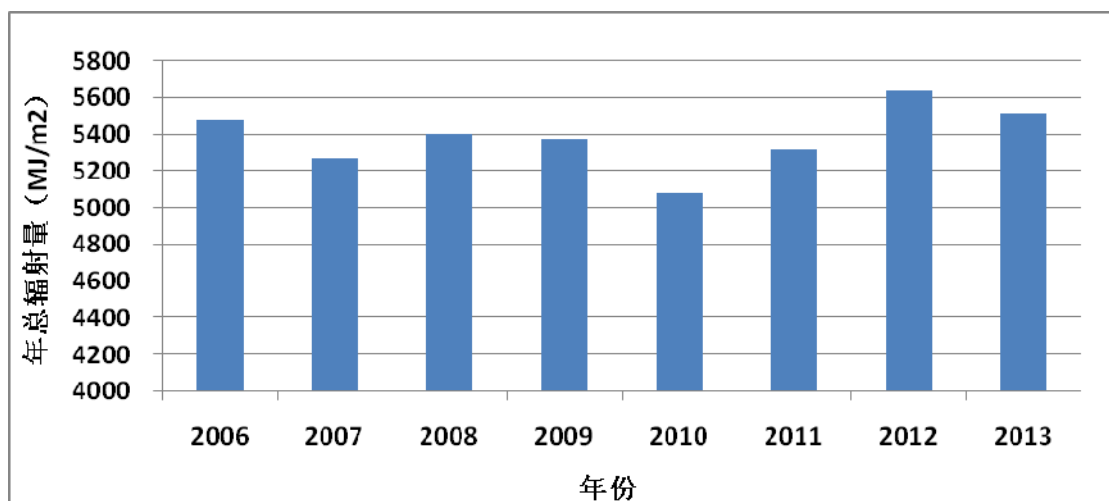


图 2-5 乌兰乌苏 2006-2013 年太阳总辐射量年际变化图

从图 2-4 可以看出，近 8 年间乌兰乌苏太阳辐射数据相对稳定，年总辐射量多稳定在 $5050\text{MJ/m}^2 \sim 5400\text{MJ/m}^2$ 之间。最大值出现在 2012 年，达 5637.33MJ/m^2 。最小值出现在 2010 年，为 5081.45MJ/m^2 。

2.3.3.2 日照时数年际变化分析

乌兰乌苏近 8 年的年日照时数年际变化如下图 2-6 所示。从图中可以看出，该地区近 8 年年总日照时数较稳定，基本稳定在 $2750\text{h} \sim 3100\text{h}$ ，最大值出现在 2006 年，达 3075.6h ，最小值为 2010 年的 2773.2h ，从全国太阳能资源分布情况看来，属于日照时数较长地区。

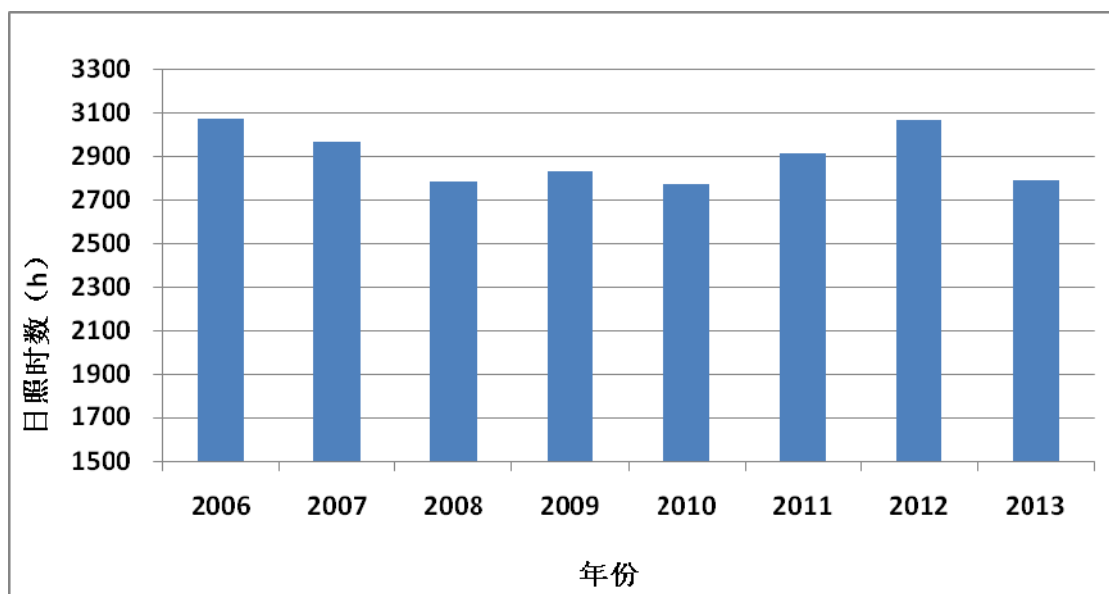


图 2-6 乌兰乌苏 2006-2013 年年总日照时数年际变化图

2.3.3.3 太阳辐射量月际变化分析

乌兰乌苏近 8 年多年平均月总辐射量月际变化图如下图 2-7 所示。

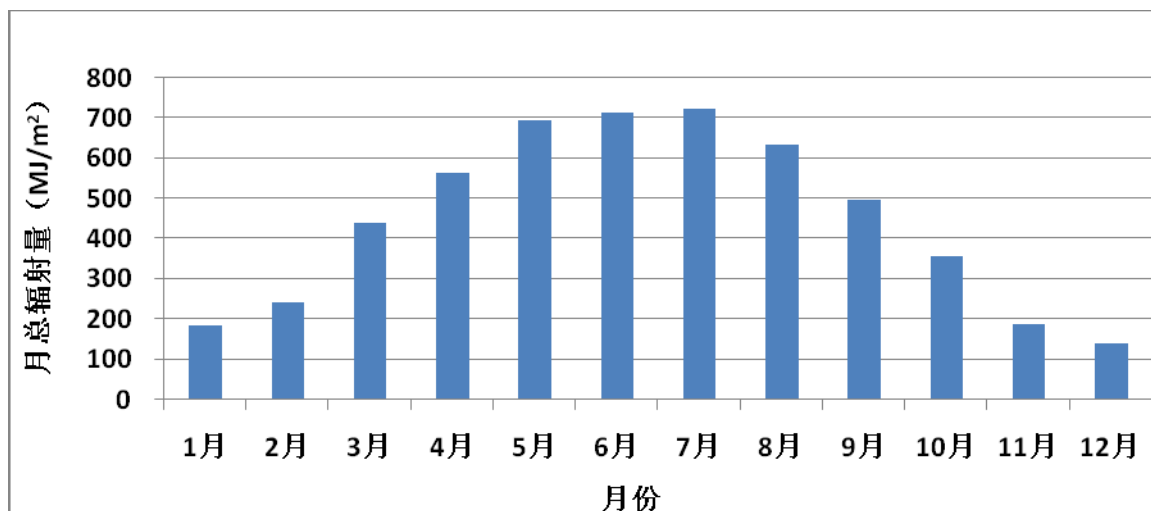


图 2-7 乌兰乌苏 2006-2013 年多年月平均太阳总辐射量月际变化图

从上图中可见，乌兰乌苏太阳辐射的月际变化较大，其数值在 $140\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 730\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间；月平均值 7 月最大，达 $724.81\text{MJ}/\text{m}^2$ ；12 月最小，为 $141.05\text{MJ}/\text{m}^2$ 。

2.3.3.4 日照时数月际变化分析

乌兰乌苏近 8 年多年平均日照时数月际变化图如下图 2-8 所示。

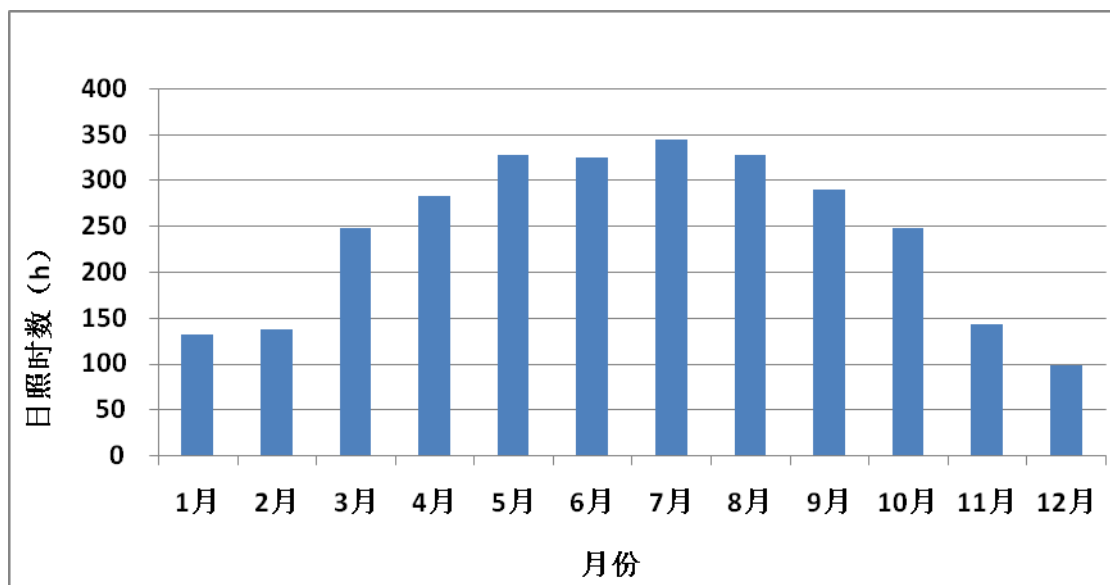


图 2-8 乌兰乌苏 2006-2013 年多年平均日照时数月际变化图

从上图中可见，乌兰乌苏日照时数的月际变化较大，其数值在 $90\text{h} \sim 350\text{h}$ 之间；月平均值 7 月最大，达 344.4h ；12 月最小，为 97.2h 。

2.3.3.5 日照百分率月际变化分析

乌兰乌苏近 8 年多年平均日照百分率月际变化图如下图 2-9 所示。

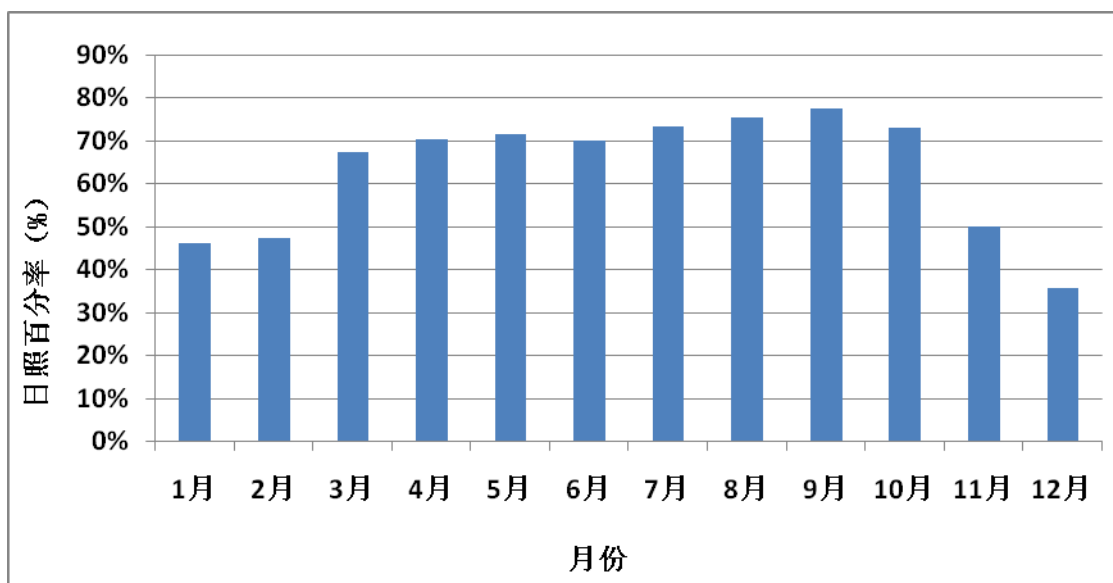


图 2-9 乌兰乌苏 2006-2013 年月平均日照百分率月际变化图

从上图中可见，乌兰乌苏日照百分率月际变化呈现夏秋季大、冬春季小的规律，最大值出现在 9 月，达 77%，最小值出现在 12 月，只有 36%。

2.3.4 工程代表年辐射数据

由于太阳辐射具有随机性，根据各年的太阳辐射数据来计算相关的工程设计参数其结果会有很大的误差，因此要从多年的气象数据中挑选出具有代表性的太阳辐射数据，建立工程代表年以充分反映长期的太阳辐射变化规律。

工程代表年的确定是通过对已有的太阳辐射观测资料分析整理，根据一定的基准挑选出“标准月”组成。结合乌兰乌苏气象观测站的太阳辐射年际变化趋势和相关气象典型数据的分析和选择方法。本工程在 2006~2013 年的近 8 年的数据中来选择。

采用统计学原理，并结合本工程特点，工程代表年应为一组历年发生概率高、并对未来具有很好预测性的真实发生过的数据。经计算筛选，确定出的工程代表年太阳辐射数据，如表 2-2 所示。

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。

表 2-2 本项目工程代表年标准月辐射量及日照时数

工程代表年

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
所在年	2008	2009	2013	2009	2010	2007
标准月辐射量 (MJ/m ²)	187.09	237.75	436.47	569.83	693.08	715.82
日照时数 (h)	119.1	140.5	232.1	286.8	330	323.7
月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
所在年	2008	2006	2007	2011	2008	2012
标准月辐射量 (MJ/m ²)	728.17	642.76	497.56	355.21	187.04	140.40
日照时数 (h)	322	350.2	298.5	243.7	141.3	102.9

经计算可知,本项目工程代表年太阳总辐射量为 5391.18 MJ/m²,日照时数为 2890.80h。

2.3.5 乌兰乌苏太阳辐资源评价

2.3.5.1 辐射总量等级评价

根据地区的太阳年总辐射量多少,可以把地区的太阳能资源划分为四个等级,如下表 2-3 所示

表 2-3 太阳能辐射总量等级划分表

名称	符号	年总辐射量 (MJ/m ² *a)	年总辐射量 (kWh/m ² *a)
极丰富	A	≥6300	≥1750
很丰富	B	5040 ≤ R _s < 6300	1400 ≤ R _s < 1750
丰富	C	3780 ≤ R _s < 5040	1050 ≤ R _s < 1400
一般	D	<3780	<1050

根据上述计算,乌兰乌苏近 8 年工程代表年的年辐射总量为 5391.18MJ/m²,属于“B”类很丰富地区。

2.3.5.2 太阳能辐射稳定性评价

一年中各月总辐射量(月平均日辐射量)的最小值与最大值的比值可表征总辐射年变化的稳定度,在实际大气中其数值在(0, 1)区间变化,越接近 1 越稳定。采用稳定度作为分级标准,将太阳辐射资源分为四个等级,如下表 2-4 所示。

表 2-4 太阳能资源稳定性等级划分

名称	符号	分级值
稳定	A	≥0.45
较稳定	B	0.38 ≤ R _w < 0.45
一般	C	0.28 ≤ R _w < 0.38
不稳定	D	<0.28

乌兰乌苏月平均总辐射量值 7 月最大，达 $724.81\text{MJ}/\text{m}^2$ ；12 月最小，为 $141.05\text{MJ}/\text{m}^2$ 。 $R_w=141.05/724.81=0.19$ ，属于“D”级，“不稳定”。这主要是由于乌兰乌苏纬度较高，冬季太阳高度角较小，造成冬季辐射较小。可通过倾斜太阳能电池板的形式提高冬季太阳能电池板所能接受到的辐射量，以及年总发电量。

根据计算，在倾斜角度为 35° 时，倾斜面上所能接受到的太阳辐射量，7 月最大，为 $6.24\text{kw}\cdot\text{h}/\text{m}^2\cdot\text{d}$ ，12 月最小为 $2.32\text{kw}\cdot\text{h}/\text{m}^2\cdot\text{d}$ ，此时 $R_w=2.93/5.95=0.37$ ，可归为“C”级，“一般”。

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又太粗糙，因此最合理的是按照月进行能量平衡的计算。

因此根据整理出的工程代表年的逐月辐射总量，计算出特定倾斜角度斜面上所能接受到的月辐射总量及年辐射总量。

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。

本工程利用光伏软件 PVSYST 进行电池板倾斜面上的辐射量计算，结果见表 2-5。

表 2-5 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(kW·h/m ² ·d)												年平均辐射量 (kW·h/m ² ·a)	年平均辐射量 (MJ/m ² ·a)
	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	2.76	3.31	4.96	5.89	6.34	6.50	6.50	5.73	5.54	4.39	2.64	2.07	1738.36	6258.10
26	2.80	3.34	4.99	5.90	6.33	6.48	6.48	5.73	5.56	4.43	2.67	2.10	1743.81	6277.72
27	2.83	3.37	5.02	5.91	6.31	6.45	6.45	6.15	5.58	4.46	2.70	2.13	1747.41	6290.68
28	2.87	3.39	5.04	5.91	6.30	6.43	6.43	6.15	5.60	4.50	2.73	2.15	1751.66	6305.98
29	2.90	3.42	5.06	5.91	6.28	6.40	6.41	6.14	5.61	4.53	2.75	2.18	1754.36	6315.70
30	2.93	3.45	5.09	5.91	6.26	6.37	6.38	6.13	5.63	4.56	2.78	2.20	1757.35	6326.46
31	2.97	3.47	5.11	5.91	6.24	6.34	6.36	6.12	5.64	4.59	2.81	2.23	1760.38	6337.37
32	3.00	3.49	5.13	5.91	6.22	6.31	6.33	6.11	5.65	4.62	2.83	2.25	1762.18	6343.85
33	3.03	3.52	5.15	5.91	6.19	6.28	6.30	6.10	5.66	4.64	2.86	2.27	1763.94	6350.18
34	3.06	3.54	5.16	5.90	6.17	6.24	6.27	6.08	5.67	4.67	2.88	2.30	1764.83	6353.39
35	3.09	3.56	5.18	5.90	6.14	6.21	6.24	6.07	5.68	4.69	2.90	2.32	1766.01	6357.64
36	3.11	3.58	5.19	5.89	6.12	6.17	6.20	6.05	5.69	4.72	2.92	2.34	1765.97	6357.49
37	3.14	3.60	5.21	5.88	6.09	6.13	6.17	6.03	5.69	4.74	2.94	2.36	1765.94	6357.38
38	3.17	3.62	5.22	5.87	6.06	6.09	6.13	6.01	5.70	4.76	2.97	2.38	1765.89	6357.20
39	3.19	3.63	5.23	5.86	6.03	6.05	6.09	5.99	5.70	4.78	2.99	2.40	1764.65	6352.74
40	3.22	3.65	5.24	5.85	5.99	6.00	6.05	5.96	5.70	4.80	3.00	2.42	1762.78	6346.01
41	3.24	3.67	5.25	5.83	5.96	5.96	6.01	5.94	5.70	4.82	3.02	2.44	1761.52	6341.47
42	3.27	3.68	5.25	5.82	5.93	5.91	5.97	5.91	5.70	4.83	3.04	2.46	1759.36	6333.70
43	3.29	3.70	5.26	5.80	5.89	5.87	5.93	5.88	5.69	4.85	3.06	2.47	1756.87	6324.73
44	3.31	3.71	5.26	5.78	5.85	5.82	5.88	5.86	5.69	4.86	3.07	2.49	1753.49	6312.56
45	3.33	3.72	5.26	5.76	5.81	5.77	5.84	5.83	5.68	4.88	3.09	2.50	1750.11	6300.40

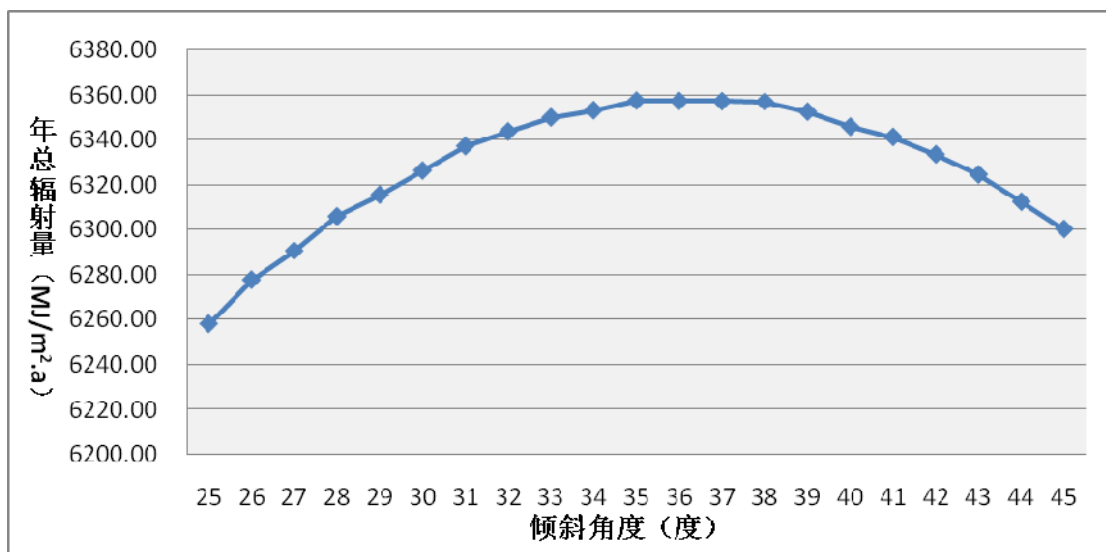


图 2-9 电池阵列不同倾斜面上太阳辐射量比较图

根据上图的结果可知，在倾斜角度为 $35^{\circ} \sim 38^{\circ}$ 时，倾斜面所接收到的年总辐射量最大，达到 $6357\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 以上，并在 35° 时达到最大值 $6357.64\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 。最终确定本项目固定倾角为 35° ，此倾角面上可接收到的年总辐射量为 $6357.64\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 。

2.5 光资源综合评述

通过综合分析和比较，可以看出石河子地区太阳能资源较丰富，工程代表年总辐射量为 $5391.18\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，在倾斜角度为 35° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 $6357.64\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 以上。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 项目概况

本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区兵团石河子市 148 团境内。站址中心坐标：N=44° 54′ 15″，E=86° 21′ 15″。厂址南距石河子市约 71km，东南距 148 团团部约 7km，交通较为便利。

3.2 地形、地貌

拟建场区地处天山北麓中段，准噶尔盆地南缘，玛纳斯河细土平原中下部，古尔班通古特沙漠南缘；属于荒漠丘陵地貌，地层主要为细粒土构成。场地地形相对平缓，自然地面高程为 357~359m（1985 年国家高程系），场地地貌类型简单，植被稀疏，呈戈壁荒滩景观。

3.3 地层岩性构成及物理力学指标

由于现阶段本项目未进行岩土工程勘测工作，故采用与站址邻近的石河子工业固体废弃物处理中心岩土工程勘测成果作为参考。

根据石河子工业固体废弃物处理中心的岩土工程勘测报告，站址所在区域地层在勘探深度范围内地层岩土自上而下主要为①表土、②粉砂、③粉土（粉砂）。各地层描述如下：

①表土：在场地内广泛分布。厚度约 0.3m，整体呈黄色、灰黄色，主要由砂土构成，含植物根系。松散~稍密，干燥~稍湿。

②粉砂：主要见于场地内东、西部丘陵梁顶部，呈南北条带状贯穿场地分布，地表出露。黄色，一般厚 0.5~2.2m，局部见粉土薄层及透镜体。干燥~稍湿，松散~稍密。

③粉土（粉砂）：为场地内主要地层。埋深约 0.3~2.5m，未揭穿，可见层厚 17.0~29.7m，黄色，局部为灰黄色，稍密~中密，局部为密实，稍湿~饱和，刀口断面光泽弱，摇振反应较明显，干强度中等，韧性较低。层中多见粉、细砂薄层及透镜体，局部见粉质黏土薄层或透镜体。

主要地层的物理力学指标建议如下：

地层名称		天然重度 γ (kN/m ³)	承载力特征值 f_{ak} (kPa)	变形模量 E_0 (MPa)	粘聚力 C (kPa)	内摩擦角 ϕ (°)	渗透系数 K (cm/s)
②粉砂		18	100	10	0	30	6.0×10^{-4}
③粉土 (粉砂)	高程 350m 以上	18	120	$E_s=5$	6	8	2.0×10^{-5}
	高程 350m 以下		180	$E_s=10$	10		

3.4 水文地质条件

地下水水位埋深一般为自然地面下 8.0~17.0m, 稳定水位一般为自然地面下 7.0~16.4m; 地下水为潜水, 水位年最大平均变幅约为 1.50m; 富水地层主要为 ③层粉土(粉砂), 补给来源主要为地下水径流补给, 径流方向为由东南向西北, 径流量不大。

拟建场地内无地表水分布。

3.5 不良地质作用

根据岩土工程报告成果, ③粉土(粉砂)层具湿陷性, 为非自重湿陷, 据《湿陷性黄土地区建筑规范》(GB50025-2004) 4.4.5 条, 判定地基(以自然地面为基底时)湿陷等级为 I 级(轻微)。

3.6 场地类别

根据岩土工程报告成果, 站址所在区域建筑场地类别为 II 类。

3.7 场地地震效应

根据 1:400 万《中国地震动参数区划图》(GB18306—2001), 拟建场地地震基本烈度为 VII 度, 峰值加速度值为 0.10g; 属于设计地震第三组, 建筑场地类别为 II 类, 反应谱特征周期为 0.65s; 场地为抗震有利地段。

3.8 地基土的腐蚀性

拟建场地环境类别为 II 类, 场地土对混凝土结构具弱腐蚀, 对钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性以自然地面下 1.5m 为界: 自然地面下 1.5 米以内具微腐蚀, 以下具中等腐蚀。

3.9 土的盐胀性

场地土硫酸钠含量小于 1.0%，可不考虑盐胀性的影响，亦可不考虑溶陷性。

3.10 场地稳定性

场区地势开阔、平缓，坡形浑圆低矮，原始地形、地貌保持完整；在勘察范围内无液化、震陷、滑坡、泥石流、土洞等其它影响场地稳定性的不良地质作用。

3.11 站址区地基方案

根据岩土勘察结果，场区内地层岩性以粉砂、粉土（粉砂）为主，其中粉土（粉砂）层在一定深度范围内具非自重湿陷性，湿陷等级为 I 级（轻微），对于联合升压站区建构筑物，需采用换填地基处理方案进行处理。

3.12 结论及建议

(1). 站址所在区域场区属于荒漠丘陵地貌，地貌单一，场地地形起伏较平缓。

(2). 本场地土类型为中硬场地土，II 类建筑场地，属可进行建设的一般场地。

(3). 本场区内地层岩性以表土、粉砂、粉土（粉砂）为主。

表土：在场地内广泛分布。厚度约 0.3m，整体呈黄色、灰黄色，主要由砂土构成，含植物根系。松散~稍密，干燥~稍湿。

粉砂：主要见于场地局部丘陵梁顶部，呈南北条带状贯穿场地分布，地表出露。黄色，一般厚 0.5~2.2m，局部见粉土薄层及透镜体。干燥~稍湿，松散~稍密。

粉土（粉砂）：为场地内主要地层。埋深约 0.3~2.5m，未揭穿，黄色，局部为灰黄色，稍密~中密，局部为密实，稍湿~饱和，刀口断面光泽弱，摇振反应较明显，干强度中等，韧性较低。层中多见粉、细砂薄层及透镜体，局部见粉质黏土薄层或透镜体。

地层的物理力学指标建议如下：

地层名称		天然重度 γ (kN/m ³)	承载力特征值 f_{ak} (kPa)	变形模量 E_0 (MPa)	粘聚力 C (kPa)	内摩擦角 ϕ (°)	渗透系数 K (cm/s)
②粉砂		18	100	10	0	30	6.0×10^{-4}
③粉土 (粉砂)	高程 350m 以上	18	120	$E_s=5$	6	8	2.0×10^{-5}
	高程 350m 以下		180	$E_s=10$	10		

(4). 场地环境类型按 II 类考虑, 场地土自然地面下 3.5m 以内以硫酸、亚硫酸中盐渍土为主, 3.5m 以下以氯、亚氯弱盐渍土为主; 场地土对混凝土结构具弱腐蚀, 对钢筋混凝土结构中钢筋: 在自然地面下 1.5 米以内具微腐蚀, 以下具中等腐蚀; 地下水对混凝土结构具强腐蚀, 对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀。

(5). 本场区地下水埋深大于 8m, 可不考虑地下水对拟建建筑(构)物基础的影响。

(6). 本场地土最大冻土深度为 1.41m。

(7). 本场设计基本地震加速度值为 0.10g, 抗震设防烈度为 7 度, 属第三组。

(8). 场地地基可采用换填砂砾石垫层地基处理方案进行处理。

4 工程任务与规模

4.1 工作任务

本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区兵团石河子市148团境内。根据电站项目所在地的地区经济发展状况及电力等其它产业的发展规划，结合光伏电站的自然条件、资源特征、建设条件等，以及太阳能辐射资源开发建设的要求，工程任务主要是发电，电站建成后供电石河电网，工程规划总装机容量为20MWp，年上网电量约为2767.56万kW.h。建设以1000kWp 为一个子单元并网发电，共20个单元，电站扩建原有35kV开关站。

4.1.1 地区经济概况

4.1.1.1 新疆维吾尔自治区

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。

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。

2012 年全区全年实现生产总值（GDP）7530.32 亿元，比上年增长 12.0%。其中，第一产业增加值 1320.57 亿元，增长 7.0%；第二产业增加值 3560.75 亿元，增长 13.7%；第三产业增加值 2649 亿元，增长 12.3%。按常住人口计算，人均地区生产总值 33909 元，增长 10.8%。按当年平均汇率折合 5372 美元。

工业和建筑业全部工业增加值 2929.90 亿元，比上年增长 12.7%。规模以上工业增加值 2804 亿元，增长 12.7%。其中，轻工业 207.24 亿元，增长 14.0%，重工业 2596.76 亿元，增长 12.5%；石油工业 1386.17 亿元，增长 4.1%，非石油工业 1417.83 亿元，增长 21.8%；公有制经济 2155.23 亿元，增长 10.7%，非公有制经济 648.77 亿元，增长 21.0%；中央企业 1903.47 亿元，增长 8.0%，地方工业 900.53 亿元，增长 22.4%。

全社会固定资产投资 6258.38 亿元，比上年增长 35.1%。其中，城镇投资 5593.81 亿元，增长 35.0%；农村投资 664.57 亿元，增长 36.3%。在城镇投资中，第一产业投资 114.52 亿元，增长 23.9%；第二产业投资 3075.49 亿元，增长 33.4%；第三产业投资 2403.80 亿元，增长 37.7%。在第二产业中，工业投资 2988.09 亿元，增长 33.0%，其中，制造业投资 1517.83 亿元，增长 41.0%。

公共财政预算收入 909.10 亿元，比上年增长 26.2%，其中，税收收入 698.90 亿元，增长 17.8%。地方财政收入 1251.80 亿元，增长 20.3%。全口径财政收入 1921 亿元，增长 16.1%。公共财政预算支出 2719.70 亿元，增长 19.1%。地方财政支出 3079.50 亿元，增长 18.5%。

4.1.1.2 石河子 148 团

石河子 148 团位于天山北麓中段，准噶尔盆地和古尔班通古特沙漠南缘，距自治区首府乌鲁木齐市 185 公里，距石河子市 78 公里，距 312 国道、第二座欧

亚大陆桥和乌奎高速公路 80 公里，拥有耕地 12470 公顷，总人口 3.3 万（2005 年）。

石河子 148 团地势从东南向西北倾斜，属于玛纳斯河东岸冲积平原，主要地貌特征为冲积平原和沙漠丘陵两大类。地处欧亚大陆腹地，受南部天山和西北部阿尔泰山的阻挡，潮湿气流难以进入该区，从而使区内水汽缺乏，形成典型的内陆干旱性气候。其特征为：冬季严寒，夏季炎热，温差大，冬夏两季时间长，春秋两季不明显。气候干燥，风较多，光照充足，热量丰富。夏季降雨少，冬季积雪不稳定，蒸发量大。早春气温回升慢，秋末气温下降快，无霜期短。灾害性气候主要有干旱、暴雨、大风、沙尘暴、雾、雷暴等。干旱主要发生在春夏两季。八级以上的大风常引起沙尘暴，在每年的春夏之交时有发生。

省道 301 线贯穿境内，省道 204 线绕南缘通过，成为石河子 148 团通往外界的主要交通道路。

石河子 148 团国民经济以农业为主，第二、第三产业为辅，加快推进团场城镇化、新型工业化、农业现代化建设。根据《一四八团国民经济和社会发展十二五规划》，2010 年，全团完成生产总值 6.3 亿元，十一五时期年均增长 19.03%。其中：第一产业增加值 4.69 亿元，增长 21.27%；第二产业增加值 0.61 亿元，增长 8.88%（其中工业增加值 0.51 亿元，增长 10.86%，建筑业增加值 0.1 亿元，增长 1.29%）；第三产业增加值 1 亿元，增长 17.28%。人均生产总值 22504 元，增长 26.25%，全社会固定资产投资完成 7381 万元，年均增长 3%；社会消费品零售总额完成 0.9 亿元，年均增长 43.48%。

4.1.2 石河子电网电力系统概况

目前，石河子电网由国网新疆电网和石河子地区电网组成。

石河子地区现有天业自备电网与石河子电网，其中天业自备电网属企业生产用电电网，为天业集团的发展提供可靠的电力保证和电力需求，属自发自用、自我平衡的企业内部自备热电厂，目前已形成发、送、变、供一体的运行方式，通过新疆石河子东 220kV 变电站与新疆电网相连，通过城北 110kV 变电站与联众 220kV 开关站同石河子电网相连。石河子电网为

地方电网，以天富公共电网为主体，包含了天山铝业自备电厂及合盛硅业自备电厂，以石河子市区为核心，覆盖整个石河子垦区，东至玛纳斯凉州户，西至沙湾、小拐乡，北到西古城镇，南至石场镇，现已建成以 220kV、110kV 电压等级为主体的输、配电网。电网东西伸展约 120 多千米、南北约 150 多千米，覆盖地域约 7762 平方千米。

(1) 电源现状

截至 2014 年底，电网（不含天业自备电网）总装机容量 4545.05MW，其中：火电 4395MW，水电 115.05MW，垃圾发电 15MW，光伏电站 20MW。天富公司装机 2485.05MW；用户自备电厂装机 2060MW。

表 2.1-1 2014 年石河子地区电源装机统计表 单位：MW，kV

火电				
序号	厂站名称	装机容量	电压等级	所属
1	天河电厂	660	220kV	兵团
2	南热电厂	910	220kV	兵团
3	热电二厂	100	110kV	兵团
4	西热电厂	270	110kV	兵团
5	东热电厂	270	110kV	兵团
6	十户滩热电	50	110kV	兵团
7	西营热电	25	110kV	兵团
8	炮台热电	25	110kV	兵团
9	新安热电	25	110kV	兵团
10	合盛电厂	660	220kV	自备
11	天铝电厂	1400	220kV	自备
火电合计		4395		
水电				
序号	厂站名称	装机容量	电压等级	所属
1	一级电站	50	110kV	兵团
2	三级电站	26.25	110kV	兵团

3	二级电站	12.8	35kV	兵团
4	四级电站	13	35kV	兵团
5	五级电站	13	35kV	兵团
水电合计		115.05		
新能源				
序号	厂站名称	装机容量	电压等级	所属
1	垃圾发电	15	35kV	兵团
2	天富光伏	20	110kV	兵团
合计		35		
电源总计		4545.05		

(2) 输变电现状

已建成 220kV 降压变电站 9 座，变压器 41 台，总变电容量 3780MVA。其中天富公司建成 220kV 降压变电站 4 座，变压器 7 台，变电容量 1440MVA；用户 220kV 降压变电站 5 座，变压器 34 台，变电容量 2340 MVA。已建成 110kV 降压变电站 20 座，变压器 42 台，总变电容量 1741MVA。其中天富公司 110kV 降压变电站 19 座，变压器 40 台，变电容量 1591MVA；用户 110kV 降压变电站 1 座，变压器 2 台，变电容量 150 MVA；已建成 35kV 降压变电站 26 座，变压器 47 台，总变电容量 392.6MVA。已建成 220kV 线路 27 条，长度 303.94 千米；110kV 线路 56 条，长度 831.21 千米；35kV 线路共 62 条，长度为 442.83 千米。

(3) 供用电现状

2014 年全网（不含天业自备电网）完成发电量 210.96 亿千瓦时，其中自备电厂完成发电量 107.9 亿千瓦时，占全网发电量的 51.2%，天富公司完成 102.39 亿千瓦时，占全网发电量的 48.8%。2014 年石河子电网最大负荷 2863.2MW，最小负荷 1893.9MW。

4.1.3 电力市场预测与电力平衡

(1) 电力市场预测

石河子电网具有以下特点：负荷跳跃式增长、用电负荷受市场经济影响大、规划中不确定因素多，故在本负荷预测中以大用户法为主，针对一产、三产、居民用电及二产中的一般用户（负荷水平低、用电量稳定）采用自然增长率法推测，综合分析总的预测电力电量。

石河子地区负荷以工业大用户负荷为主，其负荷水平受市场经济形势及大用户投产时序影响较大，呈跳跃式增长，因此传统的通过已有历史负荷数据来预测未来水平年地区最大负荷的预测方法，并不适用于石河子地区。此外石河子地区大型工业用户多为自区域外招商引资而来，其不确定性较大，这些引进项目一般需经洽谈、意向书、可行性研究、签订合同、筹建、建设、投产经营等程序，项目确立的时间较长，变化较大，故用电负荷较一般城市或地区更难准确预测。因此本规划将采用自然增长加大用户法进行负荷预测，即将报装机容量超过 1MVA 的用户视为大用户负荷，采用大用户法进行预测，另对一产、三产、居民用电及二产中一般用户视为一般负荷，按自然增长率法预测其用电负荷，再综合得到总的用电负荷预测值。

近年来石河子地区部分大用户其产能在冬季投产，因此本规划根据企业的计划投产时序按夏、冬季分别进行各水平年的负荷预测；石河子地区一般负荷中绝大部分是农业负荷，在夏季农灌高峰期负荷水平较高，冬季负荷水平较低且年最大负荷利用小时数较低，参考“十三五”期间第一产业用电量增长速度，考虑一般负荷增速为 7%。具体负荷预测值如下表所示。

表 4-1 石河子地区“十三五”夏季供电负荷预测 单位：MW

项目 \ 年份	2013 (现状)	2014 (现状)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
大用户负荷	1494.3	2033.0	2966.0	3791.9	4306.0	4469.5	4628.0	4781.0
一般负荷	556.4	587.6	624.5	663.1	704.3	748.2	795.0	844.9
转供天业负荷	100.0	340.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合计 (同时率 0.95)	2079.9	2863.2	3472.3	4308.4	4845.4	5046.0	5244.5	5440.8

表 4-2 石河子地区“十三五”冬季供电负荷预测 单位：MW

项目 \ 年份	2013 (现状)	2014 (现状)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
大用户负荷	1798.2	2575.8	3296.1	4194.3	4388.1	4542.4	4713.4	4831.4
一般负荷	228.6	262.4	283.5	303.2	324.4	347.0	371.4	397.7
转供天业负荷	340	0	0	0	0	0	0	0
合计 (同时率 0.95)	2288.9	2744.8	3461.9	4349.5	4557.4	4728.5	4917.5	5057.0

根据上述负荷预测结果，2020 年石河子电网最大负荷为 5440.8MW，较 2014 年年均增长 11.3%，年用电量达 404.2 亿千瓦时，年均增长 11.0%。随着大批冶炼、铝材加工、化工企业的入驻，由于这些大用户最大负荷较高，负荷水平稳定，年负荷利用小时数高，带动了石河子地区整体电量的快速增长，石河子地区最大负荷利用小时数将进一步增高。

(2) 电力电量平衡

a) 平衡原则

①平衡范围：本次电力平衡范围为石河子电网供电区域。

②平衡年限：2011~2015 年做逐年电力平衡，并跨年展望至 2020 年。

③发电机出力：水机组出力容量按装机容量的 25%考虑；火机组出力按装机容量的 96%考虑；热机组出力按装机容量的 85%考虑。

④备用容量：备用容量由负荷备用、检修备用、事故备用 3 部分组成。负荷备用取最大发电负荷的 2%，检修备用取最大发电负荷的 8%，事故备用取最大发电负荷的 10%，并且不小于系统 1 台最大单机容量。

⑤负荷水平：石河子最大负荷出现在冬季，冬季最大负荷采用负荷预测中结果参与平衡。

⑥电量平衡中，火电装机利用小时数取 5500 小时，水电装机利用小时数取 3000 小时。

b) 电力电量平衡结果

石河子地区现状存在着石河子电网及天业自备电网。石河子电网为地方电网，以天富公共电网为主体，包含了天山铝业自备电厂及合盛硅业自备电厂，以石河子市区为核心，覆盖整个石河子垦区。天业自备电网属企业生产用电电网，为天业集团所有，属自发自用、自我平衡的企业内部自备热电厂。根据最新收资料，天业电网将不再从石河子电网下电，转而保持与新疆主网联系，其备用容量不由天富电网提供，而由新疆电网统一提供。因此将主要对石河子电网的电力供需平衡进行分析。

根据规划负荷预测结果，预计 2020 年石河子电网冬季/夏季最大负荷分别为 5057/5440.8MW，备用容量按最高负荷的 20%估计，2020 年石河子需要容量为 6068.4/6528.9MW。2014 年石河子电网电源装机容量 4545.05MW，扣除厂用电后石河子电网冬季/夏季电源出力 3909.8MW/3349.3MW。目前石河子地区已开工建

设天富电厂（装机容量 1320MW）、肯斯瓦特电站（装机容量 100MW），天山电厂 5 号机、6 号机（装机容量 700MW），待上述三座电厂建成投产后，石河子电网冬季/夏季电源出力达到 5747.8MW/5991.3MW。至 2020 年石河子电网冬季/夏季尚有 320.6MW/537.6MW 电源出力缺口。

另一方面，新疆建设兵团正着手建设兵团各师电网联网工程，目前七师八师联网工程光华变至五五中心变线路正在施工，“十三五”期间还规划建设八师七师联网南通道，以及八师与六师电网的互联线路。目前七师电网负荷增长迅速，而网内电源装机容量不足，且有较多水电机组，冬季出力受阻严重，亟需从外部引入电力。考虑到七师的地理位置，通过七师八师联网工程将八师电网内电力送至七师较为经济，可行性较高。因此“十三五”期间，石河子电网仍需要考虑建设其他电源。

本期工程 20MW_p 光伏发电项目装机容量在石河子电网总装机容量的占比很小，对石河子电力电量平衡影响很小，但是其电力电量将作为石河子电网的有益补充。

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，新疆维吾尔自治区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%，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。

新疆天富金阳新能源有限责任公司 148 团 20MW 地面分布式光伏发电项目是由新疆天富金阳新能源有限责任公司投资建设的大型光伏电站，建设容量为 20MW_p，符合新能源和可再生能源发展对并网光伏电站建设的工作思路所要求的规模。

本工程建设地点位于新疆石河子 148 团境内。站址所在地区太阳能资源较丰富，工程代表年太阳总辐射量为 5391.18 MJ/m²，在倾斜角度为 35° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 6357.64MJ/m².a 以上。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、地热能和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 2013 年底，新疆总装机容量为 40890.637MW，其中水电 4842.703MW，火电 27006.33MW，风电 5006.75MW，光伏 2771MW，燃气发电 1061.09MW，其他 202.8MW。截至 2015 年 6 月，国家能源局统计，新疆地区光伏总装机容量为 570 万千瓦。

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，将一定程度上促进新疆能源结构的改善。

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。

4.3.5 本项目建设的必要性

本项目拟在石河子 148 团建设 20MWp 光伏电站，项目拟选站址所在地植被稀疏，为沙漠丘陵，区域太阳能资源较丰富，平均太阳能辐射量为 $5391.18\text{MJ}/\text{m}^2$ ，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，为实现社会、环境和经济效益。经过对石河子 148 团地区的电量平衡分析可以得到：预计 2020 年石河子电网冬季/夏季最大负荷分别为 5057/5440.8MW，备用容量按最高负荷的 20% 估计，2020 年石河子需要容量为 6068.4/6528.9MW。2014 年石河子电网电源装机容量 4545.05MW，扣除厂用电后石河子电网冬季/夏季电源出力 3909.8MW/3349.3MW。目前石河子地区已开工建设天富电厂（装机容量 1320MW）、肯斯瓦特电站（装机容量 100MW），天山电厂 5 号机、6 号机（装机容量 700MW），待上述三座电厂建成投产后，石河子电网冬季/夏季电源出力达到 5747.8MW/5991.3MW。至 2020 年石河子电网冬季/夏季尚有 320.6MW/537.6MW 电源出力缺口。。在石河子 148 团地区，建设分布式光伏发电系统，有助于电力供需平衡的实现，满足用电量需求的增长。该电站以自发自用，就地消纳的方式运行，余电通过送出线路并网输送。

本项目经一期原升压站扩容的一台 40MVA 主变经 110kV 预留间隔 110kV 灌溉线送入 148 团新建变电站驿屯变。

综上所述，本项目的建设是必要的。

5 系统总体方案设计及发电量计算

5.1 太阳能光伏发电系统的分类及构成

太阳能光伏发电系统按与电力系统关系分类，通常分为独立太阳能光伏发电系统和并网太阳能光伏发电系统。并网太阳能光伏发电系统是与电力系统连接在一起的系统，一般分为集中式和分散式两种，集中式并网电站一般容量较大，通常在几百千瓦到兆瓦级以上，而分散式并网系统一般容量较小，在几千瓦到几十千瓦。本工程属于集中式大型并网光伏电站。

在集中式并网光伏电站中，太阳能通过太阳电池组成的光伏阵列转换成直流电，经过三相逆变器（DC-AC）转换成电压较低的三相交流电，再通过升压变压器转换成符合公共电网电压要求的交流电，并直接接入公共电网，供公共电网用电设备使用和远程调配。

本项目光伏发电系统主要由太阳电池阵列、逆变器及升压系统三大部分成，其中太阳电池阵列及逆变器组合为发点单元部分。

5.2 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（ μc -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（ α -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；
- 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；

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 主要商用太阳电池特性表

电池种类	晶硅类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟镓硒
商用效率	14%~20%	13%~15%	5%~9%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20.30%	12.80%	16.40%	19.50%
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	较高	相对较低	相对较低
主要优点	效率高	效率较高	弱光效应好	弱光效应好	弱光效应好
	技术成熟	技术成熟	成本较高	成本相对较低	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，其在兆瓦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、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

光伏电池组件是光伏发电系统的核心部件，其各项参数指标的优劣决定了整个光伏发电系统的发电性能。表征光伏电池组件性能的各项参数为：标准测试条件下组件峰值功率、最佳工作电流、最佳工作电压、短路电流、开路电压、最大系统电压、组件效率、短路电流温度系数、开路电压温度系数、峰值功率温度系数、输出功率公差等。光伏电池组件要求具有非常好的耐候性，能在室外严酷的环境下长期稳定可靠地运行，应是市场主流产品且获得相关认证。

多晶硅太阳电池组件的功率规格较多，从 5Wp 到 305Wp 国内均有生产厂商生产，且产品应用也较为广泛。由于本工程装机容量为 20MWp，组件用量大，占地面积广，组件安装量大，所以应优先选用单位面积功率大的电池组件，以减少占地面积、节省线缆、降低组件安装量。采用不同规格电池组件组成 1MWp 光伏电站的组件用量比较，见表 5-2。

表 5-2 不同电池组件组成的 20MWp 方阵的组件数量比较

方案	方案一	方案二
组件峰值功率 (Wp)	240	300
串联数量(块)	20	18
1MWp 子方正并联数量 (路)	212	185
1MWp 子方正组件数量 (块)	4240	3330

由表 5-2 比较可以得出：

采用 240Wp 组件和 300Wp 组件组成 1MWp 光伏阵列所使用的组件数量均较少，组件数量少意味着组件间连接点少，施工进度快；且故障几率减少，接触电阻小，线缆用量少，系统整体损耗相应降低。

通过市场调查，国内主流厂商生产的多晶硅组件应用于大型并网光伏发电系统的，其规格大多数均在 150Wp 到 300Wp 之间。由于电池组件的均一性问题，规格越大的组件，其生产成本越高，相应的组件价格越高。综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率以及组件价格，本工程选用 300Wp 多晶硅太阳电池组件。

本期工程参照某公司提供的产品参数进行初步分析，产品容量为 300Wp，电池组件参数如下表。

表 5-3 太阳能电池组件性能参数表

峰值功率 (Wp)	300
短路电流 (Isc)	8.73
开路电压 (Voc)	45.2
峰值电压 (Vmp)	36.41
峰值电流 (Imp)	8.24
外形尺寸 (mm)	1650×992×40
重量 (kg)	25
最大功率温度系数	-0.43%/℃
开路电压温度系数	-0.33%/℃

5.3 光伏阵列单元基本型式的确定

5.3.1 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。因此，国内外相应推出了光伏电池板手动可调支架和太阳能跟踪装置两类产品，以满足提高发电效率的需要。

光伏电池板手动可调支架是在固定支架的基础上增加了手动倾斜角调整功能，其占地面积与采用固定支架的方案相同。运行中，需根据季节时令的变化，每个光伏电池板的倾斜角进行人工调整，一般每年需调整 2~3 次。对于装机容量为 20MWp 的光伏电站，将所有支架全部调整一次，约需 30~60 天/人。采用该类支架时，可提高发电量 5%左右，项目总投资增加约 5%。

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。该类产品大致可以分为两种，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，直接投资额增加约 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。因与固定倾角支架相比，手动可调支架投资额相应增加，而发电量同步增长，由此带来的效益并不明显，且运行期间需要增加 2~4 名运行人员承担艰苦繁重的调节工作；而增加自动跟踪装置后，将大幅度增加占地面积，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，采用手动调节支架时，可提高发电量 5%左右，若采用斜单轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 18%，而采用双轴跟踪方式，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 光伏阵列采用四种运行方式比较如表 5-3。

表 5-3 1MWp 电池阵列三种运行方式比较

项目	固定式	手动调节式	斜单轴跟踪式	双轴跟踪式
发电量 (%)	100	105	120.7	129.8
占地面积 (万平方米)	2.2	2.2	4.8	5.0
直接投资增加百分比 (%)	100	105	114	122
运行维护	工作量小	人工调节，运行工作量相当大	有旋转机构，维护工作量较大	有旋转机构，维护工作量大
支撑点	多点支撑	多点支撑	多点支撑	单点支撑
板面清洗	布置集中	布置集中	布置分散，需逐个清洗，清洗量较大	布置分散，需逐个清洗，清洗量较大

由表中数据可见，固定式、手动调节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；手动调节式初始投资略高，发电量也略有提升，而运行中投入的人工工作量相当大；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，假如不考虑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。若自动跟踪式支架造价能进一步降低，设备的可靠性和稳定性不断提高，则其发电量增加的优势将更加明显；同时，若能较好解决电池阵列同步性及减少运行维护工具，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、手动调节式和跟踪式三种运行方式的初步比较可以看出，固定式初始投资较低、支架系统基本免维护；手动调节式初始投资和发电量均同步略有提高但运行中人工投入大；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，后期运行过程中需要一定的维护，运行费用相对较高，且占地面积因受到站址地形的严格约束而无法增加。

综上所述，本期工程推荐选用固定式运行方式。

5.3.2 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，站区分区明确，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 1MW_p 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 315V 低压配电室。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 1MW_p，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 2MW_p 考虑，则 2MW_p 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 1MW_p 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。

5.3.3 太阳能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 36 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：

本工程所选 500kW 逆变器输入电压 MPPT 工作范围为 450V~820V；直流电压工作范围 450V~900V。300W_p 多晶硅电池组件开路电压 36.41V，开路电压温度系数

-0.33%/K。

(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：-42.8℃，

夏季最高环境温度为：43.1℃。

(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。

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 组串如下：

表 5-4 电池组件串联电压

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	723.2	582.56
17	1000	768.4	618.97
18	1000	813.6	655.38
19	1000	858.8	691.79
20	1000	904	728.2

在项目地区，倾斜面上中午的瞬间辐射强度可能大于 1000W/m²，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以上公式的修正后，在最低极限温度和最高极限温度下的电池组件串联电压时在逆变器绝对最大输入电压和逆变器绝对最小输入电压范围之内；最终确定太阳能电池组件的串联组数为 18（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 92 或 93 组。

固定阵列布置方式以 1MW_p 为一个基本发电单元，共 20 个基本发电单元。每 18 块电池组件组成一串，每 36 块电池组件组成一面电池板阵。采用固定安装。

每面电池板阵输出电压 655.38，输出功率 10800Wp，每串功率 5400Wp。

根据电池组件的串联数及 500kW 逆变器额定输入功率及最大允许输入功率得出单台 500kW 逆变器接入的太阳能电池组件的并联组数为 92~93 串。1MWp 基本发电单元并联组总数为 185 串，电池组件数量为 $18 \times 185 = 3300$ 块。

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》的其他相关规范的要求，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。目前市场上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。本工程系统容量为 20MWp，从初期投资、工程运行及维护考虑，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；在中大型并网光伏电站中，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。本工程要求大量逆变器在额定负载时转换效率不低于 97%，在逆变器额定负载为 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，这一点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发生变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率较高的逆变器。

(3) 直流输入电压范围宽

太阳电池组件的端电压随日照强度和温度稳定变化，逆变器的直流输入电压

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。如在日落余晖下，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/T14549-1993《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 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 5-5 所示电网频率偏离下运行。

表 5-5 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~49.5 Hz	每次低于 49.5 Hz 时要求至少能运行 10min
49.5 Hz~50.2 Hz	连续运行
50.2 Hz~50.5 Hz	每次频率高于 50.2 Hz 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 50.5 Hz	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) 逆功率保护

当检测到逆变器的反向电流超过额定输出的 5% 时，逆变器应在 0.5~2s 内停止向电网送电。

(9) 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。

(10) 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，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。

(11) 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 逆变器的选型

现选取几家国内外技术较为成熟的逆变器作为参考，各厂家提供的逆变器技术参数也均能满足国家电网发展[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，尽量降低投资的前提下，经对比分析，本工程推荐选用 500kW/台的逆变器，本工程拟采用某公司生产的 500kW 光伏并网逆变器，其主要技术参数见表 5-6。

表 5-6 推荐 500kW 逆变器主要技术参数表

序号	名称	技术参数
1	逆变器额定功率	500kW
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	500kW
4.2	额定输出电压和频率	三相 315Vac、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	$-25^{\circ}\text{C} \sim +55^{\circ}\text{C}$
5.7	散热方式	冷风
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
5.12	允许最高海拔	6000m(超过 3000m 需降额使用)
5.13	低电压穿越	有

5.14	显示与通讯	触摸屏 RS485 通讯接口
6	机械参数	
6.1	外形尺寸(宽 x 高 x 深)	2800×2180×850mm
6.2	净重	2288kg
7	相关认证	金太阳认证、TUV 认证、KEMA 认证

5.5 方阵接线方案设计

每个 1MW_p 电池子方阵由 2 个 500kW_p 阵列逆变器组构成，1MW_p 电池子方阵由 185 路太阳能电池组件串联并而成，每个电池组串有 18 块太阳能电池组件串联而成。

各太阳能电池组串按接线划分的汇流区，输入防雷汇流箱经电缆接入直流配电柜，然后经光伏并网逆变器和交流防雷配电柜接入 35kV/0.315kV 升压变压及配电装置升压后送至 35kV 配电室。

5.5.1 汇流箱及配电柜设计

本工程所选汇流箱具有以下性能特点：

- a) 户外壁挂式安装，防水、防锈、防晒，满足室外安装使用要求；
- b) 可同时接入 16 路输入设 15A 的光伏专用高压直流熔丝进行保护，其耐压值为 1000V；
- c) 配有光伏专用防雷器，正负极都具有防雷功能；
- d) 直流输入母线端配有可分断的直流断路器；
- e) 汇流箱内配有监测装置，可以实时监测每个输入输出回路的直流电流、电压，直流断路器等；
- f) 配有标准 RS485 通讯口，可以与电站计算机监控系统通讯。

5.5.2 直流配电柜设计

直流配电柜具有以下性能特点：

- a) 配有光伏专用防雷器，正负极都具备防雷功能；
- b) 每个回路配有监测装置，可以实时监测每个输入输出回路的直流电流、电压、发电功率、电能；
- c) 配有标准 RS485 通讯口，可以与电站计算机监控系统通讯。

5.6 逆变器室布置

本工程设计装机为 20MW_p，全部采用多晶硅太阳能电池组件。逆变器室在电池方阵中的布置有两种形式：

方案一：每 1MW_p 电池阵列为一个发电系统，1MW_p 方阵中间布置 1 座逆变器室，逆变器室布置 2 台 500kW 逆变器。

方案二：每 2MW_p 电池阵列为一个发电系统，2MW_p 方阵中间布置一座逆变器室，逆变器室内布置 4 台 500kW_p 逆变器。

通过对电池方阵及逆变器室组合方案的比较，主要结论为：

对于 2MW_p 电池方阵为了保证不超过 2% 的直流电缆压降，电缆长度将超过 200 米，即要采用大量的 ZRC-VV22-1-2*120 电缆，所以电缆费用大量增加。方案二较方案一电气总投资会增加。

因此，采用方案一逆变器室布置，即 20MW_p 电池方阵按 20 座逆变器室设计，每座逆变器室安装 2 台 500kW 逆变器，每座逆变器室外安装 1 台 1000kVA 室外箱式变。

5.7 辅助技术方案

5.7.1 环境监测方案

在光伏电站内配置一套环境监测仪，实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数。

5.7.2 组件清洗方案

电站内所处环境的沙尘较大，受到沙尘、强风的影响，电池组件容易积尘，影响发电效率。必须对电池组件进行清洗，保证电池组件的发电效率。光伏阵列的电池组件便面清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗一般每两个月进行一次，制定清洗路线。清洗时间安排在日出前或日落后。

不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风、沙尘或雨雪后的清洗。每次大风或沙尘天气后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在电池板面组件上的泥点和积雪予以清理。

季节性清洗主要指春秋季节候鸟前途路线下的发电区域，对鸟类粪便的清洗。在此季节应每天巡视，发现电池组件被污染的应及时清洗。

日常维护主要是每日的巡视检查电池组件的清洁程度。不符合要求的应及时清洗，电池面组件的清洁。

电池组件面板采用人工清洗和机械清洗相结合的方式，在春季清洗采用人工清洗，暂按一个半月一次；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）。

由于本地区冬季寒冷，不考虑冬季水洗。

5.8 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，在倾斜角度为 $35^\circ \sim 38^\circ$ 时，倾斜面所接收到的年总辐射量最大，达到 $6357\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 以上，并在 35° 时达到最大值 $6357.64\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 。

根据在 35° 时太阳能电池方阵面上的辐射量 $6357.64\text{MJ}/\text{m}^2/\text{a}$ ，可以计算出年峰值日照时数 $=6357.64 \div 3.6=1766\text{h}$ 。

项目地区年平均最佳倾角为 35° ，平均年有效发电辐照量 $1766\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 。

5.8.1 第一年的发电量计算

光伏电站占地面积大，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 3%；

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（无隔离变压器，欧洲效率）约为 98%~98.5%，考虑到光伏电站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 3%；

光伏电池的温度影响系数按 2%考虑；

其它不可预见因素损失系数 4%。

系统效率为： $97\% \times 97\% \times 96\% \times 98\% \times 98\% \times 97\% \times 98\% \times 96\% = 79.17\%$

20MW_p 固定式：太阳能板数量为 66600 块，合计容量为 20.08MW_p。

第一年各月份发电量如下：

首年发电量	倾斜 35 度对应的辐射量 (kW·h/m ² ·d)	发电量 (万 kWh)
一月	3.09	158
二月	3.56	182
三月	5.18	264
四月	5.9	302
五月	6.14	313
六月	6.21	317
七月	6.24	319
八月	6.07	310
九月	5.68	290
十月	4.69	239
十一月	2.9	148
十二月	2.32	119
合计首年 (不计衰减)		2963
合计首年 (计衰减)		2948

按照实际装机容量 20MW_p 计算的上网第一年年等效利用小时数为：

$29480000\text{kWh} \div 19980\text{kWp} = 1475.7$ 小时。

5.8.2 光伏电站全寿命上网电量计算

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：

光伏电站全寿命上网电量计算表（估计值）

序号	功率比率	上网电量（万 kWh）
第一年	98.5%	2948.0
第二年	97.88%	2900.1
第三年	97.12%	2877.6
第四年	96.37%	2855.1
第五年	95.61%	2832.7
第六年	94.85%	2810.2
第七年	94.09%	2787.7
第八年	93.33%	2765.2
第九年	92.57%	2742.8
第十年	91.82%	2720.3
第十一年	91.11%	2699.3
第十二年	90.40%	2678.4
第十三年	89.69%	2657.4
第十四年	88.98%	2636.4
第十五年	88.28%	2615.5
第十六年	87.57%	2594.5
第十七年	86.86%	2573.5
第十八年	86.15%	2552.6
第十九年	85.45%	2531.6
第二十年	84.74%	2510.7
第二十一年	84.03%	2489.6
第二十二年	83.32%	2468.6
第二十三年	82.61%	2447.7
第二十四年	81.91%	2426.7
第二十五年	81.20%	2405.7
合计		69189
平均(万 kWh)		2767.564
年利用小时数 h		1385.51

组件使用 10 年输出功率下降不得超过使用前的 10%；组件使用 25 年输出功率下降不得超过使用前的 20%；组件使用寿命不得低于 25 年。

根据组件逐年衰减情况，计算出本工程发电系统 25 年的总发电量约为 69189 万 kWh，年平均发电量 2767.56 万 kWh，年等效利用小时数为 1385.51h。

5.8.3 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 8.6%，在投入运行的第 15 年约下降 11.3%，在投入运行的第 25 年约下降 16%。

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。

6 电气

6.1 电气系统部分

6.1.1 电力系统概况

6.1.1.1 新疆电网概况

2013 年 750kV 伊-苏-凤、与西北主网联网第二通道送电，±800kV 天中特高压直流低端试运，750kV 网架进一步延伸，新疆电网与西北主网电气联系更加紧密。新疆主电网已形成以乌鲁木齐为中心，沿天山北坡东西展开，南北延伸，最东至哈密，最西至伊犁，最南至和田，最北至阿勒泰，东西约 2000 公里，南北约 3300 公里，供电范围覆盖全疆的大部地区。在新疆电网覆盖范围内，还有一些隶属于兵团、石油和地方的 110kV、35kV 独立小电网，以及企业自备小电网。

截至 2013 年底，全网总装机容量 40890.637MW，其中：火电 27006.33MW，占总装机容量的 66%，同比增长 36.7%；水电 4842.703MW，占总装机容量的 11.8%，同比增长 20.4%；风电 5006.75MW，占总装机容量的 12.2%，同比增长 142.3%；光伏发电 2771MW，占总装机容量的 6.8%，同比增长 1285.5%。燃气发电 1061.09MW，占总装机容量的 2.6%。其他发电 202.8MW，占总装机容量的 0.5%，同比增长 79.8%。

截止 2013 年底，新疆电网已建成±800kV 换流站 1 座，联络变 2 台，总变电容量 4200MVA，750kV 变电站 8 座，总变电容量 12500MVA，同比增长 78.57%；220kV 降压变电站 103 座，总变电容量 29657MVA，同比增长 26.89%（含石河子降压站 4 座，变压器 7 台，总变电容量 1560MVA）；220kV 升压变电站有 13 座，分别为：柴窝堡西变、广冉烟墩南、口岸变、顺唐变、安泰变、麻黄沟东变、麻黄沟西变、石城子变、小草湖变、小草湖北、淖毛湖、中润烟墩西、萨尔塔木变，变电容量 3590MVA，较 2012 年底增长 110%；220kV 开关站有 4 座，分别为：石河子东、思甜、七泉湖、信发铝业联络变。

截止 2013 年底，新疆电网建成±800kV 特高压直流线路 165.6km（新疆境内长度）；750kV 线路 16 条，新疆境内长度为 2938.27km，较 2012 年底增长 45.48%；220kV 线路 362 条，长度 16938.56km，同比增长 13.56%（含石河子地区 220kV 线路 22 条、长度 297.251km）；

2013 年电网口径发电量达到 1509.586 亿 kW·h，较 2012 年增长 38.2%；2013 年新疆电网外送电量为 64.9958 亿 kW·h。调度口径最大用电负荷 2015 万 kW，较 2012 年增长 35.14%。

6.1.1.2 石河子电网电力系统概况

目前，石河子电网由国网新疆电网和石河子地区电网组成。

截至 2012 年底，新疆电网公司在石河子境内无电源装机，目前已建成 220kV 变电站 1 座（石河子西变， $1\times 150\text{MVA}$ ），220kV 开关站 1 座（石河子东），分别通过玛纳斯电厂~石河子西~奎屯 220kV 线路、玛纳斯电厂~石河子东~克拉玛依 220kV 线路接入新疆主电网。目前新疆电网公司在石河子市内尚无 110kV 变电站布点，也未直接供带该区域的负荷，通常仅通过与地方电网相联络的线路以趸售的方式向该区域供电，且在地方电网电源出力盈余时接受其上送的电能。

截止到 2012 年底，石河子电网已形成以市区为核心，东至玛纳斯凉州户，西至沙湾、小拐乡，北到西古城镇，南至石场镇，以 110kV、220kV 电压等级为主体覆盖的输、配电网。电网东西伸展约 120 多 km、南北约 150 多 km，覆盖地域约 7762km^2 。

截止到 2012 年底，石河子电网（不含天业自备电网）总装机容量为 1937.05 MW，天富热电有限公司装机 1569.05 MW，用户自备电厂装机 368 兆瓦。其中：火电 1822 MW，水电 115.05 MW。220kV 降压变电站 2 座，变压器 4 台，变电容量 723 MVA。110kV 降压变电站 20 座，变压器 38 台，变电容量 1400.5 MVA。35kV 降压变电站 22 座，变压器 41 台，总变电容量 308.4 MVA。220kV 线路 8 条，长度 50.543km。110kV 线路 49 条，长度 786.615km。35kV 线路共 41 条，长度为 424.92km。

2012 年石河子电网全年完成供电量 67.5 亿 kWh，比 2011 年的 36.05 亿 kWh，增加 87.2%；全年完成售电量 65.99 亿 kWh，比 2011 年的 34.48 亿 kWh 增加 91.41%；2012 年石河子电网最高用电负荷为 1251.5MW，发生在 12 月 12 日，最低用电负荷为 393MW，发生在 1 月 22 日。

6.1.2 电力市场预测及电力电量平衡

6.1.2.1 电力市场预测

石河子电网具有以下特点：负荷跳跃式增长、用电负荷受市场经济影响大、规划中不确定因素多，故在本负荷预测中以大用户法为主，针对一产、三产、居民用电及二产中的一般用户（负荷水平低、用电量稳定）采用自然增长率法推测，综合分析总的预测电力电量。根据《八师石河子师“十二五”电力发展规划》报告，其电力市场预测结果如下表，“十二五”期间八师负荷增长较快的原因主要是由于大工业项目的达标投产所引起的，年均增长率约为 33%。

表 6.1-1 八师“十二五”电力市场预测结果表 单位：亿 kW·h, MW

年份 项目		2011(实际)	2012(实际)	2013	2014	2015	2020	“十二 五” 增长 率	“十三 五” 增长 率
高方案	供电量	36.05	67.5	106	168	265	701	57.7%	21.5%
	最大负荷	707.59	1251	1868	2789	4163	10933	49.3%	21.3%
中方案	供电量	36.05	67.5	120	203	255	595	54.7%	18.5%
	最大负荷	707.59	1251	2100	3125	3950	9150	46.3%	18.3%
低方案	供电量	36.05	67.5	102	155	236	484	51.7%	15.5%
	最大负荷	707.59	1251	1793	2569	3681	7501	43.3%	15.3%

从负荷预测结果可见，至 2015 年八师电网最大用电负荷将达到 3950MW，2020 年最大负荷达到 9150MW。

6.1.2.2 电力电量平衡

1) 电力电量平衡原则

①平衡范围：本次电力平衡范围为石河子电网供电区域。

②平衡年限：2011~2015 年做逐年电力平衡，并跨年展望至 2020 年。

③发电机出力：水电机组出力容量按装机容量的 25%考虑；火电机组出力按装机容量容量的 96%考虑；热电机组出力按装机容量的 85%考虑。

④备用容量：备用容量由负荷备用、检修备用、事故备用 3 部分组成。负荷备用取最大发电负荷的 2%，检修备用取最大发电负荷的 8%，事故备用取最大发电负荷的 10%，并且不小于系统 1 台最大单机容量。

⑤负荷水平：石河子最大负荷出现在冬季，冬季最大负荷采用负荷预测中结果参与平衡。

⑥电量平衡中，火电装机利用小时数取 5500 小时，水电装机利用小时数取 3000 小时。

2) 电力电量平衡

表 6.1-2 石河子电网电力平衡表 单位：MW

序号	项 目	2012	2013	2014	2015	2020
一	最大负荷	1251	2100	3125	3950	9150
二	备用容量	455	560	973	1055	1830
	I 负荷备用	25	42	63	79	183

序号	项 目	2012	2013	2014	2015	2020
	II 事故备用	330	350	660	660	915
	III 检修备用	100	168	250	316	732
三	需要装机容量	1706	2660	4098	5005	10980
四	可能装机容量	1937	3927	4677	4877	4877
	I 水电	115	125	215	415	415
	II 热电	1822	3802	4462	4462	4462
五	受阻容量	360	664	831	981	981
	I 水电受阻容量	86	94	161	311	311
	II 热电受阻容量	273	570	669	669	669
六	实际可利用容量	1577	3263	3846	3896	3896
七	电力盈亏	-129	603	-251	-1109	-7084
	一台 300MW 级机组检修	-409	322	-532	-1389	-7364
	一台 660MW 机组检修	--	--	-1093	-1950	-7925
八	水电装机容量	115	125	215	415	415
1	新增装机容量	0	10	90	200	0
	肯斯瓦特电站		10	90		
	哈熊沟电站				200	
九	热电装机容量	1822	3802	4462	4462	4462
1	新增容量	950	1980	660	0	0
	南热电厂					
	十户滩热电					
	西营热电					
	炮台热电					
	新安热电					
	南山水泥厂					
	天富天河热电一期	330				
	东热电厂上大压小	135	135			
	西热电厂上大压小	135	135			
	天山铝业园区电厂	350	1050			
	合盛硅业园区电厂		660			
	南热电二期扩建			660		
十	退役容量	48				

根据石河子电力平衡结果可以看出，2014 年冬大电力缺口约为 251MW，2015 年电力缺口为 1109MW，有一定的电力市场空间。

表 6.1-3 石河子电网电量平衡表 单位：亿 kW·h

序号	项 目	2012	2013	2014	2015	2020
一	需电量	67.5	120	203	255	595
二	电源可供电量	103.7	212.9	251.6	251.6	257.6
1	水电可供电量	3.4515	3.7515	6.1515	6.1515	12.1515
	红山嘴一级	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	红山嘴二级	0.384	0.384	0.384	0.384	0.384
	红山嘴三级	0.7875	0.7875	0.7875	0.7875	0.7875
	红山嘴四级	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
	红山嘴五级	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
	肯斯瓦特电站		0.3	2.7	2.7	2.7
	哈熊沟电站					6
2	火电可供电量	100.21	209.11	245.41	245.41	245.41
	南热电厂	13.75	13.75	13.75	13.75	13.75
	十户滩热电	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75
	西营热电	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375
	炮台热电	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375
	新安热电	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375
	南山水泥厂	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
	天富天河热电一期	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3
	东热电厂上大压小	10.12	17.545	17.545	17.545	17.545
	西热电厂上大压小	12.925	20.35	20.35	20.35	20.35
	天山铝业园区电厂	19.25	77	77	77	77
	合盛硅业园区电厂	0	36.3	36.3	36.3	36.3
	南热电二期扩建	0	0	36.3	36.3	36.3
三	电量盈(+)/亏(-)	35.73	92.86	48.56	-3.44	-337.44

根据石河子电量平衡结果可以看出，2014 年冬大电量盈余约为 48.56 亿 kW·h，2015 年电量缺口为 3.44 亿 kW·h。

根据石河子电网电力市场预测结果，“十二五”期间需电量年均增长率为 54.7%，最大负荷年均增长率为 46.3%；“十三五”期间需电量年均增长率为 18.5%，最大负荷年均增长率为 18.3%。本项目的建成投产将在一定程度上缓解石河子电网负荷增长带来的压力。

6.1.2.3 本项目对地区电网的影响

截至 2013 年底，石河子电网装机总容量为 3927MW，其中水电装机容量 125 MW；2013 年全年总需电量约 120 亿 kW·h，水电供电量 3.7515 亿 kW·h。

由于光伏发电受光资源和气象条件因素影响较大，其电力和电量供应存在较大的波动，故其在电网中所占比例一定程度上将受到电网结构的影响。在我国几年前颁布的《中国可再生能源中长期发展规划》中，提出了 2020 年可再生能源消费比例达 15% 的目标。从石河子电网的电力现状来看，目前可再生能源电力主要为水电，其装机容量仅占 3.2%，供电量仅占 3.1%，因此，可再生能源电力建设存在广阔的发展空间。

从石河子电网电力电量平衡结果可以看出，2014 年冬大电力缺口约为 251MW，2015 年电力缺口为 1109MW；2014 年冬大电量盈余约为 48.56 亿 kW·h，2015 年电量缺口为 3.44 亿 kW·h。本项目建设规模为 20MWp，年均发电量约 0.2555 亿 kW·h，本项目建成后，提供的电力电量将实现就地消纳，可在一定程度上减小石河子电网电力缺口，2014 年将可能挤占电网中火力发电厂的供电量，但之后将有效缓解地区电力供应需求。

6.1.3 接入系统方案

根据光伏电站上述装机规模和电网中所处的位置，结合光伏电站内集电系统电气接线的设计情况，目前该区域光伏电站建设情况以及远期规划，一期已建成 20MWp。根据《城市电力网规划设计导则》对分布式电源接入电网电压等级的规定，本期项目建设规模 20MWp，离项目拟选站址最近的变电站为莫索湾 110kV 变，与站址相距约 20km，在一期工程中已建成 110kV 联合升压站通过一回架空线路以 T 接的形式接入莫索湾 110kV 变电站，并网接入系统。

6.1.4 电气主接线

已建的 110kV 联合升压站内最初设计远期安装 2 台 50MVA 的 110/35kV 升压变压器，目前已建 1#升压变压器，容量为 50MVA。2#变压器在本次同期配套工程中设计。110kV 侧为单母线接线方式。两段 35kV 侧均采用单母线接线方式。1#主

变 35kV 母线已安装 9 面开关柜。(含 5 面进线柜, 1 面出线柜, 1 面 PT 柜, 1 面无功补偿柜, 1 面站用变及接地变柜); 2#主变 35kV 母线拟在本次同期配套工程中安装 9 面开关柜。(含 4 面进线柜, 1 面出线柜, 1 面 PT 柜, 1 面无功补偿柜, 1 面站用变及接地变柜)。本期光伏电站以 2 组 35kV 集电线路分别接入 110kV 联合升压站的 2#主变 35kV 母线。

6.1.5 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。

本期工程 35kV 侧考虑采用中性点接消弧线圈接地, 具体消弧线圈容量以电力公司接入系统批复为准。

6.1.6 无功补偿装置

根据 Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》明确指出:“光伏电站的无功功率和电压调节的方式包括调节逆变器无功功率、调节无功补偿设备投入量、调整光伏电站升压变压器的变比等。光伏电站宜充分利用逆变器的无功调节能力进行无功功率和电压调节。”

为了减小光伏电站满出力送出和线路空载时 35kV 开关站母线电压波动, 本期开关站母线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。推荐本期 35kV 开关站母线装设 1 组容量调节范围为 $-4\sim+4\text{Mvar}$ 的 SVG 动态无功补偿装置, 具体动态无功补偿容量以电力公司接入系统批复为准。

6.1.7 短路电流计算

经计算, 新疆天富金阳新能源有限责任公司 148 团 20MW 地面分布式光伏发电项目联合升压站 35kV 母线的短路计算取 7.3kA, 短路容量为 443MVA。

6.1.8 配套送出工程

本工程并网线路通过原有的 110kV 联合升压站接至莫索湾 110kV 变电站(利用原 110kV 泉莫线间隔)。

6.1.9 系统调度自动化

6.1.9.1 光伏电站概况

本期 20MW_p 光伏电站以 35kV 一级电压接入, 35kV 出线 2 回, 通过新建的 110kV 联合升压站接入莫索湾 110kV 变(利用原 110kV 泉莫线间隔)。

6.1.9.2 调度管理方式

光伏电站由石河子电网调度调管，远动信息送往石河子电网调度中心。

6.1.9.3 远动方案

本期工程利用 110kV 联合升压站微机远动终端装置上传，并采用符合中调、区调主站要求的通信规约。

6.1.9.4 远动信息配置

远动信息采集要考虑完整性和实时性，具体内容如下：

光伏电站总有功功率、总无功功率、发电量、功率因数；

35kV 线路有功功率、无功功率、电流；

光伏电站气象监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度。

遥信：

高压断路器合闸、跳闸位置信号和隔离开关、接地开关位置信号；

逆变器保护动作信号；

事故总信号；

出线主要保护动作信号；

其它运行维护所需模拟量、开关量。

远动信息可在工程施工图设计阶段结合调度运行需要和设备情况最终确定。

6.1.9.5 光功率预测

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。

6.1.9.6 电能质量在线监测系统

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，在一期工程已考虑配置 1 套电能质量在线监测装置，放置在光伏电站用于实时监测 35kV 出线至变电站的各项电能指标，本期利用原有的电能质量在线监测装置。

6.1.10 系统保护

6.1.10.1 光伏电站接入系统概况

本项目系统继电保护设计，是在系统一次推荐方案基础上进行的。本项目采用 2 路 35kV 汇流线接入 110kV 联合升压站 35kV 母线。利用已有 110kV 联合升压站 110kV 线路接入莫索湾 110kV 变（利用原 110kV 泉莫线间隔）。本期 35kV 集电线路长度约 2km。

6.1.10.2 系统保护配置原则

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》和有关“反措要求”，光伏电站接入系统工程 35kV 系统继电保护配置原则如下：

对单侧电源的线路，可采用一段或两段电流速断或电压闭锁过电流保护作主保护，并应以带时限的过流保护作后备保护。

每回 35kV 线路配置重合闸，并具有检无压、检同期功能。

为分析电网中发生的事故及继电保护和安全自动装置在事故过程中的动作情况，电站需配置微机故障录波装置，分别记录电流、电压波形、保护装置动作及保护通道的运行情况，并具有故障测距、GPS 卫星对时及数据远传功能。

6.1.10.3 系统保护配置方案

（1）35kV 线路保护

根据系统一次专业推荐的建设方案，35kV 集电线路 2 回，通过已建的 110kV 联合升压站接入莫索湾 110kV 变（利用原 110kV 泉莫线间隔），本期光伏电站 35kV 集电线路保护配置微机型速断、过流保护、过负荷保护及接地监测。

（2）母线保护

光伏电站已建成联合升压站的 110kV 电气主接线采用单母线接线，配置母差保护装置 1 套。35kV 母线不设母差保护。

（3）故障录波器

已建成 110 联合升压站已配置一套故障录波装置，满足运行要求。本期工程无需考虑新增故障录波器。

6.1.11 系统通信

6.1.11.1 工程概况

根据系统一次推荐方案，本工程 2 回 35kV 集电线路接至 110kV 联合升压站。

6.1.11.2 系统通信方案

本光伏电站随35kV集电线路敷设光缆接入110kV联合升压站。

拟建光伏电站至110kV联合升压站的通信采用光纤通信为主要通信方式。

6.1.11.3 光伏电站场内通信

本期工程 2 回 35kV 集电线路接 110kV 联合升压站 35kV 侧；通信主通道采用光纤以太网通讯，通信媒体介质为 12 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。

6.1.11.4 通信电源系统

利用 110kV 联合升压站已建成的通信电源，容量为-48V/60A/60Ah。

6.2 电气一次部分

6.2.1 电气主接线

本期工程建设规模为 20MW_p，全部采用多晶硅电池组件，电站共设 20 个 1MW_p 的子方阵。每 500kW_p 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。

光伏电站交流并网电压为 35kV，逆变器出口电压为 0.315kV，升压方式为：0.315kV 升压 35kV 直接并网的方式。

本方式为每个 1MW_p 逆变器的 2 台 500kW 逆变器出口电压（0.315kV）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、35kV/0.315kV/0.315kV 箱式升压变电站，4 面 35kV 高压开关柜以及 35kV 户外设备（含断路器、CT、PT、避雷器等）。

电气主接线图见下图：

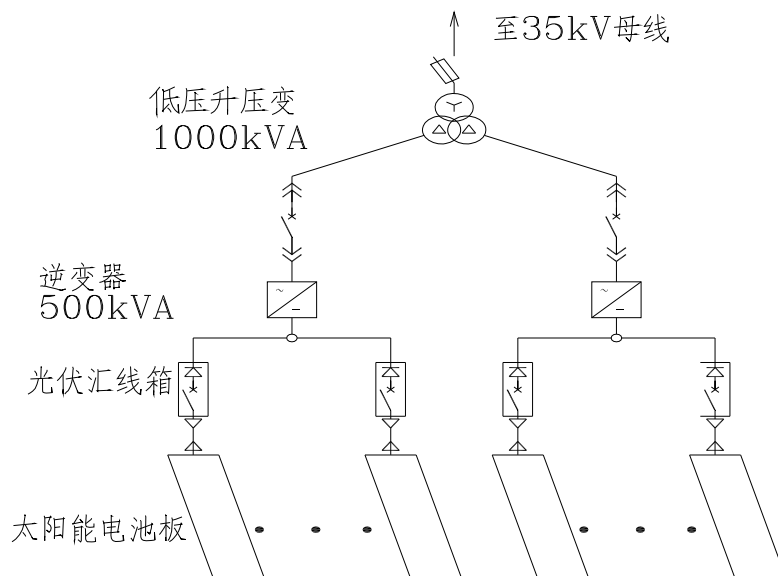


图 6-2 低压配电室电气主接线

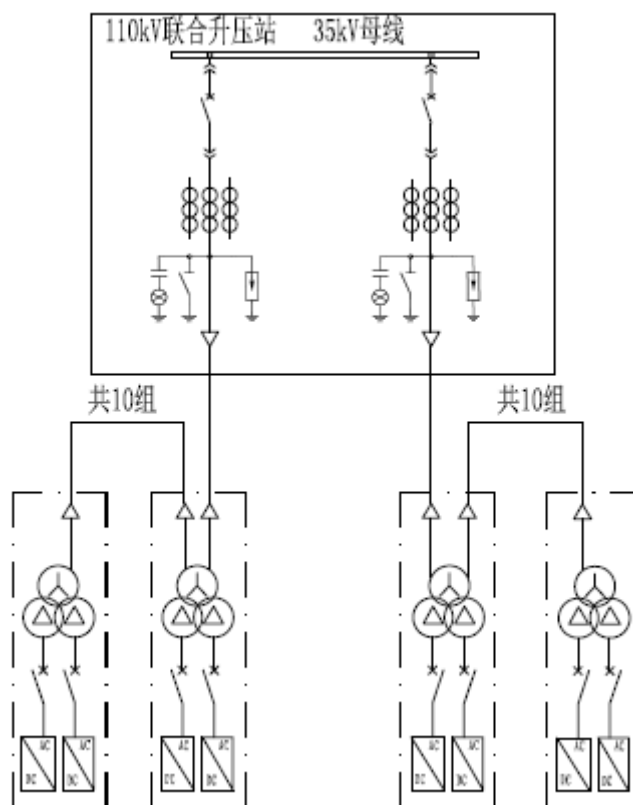


图 6-3 35kV 电气主接线图

电站共 20 个 1MW_p 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，10 台 35kV 双绕组箱式变再高压侧并联为 1 个联合进线单元；2 个联合进线单元分别接入 110kV 联合升压站 35kV 母线侧，经 110kV 出线接入地方电网。

6.2.2 配电装置型式及布置

在本次同期配套工程“天富光伏 110kV 联合升压站扩建工程”中，35kV 配电装置采用中置式开关柜户内单列布置，主变进线采用架空封闭母线桥方式，其余出线均采用电缆，整个配电装置室的平面布置水平尺寸为 38m，纵向尺寸为 8.4m。

6.2.3 厂用电

本工程利用原有站用电系统。

6.2.4 主要电气设备选择

6.2.4.1 短路电流计算

通过短路电流计算，本工程投运后对系统有关各点短路电流水平影响不大，对本工程的设备选型没有特殊要求。

6.2.4.2 设备使用环境条件

极端最高气温	43.1° C
极端最低气温	-42.8° C
海拔高度	357~359m

6.2.4.3 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 35/0.3 kV。35 kV 侧采用负荷开关加熔断器。

(1) 35 kV 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	$36.75 \pm 2 \times 2.5\% / 0.315 \text{ kV} / 0.315 \text{ kV}$
调压方式	无励磁调压
联接组标号	Y, d11, d11
短路阻抗	6%
冷却方式	自冷/风冷

(2) 35 kV 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	2000A
极限分断能力	≥ 50 kA

6.2.4.4 逆变器出线电力电缆

逆变器与 35 kV 箱式变低压连接采用 1 kV 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。

6.2.4.5 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 35kV 直埋电缆。

6.2.5 防雷、接地及过电压保护设计

6.2.5.1 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以个接地网，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。

6.2.5.2 过电压保护

(1) 直击雷保护及接地

为了保证人身和设备的安全，出线杆塔上设置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。

厂区内以水平接地体为主，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，厂区内所有电气设备均应接地，主接地网敷设于冻土层以下。接地网接地电阻满足 DL/T621《交流电气装置的接地》要求，并将接触电势和跨步电势均限制在安全值以内。

(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 母线上安装有氧化锌避雷器。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。

6.2.6 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 AC 380/220V。主要部位照明配置如下：逆变器室、中控室及办公室采用吸顶荧光灯。

6.3 电气二次部分

6.3.1 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

6.3.2 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，10 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；2 个联合进线单元分别接入接入 110kV 联合升压站 35kV 母线侧。

6.3.3 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。

6.3.4 调度管理

本电站建成接入系统后，由石河子电网中心调度管理，远动信息向石河子电网调度中心传送。

6.3.5 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。

110kV 联合变电站已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。

本期工程利用已有的 110kV 联合变电站计算机监控系统。

6.3.5.1 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 110kV 联合变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。

6.3.5.2 本期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，对太阳能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以下内容：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，讲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。

6.3.6 继电保护和安全自动装置

6.3.6.1 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。

6.3.6.2 继电保护及安全自动装置配置

(1) 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。

(2) 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。

6.3.7 控制电源系统

原 110kV 联合升压变电站已配置一套交流不停电电源系统 (UPS)，系统的容量按照终期建设规模进行估算。并且已落实完成，本工程维持原有的电源系统不变。

6.3.8 电站二次接线

6.3.8.1 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。

6.3.8.2 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。

6.3.8.3 电能质量监测装置

110kV 联合升压变电站已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。

6.3.9 图像监控及安全警卫系统

本期工程需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 20 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。

6.3.10 火灾自动报警系统

本工程利用 110kV 联合升压变电站已建成的一套火灾自动报警系统，
无需另行改造。

6.3.11 设备布置

本期工程光伏监控系统布置在 110kV 联合升压站主控室；

6.4 主要设备表

一	光伏站区部分电气设备			
1	太阳能电池组件	多晶硅电池（附安装元件）	块	66660
	全固定式支架	电缆及其它附件，含支架	套	1670
2	汇流箱	16 路输入	台	240
3	并网逆变器	500kWp, 315V	台	20
4	直流配电柜	8 回输入 2 回输出	面	20
5	35kV 美式箱变	含 S11-1000 36.75/0.315/0.315kV 等高低压设备	台	20
6	380 低压开关柜		面	20
7	照明箱		台	20
8	控制柜	含网络通讯装置等	面	20
9	电缆			
		2×(ZRC-VV22-1-2×240)	米	1500
		2×(ZR-YJV22-1-3×240)	米	2000
		ZR-YJV22-26/35-3×70	km	10
		ZRC-VV22-1-1×4	km	350
		ZRC-VV22-1-2×50	km	12
二	二次部分			
1	光伏电站计算机监控系统		套	1
2	视频监控系统	监控系统，球型彩色摄像机 20 个预置点	套	1
3	微机防误闭锁装置扩容		项	1
4	太阳辐射、风速、风向、环境温度、组件温度测试		套	1

5	逆变器室监控箱	含：智能通信管理机 1 台；交换机 1 台； 含光纤接口盒，光纤跳线	套	20
6	协议转换及交换机屏	含：协议转换器 1 台； 光伏中心交换机 2 台； 网络交换机 2 台，不少于 22 路电口，2 路 光口；含光纤接口盒，光纤跳线。	面	1
7	光缆		千米	5
8	超五类屏蔽网线		千米	10
9	控制电缆		千米	2
三	接地部分			
1	热镀锌接地扁钢	60×8	km	100
2	镀锌钢管	Φ50×5，L=2.5m	根	300

7 总平面布置

7.1 站址描述

本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区兵团石河子市 148 团境内，站址为单一站址，由业主确定。站址中心坐标：N=44° 54′ 15″，E=86° 21′ 15″。站址南距石河子市约 71km，东南距 148 团团部约 7km。



站址地理位置图

7.2 站址条件

(1) 太阳能资源

站址所在地区太阳能资源较丰富，平均太阳能辐射量为 5391.18MJ/m²，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，为实现社会、环境和经济效益。

(2) 地形地貌

本工程场区地形相对平缓，整个场地海拔高程在 357~359m 左右（1985 年国家高程系）。场地植被稀疏，地貌呈荒滩戈壁景观。

(3) 接入系统

本工程通过已有的 110kV 联合升压站接入莫索湾 110kV 变（利用原 110kV 泉莫线间隔）。

（4） 站址内及周边环境条件

场地内不属于名胜古迹、文物保护和自然保护区，场地及周围无军事设施及重要的通讯设施。未发现诸如滑坡、岩溶、泥石流、采空区、危岩和崩塌、地面沉降、活动断裂等不良地质作用。场地内无拆迁。场地周围没有草场，也没有对电站造成污染的厂矿。

（5） 交通条件

本工程建设地点位于石河子 148 团境内，境内分别有一条南北向的 S221 和一条东西向的 S301 通过，站址周围目前仅在北侧有一条由西北向东南的土路，需要对该道路进行改造，改造后进站道路可由此路引接。

7.3 总体布置设想

本工程电站总容量 20MW_p，本期新建内容包括生产区的光伏组件支架、逆变器室。布置于新建的光伏场地内。

本工程全部为固定式光伏电池组件，按电池组件最佳发电效率考虑，电池板面朝正南方向，每组电池板东西向需在一个水平面。电池板布置时尽量保持原有地势、地貌，避免扰动场地形成的环境破坏。在保证电池板间的间距的条件下，尽量少占地，降低电站内的土石方工程量。

（1） 电池板间距计算

根据《光伏电站设计规范 GB 50797-2012》7.2.2 条：光伏方阵各排、列的布置间距，无论是固定式还是跟踪式均应保证全年 9:00~15:00（当地真太阳时）时段内前、后、左、右互不遮挡，也即冬至日当天 9:00~15:00 时段内前、后、左、右互不遮挡，计算间距示意图及计算公式如下：

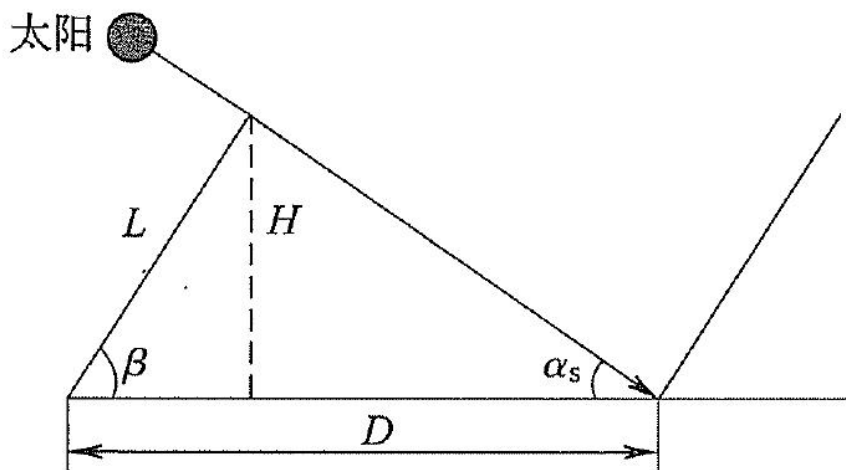


图 1 方阵间距示意图

$$D = L \cos \beta + L \sin \beta \frac{0.707 \tan \phi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan \phi}$$

其中：L=阵列倾斜面长度；D=两排阵列间距； β =阵列倾角； ϕ =当地纬度。

工程所在地纬度 $\phi=44.97^\circ$ ， $L=3.32\text{m}$ ， $\beta=35^\circ$ ，

计算得电池板南北间距 $D=12\text{m}$ ，最终选取间距为整数 12.2m ；

根据太阳能专业提供数据，东西向电池板支架间距为 0.6m ，子阵列间保留安装及检修机器可通过距离，取 3m 。

(2) 电池组件方阵布置

太阳能电池板的布置原则：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。

整个光伏发电系统由 20 个 1MWp 太阳能光伏发电系统组成。对于每个 1MWp 电池面板区域，其逆变器室应设置在区域中心的位置，以减少直流电缆长度，降低直流损耗。线路设计尽量减少不同回路直流电缆的长度差，保证每个汇流箱输入逆变器的直流电压基本相等，以减少输入逆变器的直流线路间互相干扰。逆变器室紧邻检修道路布置，方便安装检修。

(3) 站区总平面布置

应业主方要求，本项目根据新疆天盛房地产评估测绘有限公司提供的 1:1000 地形图进行总体规划。电站电池板全部采用 42° 固定倾斜式安装。

本工程总装机容量 20MWp, 由 66600 面多晶硅电池板组成。为减少太阳能光伏组件直流线路的损失, 每一光伏发电方阵的逆变升单元应尽量置于光伏方阵的中央位置, 又考虑到逆变器需要靠近场区道路方便装配维护, 已经组建直流线路过路问题, 因此将逆变单元设于光伏方阵中央靠近道路的位置。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中段, 通过电缆线路输送至位于电站北侧的 110kV 联合升压站内的 35kV 屋内配电装置, 并入电网。

场区每个电池板片区设置巡视检修道路, 场区内巡视道路路面宽 4.0m, 道路转弯半径不小于 6m。为节省投资, 场区内巡视道路做成简易泥灰结碎石道路。

整个光伏阵列外围做铁艺钢丝网式护栏, 护栏高 2.1m, 护栏顶隔段做监控设施, 防止其他人员对光伏电池板进行偷盗及破坏行为。

(4) 站区竖向布置

电站所在区域现状为荒漠, 海拔高程约为 357~359m, 地势有一定起伏。

本工程结合地形, 为降低场区土石方量, 电站竖向规划遵循因地制宜的原则, 尽量根据地形地势少扰动少挖填方, 依据自然地形调整太阳能板之间的间距, 尽量就地平整场地。

场内道路不能将天然排水方式分割、阻挡, 在汇水集中区域道路应设计为过水路面。

站区内地表雨水排水采用沿自然地势和场内道路的排水方式, 围墙设排水孔, 地表雨水随道路及场地竖向坡度排至站区外。

(5) 站区道路布置

站区外连接主干道的道路采用 7m 宽混凝土路面, 电站内道路为满足太阳能板的施工、巡检及消防, 在场地允许的条件下每个阵列四周设环形道路, 场地受限的情况下, 保证单面布置巡检道路。为减少造价, 场内道路均为 4m 宽的砂石道路。

(6) 站区管线布置

电站内地下管线以工艺要求主要是直埋给排水管、消防水管、电缆、电缆沟及排污管, 结合太阳能电池板方阵, 按照工艺要求合理规划布置管线, 尽量使管线短截、顺畅。

7.4 电站技术经济指标

序号	项目	单位	光伏电站	备注
1	站址总用地面积	hm ²	53.26	
1.1	电站用地面积	hm ²	51.14	
1.2	场外公路用地面积	hm ²	0.42	按 7m 红线征地
1.3	场外工程管线租用地面积	hm ²	1.2	按 6m 红线租地
1.4	施工区租用地面积	hm ²	0.5	含施工生产、生活区
2	场外公路长度	km	0.6	新建, 7m 宽砂石路
3	场外供排水管线长度	供水管	km	0
		排水管	km	2.0
4	站址土石方工程总量	挖方	万 m ³	2.5
		填方	万 m ³	2.0
4.1	站区土石方量	挖方	万 m ³	1.5
		填方	万 m ³	1.0
4.2	站外公路土石方量	挖方	万 m ³	1.0
		填方	万 m ³	1.0
5	单位容量用地面积	m ² /kW	0.0265	

8 土建工程

8.1 设计安全标准

本工程建筑物为砖混结构，建筑结构安全等级二级，设计使用年限为 50 年。

本工程建筑的火灾危险性属丁类，设计耐火等级为二级。

本工程建筑的屋面防水设防等级为 II 级。

本工程构筑物(光伏组件支架)为钢结构，建筑结构安全等级二级，设计使用年限为 50 年。

建（构）物抗震设防分类标准为丙类设防。

8.2 基本资料和设计依据

8.2.1 场地岩土构成

(1). 本场区属于荒漠丘陵地貌，地貌单一，场地地形起伏平缓。

(2). 本场地土类型为中硬场地土，II 类建筑场地，属可进行建设的一般场地。

(3). 本场区内地层岩性以表土、粉砂、粉土（粉砂）为主。

表土：在场地内广泛分布。厚度约 0.3m，整体呈黄色、灰黄色，主要由砂土构成，含植物根系。松散~稍密，干燥~稍湿。

粉砂：主要见于场地局部丘陵梁顶部，呈南北条带状贯穿场地分布，地表出露。黄色，一般厚 0.5~2.2m，局部见粉土薄层及透镜体。干燥~稍湿，松散~稍密。

粉土（粉砂）：为场地内主要地层。埋深约 0.3~2.5m，未揭穿，黄色，局部为灰黄色，稍密~中密，局部为密实，稍湿~饱和，刀口断面光泽弱，摇振反应较明显，干强度中等，韧性较低。层中多见粉、细砂薄层及透镜体，局部见粉质黏土薄层或透镜体。

地层的物理力学指标推荐值如下：

地层名称	天然重度 γ (kN/m^3)	承载力特征 值 f_{ak} (kPa)	变形模量 E_0 (MPa)	粘聚力 C (kPa)	内摩擦 角 ϕ ($^\circ$)	渗透系数 K (cm/s)	
②粉砂	18	100	10	0	30	6.0×10^{-4}	
③粉 土（粉	高程 350m 以 上	18	120	$E_s=5$	6	8	2.0×10^{-5}

砂)	高程 350m 以下		180	$E_s=10$	10		
----	------------	--	-----	----------	----	--	--

(4). 本场地环境类型按 II 类考虑, 场地土自然地面下 3.5m 以内以硫酸、亚硫酸中盐渍土为主, 3.5m 以下以氯、亚氯弱盐渍土为主; 场地土对混凝土结构具弱腐蚀, 对钢筋混凝土结构中钢筋: 在自然地面下 1.5 米以内具微腐蚀, 以下具中等腐蚀; 地下水对混凝土结构具强腐蚀, 对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀。

(5). 本场区地下水埋深大于 8m, 可不考虑地下水对拟建建筑(构)物基础的影响。

(6). 本场地土最大冻土深度为 1.41m。

(7). 本场设计基本地震加速度值为 0.10g, 抗震设防烈度为 7 度, 属第三组。

(8). 场地地基可采用换填砂砾石垫层地基处理方案进行处理。

8.2.2 气象资料构成

工程场地气候类型属于典型的内陆干旱性气候, 其特点是: 冬季严寒, 夏季炎热, 温差大, 冬夏两季时间长, 春秋两季不明显。气候干燥, 风较多, 光照充足, 热量丰富。夏季降雨少, 冬季积雪不稳定, 蒸发量大。早春气温回升慢, 秋末气温下降快, 无霜期短。

本拟建场区累年年平均雷暴日数为 13.3d; 全年主导风向为 E

本工程设计风速为:

30 年一遇 10m 高处十分钟平均最大风速为 31.7m/s。

8.2.3 建筑设计依据

《火力发电厂与变电站设计防火规范》	GB 50229—2006
《建筑设计防火规范》	GB50016—2006
《建筑内部装修设计防火规范》	GB50222—95
《火力发电厂设计技术规程》	DL5000—2000
《火力发电厂建筑设计技术规程》	DL5022—2012
《电力勘测设计制图统一规定》	SDGJ42—84
《火力发电厂建筑装修设计标准》	DL/T5029—94
《公共建筑节能设计标准》	GB50189—2005

《办公建筑设计规范》	JGJ67-2006
《民用建筑设计通则》	GB50352-2005

8.2.3.1 厂区主要建筑物建筑设计

(1) 固定支架布置

固定式光伏发电板布置：多晶硅电池太阳能电池板为 36 块光伏发电太阳板一组布置。前后间距详见总图布置。

8.2.4 结构设计依据

《建筑结构荷载规范》	GB50009—2012
《混凝土结构设计规范》	GB50010—2010
《砌体结构设计规范》	GB50003—2011
《钢结构设计规范》	GB50018-2003
《建筑地基基础设计规范》	GB50007—2011
《建筑抗震设计规范》	GB50011—2010
《构筑物抗震设计规范》	GB50191-2012

8.3 光伏阵列基础及逆变器室设计

8.3.1 光伏组件支架及基础设计

本项目光伏组件采用固定式支架安装方式，采用多晶硅电池电池。

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《钢结构设计规范》要求设计。

(1) 光伏阵列支架设计

本工程电池组件全部采用固定倾角安装方式。固定安装式太阳能电池板支架采用钢结构形式，所有钢构件均采用除锈后(等级:Sa2.5(St3)级)热镀锌处理，镀锌厚度不小于 55 μm 。

光伏组件支架结构由主梁、次梁、后立柱等构成。侧立面结构形式为三角形，按倾斜角度 35 度设计。支架最低距离地面约 0.5m。

(2) 光伏阵列支架基础设计

根据 GB50009-2012《建筑结构荷载规范》、GB50007-2011《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。

采用天然地基做持力层，光伏阵列基础采用桩式基础，直径 300mm，地下埋深 2.0m，地上 0.5m，采用 C35 混凝土。混凝土中掺加阻锈剂，保护混凝土中的钢筋，砼采用抗硫酸盐混凝土或添加抗硫酸盐外加剂。

8.3.2 逆变器室及箱变基础

逆变厢房和箱变基础为钢筋混凝土基础，为敞口埋地水池状结构，池壁厚度为 250mm，池底板厚度为 300mm。逆变厢房和箱式变压器基础的埋深分别为 1.2m 和 1.35m。混凝土强度等级为 C30，钢筋采用 HPB300 和 HRB400 钢。

8.4 地质灾害治理工程

8.4.1 建筑防风沙设计

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。建筑防风沙主要是门窗。沙尘暴对门窗的环境威胁，主要表现在以下 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。

8.4.2 设备防风沙设计

8.4.2.1 设备支架

防风沙对设备支架主要是保证两方面：即按承载能力极限状态和正常使用极限状态设计使在最大风速下支架安全可靠和基础不会倾覆。施工图阶段依据当地的基本风压 W_0 按照 GB5009-2012《建筑结构荷载规范》要求计算风荷载标准值。将风荷载标准值、雪压及恒载进行荷载组合，计算出弯矩，剪力。按照 GB50017-2003《钢结构设计规范》及 GB50018-2002《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。

8.4.2.2 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。

定期清洗每两个月进行一次，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。

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。

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。

电池组件面板采用人工清洗和机械清洗相结合的方式，在春季清洗采用人工清洗，暂按一个半月一次；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）。

由于本地区冬季寒冷，不考虑冬季水洗。

8.5 给排水设计

8.5.1 设计依据

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

8.5.2 给水系统

- (1) 水源

本工程水源接自 148 团 10 自来水，水质可达饮用水标准。

(2) 用水量

a) 生活用水量

本工程用水人数按 8 人计, 生活用水量标准为 150L/人·d, 最大日用水量为 1.2m³/d。

b) 浇洒道路用水量

本工程场内道路面积约为 27000m², 浇洒道路用水量标准为 2.0L/m²·次, 按每五天浇洒一次计算, 则最大日用水量为 54m³/d。

c) 冲洗电池组件用水量

本工程太阳能电池组件共 66600 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℃ 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洗经验, 本工程暂定每年大规模用水清洗 5 次, 每次清洗用水量为 236.4m³, 则年用水量为 1182m³。

d) 总用水量

本工程生活、浇洒道路最大日总用水量为 55.5m³/d, 在考虑冲洗电池组件用水量和部分的未预见水量, 则本工程年总用水量约为 4000m³。

e) 施工用水

太阳能电场施工用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等部分组成。电池板清洗用水和施工用水均采用水车拉水。

8.5.3 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

建筑物屋面雨水采用外排水。

(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。

8.5.4 管材与连接

室外给水管采用给水 PE 管, 热熔连接, 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。

室内给水管采用钢塑复合管, 专用配件连接。

室内生活污水管采用 UPVC 排水管, 承插胶接。

室外雨水、污水管采用 TTP-PVC 双壁波纹排水管，橡胶圈接口。

8.6 采暖通风设计

8.6.1 设计依据

- (1) GB50019-2003 《采暖通风与空气调节设计规范》
- (2) GB50016-2006 《建筑设计防火规范》

8.6.2 室内空气计算参数

(1) 冬季采暖室内计算温度：继电保护室，办公室，会议活动室，门卫室，宿舍：18 C°；公共卫生间：16 C°；配电室，逆变器室，SVG室：10 C°。

(2) 夏季空调室内计算温度：配电室，逆变器室：26 C°。

8.6.3 采暖系统

本项目属太阳能发电工程，厂址位于石河子地区，属集中采暖区，因此全厂建筑均设计采暖，因厂址周围无采暖热源，所以全厂采暖方式采用空调和电暖器相结合的电采暖方式。

8.6.4 采暖

(1) 卫生间采用电暖器采暖，电暖器落地安装。浴室和卫生间的电暖器应选用防潮、防水型。

(2) 集控室、办公室采用热泵型空调机进行冬季采暖。

8.6.5 通风

(1) 35kV 配电间按 12 次/小时换气次数设置事故通风系统。通风方式为外窗自然进风，轴流风机机械排风。事故通风机可兼作夏季排除室内余热用。

(2) 逆变器室室内安装有逆变器，发热量较大，采用风道直接将逆变器散热量排至室外，同时室内设置轴流风机机械排风，保持夏季室内温度不超过 40℃。室内排风机兼做事故风机。

8.6.6 空调

(1) 集控室设全年性空调系统，空调机采用风冷柜式空调机。

(2) 办公室根据采暖要求设置舒适性空调，空调机采用壁挂式或风冷柜式空调机。

8.7 工程消防设计

8.7.1 工程消防总体设计

8.7.1.1 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) GB 50222-95 (2001 年版) 《建筑内部装修设计防火规范》
- (4) GB50140-2005 《建筑灭火器配置设计规范》
- (5) GB50229-2006 《火力发电站与变电所设计防火规范》

8.7.1.2 设计原则

贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照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。

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。

8.7.2 工程消防设计

8.7.2.1 建筑物的火灾危险性分类和耐火等级

本工程的建（构）筑物包括综合控制室及办公室、35kV 配电室、逆变器室、综合水泵房。

本工程建筑物的火灾危险性类别和耐火等级划分详见下表。

火灾危险性类别和耐火等级划分表

房间名称	火灾危险性类别	耐火等级
逆变器室	戊	二

8.7.2.2 主要场所和主要机电设备的消防设计

(1) 防火间距

生产楼与 35kV 配电室之间相距较远，间距远大于 9m，满足规范要求。

(2) 安全疏散

综合控制室及办公室，建筑面积 304m²，根据功能要求共设有三个直接对外出口，满足规范的要求。

逆变器室的建筑面积为 49.72m²，长度小于 15m，故每个逆变器室均设一个出口，满足规范要求。

35kV 配电室的建筑面积为 170.17m²，设三个出口，满足规范要求。

综合水泵房设直接对外的出口，满足规范要求。

8.7.2.3 消防车道设计

通过对外交通公路，消防车可到达场区及联合升压站。场区内建筑物及构筑物前均设有道路，用于设备安装及检修并兼做消防通道，消防通道宽度不小于 4m，而且场区内形成环行通道，道路上空无障碍物，满足规范要求。

本工程体积最大的建筑为综合控制室及办公室，综合控制室及办公室的耐火等级为二级，火灾危险性为丁类，建筑物体积约为 1237.5m³，根据 GB50016-2006《建筑设计防火规范》的相关规定，室外消火栓系统用水量为 10L/s，室内消火栓系统用水量为 15 L/s，一次火灾延续时间按 2h 计，消火栓系统一次灭火用水量为 180m³。

8.7.3 消防给水设计

本工程消防给水采用临时高压供水方式。在管理区室外设一座有效容积为 200m³的消防水池及水泵房，泵房内设两台消防泵。管理区室外布置 SA100/65-1.0 型室外地下式消火栓，室外消防管网采用环状布置。平时消防管网压力由稳压泵维持，发生火灾时启动消防泵。

8.7.4 施工消防

8.7.4.1 工程施工场地消防设计

本工程生活区临时设施建筑包括管理人员办公室、管理人员宿舍、施工人员宿舍、食堂等，根据 GB50140-2005《建筑灭火器配置设计规范》的相关规定，在管理人员办公室、管理人员宿舍、食堂、施工人员宿舍各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

8.7.4.2 施工期电气设备消防

(1) 施工期变压器消防

在每个施工期变压器附近各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器两具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器一辆以及砂箱两个。

(2) 柴油发电机消防

本工程施工期备用电源采用柴油发电机发电，在柴油发电机附近配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器两具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器一辆以及砂箱两个。

9 施工组织设计

9.1 主要建筑材料来源

光伏电站主要工艺设备由电池板、电池组件及各类电气设备组成，这些设备从生产厂家依托公路运输至电站。

工程所需的主要土建材料为砂石料、水泥、钢材、木材、油料和火工材料，材料的就近从石河子地区相应市场采购。

9.2 施工总布置

9.2.1 施工总平面布置的原则

根据光伏电站工程建设投资大、建设场地大、施工工期紧、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。施工总平面布置按以下基本原则进行：

(1) 施工场、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，尽量减少二次搬运，充分考虑各街道的施工过程，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，首先将进场货运道路从邻近的主干道修好，然后按工程建设的次序，修建本电站的场内道路。

(3) 机械布置合理，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，又不产生机械的浪费。

(4) 总平面布置尽可能做到永久、临时相结合，节约投资，降低造价。

9.2.2 施工总平面布置的规划

本工程光伏阵列布置在约58.86万m²范围内，安装太阳能光伏组件66600块，装机容量20MWp，布置为20个光伏阵列，阵列较分散，建议多标段分区施工。

本工程距离148团团部约13km，加工、修配及租用大型设备主要考虑当地解决。场区内施工临建工程主要有临时宿舍及办公室、材料及设备仓库、混凝土拌和站、小型修配厂、材料设备置场等临时生产设施和生活建筑设施。

结合光伏电站施工的特点，初步考虑按阵列区选择缓建的平坦场地按标段集中布置施工区。从安全环保角度出发，生活设施靠近仓库布置，远离混凝土拌和站。

施工临时建筑工程量表

名称	占地面积(m ²)	备注
施工生活区	1200	包含施工单位办公区
材料堆场	2500	钢结构加工及堆放、光伏板堆放
混凝土搅拌站	1300	混凝土的集中搅拌及砂石、水泥的堆放
合计	5000	

根据光伏电站的总体布局，场内道路应紧靠光伏电池方阵旁边通过，以满足设备一次运输到位、支架及光伏电池组件安装需要。电站内运输按指定路线将大件设备逆变器、干式变、高压开关柜等均按指定地点一次到位，尽量减少二次转运。场内永久道路宽度为4.0m。

9.2.3 施工电源

(1) 根据光伏电站施工集中的特点，拟设一个施工电源，设在综合办公楼旁边，供混凝土搅拌站、钢筋制作场、生活、生产房屋建筑等辅助工程用电。施工电源利用就近电源，设置一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。

(2) 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、运行和维护按有关规程和规定进行，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，并有明显的警示标示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。

9.2.4 施工用水

光伏电站施工用水由建筑施工用水，施工机械用水，生活用水等组成。本工程高峰期施工用水量为250m³/d。

施工用水通过车辆运输的方式由附近县城运至现场，场区内设临时储水设施，施工用水应严格控制，在各用水点分别设置流量计，以便节约用水；建筑施工用水及施工机械用水的排水应设置回收水池进行回收利用，生活排水接自化粪池。

9.2.5 场地平整土石方工程量

本项目场区地形相对平缓，总体地势北低南高，整个场地海拔高程约为 357~

359m（1985 年国家高程系）左右。电池板安装按竖向规划，尽量不扰动地表的前提下，进行基础开挖，因此对个别地势起伏较大且在电池阵列支架基础附近可做小范围的场地平整即可。施工生活区、生产区在其场地内平整，避免大量的开挖，降低土方工程量造价。

9.3 主体工程施工

建议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，施工企业资质不应低于二级(含二级)。设备安装应在设备制造厂家技术人员指导下进行。

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、比较各种因素指定科学、合理、经济的施工方案。

9.3.1 施工前的准备

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。

9.3.2 土建工程总体施工方案

土建施工本着先地下、后地上的顺序，依次施工综合办公楼基础、光伏发电组件基础、逆变器室基础以及零米以下设施。

接地网、地下管道主线与相应的地下工程设施（给排水、消防管道、电缆沟道）同步施工，电缆管预埋与基础施工应紧密配合，防止遗漏。

基础施工完毕后即回填，原则上要求影响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。

9.3.3 光伏电池组件支架基础施工

电池组件支架基础施工工艺采用“机械钻孔施工工艺，管内砼泵送砼压灌工艺”进行施工。

9.3.3.1 基础开挖

(1)根据施工现场坐标控制点首先建立该区测量控制网，包括基础和水平基准点，定出基础轴线，再根据轴线定出基坑开挖线，利用白灰进行防线、灰线、轴

线经复核检查无误后方可进行挖土施工。

(2)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，结合当地地质情况确定，施工过程中要控制好基底标高，严禁进行超挖，开挖的土方按照项目工程指定的地点及要求堆放。

(3)开挖完工后，应清理干净，经勘察单位进行基槽验收、验收合格后可进行下道工序施工。

(4)土方回填：基础施工完毕后，在混凝土强度达到规范、设计要求并经有监理公司参加的隐蔽工程验收后，再进行土方回填。土方分层回填厚度、土质要求按照 GB50202-2002《建筑地基基础工程施工质量验收规范》执行。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。

9.3.3.2 混凝土浇筑

采用现场搅拌站集中搅拌、罐车运输、泵车浇筑、插入式振捣器振捣的施工方方案。基础垫层为采用 C20 混凝土，厚 0.1m。基础混凝土强度等级为 C30。基础混凝土浇筑前应对图纸和供货厂的设备图纸进行严格审查，无误后方可进行浇筑，以保证预留地脚螺栓的绝对准确。

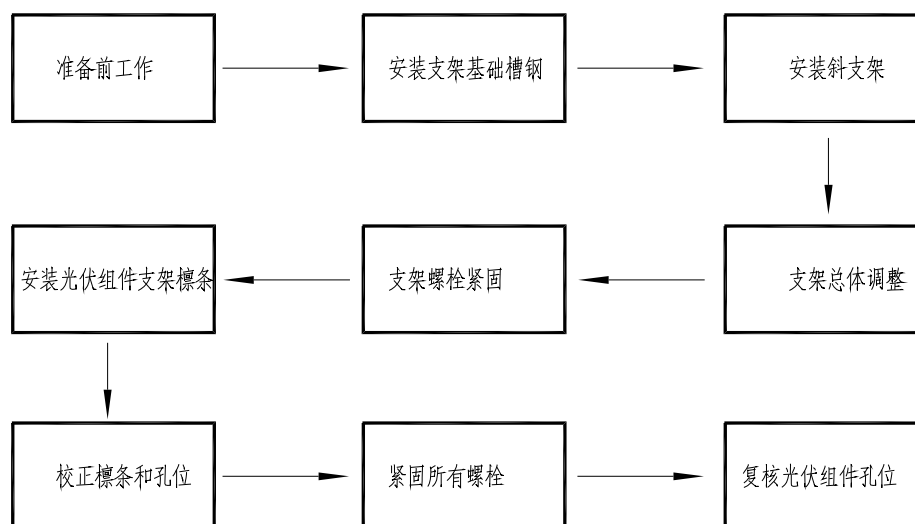
基础混凝土浇筑完成，及时进行覆盖，模版拆除后及时进行回填以继续养护，混凝土浇筑工进行洒水养护 14 天。土方回填应在混凝土浇筑 7 天后进行。待混凝土强度达到 90%以上方可进行光伏发电组件支架的安装。

在施工混凝土结构时应根据结构特点，采取措施保证混凝土冬季施工的质量。

9.3.4 光伏电池组件安装

本工程光伏电池组件全部采用固定式安装，待光伏电池组件基础验收合格后，再进行安装，光伏发电组件的安装分为两部分：支架安装、电池组件安装。

光伏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；倾角必须符合设计要求；构件连接螺栓必须加防松垫片并拧紧。电池组件支架安装工艺见下图：



将电池组件支架调整为水平角度进行电池组件安装。安装电池组件前，应对每个电池组件进行参数检查测试，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方阵内。应挑选额定工作电流相同或接近的组件进行串联。

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。组件在基架上的安装位置及接线盒排列方式应符合施工设计规定。组件固定面与基架表面不吻合时，应用铁垫片垫平后方可紧固连接螺栓，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。

电池组件电缆按设计的串联方式连接，插接要紧固，引出线应预留一定的余量。

9.3.5 逆变器及相应配电装置安装

逆变器和配套电气设备通过汽车运抵逆变器室附近，采用吊车将逆变器室吊至逆变器室门口，再采用液压升降小车推至逆变器室安装位置进行就位。

设备安装槽钢固定在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，使用起吊工具将逆变器室固定到基础上的正确位置。逆变器采用螺栓固定在槽钢上，并按逆变器安装说明施工，安装接线须确保直流和交流导线分开。由于逆变器内置有高灵敏性电气设备，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到安装的基础槽钢上摆放好，所有盘柜就位摆好后进行找正，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，并装配母线，母线螺栓紧固扭矩应符合标准规范要求。

9.3.6 电缆敷设

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、校对，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间街头。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。

9.3.7 特殊天气下的施工措施

9.3.7.1 暴雨季节施工措施

(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，配置足够量的防雨材料，满足施工物资的防雨要求及雨天施工的防雨要求，防止物品淋雨而变质。

9.3.7.2 高温季节施工措施

(1) 在高温季节，砼浇筑温度不得高于 25C° 。合理的分层分块，采用薄层浇筑，并尽量利用低温时段或夜间浇筑。

(2) 尽量选用低水热化水泥，优化砼配合比，掺优质复合外加剂、粉煤灰等，降低单位体积砼中的水泥用量，并掺适量的膨胀剂。

9.3.7.3 冬季施工措施

(1) 冬季施工要做好防滑防冻措施。

(2) 混凝土的防冻措施，具体如下：

a) 搅拌过程的防冻措施

冬季混凝土施工，如果气温低于 5C° ，在混凝土搅拌过程中，采取热水搅拌并在混凝土中加入防冻液和早强剂，人为提高混凝土的入仓温度，从而保证混凝土在恶劣的气候下不受损伤。热水温度控制在 40C° 左右，保证混凝土的出灌温度大于 10C° ，防冻剂的掺量按规范进行，并在施工前进行试配。

b) 运输过程中的防冻措施

混凝土从拌和站集中搅拌、罐车运输直至入仓需要一段时间，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，要求施工前作好充分准备：减少混凝土罐车运输数量，增加运输的次数；现场混凝土及时入仓。

c) 混凝土浇筑及养护过程中的防冻措施

混凝土在浇筑过程中必须保证新老混凝土接触面的温度在 2C° 以上，当新老混凝土接触面的温度小于 2C° 时，必须采取升温措施，可采用碘钨灯烘烤仓面，并在混凝土浇筑一段后及时用麻袋覆盖，以保证混凝土的表面温度不急速下降。

(3) 钢结构工程的冬期施工

钢结构施工时除编制施工组织计划外，还应对取得合格焊接资质的焊工进行负温度下焊接工艺的培训，经考试合格后，方可参加负温度下钢结构施工。

在焊接时针对不同的负温度下结构焊接用的焊条、焊缝：在满足设计强度前提下，应选用屈服强度较低，冲击任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。

(4) 钢结构安装

编制安装工艺流程图，构建运输时要清除运输车箱的冰、雪，应注意防滑垫稳；构建外观检查与矫正，机具、设备，负温度下安装作业使用的机具，设备使用前就进行调试，必要时低温下试运转，发现问题及时修整。

负温度下安装用的吊环必须采用任性较好的刚才制作，防止低温脆断。

9.4 施工总进度

9.4.1 施工总进度设计

根据当前的设计、施工的经验及水平、主要设备订货情况，同时要求施工机

械的安排能同时满足要求。本工程计划建设期 6 个月，其中准备期 2 个月，施工期 4 个月。工期总目标是：光伏电站全部设备安装调试完成，全部电池组件并网发电。

9.4.2 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本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。

(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，使工程建设人员在开工前就全身心的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) 光伏阵列基础工程先期开工建设

由于本工程建设期 6 个月，为尽早取得投资效益，根据光伏组件分批到货、光伏电站土建开工至光伏电站全部设备安装调试完成时间较短的特点，配套工程应有合理的顺序并优先考虑工，以便每一套光伏系统安装完成后即可调试，光伏电池阵列基础施工安排到光伏发电系统安装调试工作开始之前完成。

(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。

9.4.3 分项施工进度安排

项目里程碑节点计划表

序号	里程碑节点名称	控制工期
1	项目中标通知	2 个月
2	签定光伏组件供货合同、施工招标合同、监理招标合同及设计院完成施工图设计	
3	四通一平及临建开始	
4	光伏阵列基础开始施工	第 3 个月中
5	光伏电站电气设备安装调试完成	第 4 个月中
6	第一批光伏组件安装调试完成	第 4 个月中
7	第一批光伏组件并网发电	第 5 个月底

8	最后一批光伏组件并网发电	第 5 个月底
9	工程整体移交生产	第 6 个月
10	整体竣工验收	第 6 个月

9.4.4 施工图交付计划

施工图是里程碑计划实现的先决条件。施工图交付精度的原则是：先总体后单相，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。

9.4.5 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计划，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满足工程进度的需要。

9.4.6 分项施工进度计划

根据当地的气候条件，土建工程每年从 4 月至 10 月底可以施工。综合控制室及办公室和光伏组件基础要尽量避开冬季施工，尽量赶在冬季停工前完工，缩短光伏电站施工总工期。

9.4.7 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) 综合控制室及办公室

综合控制室及办公室内部分：控制室、配电室等电气建筑物的屋面（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) 现场道路

进场道路由光伏电站临近的公路主干道进入光伏电站的道路完成，能够满足现场设备运输的要求。

(3) 电池组件基础

电池组件基础施工完毕，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。

9.4.8 施工控制点

本工程施工进度控制点为综合控制室及办公室建设、光伏电池组件安装及调

试工程。

9.5 安全文明施工措施

9.5.1 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。

9.5.2 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、胸卡统一制作佩带等。

(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。

10 工程管理设计

10.1 工程管理机构

10.1.1 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，本项目建设管理由建设方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，光伏电站工程将成立项目公司。项目公司建设期设置 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 8 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。

光伏电站公司人员及部门具体职责分配，见表 10-1。

表 10-1

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 (1 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。施工方案的审核; 监督、检查本专业设备供货情况; 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。

10.1.2 工程运营管理机构及人员定编

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“无人值班”（少人值守）的原则进行设计。

建设期结束后光伏电站项目公司职能转变为项目运营，项目建设人员和精简人员承担项目运营管理工作，成立光伏电站运营公司。运营公司做好电站运行和日常维护及定期维护工作，电站的大修、电池组件的清洗、电池组件钢支架油漆的维修养护、绿化养护、卫生保洁等工作均采用外委方式进行，以减少管理成本，提高经济效益。

光伏电站运营公司编制 8 人，设经理 1 人，全面负责公司的各项日常工作。运营公司设三个部门，综合管理部（1 人）、财务部（1 人）、生产运行部（5 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、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。

10.2 主要管理设施

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。

生产区由光伏阵列中的电池组件及逆变器室组成。管理区由综合办控制室、35kV 配电室、综合水泵房、蓄水池等建构筑物组成。

10.2.1 管理区、生产区主要设施

管理区位于电站北方的 148 团 10 连连部，占地面积 5491.3m²，由综合控制室、35kV 配电室、SVG 室和警卫值班室组成。

本工程 20MW_p 光伏发电容量，由 20 组 1MW_p 阵列组成，拟以每 0.5MW_p 及以下容量电池板为一个阵列，共 40 个阵列，每 2 个阵列相应设置一个逆变器室。

10.2.1.1 管理区、生产区电源及备用电源

生产、生活主供电源从外部接入。备用电源引自本电站 35kV 母线外部接入。

10.2.1.2 管理区、生产区供水设施

本项目生产、生活用水来源均接自 148 团 10 连自来水。

电站场区值班室顶设 8m³ 不锈钢水箱一个，室内设有水冲厕所，拖布池及洗手池，生活排水排入化粪池。

10.2.2 生活区绿化规划

由于电站建设在国有荒地上，为了改善电站环境，阻挡风沙，在电站四周设置绿化带。在管理区建筑物周围进行绿化，灌、乔、草结合，通过层层防护，降低风速、较小污染。

10.2.3 维护管理方案

太阳能电池维护采用日常巡检、定期维护、经常除尘。太阳能电池的防尘在夏、秋季采用移动喷水机械装置清洗，冬季、春季的沙尘和积雪采用人工清理。

10.2.4 道路交通设施

本电站的道路交通由对外道路和站内道路组成。对外道路位于电站东北侧围墙北侧，主入口直通管理区。站内道路以环路形式布置在光伏阵列四周，逆变器室均位于邻近的道路布置。考虑到工程造价和站内道路使用频率较低等因素，站内道路按 4m 宽厂矿四级砂石路设计。

管理区场地为混凝土地面广场，一方面作为综合控制室前的多功能广场，另一方面作为电站的道路交通枢纽，起到组织内外交通的责任，使得交通流畅，内外有别。

10.3 电站运行维护、回收及拆除

10.3.1 维护管理方案

为了防止配电装置遭受直击雷侵害，在 35kV 进线段设避雷线对联合升压站进行保护。

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在配置避雷针，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，每一至两个月清洗一次。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水洗。冬季不能水洗。每次清洗完成后应保持组件干燥。

10.3.2 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及维护，所以配置生产用车 2 辆。

10.3.3 拆除、清理方案

电站运行期（25 年）满后，电池组件由厂家负责回收及再利用。组件支架等钢材由物质再生公司回收。所有的建（构）筑物及其基础由拆迁公司拆除、清理。电站的地面由电站运营商负责恢复地面植被。

11 环境保护和水土保持设计

11.1 设计依据及目的

11.1.1 设计依据

(1) 法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》(1989 年 12 月 26 日);
- 2) 《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日, 主席令第 39 号);
- 3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2008 年 2 月 28 日);
- 4) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2005 年 4 月 1 日);
- 5) 《中华人民共和国水污染防治法》(1996 年 5 月 15 日);
- 6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(1997 年 3 月 1 日);
- 7) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2003 年 1 月 1 日);
- 8) 《中华人民共和国可再生能源法》(2005 年 02 月 28 日);
- 9) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2004 年 8 月修订);
- 10) 《中华人民共和国循环经济促进法》(2008 年 8 月 29 日);
- 11) 《中华人民共和国节约能源法》(2007 年 10 月 28 日);
- 12) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2002 年 10 月 28 日);
- 13) 《环境监测技术规范》(国家环保局 1989 年);
- 14) 《建设项目环境保护管理条例》(1998 年 12 月 18 日);
- 15) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》(GD003-2011)。
- 16) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》(国务院 1993 第 120 号令);
- 17) 《中华人民共和国水法》(2002 年修订);
- 18) 《中华人民共和国土地管理法》(2004. 8. 28)

(2) 执行标准

- 1) 《环境空气质量标准》(GB3095-1996)及修改单的通知中二级标准;
- 2) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准;
- 3) 《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中的III类标准;
- 4) 《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类标准;
- 5) 《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准(1998 年 1 月 1 日以后建设的单位);
- 6) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准;

- 7) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);
- 8) 《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)中 II 类场的要求。
- 9) 《开发建设项目水土保持技术规范》(GB50433-2008);
- 10) 《全国生态环境建设规划》(国务院国发[1998]36 号);
- 11) 《全国水土保持预防监督纲要》水保(2004. 8. 18);
- 12) 《水土保持综合治理技术规范》(GB/T16453. 1-16453. 6-2008);
- 12) 《开发建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2008);
- 14) 《防洪标准》(GB50201-94);
- 15) 《水土保持监测技术规程》(SL277-2002);
- 16) 《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007);
- 17) “关于印发《全国水土保持生态环境监督管理规范化建设验收标准》的通知”(水利部水土保持保监[1999]29 号);
- 18) “关于印发《电力建设项目水土保持工作暂行规定》的通知”(水利部、(原)国家电力公司水保[1998]423 号);
- 19) “关于颁发《水土保持工程概(估)算编制规定和定额》的通知”(水利部文件水总(2003)67 号)。

11.1.2 设计目的

本工程的站址选择及建设与当地林业规划、城镇建设发展、电力规划、能源开发、土地利用等方面是一致的,且受到当地各部门的大力支持。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的目的。

11.2 环境概况

11.2.1 自然环境

石河子 148 团位于天山北麓中段,准噶尔盆地和古尔班通古特沙漠南缘,距自治区首府乌鲁木齐市 185 公里,距石河子市 78 公里,距 312 国道、第二座欧亚大陆桥和乌奎高速公路 80 公里,拥有耕地 12470 公顷,总人口 3.3 万(2005 年)。

石河子 148 团地势从东南向西北倾斜，属于玛纳斯河东岸冲积平原，主要地貌特征为冲积平原和沙漠丘陵两大类。地处欧亚大陆腹地，受南部天山和西北部阿尔泰山的阻挡，潮湿气流难以进入该区，从而使区内水汽缺乏，形成典型的内陆干旱性气候。其特征为：冬季严寒，夏季炎热，温差大，冬夏两季时间长，春秋两季不明显。气候干燥，风较多，光照充足，热量丰富。夏季降雨少，冬季积雪不稳定，蒸发量大。早春气温回升慢，秋末气温下降快，无霜期短。灾害性气候主要有干旱、暴雨、大风、沙尘暴、雾、雷暴等。干旱主要发生在春夏两季。八级以上的大风常引起沙尘暴，在每年的春夏之交时有发生。

11.2.2 社会经济环境

石河子 148 团国民经济以农业为主，第二、第三产业为辅，加快推进团场城镇化、新型工业化、农业现代化建设。根据《一四八团国民经济和社会发展十二五规划》，2010 年，全团完成生产总值 6.3 亿元，十一五时期年均增长 19.03%。其中：第一产业增加值 4.69 亿元，增长 21.27%；第二产业增加值 0.61 亿元，增长 8.88%（其中工业增加值 0.51 亿元，增长 10.86%，建筑业增加值 0.1 亿元，增长 1.29%）；第三产业增加值 1 亿元，增长 17.28%。人均生产总值 22504 元，增长 26.25%，全社会固定资产投资完成 7381 万元，年均增长 3%；社会消费品零售总额完成 0.9 亿元，年均增长 43.48%。

11.2.3 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

本工程场址区是荒漠丘陵，植被稀疏，属于植被脆弱区。

（2）大气环境

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

据查地下水位埋深大于 8m。

（4）声环境

项目站址西南距石河子市约 71km，东南距 148 团团部约 7km，最近的柏油路面机动车道距电站约 25m，该道路很少有车辆通过，故机动车辆的噪音对本场区

几乎没有影响；又因该场区人烟稀少，基本没有别的噪声，因此声环境良好。

11.3 环境和水土影响分析

11.3.1 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。

11.3.2 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、粉土，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。

11.3.3 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。本电站场区远离市区和村民居住地，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，本项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、废水对环境的影响很小。

(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。

(6) 环境对项目的影响

项目场址区可能有沙尘暴、大风、积雪、雷暴及极端温度等恶劣天气的出现。但由于施工期时间较短，仅 10 个月，因此恶劣天气对本工程的建设影响较小。

11.3.4 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地，且不在覆矿区域，因此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

本工程的主体构筑物是太阳能电池阵列，由于该电池组件在太阳光的照射下可能会对其附近的白百路的交通形成光污染。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。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

本工程 50 年一遇 10 分钟最大风速：31.7m/s。

本工程的电池方阵的抗风能力满足安全要求。

项目所在区域平均雷暴日数是 13.3d/a，雷电对光伏电站有一定的危害，本工程根据太阳能电池组件布置的区域面积及运行要求，合理设计防雷接地系统，并达

到对全部太阳电池阵列进行全覆盖的防雷接地设计。

项目所在区域的多年最大积雪深度为 41cm，多年最大冻土深度为 141cm，本工程的基础设计等完全满足安全要求。项目所在区域多年极端最低温度为 -42.8°C ，极端最高温度为 43.1°C 。本工程选用的逆变器工作的环境温度范围为 $-25^{\circ}\text{C} \sim +55^{\circ}\text{C}$ ，选用的太阳电池组件的工作温度范围为 $-40^{\circ}\text{C} \sim +85^{\circ}\text{C}$ 。太阳电池组件的工作温度可控制在允许范围内；逆变器需布置在室内，其工作温度也可控制在允许范围内。故当地气象温度条件对太阳电池组件及逆变器的安全性没有影响。

11.4 环境保护措施

11.4.1 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性规划，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。

11.4.2 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 $1.0\text{mg} / \text{m}^3$ 。

11.4.3 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。

11.4.4 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。生活污水排入市化粪池。

11.4.5 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

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。该电站无需新增生产生活区，固体废物处置区，不存在植物措施。

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。

11.4.6 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。

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	6
扬尘防治	洒水、帆布遮盖	4
总计		10

11.5 水土保持设计

11.5.1 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，为国有荒滩；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。

11.5.2 水土流失影响分析

1. 水土流失影响因素识别

(1) 施工期

本工程占地较大，场地为国有荒地，地表植被稀疏，在施工过程中要扰动地表，因此有少量水土流失产生。

(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。

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滩，未侵占耕地、草地等农业用地。由于本场区表土结构松散，岩性主要为粉土和粉质粘土，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。

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。

11.5.3 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) 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。

(3) 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。

11.5.4 水土保持投资估算

水土保持投资估算详见下表。

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	临时措施	2
3	管理措施	3
4	环境监测验收费	2
5	水土保持项目验收及补偿费	7
合计		50

11.6 结论及建议

11.6.1 结论

(1) 生态：场区用地为国有未利用地，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。

(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：

1) 废水：管理人员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。

2) 噪声：电站无明显噪声设备且远离居民居住地，对区域声环境无影响。

3) 固体废弃物：固体废弃物主要为生活垃圾，生活区设垃圾桶，垃圾及时收集并清运至环保部门指定的垃圾场进行处理。

(3) 站址选择可行性分析结论

本工程用地为国有未利用地，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。

11.6.2 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。

12 劳动安全与工业卫生

12.1 编制依据、任务和目的

遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安全第一，预防为主”的方针，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。根据《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》(GD003-2011)要求，编制劳动安全及工业卫生有关章节。

(1) 工程设计应考虑劳动者在劳动过程中的安全与卫生等因素；可行性研究报告阶段，应有劳动安全与工业卫生的专篇文件，阐述安全与卫生的设计原则、设计方案和措施，并做出论证评价；招标设计和施工设计阶段，应对安全与卫生各项设施和措施予以优化和实施。

(2) 扩建和改建工程设计时，对原工程项目中的劳动安全与工业卫生状况进行评述，并提出改进方案。

(3) 工程设计中所选用的设备和材料均符合国家现行的劳动安全与工业卫生有关标准的规定。

(4) 从国外引进的设备，应从本规范提出安全卫生设施和技术装备的要求，对达不到要求的部分应由国内设计配套。

(5) 在有关场所应设置安全标志。安全标志的制作、几何图形及颜色等应符合《安全标志及其使用导则》(GB2894-2008)的要求。

相关国家法律法规文件如下：

- (1) 《中华人民共和国劳动法》(中华人民共和国主席令第28号1994)；
- (2) 《中华人民共和国安全生产法》(中华人民共和国主席令第70号2002)；
- (3) 《中华人民共和国防洪法》(国家主席令[1997]第88号)；
- (4) 《中华人民共和国消防法》(中华人民共和国主席令第6号2009)；
- (5) 《中华人民共和国职业病防治法》(中华人民共和国主席令第52号2011)；
- (6) 《中华人民共和国电力法》(中华人民共和国主席令第60号1995)；
- (7) 《安全标志及其使用导则》(GB2894-2008)；
- (8) 《安全色》(GB2893-2008)；
- (9) 《电力工程电缆设计规范》(GB50217-2007)；
- (10) 《建设工程安全生产管理条例》(中华人民共和国主席令第393号2003)；

(11) 《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》(中华人民共和国主席令第3号1996);

(12) 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);

(13) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》(GD003-2011);

(14) 《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》(DL5053-1996)。

12.2 光伏电站工程概况

本项目建设地点位于石河子 148 团, 西南距石河子市约 71km, 东南距 148 团团部约 7km。

本工程场区地形相对平缓, 整个场地海拔高程在 357~359m 左右(1985 年国家高程系)。场地植被稀疏, 地貌呈荒滩戈壁景观。

站址区无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、采空区、地面沉降等不良地质作用, 在工程建设以及建成后运行期间, 也不易遭受此类地质灾害。

本工程电站总规划容量20MW_p, 本期新建内容包括生产区的光伏组件支架、逆变器室。

本工程整个光伏发电系统由20个1MW_p太阳能光伏发电系统组成。太阳能电池组件经串并联组成光伏电池阵列后发出的直流电经汇流箱汇流至各自相应的直流防雷配电柜, 再接入逆变器直流侧, 通过逆变器将直流电转变成交流电。

12.3 工程安全与卫生危害因素分析

12.3.1 工程施工期主要危害因素分析

(1) 施工期不可避免在高空作业, 在高空时易发生高空坠落事件。

(2) 在运输吊装作业时因运输机械体积较大, 容易看不到前面的情况且没有相应的保护措施, 容易发生人身事故。

(3) 施工过程中不可避免用电量, 易引起火灾等事故。

(4) 施工期需注意用电安全。

(5) 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, 地质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。

(6) 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。

12.3.2 工程运行期主要危害因素分析

(1) 变压器、开关站配电设备触电伤害、火灾及爆炸伤害：本工程布置有升压变压器20座及若干其他电器设备。这些设备的带电部位均存在触电伤害的危险，也存在火灾及爆炸的危险，可能导致人员窒息、烧伤、死亡。

(2) 太阳能电厂阵列触电伤害：太阳能阵列是光伏电站的主要发电设备，正常工作时，如果工作人员不慎触碰到绝缘不良的导线、电缆等部位，存在触电伤害的危险。

(3) 高处坠落及机械伤害：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，能导致人员伤残、死亡。

(4) 由于有大型高速转动机械，需防止机械伤害和机械噪音。

12.4 劳动安全

12.4.1 防火防爆

(1) 工程防火设计

消防设计将统盘考虑消防给水、灭火设施、消防配电、电缆防火等系统。具体实施方案详见工程消防设计章节。

本光伏电站建筑物均为砖混的非燃烧体结构，其各项主要构件均已达到二、三级耐火等级的要求。

(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，伤害工作人员。设备采购时，要求压力容器的设计与制造必须符合《压力容器安全技术监察规程》、《钢制压力容器》等的规定，并执行《压力容器安全技术监察规程》进行申报和办理使用登记手续。运行中应按《在用压力容器检验规程》要求进行定期检验。

(3) 防静电设计

透通风设备和风管等均接地，并与电气接地装置共用，确保防静电接地装置的接地电阻小于 30Ω ，同时装设接地端子以供移动式油处理设备临时接地。

12.4.2 防电气伤害

(1) 电气设备的布置均满足《3~110kV高压配电装置设计规范》(GB50060-2008)

规定的电气安全净距要求。

(2) 建筑物屋顶设置避雷带。

(3) 开关站设有接地网，其接地电阻，接触电势和跨步电势均符合《交流电气装置的接地》(DL/T621)的要求，能确保设备及操作人员的人身安全。

(4) 对于误操作可能带来人身触电或伤害事故的设备或回路均设置了电气联锁装置或机械联锁装置以确保安全。

(5) 所有高压开关柜均具有五防功能即：

- 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。

(6) 工作照明及事故照明设计中的各工作场点的照度均满足《水力发电厂照明设计技术规范》的要求，危险场所的照明灯具均采用防爆型，中控继保室等重要工作场所设有事故照明，正常工作时由交流电源供电，当交流系统故障时能自动切换到由直流系统逆变成的交流电源供电；生产楼内主要疏散通道、楼梯间及安全出口处，均设置疏散指示标志。

12.4.3 防机械伤害、防坠落伤害

(1) 机械设备的布置设计中满足有关标准规定的防护安全距离要求，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》(GB5083-1995)、《机械防护安全距离》(GB12295-90)、《机械设备防护罩安全要求》(GB/T8196-2003)、《防护屏安全要求》(GB8197-87)等有关标准的规定。

(2) 建筑物屋面按要求设置女儿墙，以防工作人员意外坠落。

(3) 本光伏电站建筑物内楼梯均考虑意外坠落的影响，设置防护栏杆与扶手。

12.5 工程安全卫生设计

12.5.1 施工期

(1) 施工期建设单位应遵守“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) 建设单位应严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》(国务院393号令), 并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理, 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以及试运阶段的安全生产管理。

(6) 加强施工营地生活设施建设, 完善施工卫生监督机制, 保障施工人员的安全与健康。

12.5.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

12.5.2.1 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。

12.5.2.2 防电气伤害

(1) 所有可能的发生电气伤害的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》(GB50060-2008) 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/T3805-2008)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。

12.5.2.3 防机械及防坠落伤害

(1) 采用的机械设备的不知，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》(GB8196-2003)、《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。

12.5.2.4 防噪声及振动

太阳能光伏电站按少人值守的方式设计，采用以计算机为基础的全厂集中监控方案，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用房和中控室内，其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》(GBJ87-85)的规定，结合本电场的特点，限制在60~70dB。

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。

12.5.2.5 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

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。

12.5.2.6 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。

12.5.2.7 防尘、防腐蚀、防毒

(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》(GBZ1-2010)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。

12.5.2.8 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。

12.5.2.9 防大风、防沙尘暴、防雪灾

(1) 在选择太阳能电池组件、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) 在太阳能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，尽快组织清理太阳能电池组件表面灰尘、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。

12.5.2.10 防暑与防寒

继电保护室、站用电室、电源室及生活消防水泵房均采用自然进风、机械排风方式，通风设备为轴流风电机组；主集中控制室、继电保护室等选用分体柜式空调机；集中控制室采暖为分体柜式空调机，各建筑物均选用密闭性能较好的门窗，减少热量向外散失。

12.6 工程运行期安全管理及相关措施设计

12.6.1 高处坠落事故的预防及其应急预案

安全卫生管理机构必须和整个光伏电站生产管理组织机构及人员配备统一考虑，在工程运行发电投产后，必须建立一套完整的安全卫生管理机构、制度和措施，以保证光伏电站顺利运行，达到安全生产的目的。

根据《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》(GD003-2011)，光伏电站设置安全卫生管理机构，由光伏电站主管领导负责本工程投产后的安全卫生方面的教育、培训和管理工作的，在生产部门确定安全员，其兼职人员为1名，负责日常的劳动安全与工业卫生工作。

12.6.2 事故应急救援预案

12.6.2.1 高处坠落事故的预防及其应急预案

施工过程中，高处作业的机会比较多，经常在周边临空的高处进行作业，施工条件差，危险因素多。多年来，高坠伤亡事故占全部事故的比例较高，这种事情对社会影响较大，为避免发生高处坠落事故，必须加强监控管理。

对职工进行预防高处坠落的安全技术知识教育，使他们操作时，必须使用安全防护的用具。同时，在技术上采取有效的防护措施。高处坠落事故的应急预案如下：

(1)发生高处坠落事故后，抢救的重点放在对休克、骨折和出血上进行处理。

(2)当发生物体打击事故后，抢救的重点放在颅脑损伤、胸部骨折和出血上进行处理。

12.6.2.2 触电事故的预防及其应急预案

触电事故和其它事故比较，其特点是事故的预兆性不直观、不明显，而事故的危害性非常大。当流经人体电流小于10mA时，人体不会产生危险的病理生理效应，但当流经人体电流大于10mA时，人体将会产生危险的病理生理效应，并随着电流的增大、时间的增长将会产生心室纤维性颤动，乃至人体窒息（“假死”状态），在瞬间或在3分钟内就夺去人的生命。因此，在保护设施不完备的情况下，人体触电伤害事故是极易发生的。所以，施工中必须做好预防工作，发生触电事故时要正确处理，抢救伤者。

防止触电伤害的基本安全要求：根据安全用电“装得安全，拆得彻底，用得正确，修得及时”的基本要求，为防止发生触电事故，在日常施工(生产)用电中要严格执行有关用电的安全要求。

发生触电事故的应急措施：触电急救的要点是动作迅速，救护得法，切不可

惊慌失措，束手无策。要贯彻“迅速、就地、正确、坚持”的触电急救八字方针。发现有人触电，首先要尽快使触电者脱离电源，然后根据触电者的具体症状进行对症施救。

12.6.2.3 火灾和爆炸事故应急预案

施工需要一定数量的可燃板材，这些材料如果处理不妥，防火措施不力，极易发生火灾。在施工阶段，需要大量的乙炔和氧气，对钢筋进行焊接，如盛装乙炔和氧气内的钢瓶储存方法不当，使用不规范，也容易发生因气体泄露而产生的气瓶爆炸事故。因此，加强对可燃物和易燃易爆物品的管理，是有效防止火灾和爆炸事故的发生，保护员工生命安全，企业利益和国家财产不受损失的有效措施。

12.7 劳动安全与工业卫生工程量和专项投资概算

12.7.1 工程量

(1)安全技术措施工程主要包括防火工程、通风工程、噪音的防治、安全监测工程，在工程的建设施工过程中，同时进行以上各项工程。上述各项安全技术措施工程的资金含在工程的总投资中。

(2)安全设备、器材、装备、仪器、仪表等以及安全设备的日常维护、检修。为使各项安全设施正常运行要在施工开始就安全专项资金投进来，确保施工过程中安全可靠运转。

(3)为确保生产运行人员在施工过程中得到良好的安全保护，按照国家的标准给生产施工人员定期配备必要的劳动保护用品，如工作服、工作鞋、安全帽、卫生用品等。

(4)要设立专项的安全事故应急救援资金，以确保在安全生产过程中发生事故的应急救援工作，要配备相应的应急救援设施，如急救包、氧气袋、担架、救援车辆等。

12.7.2 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。本工程劳动安全与工业卫生专项投资概算，见表12.7-1。

表 12.7-1 劳动安全与工业卫生专项工程投资概算表

序号	工程或费用名称	单位	数量	单价(元)	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				18
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
2	防护设备及安装工程				3.0
2.1	防护服	套	5	0.1	0.5
2.2	防尘口罩	个	10	0.005	0.05
2.3	防尘帽	个	10	0.005	0.05
2.4	手套	双	20	0.005	0.1
2.5	防护眼镜	付	10	0.05	0.5
2.6	防毒面具	套	4	0.2	0.8
2.7	其它防护设备	套	1	1	1
3	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				23

12.8 主要结论和建议

12.8.1 结论

12.8.1.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

对于光伏电站的触电等主要劳动安全问题，在采取了可靠的预防性措施、安

全防范措施及对生产运行人员的安全教育和培训后，可降低事故率，最少损失和最优的安全投资效益，达到了所要达到的目的。

12.8.1.2 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，对于光伏电站本身所具有的噪音、高温以及高空等不良作业环境对作业人员的伤害，在采取了综合性预防措施后，可是将潜在的有害因素危害降低到最低程度，作业人员的职业健康得到了保障。

12.8.2 存在的问题和建议

为使光伏电站投产后能够安全、经济地运行，同时为保证劳动者在生产过程中的健康与安全，本工程关于劳动安全的设计，将结合电站的生产工艺及特点，为减少事故，并尽可能将威胁安全的各种因素控制到最小或最低程度，针对其危险因素，相应采取各种技术措施和各种防范设施，以期有效地保护职工的安全。

为使前述设计的各种技术措施及各种防范设施得以实施，确保其工程质量，劳动安全和工业卫生工程与主体工程同时施工、同时投产，并通过安全、卫生主管部门组织的劳动安全和工业卫生设施的竣工验收。

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。

13 节能降耗分析

13.1 设计原则和依据

13.1.1 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。

13.1.2 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》。

13.2 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。

13.2.1 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。经初步计算，本工程高峰期施工用电负荷约为250kW。

13.2.2 施工用水

本工程光伏电站施工用水由建筑施工用水，施工机械用水，生活用水等组成。施工用水从已有水源取水，生活用水由工业园供水管网取水。高峰期施工用水量约为250m³/d。

13.2.3 施工临时用地

本工程施工临建工程位于光伏电站永久征地邻近，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5000m²。

工程场址地表植被稀少，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。

13.2.4 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就近采购。

13.3 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。

13.3.1 电气损耗

本工程发电设备损耗总量约为85万kW·h/a，该损耗在计算年平均发电量时已经扣除。

13.3.2 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，年总用水量为4000m³/a。

13.3.3 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7t/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。

13.4 主要节能降耗措施

13.4.1 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

本工程线路工程指点站内集电线路。

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。

13.4.2 土建设计节能措施

13.4.2.1 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；

(c)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。

13.4.2.2 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。

13.4.3 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。

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。

13.4.4 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。

13.5 节能降耗分析

本期建设规模20MWp，正常运行年上网电量2767.56万kW·h，与同等电量火电厂相比，投产初期减排温室效应气体CO₂约2.81万t/a。按照火电煤耗(标准煤)每度电耗煤350g，建设投运每年可节约标准煤约1.036万t，每年可减少烟尘排放量约2.05t(煤灰分为28%、综合除尘效率为99.95%)，SO₂排放量约7t(煤全硫分为0.49%，脱硫效率为95%)，NO₂排放量约8.45t(煤氮含量为0.84%，脱硝效率为80%)，灰渣减排量约4757.1t。

本工程为清洁能源项目，其创造的环境价值远远高于项目本身创造的经济效

益。假定太阳能电站的运营期为25年，则电站全生命周期内可减少燃煤消耗量40.9万t，SO₂减排174.9t，NO_x减排221.6t，烟尘减排51.5t，灰渣减排114377t，环境效益显著。

由以上分析可见，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。

14 设计概算

14.1 项目概况

本项目设计装机容量为 20.08MWp。

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：光伏电站投资 20%为资本金。工程总投资为 16705.56 万元，静态投资为 16338.56 万元，单位千瓦静态投资 8177.46 元，单位千瓦动态投资 8361.14 元。

14.2 编制原则及依据

14.2.1 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。

14.2.2 编制依据

(1) 参照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》(20011 年版)；

(2) 参照《电力建设工程预算定额》“电气设备安装工程”(2013 年版)和《电力工程装置性材料预算价格》(2013 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。

14.3 基础资料

14.3.1 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 元/w 计算；

箱式逆变器按照 0.3 元/w 计算；

35kV 美式箱变 26 万元/台。

14.3.2 主要材料预算价格

材料预算价格按当地地区近期市场价格水平确定，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%。

(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	4858	8185
型钢（综合）	元/t	4914	5242
普通水泥 32.5 袋装	元/t	339	430
普通水泥 42.5 袋装	元/t	420	512
汽油 93#	元/t		9980
柴油 0#	元/t		8600

(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	47
石子	元/M ³	35
多空砖	元/块	0.47
施工用电	元/kwh	0.55
施工用水	元/M ³	2.65

14.3.3 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

14.3.4 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	29.16	71.62
挖掘机(液压反铲) 1.0m ³	台时	62.44	145.89	208.33
挖掘机(液压反铲) 0.6m ³	台时	42.47	118.89	161.36
振捣器(插入式)	台时	2.19	1.3	3.49
振捣器(平板式)	台时	1.16	1.3	2.46
强制式搅拌机 0.75m ³	台时	38.22	40.34	78.56
自卸汽车 10t	台时	37.68	120.58	158.26
载重汽车 18t	台时	56.75	120.58	177.33
汽车起重机 8t	台时	32.98	103.37	136.35
汽车起重机 50t	台时	267.23	193.37	460.6
混凝土搅拌站 30m ³ /h	台时	52.91	288.78	341.69
混凝土搅拌车 6m ³	台时	115.06	111.58	226.64
混凝土输送泵车 47m ³ /h	台时	210.3	98.4	308.7
直流电焊机 30kw	台时	4.19	9.75	19.64
交流电焊机 30kw	台时	1.38	10.4	11.78
发电机(汽油) 10kw	台时	4.34	56.808	71.148
发电机(柴油) 60kw	台时	12.57	108	119.18
钢筋调直机 14kw	台时	4.34	11.74	16.08
钢筋切断机 20kw	台时	3.7	21.49	25.19
洒水车 4000L	台时	19.38	79.08	98.46
钢筋弯曲机	台时	3.46	13.69	17.16

14.4 费率标准

工程取费标准见表 14.2

表 14.2 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%

14.5 其他费用

(1) 建设用地:

应业主方要求,该项目征地面积暂按 799 亩考虑,第 1、2 年征地费用计处建设期投资,第 3~25 年费用按 500 元/亩·年计列;

(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) 项目咨询评审费:

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) 项目验收费:

项目验收费=(建筑工程费+安装工程费+设备购置费)×1.09%;

(8) 工程保险费:

工程保险费=(建筑工程费+安装工程费+设备购置费)×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）×1.32%；

(10) 管理用具购置费：

管理用具购置费=（建筑工程费+安装工程费）×0.75%；

(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：

勘察设计费按《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。

(15) 接入费。

(16) 施工辅助工程：

场地平整由地方政府负责组织完成，总费用为 50 万元。

14.6 基本预备费：

安装费及设备购置费部分按 2%计取，建筑部分按 2%计取，其他费用按 2%计取。

14.7 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。

14.8 建设期贷款利息

本工程资本金按总投资的 20%计算，总投资的 80%为银行贷款，建设期贷款利息按中国人民银行现行贷款利率 5.15%计算。

14.9 其他

本设计概算未包括配套送出线路工程投资。

14.10 主要技术经济指标表

装机规模	MW	20.08	主要 工程 量	土石方开挖	万 m ³	5.92
年发电量	万 kWh	2767.56		土石方回填	万 m ³	4.43
年利用小时数	h	1385.51		钻孔	万 m	5.6
				混凝土	万 m ³	0.60
静态投资	万元	16338.56		钢筋	t	1950
单位千瓦动态投资	元/kW	8361.14	建设用地面积	永久用地	亩	799

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	建安工程 费	其他费用	合计	占总投资 比例 (%)
一	施工辅助工程	0	114.3	0	114.3	0.684%
1	施工交通工程		11		11	
2	施工供电工程		27		27	
3	施工供水工程		26.3		26.3	
4	其他施工辅助工程		50		50	
二	设备及安装工程	10681.58	2120.60		12802.18	76.634%
1	发电设备及安装工程	10443.08	1906.72		12349.80	
2	升压变电设备及安装工程	0.00	0.00		0.00	
3	控制保护设备及安装工程	155.50	5.93		161.43	
4	其他设备及安装工程	83.00	207.95		290.95	
三	建筑工程		1609.72		1609.72	
1	发电场工程		1083.15		1083.15	
2	集电线路工程		68.58		68.58	
4	交通工程		130.75		130.75	
5	其他工程		327.24		327.24	
四	其他费用			1491.99	1491.99	8.931%
1	项目建设用地费			78.00	78.00	
2	项目建设管理费			981.19	981.19	
3	生产准备费			138.04	138.04	
4	勘察设计费			264.92	264.92	
5	其他税费			29.84	29.84	
	一至四部分投资合计				16018.19	95.885%
五	基本预备费			320.36	320.36	1.918%
	工程静态投资 (一~五部分合计)				16338.55	97.803%
六	价差预备费					
	建设投资				16338.55	
七	建设期利息				367.00	2.197%
八	工程总投资 (一~七部分合计)				16705.55	100.000%
	单位千瓦的静态投资 (元/kW)				8177.45	
	单位千瓦的动态投资 (元/kW)				8361.14	

02 设备及安装工程概算表

主要技术经济 指标表	名称及规格	单位	数量	单价 (元)		合计 (万元)		合计 (万元)
				设备费	安装费	设备费	安装费	
1	2	3	4	5	6	7	8	
	设备及安装工程					10681.58	2120.60	12802.18
一	发电设备及安装工程					10443.08	1906.72	12349.81
1	光伏发电机组					8017.92	160.36	8178.28
1.1	多晶硅光伏组件	kW	20080	4000	130.37	8032.00	261.78	8293.78
2	光伏支架	吨	1400	7600	3578	1064.00	500.92	1564.92
3	光伏逆变器	台	40.00	165000	10259.00	660.00	41.04	701.04
4	光伏汇流箱	台	240.00	4500	561.75	108.00	13.48	121.48
5	箱式变压器	台	20.00	260000	6209.9	520.00	12.42	532.42

6	采购及保管费用	%	0.60			59.08		59.08
7	光伏场区线路						1077.08	1077.08
7.1	电力电缆						1077.08	1077.08
7.1.1	光伏直流电缆 PV1-F 1x4mm ²	米	351620.00		8.91		313.29	313.29
7.1.2	直流电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 2x70mm ²	米	11800.00		106.58		125.76	125.76
7.1.3	电力电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV 3x240mm ²	米	2150.00		600.75		129.16	129.16
7.1.4	电缆终端 配套 ZR-YJV22-0.6/1kV 2x70mm ²	套	480.00		85.28		4.09	4.09
7.1.5	电缆终端 配套 ZR-YJV22-0.6/1kV 3x240mm ²	套/ 三相	80.00		201.87		1.61	1.61
7.1.6	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-3x50mm ²	米	1128.00		235.74		26.59	26.59
7.1.7	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-3x70mm ²	米	1128.00		299.68		33.80	33.80
7.1.8	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-3x95mm ²	米	1128.00		422.48		47.66	47.66
7.1.9	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-3x120mm ²	米	1241.00		387.79		48.12	48.12
7.1.10	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-3x150mm ²	米	439.00		484.73		21.28	21.28
7.1.11	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-3x185mm ²	米	587.00		543.35		31.89	31.89
7.1.12	电力电缆 ZR-YJV22-26/35-1x300mm ²	米	9536.00		287.87		274.51	274.51
7.1.13	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-3x50mm ²	套	8.00		4034		3.23	3.23
7.1.14	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-3x70mm ²	套	8.00		4124		3.30	3.30
7.1.15	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-3x95mm ²	套	8.00		4234		3.39	3.39
7.1.16	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-3x120mm ²	套	8.00		4568		3.65	3.65
7.1.17	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-3x150mm ²	套	4.00		4668		1.87	1.87
7.1.18	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-3x185mm ²	套	4.00		4785		1.91	1.91
7.1.19	冷缩式户内电缆终端 配套 ZR-YJV22-26/35-1x300mm ²	套/ 单相	6.00		1620		0.97	0.97
7.1.20	电缆中间接头 配套 ZR-YJV22-26/35-1x300mm ²	个	6.00		1620		0.97	0.97
二	升压变电设备及安装工程					0.00	0.00	0.00
三	通信和控制设备及安装工程					155.50	5.93	161.43

1	光伏监控系统					50.50	1.89	52.39
1.1	光伏监控系统	套				1.80	0.11	1.91
1.1.1	主机兼操作员工作站	套	1	10000	541.33	1.00	0.05	1.05
1.1.2	计算机控制台	套	1	8000	541.33	0.80	0.05	0.85
1.4	逆变器室监控箱	套	20	20000	821.60	40.00	1.64	41.64
1.5	环境监测系统	套	1	35000	541.33	3.50	0.05	3.55
1.6	协议转换及交换屏	套	1	52000	821.60	5.20	0.08	5.28
2	继电保护					20.00	1.64	21.64
2.4	35kV 变压器保护测控装置	套	20	10000	821.60	20.00	1.64	21.64
3	图像监视安全及警卫系统	套	1	400000	24000.00	40.00	2.40	42.40
4	电量计量系统					0.00	0.00	0.00
5	火灾报警系统	套	0	120000	12000.00	0.00	0.00	0.00
6	全站控制电缆						40.36	40.36
6.1	通讯光缆	m	4000		38.16		15.26	15.26
6.2	控制电缆	m	5000		11.20		5.60	5.60
6.3	单模光缆	m	5000		10.29		5.15	5.15
6.4	超五类屏蔽网线	m	10000		14.11		14.11	14.11
6.5	GPS 对时电缆	m	200		12.10		0.24	0.24
7	光伏功率预测系统	套	1	450000		45	0.00	45.00
四	其他设备及安装工程					83.00	207.95	290.95
1	生产车辆购置	台	2	300000		60	0.00	60.00
2	劳动安全与工业卫生设备及安装工程	项	1	230000		23	0.00	23.00
3	接地						71.21	71.21
3.1	全厂接地						71.21	71.21
3.1.1	水平接地 镀锌扁钢-60x6	t	14.18		6896.00		9.78	9.78
3.1.2	水平接地 镀锌扁钢-40x4	t	79.87		6896.00		55.08	55.08
3.1.3	铜编织带	米	300		26.57		0.80	0.80
3.1.4	垂直接地极	根	100		556.00		5.56	5.56
4	电缆防火						26.70	26.70
4.1	防火包	t	24.75		9594.39		23.75	23.75
4.2	防火堵料	t	0.7		12016.32		0.84	0.84
4.3	耐火隔板	m ²	75		221.48		1.66	1.66
4.4	防火涂料	t	0.12		37542.63		0.45	0.45
5	其他						95.23	95.23
5.1	电缆构架	t	0.4		9843.35		0.39	0.39
5.2	镀锌钢管	t	20.4		6401.00		13.06	13.06
5.3	PE 管内径 50mm	m	20000		28.47		56.94	56.94
5.4	PE 管内径 25mm	m	17000		14.61		24.84	24.84
6	照明系统	套	1		50000.00		5.00	5.00
7	整套系统启动调试	站	1		98040.00		9.80	9.80

03 建筑工程概算表

	工程或费用名称	单位	数量	单价 (元)	合价(万元)
	建筑工程				1609.72
1.1	发电设备基础工程				1083.15
1.1.1	太阳能固定支架基础工程				1029.32
	钻孔灌注桩 2.0m 长	根	51986.00	198.00	1029.32
1.1.2	逆变箱房基础工程				21.32
	土方开挖	m ³	840.00	16.91	1.42
	土方回填	m ³	250.00	14.11	0.35
	基础混凝土 C30	m ³	220.00	784.23	17.25
	基础钢筋	t	3.40	6751.67	2.30
1.1.3	箱式变压器基础工程				32.51
	土方开挖	m ³	1080.00	16.91	1.83
	土方回填	m ³	360.00	14.11	0.51
	基础混凝土 C30	m ³	340.00	784.23	26.66
	基础钢筋	t	5.20	6751.67	3.51
1.2	集电线路基础				68.58
	土方开挖	m ³	6300.00	16.91	10.65
	土方回填	m ³	3767.00	14.11	5.32
	砂回填	m ³	2107.00	87.56	18.45
	C30 混凝土工井	m ³	80.00	832.00	6.66
	盖砖	m ³	426.00	645.66	27.51
1.3	交通工程				130.75
	进站道路 (C30 混凝土路面, 宽 6m)	m ²	1920.00	123.22	23.66
	环场检修道路 (泥结碎石路面, 宽 6m)	m ²	20868.00	39.56	82.55
	场内检修道路 (泥结碎石路面, 宽 4m)	m ²	6202.00	39.56	24.54
1.4	其他				327.24
	光伏场区围栏	m ²	7536.00	275.00	207.24
	环境保护工程	项	1	200000	20.00
	水土保持工程	项	1	500000	50.00

	劳动安全与工业卫生工程	项	1	200000	20.00
	防洪排水设施	项	1	150000	15.00
	防风沙措施	项	1	150000	15.00

04 其他费用概算表

编号	工程或费用名称	单位	费率/数量	计算基数 (万元)	合计 (万元)
				/单价 (元)	
	其他费用				1491.99
一	项目建设用地费				78.00
1	土地征用费	项	1	780000	78.00
二	项目建设管理费				981.19
1	工程前期费	项	1	2000000	200.00
2	工程建设管理费	%	2.21	13308.18	294.11
3	建设监理费	%	0.65	13308.18	86.50
4	项目咨询服务费	%	0.65	13308.18	86.50
5	项目技术经济评审费	%	0.87	13308.18	115.78
7	项目验收费	%	1.09	13308.18	145.06
8	工程保险费	%	0.4	13308.18	53.23
三	生产准备费				138.04
1	生产人员培训及提前进厂费	%	1.4	2878.55	40.30
2	管理用具购置费	%	0.81	2878.55	23.32
3	工器具及生产家具购置费	%	0.35	10429	36.50
4	备品备件购置费	%	0.3	10429	31.29
5	联合试运转费	%	0.4	1658	6.63
四	勘察设计费				264.92
1	勘察费	项	1	695200	69.52
2	设计费	项	1	1850000	185
3	其他	项			10.4
3.1	竣工图编制费	%	8	148000	10.4
五	其他税费				29.84
1	水土保持补偿费	项	1	298400	29.84

15 财务评价与社会效益分析

15.1 概述

本项目设计装机容量 20MWp，正常运行多年平均上网电量 2767.56 万 kWh，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。

15.2 财务评价

15.2.1 项目投资和资金筹措

(1) 固定资产投资

根据工程投资概算，工程动态投资为 16705.56 万元，静态投资为 16338.56 万元，单位千瓦静态投资 8177.46 元，单位千瓦动态投资 8361.14 元。

(2) 建设期利息

经测算，项目建设期利息为 367 万元。

(3) 流动资金

生产流动资金按每千瓦 30 元估算，流动资金总额的 20% 使用资本金，80% 从银行贷款，其年利率按 5.1% 计。

流动资金随机组投产投入使用，利息计入发电成本，本金在计算期末一次回收。

投资计划与资金筹措见附表。

(4) 建设资金来源

电站总投资的 20% 使用资本金，其余由国内银行贷款，贷款利率为 5.65% 计算，资本金不还本付息。

15.2.2 分析和评价

15.2.2.1 总成本费用计算

光伏发电总成本主要包括经营成本、折旧费、摊销费、税金和利息支付。

经营成本包括维修费、职工工资及福利费、材料费、保险费及其它费用。经营成本为不包括折旧费和利息支出的全部费用。

项目的固定资产形成率按 100% 计；残值率 5.0%，折旧按 15 年计；修理费率生产期第 1~8 年按 0.1%，第 9~17 年按 0.15%，第 18~25 年按 0.2%；职工人均

年工资按 4.8 万元计；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 10 元；其它费定额每千瓦 80 元；电站定员 8 人。

总成本费用计算见附表。

15.2.2.2 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，其发电收入的电价按发改价【2013】1368 国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知，前 20 年为 0.812 元 / kw. h(不含增值税，含增值税为 0.95 元 / kw. h)计算，后 5 年为 0.2137 元/kWh(不含增值税，含增值税为 0.25 元 / kw. h)在计算期内，按不含税上网电价计算，发电收入总额为 46109.73 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

① 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。

② 增值税优惠：依据财税[2013]66 号“自 2013 年 10 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策。”

(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。

太阳能发电新建项目属于公共基础设施企业所得税优惠项目，根据国税[2009]08 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠的通知》其投资经营的所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征企业所得税

(12.5%)，六年后所得税按 25%征收。

(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。

计算期内发电利润总额为 17898 万元。损益表见附表。

(4) CDM 项目效益（电价测算时未计列该项收入）

CDM(清洁发展机制)作为国际社会对全球气候变化的一项重要措施，随着《京都议定书》的正式生效，本项目可申请 CDM 资助。本项目 25 年平均发电量为 2767.56 万 W.h，按照基准线法测算，本期工程减排温室效应气体 CO₂约 2.27 万 t /年，按减排每吨 CO₂价格为 67 元计算，如申请获得成功，本项目每年可获得近 152 万元的减排资金。

15.2.2.3 清偿能力分析

(1) 借款还本付息计算

本工程 80%为银行贷款，15 年还清贷款本息。

(2) 资产负债分析

计算表明，本项目资产负债率较高（80.06%），随着固定资产本息还清，资产负债率很低，在 0.99%以下。说明该项目偿还债务的能力较强。

资产负债计算见附表。

15.2.2.4 盈利能力分析

上网电价为 0.812 / kW.h(不含增值税，含增值税为 0.95 元 / kW.h)计算，贷款偿还期为 15 年时，全部投资内部收益率（税前）为 11.33%，全部投资财务净现值（所得税前）3755.11 万元；全部投资内部收益率（所得税后）为 8.14%，全部投资财务净现值（所得税后）3362 万元；自有资金内部收益率为 19.64%，自有资金财务净现值 3711 万元；投资利税率 4.46%；项目资本金净利润率 16.68%；从以上各指标可以看出该项目具有有定的盈利能力。

项目全部投资现金流量见附表，资本金现金流量见附表。

15.2.2.5 敏感性分析

光伏电站项目财务评价敏感性分析，主要考虑固定资产投资、发电量等不确定因素变化时，对财务指标的影响程度。敏感性分析结果见下表。

敏感性分析表

敏感性分析表			
方案类型	变化幅度	投资回收期 (所得税后) (年)	全部投资内部收益率 (所得税后) (%)
投资变化分析	5.00%	11	7.84
	10.00%	11.48	7.28
	-10.00%	9.55	9.84
	-5.00%	10.03	9.12
	0.00%	10.51	8.46
产量变化分析	-10.00%	11.68	7.44
	-5.00%	11.06	7.95
	0.00%	10.51	8.46
	5.00%	10.02	8.96
	10.00%	9.58	9.48
电价变化分析	-10.00%	11.68	7.1
	-5.00%	11.06	7.78
	0.00%	10.51	8.46
	5.00%	10.02	9.12
	10.00%	9.58	9.78
利率变化分析	-10.00%	10.52	8.45
	-5.00%	10.51	8.45
	0.00%	10.51	8.46
	5.00%	10.51	8.46
	10.00%	10.51	8.46

从表中可以看出，投资、发电量的变化对项目的各项经济指标影响较大，利率的变化对项目的各项经济指标影响较小。下阶段应切实落实资金筹措计划，在建设中加强管理，控制投资的增加，确保工程如期发电。

15.2.3 财务评价结论

财务评价指标汇总表

财务指标汇总表		
序号	项目名称 (单位)	数值
1	装机容量 (MW)	20.08
2	年上网电量 (万 Wh)	2767.56
3	总投资 (万元)	16765.95
4	建设期利息 (万元)	367.45

5	流动资金（万元）	59.94
6	销售收入总额(不含增值税)（万元）	46109.73
7	总成本费用（万元）	27732.69
8	销售税金附加总额（万元）	478.29
9	发电利润总额（万元）	17898.74
10	经营期平均电价(不含增值税)（元/kWh）	0.7008
11	经营期平均电价(含增值税)（元/kWh）	0.82
12	投资回收期（所得税前）（年）	8.48
13	投资回收期（所得税后）（年）	9.01
14	全部投资内部收益率（所得税前）（%）	11.33
15	全部投资内部收益率（所得税后）（%）	9.97
16	全部投资财务净现值（所得税前）（万元）	3755.11
17	全部投资财务净现值（所得税后）（万元）	3362.61
18	自有资金内部收益率（%）	19.64
19	自有资金财务净现值（万元）	3597.8
20	总投资收益率(ROI)（%）	5.82
21	投资利税率（%）	4.46
22	项目资本金净利润率(ROE)（%）	16.68
23	资产负债率（%）	80.06
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	0.6034
25	盈亏平衡点（年产量）（MWh）	17731.04

财务评价结果表明本工程具有：

上网电价为 0.812 元 / kw. h(不含增值税，含增值税为 0.95 元 / kw. h) 计算，贷款偿还期为 15 年，全部投资财务内部收益率（所得税前）为 11.33%，投资回收期（所得税前）为 8.48 年，总投资收益率 5.82%，投资利税率为 4.46%，项目资本金净利润率为 16.68%，由上可以看出，本项目具有一定的可行性。

综上所述，本项目财务评价可行。

附表 1 投资计划与资金筹措表

单位:万元

投资计划与资金筹措表				
人民币单位: 万元				
序号	项目	合计	计算期	
			第 1 年	第 2 年
1	总投资	16765.95	16706.01	59.94
1.1	建设投资	16338.56	16338.56	0
1.2	建设期利息	367.45	367.45	0
1.3	流动资金	59.94	0	59.94
2	资金筹措	16765.95	16706.01	59.94
2.1	资本金(资金筹措)	3343.62	3331.63	11.99
	流动资金资本金	11.99	0	11.99
2.2	借款	13422.32	13374.37	47.95
2.2.1	长期借款	13374.37	13374.37	0
	长期借款本金	13006.93	13006.93	0
	建设期利息	367.45	367.45	0
2.2.2	流动资金借款	47.95	0	47.95

附表 2

总成本费用表

单位:万元

总成本费用表																												
人民币单位: 万元																												
序号	项目	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	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	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	折旧费	14103.71	0	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	940.25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	维修费	557.42	0	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	21.72	21.72	21.72	21.72	21.72	21.72	21.72	21.72	28.96	28.96	28.96	28.96	28.96	28.96	28.96	28.96	28.96
3	工资及福利	1564.8	0	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59	62.59
4	保险费	904.91	0	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2	36.2
5	材料费	499.5	0	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08
6	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	利息支出	6106.35	0	758.1	707.72	657.34	606.97	556.59	506.21	455.84	405.46	355.08	304.71	254.33	203.95	153.58	103.2	52.82	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45
8	其他费用	3996	0	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84	159.84
	固定成本	27233.19	0	1971.45	1921.07	1870.7	1820.32	1769.94	1719.57	1669.19	1626.05	1575.68	1525.3	1474.92	1424.55	1374.17	1323.79	1273.42	282.79	290.03	290.03	290.03	290.03	290.03	290.03	290.03	290.03	290.03
	可变成本	499.5	0	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08	20.08
	总成本费用	27732.69	0	1991.43	1941.05	1890.68	1840.3	1789.92	1739.55	1689.17	1646.03	1595.66	1545.28	1494.9	1444.53	1394.15	1343.77	1293.4	302.77	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01
	经营成本	7522.63	0	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57

附表 3

利润与利润分配

单位：万元

利润和利润分配表																												
人民币单位：万元																												
序号	项目	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	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	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	营业收入	46109.73	0	2326.38	2308.48	2290.59	2272.69	2254.8	2236.9	2219.01	2201.11	2183.22	2166.51	2149.81	2133.11	2116.41	2099.7	2083	2066.3	2049.6	2032.9	2016.19	1999.49	736.48	517.43	513.03	508.64	627.95
1.1	上网电量 (mwh)	657920.8805	0	28649.9714	28429.587	28209.2026	27988.8182	27768.4338	27548.0494	27327.665	27107.2806	26886.8962	26681.2041	26475.512	26269.8199	26064.1278	25858.4357	25652.7436	25447.0515	25241.3594	25035.6673	24829.9752	24624.2831	24418.591	24212.8989	24007.2068	23801.5147	29384.586
1.2	电价 (不含增值税)		0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.3016	0.2137	0.2137	0.2137	0.2137
1.3	电价 (含增值税)		0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.3529	0.25	0.25	0.25	0.25
2	营业税金及附加	478.29	0	0	0	0	6.96	30.42	30.18	29.94	29.69	29.46	29.24	29.01	28.78	28.56	28.33	28.1	27.87	27.65	27.42	27.19	10.02	7.04	6.98	6.92	8.54	
3	总成本费用	27732.69	0	1991.43	1941.05	1890.68	1840.3	1789.92	1739.55	1689.17	1646.03	1595.66	1545.28	1494.9	1444.53	1394.15	1343.77	1293.4	302.77	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01	310.01
4	补贴收入 (应税)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	利润总额 (1-2-3+4)	17898.74	0	334.95	367.43	399.91	432.39	457.91	466.93	499.66	525.14	557.87	591.77	625.67	659.57	693.47	727.38	761.28	1735.43	1711.71	1695.24	1678.76	1662.29	416.45	200.38	196.05	191.71	309.4
6	弥补以前年度亏损	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	应纳税所得额 (5-6)	17898.74	0	334.95	367.43	399.91	432.39	457.91	466.93	499.66	525.14	557.87	591.77	625.67	659.57	693.47	727.38	761.28	1735.43	1711.71	1695.24	1678.76	1662.29	416.45	200.38	196.05	191.71	309.4
8	所得税	4029.46	0	0	0	54.05	57.24	58.37	124.91	131.29	139.47	147.94	156.42	164.89	173.37	181.84	190.32	433.86	427.93	423.81	419.69	415.57	104.11	50.1	49.01	47.93	77.35	
9	补贴收入 (免税)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	净利润 (5-8)	13869.28	0	334.95	367.43	399.91	378.34	400.67	408.57	374.74	393.86	418.4	443.83	469.25	494.68	520.11	545.53	570.96	1301.57	1283.78	1271.43	1259.07	1246.72	312.34	150.29	147.03	143.78	232.05
11	期初未分配的利润		0	0	33.96	97.16	189.59	262.6	355.72	455.94	525.72	612.7	721.77	853.73	1008.56	1186.29	1386.89	1610.38	1856.75	2760.68	3648.59	4525.39	5391.06	6245.62	6259.23	6127	5991.84	5853.76
12	提取法定盈余公积金	1386.93	0	33.49	36.74	39.99	37.83	40.07	40.86	37.47	39.39	41.84	44.38	46.93	49.47	52.01	54.55	57.1	130.16	128.38	127.14	125.91	124.67	31.23	15.03	14.7	14.38	23.2
13	可供投资者分配的利润 (11-12)		0	301.45	364.65	457.08	530.09	623.21	723.43	793.21	880.19	989.26	1121.22	1276.05	1453.78	1654.38	1877.87	2124.24	3028.17	3916.08	4792.88	5658.55	6513.11	6526.72	6394.49	6259.33	6121.25	6062.6
14	应付利润	6687.24	0	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49	267.49
15	未分配利润		0	33.96	97.16	189.59	262.6	355.72	455.94	525.7	612.7	721.77	853.73	1008.56	1186.2	1386.8	1610.3	1856.7	2760.6	3648.5	4525.3	5391.0	6245.6	6259.2	6127	5991.8	5853.7	5795.

										2				56	9	9	8	5	8	9	9	6	2	23		4	6	11
16	息税前利润(利润总额+利息支出)	24005.1	0	1093.04	1075.15	1057.25	1039.36	1014.5	973.15	955.49	930.6	912.95	896.48	880	863.53	847.05	830.58	814.1	737.87	714.16	697.68	681.21	664.73	418.9	202.83	198.49	194.16	311.84
17	息税折旧摊销前利润	38108.8	0	2033.29	2015.4	1997.5	1979.61	1954.75	1913.39	1895.74	1870.85	1853.2	1836.72	1820.25	1803.77	1787.3	1770.82	1754.35	1737.87	1714.16	1697.68	1681.21	1664.73	418.9	202.83	198.49	194.16	311.84

附表 4

借款还本付息计划表

单位：万元

借款还本付息计划表																											
人民币单位：万元																											
序号	项目	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	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	第22年	第23年	第24年	第25年
	长期借款																										
1.1	年初借款余额		0	13374.37	12482.75	11591.12	10699.5	9807.87	8916.25	8024.62	7133	6241.37	5349.75	4458.12	3566.5	2674.87	1783.25	891.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	当期还本付息	19419.59	0	16472.8	1596.92	1546.52	1496.15	1445.77	1395.39	1345.02	1294.64	1244.26	1193.89	1143.51	1093.13	1042.76	992.38	942	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	本年还本	13374.37	0	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	本年付息	6045.22	0	755.65	705.28	654.92	604.52	554.14	503.77	453.39	403.01	352.64	302.26	251.88	201.51	151.13	100.75	50.38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	期末借款余额		0	12482.75	11591.12	10699.5	9807.87	8916.25	8024.62	7133	6241.37	5349.75	4458.12	3566.5	2674.87	1783.25	891.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	流动资金借款																										
2.1	流动资金借款累计		0	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95
2.2	流动资金利息		0	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45
2.3	偿还流动资金借款本金		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47.95
	短期借款																										
3.1	偿还短期借款本金		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	短期贷款		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.3	短期借款利息		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	利息各付率 (%)		0	144.18	151.92	160.84	171.24	182.27	192.24	209.61	229.52	257.11	294.21	346.01	423.4	551.55	804.83	1541.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	偿债各付率 (%)		0	123.25	126.01	128.96	128.49	131.02	132.71	131.42	134.11	137.46	141.16	145.19	149.59	154.41	159.72	165.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0

附表 5

项目投资现金流量表

单位：万元

项目投资现金流量表																													
人民币单位：万元																													
序号	项目	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	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	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年	
1	现金流入	48771.97	0	2721.86	2700.92	2679.99	2659.05	2551.11	2236.9	2219.01	2201.11	2183.22	2166.51	2149.81	2133.11	2116.41	2099.7	2083	2066.3	2049.6	2032.9	2016.19	1999.49	736.48	517.43	513.03	508.64	1430.19	
1.1	营业收入	46109.73	0	2326.38	2308.48	2290.59	2272.69	2254.8	2236.9	2219.01	2201.11	2183.22	2166.51	2149.81	2133.11	2116.41	2099.7	2083	2066.3	2049.6	2032.9	2016.19	1999.49	736.48	517.43	513.03	508.64	627.95	
1.2	补贴收入	1860	0	395.48	392.44	389.4	386.36	296.32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	回收固定资产余值	742.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	742.3
1.4	回收流动资金	59.94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59.94
2	现金流出	24399.43	16338.56	353.03	293.09	293.09	293.09	300.05	323.51	323.27	330.26	330.02	329.79	329.56	329.34	329.11	328.88	328.66	328.43	335.44	335.21	334.99	334.76	317.58	314.6	314.54	314.48	316.11	
2.1	建设投资	16338.56	16338.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金	59.94	0	59.94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	7522.63	0	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57
2.4	营业税金及附加	478.29	0	0	0	0	0	6.96	30.42	30.18	29.94	29.69	29.46	29.24	29.01	28.78	28.56	28.33	28.1	27.87	27.65	27.42	27.19	10.02	7.04	6.98	6.92	8.54	
2.5	维持运营投资	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	所得税前净现金流量(1-2)	24372.54	-16338.56	2368.83	2407.84	2386.9	2365.96	2251.07	1913.39	1895.74	1870.85	1853.2	1836.72	1820.25	1803.77	1787.3	1770.82	1754.35	1737.87	1714.16	1697.68	1681.21	1664.73	418.9	202.83	198.49	194.16	1114.08	
4	累计所得税前净现金流量		-16338.56	-13969.73	-11561.89	-9174.99	-6809.02	-4557.96	-2644.57	-748.82	1122.03	2975.22	4811.95	6632.19	8435.97	10223.26	11994.09	13748.44	15486.31	17200.47	18898.15	20579.36	22244.09	22662.99	22865.81	23064.3	23258.46	24372.54	
5	调整所得税	6001.27	0	273.26	268.79	264.31	259.84	253.63	243.29	238.87	232.65	228.24	224.12	220	215.88	211.76	207.64	203.53	434.47	428.54	424.42	420.3	416.18	104.72	50.71	49.62	48.54	77.96	
6	所得税后净现金流量(3-5)	18371.27	-16338.56	2095.57	2139.05	2122.59	2106.12	1997.44	1670.11	1656.87	1638.2	1624.96	1612.6	1600.25	1587.89	1575.54	1563.18	1550.82	1303.4	1285.62	1273.26	1260.91	1248.55	314.17	152.12	148.87	145.62	1036.12	
7	累计所得税后净现金流量		-16338.56	-14242.99	-12103.94	-9981.35	-7875.23	-5877.79	-4207.68	-2550.81	-912.61	712.35	2324.95	3925.2	5513.09	7088.63	8651.81	10202.63	11506.03	12791.65	14064.91	15325.82	16574.37	16888.54	17040.66	17189.53	17335.15	18371.27	

附表 6

项目资本金现金流量表

单位：万元

项目资本金现金流量表																													
人民币单位：万元																													
序号	项目	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	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	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年	
1	现金流入	48771.97	0	2721.86	2700.92	2679.99	2659.05	2551.11	2236.9	2219.01	2201.11	2183.22	2166.51	2149.81	2133.11	2116.41	2099.7	2083	2066.3	2049.6	2032.9	2016.19	1999.49	736.48	517.43	513.03	508.64	1430.19	
1.1	营业收入	46109.73	0	2326.38	2308.48	2290.59	2272.69	2254.8	2236.9	2219.01	2201.11	2183.22	2166.51	2149.81	2133.11	2116.41	2099.7	2083	2066.3	2049.6	2032.9	2016.19	1999.49	736.48	517.43	513.03	508.64	627.95	
1.2	补贴收入	1860	0	395.48	392.44	389.4	386.36	296.32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.3	回收固定资产余值	742.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	742.3	
1.4	回收流动资金	59.94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59.94	
2	现金流出	34902.69	3331.63	1954.8	1892.43	1842.06	1845.73	1805.5	1779.71	1795.64	1758.63	1716.19	1674.06	1631.94	1589.81	1547.68	1505.55	1463.42	764.73	765.81	761.47	757.12	752.78	424.14	367.14	366	364.86	443.85	
2.1	项目资本金	3343.62	3331.63	11.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.2	借款本金偿还	13422.32	0	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	891.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47.95	
2.3	借款利息支付	6106.35	0	758.1	707.72	657.34	606.97	556.59	506.21	455.84	405.46	355.08	304.71	254.33	203.95	153.58	103.2	52.82	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45
2.4	经营成本	7522.63	0	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	
2.5	营业税金及附加	478.29	0	0	0	0	0	6.96	30.42	30.18	29.94	29.69	29.46	29.24	29.01	28.78	28.56	28.33	28.1	27.87	27.65	27.42	27.19	10.02	7.04	6.98	6.92	8.54	
2.6	所得税	4029.46	0	0	0	54.05	57.24	58.37	124.91	131.29	139.47	147.94	156.42	164.89	173.37	181.84	190.32	433.86	427.93	423.81	419.69	415.57	104.11	50.1	49.01	47.93	77.35		
2.7	维持运营投资	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	净现金流量(1-2)	13869.28	-3331.63	767.06	808.49	837.93	813.32	745.61	457.19	423.37	442.48	467.02	492.45	517.88	543.3	568.73	594.15	619.58	1301.57	1283.78	1271.43	1259.07	1246.72	312.34	150.29	147.03	143.78	986.34	

附表 7

财务计划现金流量表

单位：万元

财务计划现金流量表																													
人民币单位：万元																													
序号	项目	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	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	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	35939.34	0	2428.77	2407.84	2386.9	2311.91	2193.83	1855.03	1770.83	1739.56	1713.73	1688.78	1663.83	1638.88	1613.93	1588.98	1564.03	1304.02	1286.23	1273.87	1261.52	1249.16	314.78	152.73	149.48	146.23	234.49	
1.1	现金流入	53948.38	0	2721.86	2700.92	2679.99	2659.05	2638.11	2617.17	2596.24	2575.3	2554.36	2534.82	2515.28	2495.74	2476.2	2456.65	2437.11	2417.57	2398.03	2378.49	2358.95	2339.41	861.68	605.39	600.25	595.11	734.7	
1.1.1	营业收入	46109.73	0	2326.38	2308.48	2290.59	2272.69	2254.8	2236.9	2219.01	2201.11	2183.22	2166.51	2149.81	2133.11	2116.41	2099.7	2083.2083	2066.3	2049.6	2032.9	2016.19	1999.49	736.48	517.43	513.03	508.64	627.95	
1.1.2	增值税销项税额	7838.65	0	395.48	392.44	389.4	386.36	383.32	380.27	377.23	374.19	371.15	368.31	365.47	362.63	359.79	356.95	354.11	351.27	348.43	345.59	342.75	339.91	125.2	87.96	87.22	86.47	106.75	
1.1.3	补贴收入(不含增值税优惠)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.4	其他流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	现金流出	18009.04	0	293.09	293.09	293.09	347.14	444.29	762.15	825.41	835.74	840.63	846.04	851.45	856.86	862.27	867.68	873.09	1113.56	1111.8	1104.61	1097.43	1090.24	546.9	452.66	450.77	448.88	500.21	
1.2.1	经营成本	7522.63	0	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	293.09	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	300.33	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57	307.57
1.2.2	增值税进项税额	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.3	营业税金及附加	478.29	0	0	0	0	0	6.96	30.42	30.18	29.94	29.69	29.46	29.24	29.01	28.78	28.56	28.33	28.1	27.87	27.65	27.42	27.19	10.02	7.04	6.98	6.92	8.54	
1.2.4	增值税	5978.65	0	0	0	0	87	380.27	377.23	374.19	371.15	368.31	365.47	362.63	359.79	356.95	354.11	351.27	348.43	345.59	342.75	339.91	125.2	87.96	87.22	86.47	106.75		
1.2.5	所得税	4029.46	0	0	0	54.05	57.24	58.37	124.91	131.29	139.47	147.94	156.42	164.89	173.37	181.84	190.32	433.86	427.93	423.81	419.69	415.57	104.11	50.1	49.01	47.93	77.35		
1.2.6	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	投资活动净现金流量	-16398.5	-16338.56	-59.94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	现金流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	现金流出	16398.5	16338.56	59.94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	建设投资	16338	16338	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

附表 8

资产负债表

单位：万元

资产负债表																												
人民币单位：万元																												
序号	项目	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	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	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	资产		16706.01	15941.78	15150.09	14390.89	13610.11	12851.67	12101.12	11316.75	10551.49	9810.78	9095.49	8405.63	7741.2	7102.19	6488.61	5900.45	6934.53	7950.83	8954.76	9946.35	10925.57	10970.42	10853.22	10732.76	10609.05	10525.66
1.1	流动资产总额		0	571.5	1112.51	1682.95	2228.78	2706.9	2896.6	3052.47	3227.46	3427.34	3651.96	3902.34	4178.16	4479.39	4806.06	5158.15	6192.23	7208.53	8212.46	9204.05	10183.27	10228.12	10110.92	9990.46	9866.75	9783.36
1.1.1	累计盈余资金		0	511.56	1052.57	1623.01	2168.84	2646.96	2836.66	2992.53	3167.52	3367.06	3592.02	3842.4	4118.22	4419.45	4746.12	5098.21	6132.29	7148.59	8152.52	9144.11	10123.33	10168.18	10050.98	9930.52	9806.81	9723.42
1.1.2	流动资产		0	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94	59.94
1.2	在建工程		16706.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产净值		0	13905.76	12965.51	12025.26	11085.02	10144.77	9204.52	8264.28	7324.03	6383.78	5443.54	4503.29	3563.04	2622.79	1682.55	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3	742.3
1.4	无形及其他资产净值		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	可抵扣增值税形成资产		0	1464.52	1072.07	682.67	296.32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	负债及所有者权益 (2.4+2.5)		16706.01	15941.78	15150.09	14390.89	13610.11	12851.67	12101.12	11316.75	10551.49	9810.78	9095.49	8405.63	7741.2	7102.19	6488.61	5900.45	6934.53	7950.83	8954.76	9946.35	10925.57	10970.42	10853.22	10732.76	10609.05	10525.66
2.1	流动负债总额		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.1	本年短期借款		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.2	其他		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	建设投资借款		13374.37	12482.75	11591.12	10699.5	9807.87	8916.25	8024.62	7133.37	6241.37	5349.75	4458.12	3566.5	2674.87	1783.25	891.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	流动资金借款		0	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	0
2.4	负债小计 (2.1+2.2+2.3)		13374.37	12530.7	11639.07	10747.45	9855.82	8964.2	8072.57	7180.95	6289.33	5397.7	4506.08	3614.45	2722.83	1831.2	939.58	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	47.95	0
2.5	所有者权益		3331.63	3411.08	3511.02	3643.44	3754.29	3887.47	4028.55	4135.8	4262.17	4413.08	4589.42	4791.18	5018.37	5270.99	5549.03	5852.5	6886.58	7902.87	8906.81	9898.39	10877.62	10922.47	10805.26	10684.81	10561.1	10525.66
2.5.1	资本金		3331.63	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62	3343.62
2.5	资本公积		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

15.3 社会效益分析

15.3.1 节能和减排效益

随着石油和煤炭的大量开发,不可再生能源保有储量越来越少,终有枯竭的一天,因而新能源的开发已经提到了战略高度。2005年2月28日通过的《中华人民共和国可再生能源法》已明确提出“国家鼓励和支持风能、太阳能、水能、生物质能和海洋能等非化石能源并网发电”。光能是清洁的、可再生的能源,开发光能符合国家环保、节能政策,光伏电场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,营造出山川秀美的旅游胜地。

15.3.2 其它社会效益

(1) 可加快能源电力结构调整

本光伏电场所处的地区电网属新疆电网的一部分,随着近几年新疆经济的飞速发展,电力需求不断增加,火电装机比例逐年增加,每年耗用大量燃煤、二氧化碳、二氧化硫等排放量,造成生态环境的破坏和严重的污染,且火电燃料运输势必增加发电成本。

国家要求每个省常规能源和再生能源必须保持一定的比例,除水电外,相对于其它再生能源,光伏电开发已日趋成熟,因此,大力发展光伏发电,将改善能源结构,有利于增加再生能源的比例。

(2) 可促进当地经济的发展

本工程的开发,可促进地区相关产业,如建材、设备制造业的大力发展,对扩大就业和发展第三产业将起到显著作用,从而带动和促进地区国民经济的全面发展和社会进步,随着光伏电场的相继开发,光电将成为又一大产业,为地方开辟新的经济增长点,对拉动地方经济的发展,加快实现小康社会起到积极的作用。