

潮南区政府可控的屋顶
光伏资源特许
经营项目
可行性研究报告

编制单位：深圳群伦项目管理有限公司

2023年6月



批准：张"刺宏

审核：刘运果

校核：赵静

编制：蒋鹏飞

目录

1 总论	4
1.1 项目概要	4
1.2 编制依据	6
1.3 研究范围	7
1.4 主要经济技术指标	7
1.5 综合评价	7
2 项目建设的背景和必要性	13
2.1 项目提出背景	13
2.2 项目建设必要性分析	13
2.3 项目建设意义	18
3 太阳能资源分析	19
3.1 全国太阳能资源概况	19
3.2 项目所在地自然环境概况	21
3.3 太阳辐射量资源分析	21
3.4 太阳能资源评价	24
4 工程建设条件	26
4.1 站址选址分析	26
5 工程任务和规模	30
5.1 工程任务	30
5.2 项目规模	30
6 光伏发电系统	31
6.1 光伏发电系统设计	31
6.2 主要设备选型	31
6.3 光伏阵列运行方式选择	38
6.4 光伏阵列设计	38
6.5 年上网电量计算	45
7 电气	49
7.1 接入电力系统方案	49
7.2 电气一次	54
7.3 电气二次	63
8 土建工程	68
8.1 设计依据和原则	68

8.2 场址概况及现状	69
8.3 主要建筑材料	69
8.4 场区总布置与交通	69
8.5 建筑结构设计	69
8.6 屋面光伏载荷分析、校验	70
9 工程消防设计	72
9.1 消防设计依据、原则及电气设备消防设计	72
9.2 施工消防设计	72
9.3 施工消防设计	73
10 施工组织设计	78
10.1 施工条件	78
10.2 施工总布置	78
10.3 施工交通运输	79
10.4 主体工程施工	79
10.5 施工总进度	83
11 工程管理设计	85
11.1 组织措施及保障	85
11.2 健全工作机制	86
11.3 加快电网升级改造	87
11.4 政策引导	87
11.5 宣传发动	87
12 环境保护和水土保持	88
12.1 编制依据与标准	88
12.2 环境影响及保护措施	89
12.3 结论	91
13 劳动安全与工业卫生	92
13.1 设计原则及依据	92
13.2 工程施工期劳动安全与有害因素分析	93
13.3 工程运行期劳动安全与有害因素分析	94
13.4 工程安全卫生设计	94
13.5 安全管理及应急设备、设施设计	98
13.6 劳动安全与工业卫生工程量	98
13.7 预期效果评价	99
14 节能降耗	100
14.1 编制依据	100
14.2 能耗种类、数量分析和能耗指标分析	103

14.3 主要节能降耗措施	103
14.4 节能降耗效益分析	106
14.5 结论	107
15 投资估算与资金筹措	108
15.1 投资估算	108
15.2 项目总投资与资金筹措	112
16 财务分析	113
16.1 财务测算假设前提	113
16.2 运营财务测算	115
16.3 财务测算结果	116
16.4 财务测算分析	116
17 社会效益分析	119
17.1 社会效益评价	119
17.2 社会适应性分析	121
17.3 社会风险分析	122
17.4 社会评价结论	122
18 风险评价	123
18.1 风险因素分析	123
18.2 风险程度分析	126
18.3 防范与降低风险的对策	127
18.4 风险评价结论	129
19 结论与建议	130
19.1 结论	130
19.2 建议	131
20 投资估算附表	132

1 总论

1.1 项目概要

1.1.1 项目名称

项目名称：潮南区政府可控的屋顶光伏资源特许经营项目

1.1.2 项目建设性质

本项目属于新建光伏项目工程

1.1.3 项目建设地点

本项目分布于广东省潮南区全区 11 个街镇。

潮南区地理区位如下：

潮南区，广东省汕头市辖区，位于汕头市西南部，东临南海，西接普宁，南邻惠来县，北与潮阳区接壤。

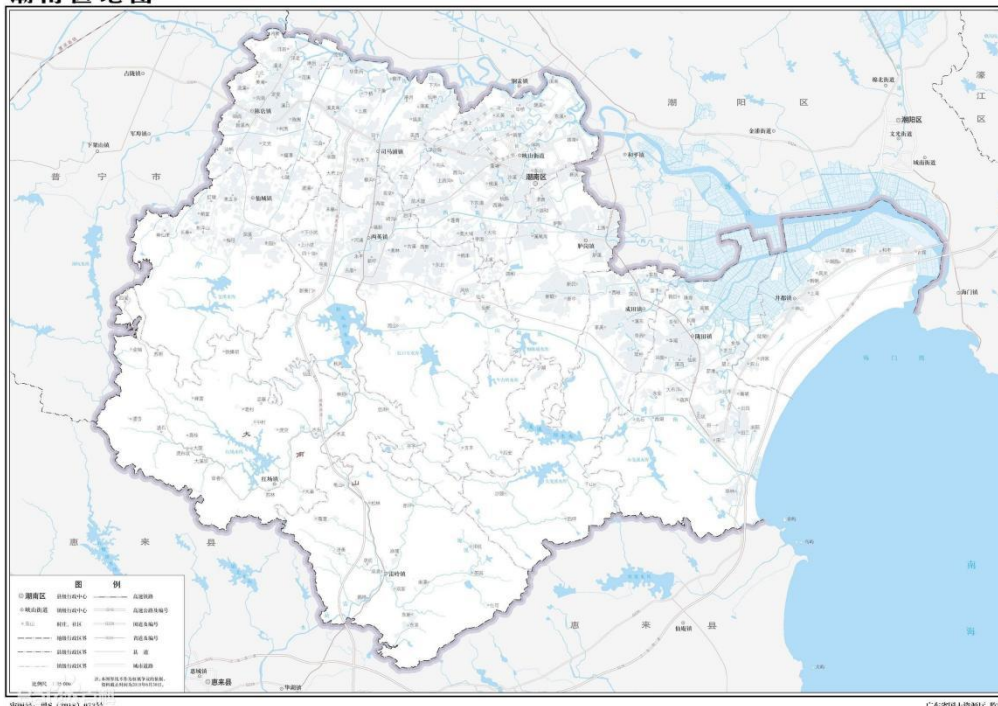


潮南区区位图

潮南区行政区划如下：

潮南区辖 1 个街道（峡山街道）、10 个镇（井都镇、陇田镇、雷岭镇、成田镇、红场镇、胪岗镇、两英镇、仙城镇、陈店镇、司马浦镇），区政府驻峡山街道玉峡南路。

潮南区地图



潮南区行政区划图

1.1.4 项目建设内容

本项目建设拟利用潮南区政府控制的屋顶布设屋面光伏，根据潮南全区的测绘结果，项目的屋顶面积为 596941.11 m²，可利用面积为 273711.14 m²，分布于潮南区政府、事业部门、教育、医疗、国有企业等单位。

本项目从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目可利用面积和阵列单元排布等方面综合分析，本项目设计总装机容量为 50362.85kWp，首年不考虑组件衰减，标准年发电量为 6071.52 万 kWh，考虑组件衰减，28 年运营期年均发电量为 5499.28 万 kWh。

1.1.5 项目投资估算

本项目建设投资为 21960.86 万元，单位造价（不含建设期利息）：4.36 元/W。其中：工程费用 18359.99 万元，工程建设其他费用 2555.11 万元，预备费用 1045.76 万元。建设期利息 1956.50 万元。

本项目的总投资为 44927.36 万元，其中：工程建设投资 21960.86 万元，特许经营

权转让费 21010.00 万元。

1.1.6 项目资金来源

项目总投资为 44927.36 万元，资金全部由特许经营者筹措。本项目共投入资本金 9127.36 万元，由建设单位自行筹集，占项目总投资的 20.32%；本项目所需债务资金为 35800 万元，全部为银行贷款，占项目总投资的 79.68%，借款偿还期为 23 年，年贷款利率以 4.30%计。

1.1.7 项目建设期限

本项目建设周期拟定为 24 个月。

1.2 编制依据

- 《投资项目可行性研究指南》（计办投资[2002]15 号）；
- 《光伏电站可行性研究报告编制规程》（GD003-2011）；
- 《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》（国家发展改革委、建设部）；
- 《中华人民共和国土地管理法》；
- 《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）；
- 《广东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；
- 《广东省能源发展“十四五”规划》（粤府办〔2022〕8 号）；
- 《汕头市潮南区国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；
- 《汕头市能源发展“十四五”规划》；
- 《关于进一步盘活存量资产扩大有效投资的意见》；
- 《关于做好盘活存量资产扩大有效投资有关工作的通知》；
- 国家及地方有关政策、法规、专业技术规范；
- 与本项目有关的工程预算定额、材料价格文件；
- 委托方提供项目的有关资料。

1.3 研究范围

本研究报告对本项目的实施，在投资必要性、技术可行性、经济性可行性、财务可行性、组织可行性、社会可行性、风险因素及对策等方面进行研究，分析对策，提出建议，形成结论。

1.4 主要经济技术指标

项目技术经济指标表

序号	项目名称	单位	指标
1	装机容量	MW	50.36285
2	可利用面积	m ²	273711.14
3	多年平均年太阳能辐射量	kWh/m ²	1418.3
4	发电有效小时数	h	1091.9
5	运营期 28 年总发电量	万 kWh	153979.78
6	建设投资	万元	21960.86
6.1	工程费用	万元	18359.99
6.2	工程其他费用	万元	2555.11
6.3	预备费	万元	1045.76
7	建设期利息	万元	1956.50
8	铺底流动资金	万元	
9	特许经营权转让费用	万元	21010.00
10	工程总投资（6+7+8+9）	万元	44927.36
11	单位千瓦建设投资	元/W	4.36
12	单位千瓦总投资	元/W	8.92
13	建设周期	月	24.00

1.5 综合评价

1.5.1 工程任务和规模

本项目建设拟利用潮南区政府控制的屋顶布设屋面光伏，根据潮南全区的测绘结果，项目的屋顶面积为 596941.11 m²，可利用面积为 273711.14 m²，分布于潮南区政府、事业部门、教育、医疗、国有企业等单位。

本项目从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目可利用面积和阵列单元排布等方面综合分析，本项目设计总装机容量为 50362.85kWp，首年不考虑组件衰减，标准年发电量为 6071.52 万 kWh，考虑组件衰减，28 年运营期年均发电量为 5499.28 万 kWh。

1.5.2 太阳能资源

本项目所在位置年太阳能总辐射量为 1418.3kWh/m²，项目所在地属于太阳能资源很丰富等级(B 级),即“很丰富”，能保证项目有较好的开发前景。

1.5.3 光伏发电系统及发电量计算

本项目属于并网光伏电站。在并网光伏电站中，太阳能通过光伏组件方阵转换成直流电，经过逆变器（DC-AC）转换成符合公共电网电压要求的交流电，并通过相应电压等级电压接入公共电网，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光伏电站、接入系统两大部分组成，其中光伏电站包括光伏组件方阵、逆变器两部分设计内容。

根据工信部发布的《光伏制造行业规范条件》（2021 年本）第（五）条：晶硅组件衰减率首年不高于 2.5%，后续每年不高于 0.6%，28 年内不高于 17%。根据 Pvsyst 数据模拟可知，水平面多年平均年太阳能辐射量为 1418.3kWh/m²。考虑组件衰减性，首年发电量为 5950.09 万 kWh，按照分段线性衰减，第一年衰减 2%，后续线性衰减 0.55%，28 年共衰减 16.85%，计算得出 28 年份年发电量。在 28 年运营期的总发电量为 153979.78 万 kWh。

1.5.4 电气设计

本项目拟在潮南区屋顶建筑（含政府机构、教育、医疗、国企及其他等建筑屋顶）混凝土屋面安装光伏组件，总装机容量为 50362.85kWp。发电单元分散，采用就近并网的技术方案。

本次分布式光伏优先考虑低压 AC400V 就近接入的该屋面的专变低压侧母线供电线路。

本项目最终接入系统方以本项目接入系统审查意见为准。

1.5.5 土建工程

本项目光伏组件支架采用一种形式，即混凝土屋面光伏阵列支架、光伏阵列支架基础。混凝土屋面直接承担太阳能阵列所负荷的自重、风何载、温度荷载、地震力等荷载。对于屋顶光伏，荷载通过支架传至建筑结构。

按《建筑抗震设计规范》GB50011-2010(2016 年版) 及《建筑结构荷载规范》GB50009-2012，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第二组，地面粗糙度为 B 类，基本风压 0.24kN/m²(按 25 年一遇)，基本雪压不考虑。

1.5.6 工程消防设计

由于电气设备发生火灾时消防人员不可能及时扑救。因此，逆变器、交流汇流箱的防火措施主要以预防为主，同时配备相应的自动灭火装置。建议每个逆变器配置 1 具 MF/ABC4 手提式干粉灭火器。

1.5.7 施工组织设计

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，本项目建设管理由届时建设单位对工程实施全面管理。

为加快项目的建设步伐，同时，考虑到该项目实施涉及到住建及发展改革局等有关部门的协调工作。各子项目应分别设立专门的工程项目部，加强项目组织管理与协调。

1.5.8 工程管理设计

本项目建成投产后，管理范围主要依据国家、电力行业及地方的有关法律、法规要求，落实工程的建设管理责任和范围。光伏电站建成投产后主要落实光伏场所有设施、设备的安全、正常运行，对发生的故障做到及时维修和恢复。落实电网调度的各项调度指令，确保电网的安全、稳定，同时又能使光伏场最大限度地利用太阳能资源，提高光伏场生产的安全性和经济性。

分布式光伏电站具有装机规模小、电压等级低、布局分散、资源受限等鲜明特点。因此，分布式光伏发电项目在生产运行管理上应有别于大型集中式光伏发电项目，应采用远程集中监控、区域运维检修模式，在保证安全的前提下，尽量简化生产管理流程，

着力优化人力等各项资源配置方式，实现综合效益最大化。以互联网+分布式光伏理念，利用人工智能和大数据技术，提高集控中心或管理总部对项目现场设备的状态感知能力、缺陷故障发现和处置效率。综合全息多维度设备运行数据，形成一系列面向全寿命周期、面向运维人员和运维过程的评估分析、辅助决策工具。生产运行管理系统（平台）建立，将有利于实现统一集约化运行，实现对各发电设备集中远程实时监测、工单管理、物资统一调度，以及多维度统计分析对标。

1.5.9 环境保护与水土保持设计

太阳能既是一次能源，又是可再生能源，它资源丰富，即可免费使用，又无需运输，同时光伏发电作为一种清洁能源既不消耗资源，又不释放污染物、废料，也不产生温室气体破坏大气环境，不会产生废渣堆放、废水排放等问题，有利于周边环境的保护和生态环境的改善。本项目在建设和运营过程中产生的环境污染较小，在认真落实各项相关的环保政策，加强环保意识和并采取必要的环保措施后，本项目建设从环境保护的角度来看是可行的。

1.5.10 劳动安全和职业卫生设计

本项目的劳动安全和职业卫生设计，全面贯彻执行了国家和行业有关劳动安全和职业卫生防护标准、规程、规范的要求，针对危害劳动者身体安全与健康的各种因素，分别采取技术措施和防范设施，并尽可能将其危险和危害程度控制到最小或最低，可以使职工的劳动条件达到国家和行业关于劳动安全和职业卫生的标准、规范及规定的要求。

本项目的设计中全面贯彻执行了国家和行业有关安全和职业卫生的标准、规程、规范的要求，可以为劳动者创造了一个安全、洁净的生产环境。

建议项目法人委托有资质的单位编制本项目的安全预评价报告和职业病危害预评价报告，上报审查，并向当地的行政主管部门备案。

项目法人针对本项目的重大危险源极有可能发生突发性安全事件，在项目竣工前编制相应的应急救援预案，并向项目所在地的安全生产监督主管部门备案；同时建议项目法人建立完善的安全生产管理系统。

建议项目法人编制突发性公共卫生事件的应急救援预案，设置职业卫生管理系统、职业健康防护监测系统，并向工作人员发放个人防护装备。

1.5.11 节能降耗分析

本项目采用绿色能源—太阳能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想，技术方案和设备、材料选择、支架结构等方面，充分考虑了节能的要求，减少了线路投资，节约了屋面资源，并能够适应远景年太阳能建设规模和地区电网的发展。各项设计指标达到国内先进水平，为光伏电站的长期经济高效运行奠定了基础，符合国家的产业政策，符合可持续发展战略，节能、节水、环保。

根据 2021 年 7 月 8 号中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告 2021》统计数据中提出，2020 年全国单位火电发电量二氧化碳排放约 832 克/千瓦时，单位火电发电量烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放分别为 0.032 克/千瓦时、0.160 克/千瓦时、0.179 克/千瓦时，全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗 304.9 克/千瓦时。则折算至新能源光伏发电，每发 1 度电，每年可节约标煤 304.9g；减少 CO₂（二氧化碳）排放量 832g；减少 SO₂（二氧化硫）排放量 0.16g；减少 NO₂（二氧化氮）排放量 0.179g；减少碳粉尘排放量 0.032g。

本项目装机容量为 50362.85kWp，年平均上网电量约 5499.28 万 kWh，与相同发电量的火电厂相比，具体节能减排指标如下：

项目污染减排量统计表

序号	项目	减排指标（克/kwh）	年减排量（千克）	28 年总减排量（千克）
1	替代标准煤（度）	304.9	16767304.72	469484532.16
2	减少 CO ₂ 排放量	832	45754009.6	1281112268.80
3	减少 SO ₂ 排放量	0.16	8798.848	246367.74
4	减少 NO ₂ 排放量	0.179	9843.7112	275623.91
5	减少粉尘排放量	0.032	1759.7696	49273.55

1.5.12 设计概算

项目建设投资为 21960.86 万元，单位造价（不含建设期利息）：4.36 元/W。其中：工程费用 18359.99 万元，工程建设其他费用 2555.11 万元，预备费用 1045.76 万元。

项目的总投资为 44927.36 万元，其中：工程建设投资 21960.86 万元，特许经营权

转让费 21010.00 万元，建设期利息 1956.50 万元。

1.5.13 财务评价

本项目测算结果进行财务评价得出：项目财务内部收益率（税后）4.51%（以实际为准），偿债备付率为 1.18，项目的盈利能力基本可满足项目公司投资回报和偿债能力的要求。因此，该项目财务评价可行。

1.5.14 社会效益

光能是清洁的、可再生的能源，开发光能符合国家环保、节能以及“整县（区）推进”政策，本项目的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，营造出绿水青山的旅游胜地；本项目的建设将有效助力潮南区实现能耗“双控”、碳达峰的目标，进一步提升能源互联互通及能源供应保障能力，改善能源结构，有利于增加再生能源的比例，加快能源电力结构调整，项目的社会效益是显著的。

1.5.15 结论

本项目的可行性研究表明，本项目在技术上可行，经济上合理、财务上可行、管理上可行。建议加快项目开发进程，推动早日竣工发电，以利于项目尽早发挥其社会与经济效益。

2 项目建设的背景和必要性

2.1 项目提出背景

2021年4月，国家能源局《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》中，明确要求积极推进分布式光伏发电的建设，结合乡村振兴战略启动“千乡万村沐光”行动。6月20日，国家能源局下发《关于报送整县（区）（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，拟在全国组织开展整县（区）（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作，明确指出党政机关，学校、医院、村委会等公共建筑，工商业厂房，农村居民屋顶最低可安装的发电比例，要求政府“宜建尽建”、电网“应接尽接”，并提出通过财政补贴、整合乡村振兴各类项目资金等方式给予支持。

2022年1月国家发展改革委、国家能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号），文件指出要加快推动能源绿色低碳转型，全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展。以京津冀及周边地区、长三角、粤港澳大湾区等为重点，充分发挥区域比较优势，加快调整能源结构，开展能源生产消费绿色转型示范。

2022年3月广东省人民政府办公厅发布《广东省能源发展“十四五”规划》（粤府办〔2022〕8号），文件指出要着力推动能源绿色低碳转型。大力提升光伏发电规模，坚持集中式与分布式开发并举，因地制宜建设集中式光伏电站项目，大力支持分布式光伏，积极推进光伏建筑一体化建设，鼓励发展屋顶分布式光伏发电。

党的二十大提出要“推动绿色发展，促进人与自然和谐共生，加快发展方式绿色转型、积极稳妥推进碳达峰碳中和”。本项目将践行生态优先理念，加快当地构建“清洁低碳、安全高效、智能创新”的现代能源保障体系，建设成为全省重要的清洁能源基地，为实现碳排放达峰目标与碳中和愿景作出贡献。

2.2 项目建设必要性分析

2.2.1 项目建设符合国家“整县（区）推进”政策，更好地发挥政府的作用，以多元化的开发模式，引导企业创新发展

“整县（区）推进”政策出台是在“碳达峰、碳中和”战略目标、乡村振兴、新能

源平价等大环境下延伸而出，是国家支持光伏发展，支持分布式能源，引导全民参与到低碳风潮的生活方式的体现。整县（区）推进屋顶分布式光伏开发，能更好地发挥政府的作用，打通堵点，解决难点。

该政策的发布激发了地方政府开发分布式光伏的热情，在国家能源主管部门的重视下，地方政府快速响应，各地纷纷出台配套政策，发展分布式光伏的热情不断高涨。国家政策发布后，有利于通过系统谋划、扎实部署多项举措，加快整县（区）推进落地建设，打造市场化、法治化营商环境，大大增强了市场主体企业的发展信心。

国家多部委联合印发的《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》则明确，将能源绿色低碳发展作为乡村振兴的重要基础和动力，要求利用农村屋顶、闲置土地建设分布式风光项目，巩固拓展脱贫帮扶成果，培育壮大农村绿色能源产业，加快形成绿色低碳生产生活方式。对于很多农村而言，在“整县（区）推进”模式下，屋顶分布式光伏的开发，是光伏产业从助力“精准扶贫”到参与“乡村振兴”的跨越。

在“双碳”目标下，我国光伏产业正迎来巨大发展空间。《2030年前碳达峰行动方案》明确，到2030年，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。为此，创新“光伏+”模式，尤其是屋顶分布式光伏将在“整县（区）推进”政策的激励下保持快速发展势头，成为我国构建新型电力系统一块重要的“拼图”，为实现碳达峰碳中和发挥至关重要的作用。

得益于“整县（区）推进”政策，去年以来，我国分布式光伏的发展潜力正在加速释放。国家能源局发布的数据显示，截至2021年12月底，全国累计纳入2021年国家财政补贴规模户用光伏项目装机容量为2159.62万千瓦，意味着在去年全年突破1000万千瓦大关的基础上，户用光伏再度实现大幅增长。

随着户用分布式光伏发展渐入佳境，对于适用于不同应用场景的要求也在加速推动光伏技术和模式的多样化创新。在“整县（区）推进”的过程中，全国分布式光伏电站项目容量及用户数将呈几何倍增，由此带来的光伏产业的创新也将加速涌现。其中，上述轻质组件可以高效地和停车棚、汽车、建材等众多场景无缝集成，在原有功能上叠加发电功能。此外，面对“整县（区）推进”催生的巨大的分布式市场，一些开发企业还通过光伏电站全生命周期的大数据管理与集约化智能运维，有效提升了专业化、精细化、

标准化、智能化水平。

2.2.2 项目的建设符合国家和产业政策，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构

近年来，国家出台了一系列支持政策，光伏新增装机规模增长迅猛。2020年8月27日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)》，文中指出，因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能。该文件的发布，意味着新能源配储能渐成趋势，而探索多能互补的“光伏+”和“风电+”正在获得更多政策的青睐。

2020年12月12日，国家主席习近平在气候雄心峰会上通过视频发表题为《继往开来，开启全球应对气候变化新征程》的重要讲话，力争2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

国务院《2030年前碳达峰行动方案》提出，“十四五”期间，产业结构和能源结构调整优化取得明显进展，重点行业能源利用效率大幅提升，煤炭消费增长得到严格控制，新型电力系统加快构建，绿色低碳技术研发和推广应用取得新进展，绿色生产生活方式得到普遍推行，有利于绿色低碳循环发展的政策体系进一步完善。

根据《“十四五”可再生能源发展规划》，明确到2025年，可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右。“十四五”时期，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。根据《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，旨在锚定2030年我国风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。推动新能源在工业和建筑领域应用，到2025年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到50%。

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的作用，并有明显的节能、环境和社会效益。本项目采用的是国家支持的分布式光伏发电形式，是国家政策鼓励扶持的类型，符合国家和产业政策，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构。

2.2.3 项目的建设是践行生态优先理念，实现“双碳”目标的能源转型战略举措之一

“党的十八大以来，以习近平同志为核心的党中央以前所未有的力度抓生态文明建设，推动我国生态环境保护取得历史性成就，生态环境质量持续改善，碳排放强度显著降低。”中国工程院院士、生态环境部环境规划院院长王金南表示，当前，我国生态文明建设进入了以降碳为重点战略方向、推动减污降碳协同增效、促进经济社会发展全面绿色转型、实现生态环境质量改善由量变到质变的关键时期。

2022年10月16日，中国共产党第二十次全国代表大会隆重开幕。在“推动绿色发展，促进人与自然和谐共生”这一部分，习近平提出，加快发展方式绿色转型。加快推动产业结构、能源结构、交通运输结构等调整优化。实施全面节约战略，推进各类资源节约集约利用，加快构建废弃物循环利用体系。完善支持绿色发展的财税、金融、投资、价格政策和标准体系，发展绿色低碳产业，健全资源环境要素市场化配置体系，加快节能降碳先进技术研发和推广应用，倡导绿色消费，推动形成绿色低碳的生产方式和生活方式。

统计数据显示，我国能源革命深入推动，碳达峰碳中和有序推进，能源生产和消费向清洁低碳、安全高效转变。从我国当前的能源发电结构来看，2020年，我国能源发电结构仍以火力发电为主，占比达到49%，非化石燃料中的光伏、风电、水电分别占比11%、13%、17%，占比较小。未来中国的能源结构将从传统的化石能源向清洁能源光伏、风电、水电等转换。在碳中和的状态下，到2030年，火力发电将从49%下降至28%，光伏从11%上升至27%，风电从13%上升至21%。值得注意的是，2030年之后，光伏将超越火电成为所有能源发电中最重要的能源。由此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的作用。

“十四五”是实现碳达峰的关键期、窗口期，我省能源绿色低碳发展面临更高要求。另一方面，广东省仍处在工业化、新型城镇化快速发展的历史阶段，打造“双循环”发展格局、实现高质量发展、经济运行要保持在合理区间，都需要经济保持较高的增长速度，能源需求也不可避免会持续增加。

本项目具有丰富的太阳能资源，且拟建项目为政府可控的屋顶光伏资源，能够为分

布式光伏电站提供充足的光照资源，可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，项目的建设是践行生态优先理念，实现“双碳”目标的能源转型战略举措之一。

2.2.4 项目的建设将有效促进潮南区能源转型，助力潮南区实现高质量发展

太阳能作为可再生能源的重要组成部分，具有普遍性、清洁性、长久性等优点，且与其他可再生能源相比呈后来居上的态势。近 10 年来，我国光伏产业迅速发展。据中国光伏行业协会统计，2011 年，我国光伏发电新增装机首次超过 1GW；2013 年，光伏发电新增装机首次突破 10GW；2015 年，累计装机容量为 43.18GW；到了 2021 年，我国光伏发电新增装机持续增加达到 54.88GW，其中分布式光伏发电新增 29.28GW、占比历史上首次突破 50%；光伏发电量 3259 亿千瓦时，同比增长 25.1%。可以预见的是光伏行业将成为未来能源转型的主力。随着《广东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》关于加快推进粤东西北地区振兴发展,为粤东西北地区经济和社会发展创造了非常难得的机遇和条件。

本项目充分利用该地区清洁、丰富的太阳能资源，完善光伏行业基础设施建设，有利于以电力发展带动传统产业中的冶炼和压延加工业、五金不锈钢制品、纺织印染等工业生产；采取“光伏企业+农业合作+农户”等多种合作模式，有利于推动光伏产业与农副产业相互融合，助力乡村振兴；同时以电力发展带动产业结构和能源结构调整优化，提升当地的产业水平，促进该地区实现高质量发展。

2.2.5 项目的建设加快潮南区构建“清洁低碳、安全高效、智能创新”的现代能源保障体系。

自 2021 年迎峰度冬以来，广东省电力负荷屡创新高，电力供需矛盾突出，预计将持续一段时间。光伏发电建设周期短，可在一定程度上缓解供电压力，因此，需进一步完善光伏发电建设规模管理，优化项目配置方式，规范市场开发秩序，加快推进光伏产业升级。

随着潮南区社会经济的不断发展，该地区电网用电负荷逐年攀升，对电力的需求也日益增长，对省网的依赖程度大幅度提升。推进分布式光伏发电，解决本地电源不足问题迫在眉睫。潮南区电网目前主要是火电电网，单一的电力能源结构难以满足用电需求

和电力系统可持续发展的战略要求。因此，积极地开发利用本地区的太阳能等清洁可再生能源已势在必行、大势所趋，以多元化能源开发的方式满足经济发展的需求是电力发展的长远目标。

本项目的开发范围为潮南区政府控制的屋面资源，本着能建尽建、应接尽接的原则，力争做到区域内屋顶光伏发电全覆盖，实现盘活本地区政府控制的屋顶光伏资源的目的。本项目将加快本地区构建“清洁低碳、安全高效、智能创新”的现代能源保障体系，为缓解供电压力做出贡献。

2.3 项目建设意义

国家“整县（区）推进”政策明确了“建筑+光伏”的发展趋势，开展整县（区）推进屋顶分布式光伏建设，既有利于整合资源实现集约开发，削减电力尖峰负荷，也有利于节约优化配电网投资，引导居民绿色能源消费，不仅进一步夯实光伏扶贫取得的成效，更是实现碳达峰碳中和与乡村振兴两大国家重大战略的重要措施。随着“整县（区）推进”工作的持续实施，曾经孕育过灿烂农耕文明的古老大地，将在现代高科技产业的光芒中，焕然一新。

我国建筑屋顶资源丰富、分布广泛，开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大，仅乡村户用光伏装机总容量可达 10 亿千瓦，对应市场总容量达 3 万亿元。因此本项目是一个前途光明且又极具社会效益的项目，有助于当地调整能源与产业结构，推动当地绿色发展。

综上所述，项目的建设符合产业政策的发展方向，带来较好的社会效应，所以项目的建设是可行和必要的。

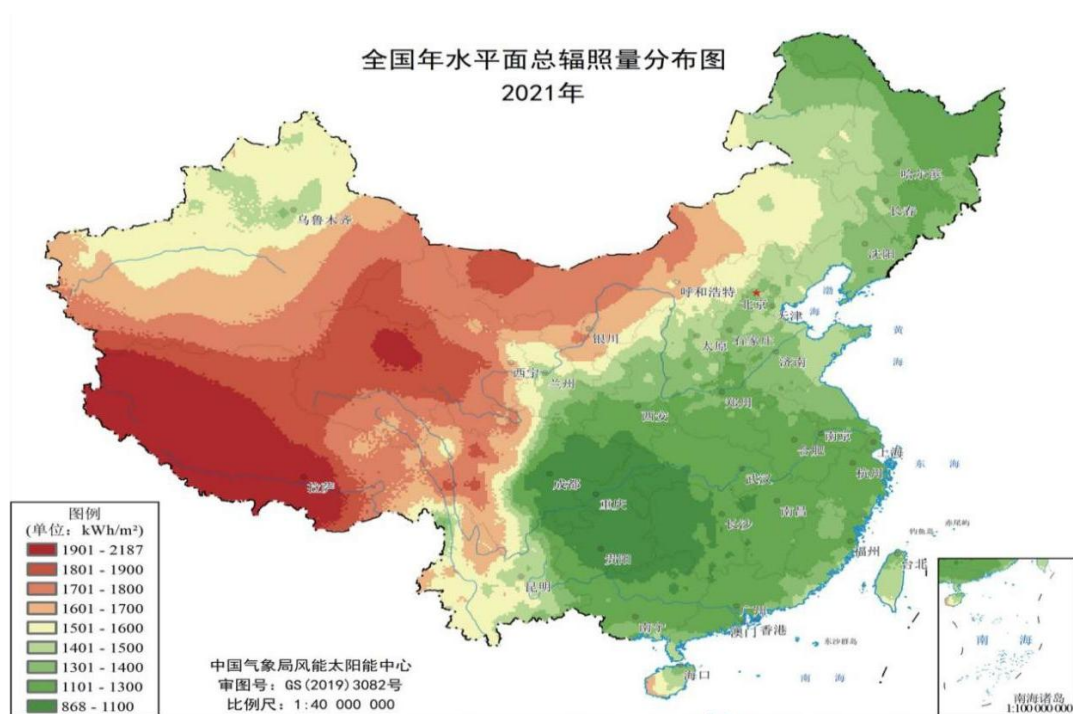
3 太阳能资源分析

3.1 全国太阳能资源概况

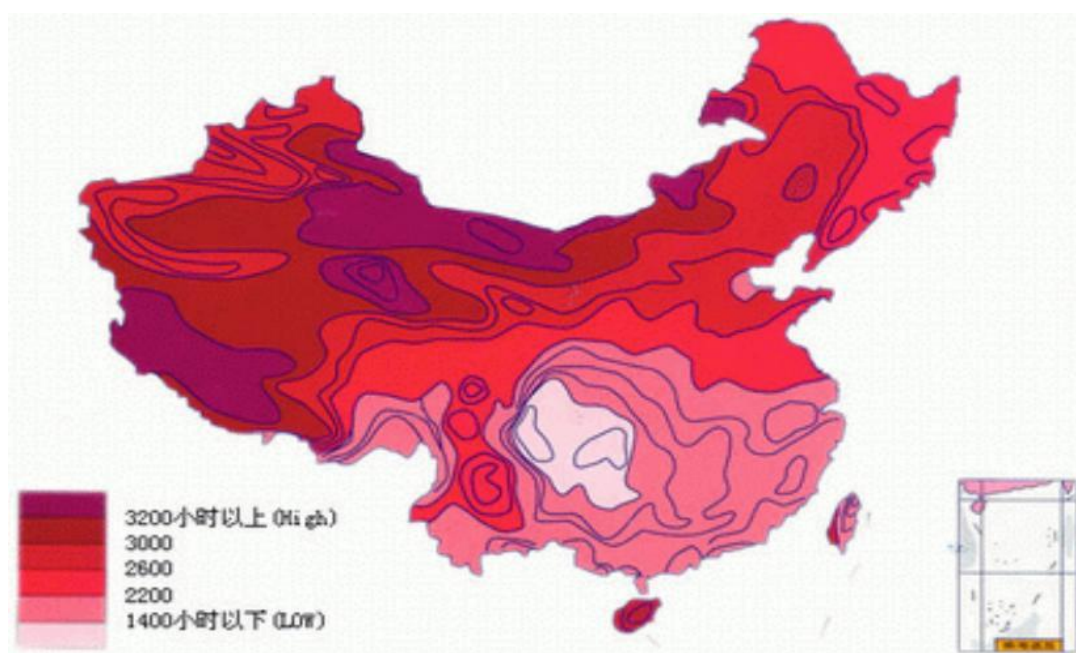
我国地处北半球，土地辽阔，幅员广大，国土总面积达 960 万 km^2 。在我国广阔富饶的土地上，有着丰富的太阳能资源，2021 年全国平均年水平面总辐照量为 $1493.4\text{kWh}/\text{m}^2$ ；我国太阳能资源地区性差异较大，呈现西部地区大于中东部地区，高原、少雨干燥地区大，平原、多雨高湿地区小的特点；全国年水平面总辐照量距平分布有地区性差异，总体来看，北方地区较常年偏低，南方地区较常年偏高。2021 年，全国平均年最佳斜面总辐照量为 $1748.7\text{kWh}/\text{m}^2$ ，全国平均的固定式光伏电站首年利用小时数为 1399 小时；全国年最佳斜面总辐照量及光伏发电首年利用小时数空间分布，总体上呈现西部地区大于中东部地区，高原、少雨干燥地区大，平原、多雨高湿地区小的特点；全国最佳斜面总辐照量距平分布有地区性差异，总体来看，北方地区较常年偏低，南方地区较常年偏高。国土总面积 2/3 以上地区年日照时数大于 2000 小时，全国绝大部分地区都可以利用太阳能解决生活和生产上的日常需要，光伏发电发展潜力巨大。

我国太阳能资源分布表

名称	符号	指标	占国土面积	地区
最丰富	A	$\geq 1750\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$	17.4%	西藏大部分，新疆南部以及青海甘肃和内蒙古的西部
很丰富	B	$1400 \sim 1750\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$	42.7%	新疆北部，东北地区以及内蒙古东部，华北及江苏北部，黄土高原，青海和甘肃东部，四川西部至横断山区以及福建广东沿海一带和海南岛
丰富	C	$1050 \sim 1400\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$	36.3%	东南丘陵区，汉水流域以及四川，贵州，广西西部等地区
一般	D	$< 1050\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$	3.6%	川黔区



2021 年全国年水平面总辐照量分布图 (单位: kWh/m²)



中国太阳等效小时数分布图

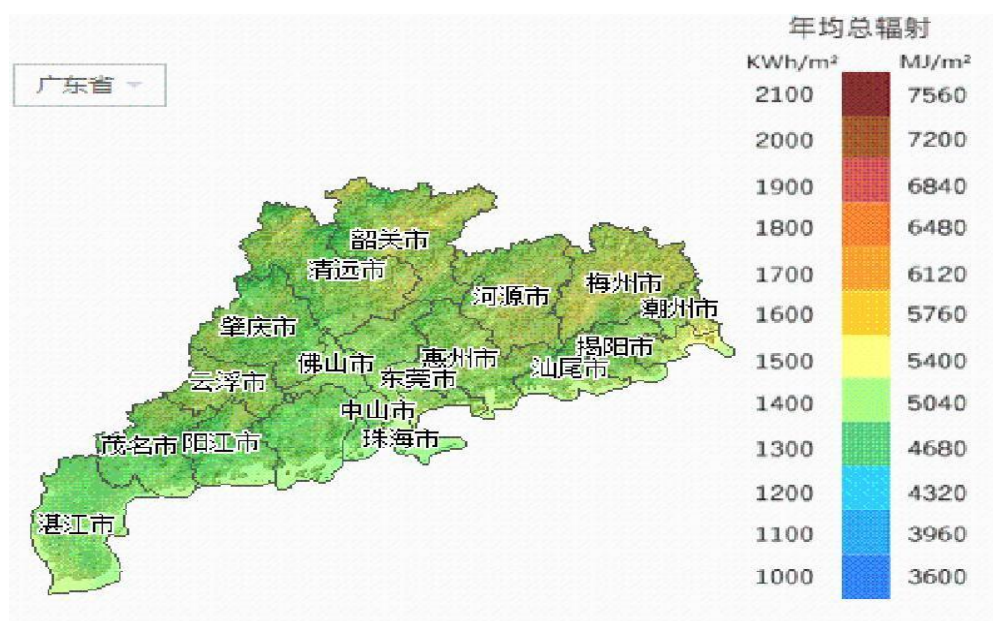
3.2 项目所在地自然环境概况

3.3 太阳辐射量资源分析

3.3.1 广东省太阳能资源分析

广东全境位于北纬 $20^{\circ} 13'$ ~ $25^{\circ} 31'$ 和东经 $109^{\circ} 39'$ ~ $117^{\circ} 19'$ 之间。全省陆地面积为 17.98 万平方公里，属东亚季风区，是中国光、热和水资源最丰富的地区之一。从北向南年平均日照时数由不足 1500 小时增加到 2300 小时以上，年太阳总辐射量在 4200~5800 兆焦耳/平方米之间，全省平均日照时数为 1745.8 小时，每年辐射在广东省土地的太阳能相当于 300 亿吨标煤。具有非常不错的太阳能开发基础。

广东省的太阳能资源呈南高北低的格局，南部属于太阳能资源 B 类地区（全国按四类分，下同），以粤东、粤西沿海地区为主，主要是汕尾、揭阳、汕头、潮州和阳江，全年日照时数 2200-3000 小时，每平方米一年接受太阳辐射 5000-5800 兆焦耳，相当于 170-200 千克标准煤；其他地区属太阳能资源四类地区，主要是珠三角地区和北部山区，全年日照时数为 1400-2200 小时，每平方米一年接受太阳辐射 4200-5000 兆焦耳，相当于 140-170 千克标准煤。东西北地区土地资源相对丰富，可以利用废弃矿山、滩涂、荒山、坡地、淡水养殖水域等适当布局建设地面光伏电站；在海岛等有人无电地区建设光伏发电系统，解决当地供电问题。



广东省年均总辐射

3.3.2 潮南区太阳能资源分析

3.3.2.1 地区气候气象条件

汕头市境内大部分属亚热带，处于赤道低气压带和副热带高气压带之间，在东北信风带的南缘。汕头市地处亚欧大陆的东南端、太平洋西岸，濒临南海。冬季常吹偏北风，夏季常吹偏南风或东南风，具有明显的季风气候特征。北回归线从汕头市区北域通过。

汕头市温和湿润，阳光充足，雨水充沛，无霜期长，春季潮湿，阴雨日多；初夏气温回升，冷暖多变，常有暴雨；盛夏虽高温而少酷暑，常受台风袭击；秋季凉爽干燥，天气晴朗，气温下降明显；冬无严寒，但有短期寒冷。汕头市年日照 2000~2500 小时，日照最短为 3 月份。年降雨量 1300~1800 毫米，多集中在 4~9 月份。年平均气温 18℃~22℃，最低气温在 0℃以上；最高气温 35℃~38℃，多出现于 7 月中旬至 8 月初受太平洋副热带高压控制期间。冬季偶有短时霜冻。

3.3.2.2 太阳能资源分析

PPVsyst 软件对光伏发电系统进行建模仿真，分析影响发电量的各种因素，并最终计算得出光伏发电系统的发电量，国际上的光伏工程基本都是指定用 PVsyst 建模仿真，给出仿真报告。关于气象数据源则选取世界范围应用较广的太阳能行业制作的辐射数据库数据，在缺少气象站的地区则采用数学模型进行插值计算，并且生成逐时辐射数据，气象实测数据，包括总辐射量、直接辐射量、温度、降水量、湿度、风速等。

对于没有辐射数据的地点，可以利用项目站址处周边一个或多个具有辐射数据的气象站，采取 1992 年国际能源署公布谢氏权值插值公式进行推算，谢氏权值插值公式能够根据参考气象站的辐照数据推算代表气象站的辐照数据，（还可推算出代表气象站的温度、降水量等其他气象参数），并对推算出的数据根据纬度和地形条件进行修正。

为更真实的反映本项目的辐射量，选取了在世界范围内应用广泛的 Meteonorm、NASA、PVGIS 气象数据，将各月太阳能辐射量结果进行比对。通过比对，选取中间值的 NASA 数据库进行建模仿真。仿真结果如下。

Meteonorm、NASA、Pvlargis气象数据逐月水平面太阳辐射数据对比

NASA、Meteonorm8.0 和 PVgis 数据对比表单位: kWh/m²			
月份	NASA 数据	Meteonorm8.0	PVgis
1 月	101.1	92.3	108.4
2 月	86.2	80.7	108.4
3 月	97.6	94.1	136.4
4 月	110.4	111.6	119.3
5 月	123.7	129.8	147.5
6 月	129.3	132.9	113.3
7 月	157.2	158.5	163.3
8 月	141.7	146.5	151.6
9 月	125.1	137.0	122.3
10 月	130.2	131.8	154.3
11 月	110.7	105.1	107.5
12 月	105.1	93.4	107.8
合计	1418.3	1413.5	1540.1

站点	汕头潮南（中国）					
数据源	NASA-SSE satellite data 1983-2005					
	水平面总辐射量	水平面散射辐射量	温度	风速	大气浑浊因子	相对湿度
	kWh/m²/mth	kWh/m²/mth	°C	m/s	[-]	%
1月	101.1	42.2	13.9	0.00	0.000	0.0
2月	86.2	45.1	15.2	0.00	0.000	0.0
3月	97.6	58.6	18.2	0.00	0.000	0.0
4月	110.4	65.7	21.6	0.00	0.000	0.0
5月	123.7	73.5	24.2	0.00	0.000	0.0
6月	129.3	73.8	25.7	0.00	0.000	0.0
7月	157.2	75.6	26.2	0.00	0.000	0.0
8月	141.7	71.6	26.1	0.00	0.000	0.0
9月	125.1	62.1	25.0	0.00	0.000	0.0
10月	130.2	52.4	22.9	0.00	0.000	0.0
11月	110.7	41.4	19.6	0.00	0.000	0.0
12月	105.1	38.1	15.4	0.00	0.000	0.0
年	1418.3	700.1	21.2	0.0	0.000	0.0
	粘贴	粘贴	粘贴	粘贴		

Nasa 水平面辐射量（通过 PVsyst 软件模拟）

项目场址及其较近没有太阳辐射的长期观测站，本阶段利用专业气象软件查取当地辐射数据。根据查取专业软件，项目场址处水平面年总辐射量为 1418.3kWh/m²。结合光伏区条件的朝向、坡度等因素，并考虑光照效率，本项目推荐光伏区固定式安装部分倾角为南向 5° 铺设，且冬至日当天 9：00 点至 15:00 时段内光伏方阵前后左右互不遮挡的要求，建议采用采光面斜铺 5 度方式安装光伏板。

3.4 太阳能资源评价

根据《太阳能资源评估方法》(QX/T89-2018)和《太阳能资源评估方法》(GB/T37526-2019)，进行太阳能资源评价。

年水平面总辐照量(GHR)等级

等级名称	分级阈值 (MJ/m²)	分级阈值 (kW.h/m²)	等级符号
最丰富	GHR≥6300	GHR≥1750	A
很丰富	5040≤GHR≤6300	1400≤GHR≤1750	B
丰富	3780≤GHR≤5040	1050≤GHR≤1400	C
一般	GHR≤3780	GHR≤1400	D

本项目所在位置年太阳能总辐射量为 1418.3kWh/m^2 ，项目所在地属于太阳能资源很丰富等级(B 级),即“很丰富”，能保证项目有较好的开发前景。

4 工程建设条件

4.1 站址选址分析

4.1.1 选址位置概况

本项目建设拟利用政府控制的屋顶布设屋面光伏，根据测绘结果，本项目的屋顶面积为 596941.11 m²，可利用面积为 273711.14 m²，建于教育建筑、政府单位、医疗建筑、国有企业、事业单位等公共屋面上。

4.1.1.1 区域经济发展条件

1) 经济概况

2021 年，潮南区地区生产总值 5029584 万元，增长 6.4%，第一产业增加值 205782 万元，增长 3.5%；第二产业增加值 3001942 万元，增长 5.8%，其中，工业增加值 2948133 万元，增长 6.6%，占全部 GDP 比重为 58.6%；第三产业增加值 1821860 万元，增长 7.9%；三大产业的比例为 4.1：59.7：36.2。

2022 年，潮南区完成地区生产总值 522.8 亿元，同比增长 2%；农业总产值 40 亿元，同比增长 5.4%；规模以上工业总产值 1023.1 亿元，同比增长 2.4%；规模以上工业增加值 232.2 亿元，同比增长 3.2%；社会消费品零售总额 192.9 亿元，同比下降 0.2%；三次产业比重调整为 4.3:60.2:35.5。

(1) 第一产业

2021 年，潮南区农林牧渔业总产值 36.81 亿元，增长 4.7%，其中：种植业产值 26.03 亿元，增长 3.2%；林业产值 0.05 亿元，下降 31.6%；畜牧业产值 5.41 亿元，增长 12.1%；渔业产值 3.93 亿元，增长 0.6%；农林牧渔服务业产值 1.38 亿元，增长 33.2%。粮食作物播种面积 35.96 万亩，总产量 15.65 万吨，其中：水稻播种面积 23.47 万亩，总产量 10.69 万吨。农业机械总动力 6.62 万千瓦；化肥施用量（折纯量）1.14 万吨；农村用电量 79375 万千瓦时。

(2) 第二产业

2018 年，潮南区完成工业总产值 1026.61 亿元，同比增长 8.8%，其中规模以上工业总产值 744.03 亿元，增长 11%；从行业看，纺织服装、塑料制品、日用化学品和文教

用品制造四大行业主导我区工业经济发展，四大行业全年完成规模以上工业产值 615.8 亿元，占全区规模以上工业产值 82.8%；全年工业用电量 28.83 亿千瓦时，下降 0.49%。

2018 年，潮南区实现建筑业增加值 111475.5 万元，比上年增长 17.5%；全区建筑业企业全年完成施工产值 50259.6 万元，比上年下降 19.6%，房屋建筑施工面积 20.41 万平方米，比上年下降 10.09%，房屋竣工面积 14.67 万平方米，比上年增长 19.27%。

（3）第三产业

2018 年，潮南区邮电业务收入 4.45 亿元。全年货运量 379.8 万吨，增长 14.7%；客运量 827.56 万人，增长 8.4%；货物周转量 65278 万吨/千米，增长 8.8%；旅客周转量 130158 万人/千米，增长 9.2%。2018 年，潮南区批零销售额和住宿餐饮营业额 336.55 亿元，增长 11.6%；社会消费品零售总额 284.15 亿元，增长 9.2%；商品销售总额 314.02 亿元，增长 11.9%，其中，批发业 74.53 亿元，增长 13%；零售业 239.49 亿元，增长 11.5%。

2018 年，潮南区外贸出口总额 88291 万美元，比上年下降 17%，其中一般贸易出口 85358 万美元，加工贸易出口 2933 万美元。进口总额 1767 万美元。实际利用外资 188 万美元。

2）交通运输

2018 年，潮南区基础设施建设有序推进，突出推进交通工程建设，完成国道 324 线路面维修 10.2Km，投资约 5500 万元；填补井田公路、司英公路破损路面约 35000 m²，投入约 80 万元；新建和惠公路两侧人行步道共 10.2km，投入约 3000 万元；新规划国省道公路项目 7 个，总长度约 72km，总投资约 84 亿元；国省道公路拆除违章和违规广告牌 54 块，布联 136 条，清除占道经营 36 宗；新设各种警示标志 47 套，路灯 71 支，示警柱 98 支，黄闪灯 2 套，标线 9750 m²，龙门架及 T 型牌公益广告约 500 m²，投资约 172 万元。

（1）公路

潮南区高速公路为“两横两纵”，其中“两横”为汕湛高速、沈海高速，“两纵”为揭惠高速、潮汕环线高速；全区快速路为“四横两纵四联络”，“四横”为国道 324 线、汕南大道（规划）、陈沙公路、省道 337 线；“两纵”为司神公路、省道 237 线，“四联络”为四环路、峡山至谷饶高铁连接线（规划）、陈店至谷饶高铁连接线（规划）、峡新公路、疏港公

路（规划）。

国道 324 线：从普宁市军埠镇石桥头村向东途经陈店镇、司马浦镇、峡山街道、庐岗镇新庆村，最终由峡山街道练南村进入潮阳区和平镇。

省道 237 线：从潮阳区和平镇向南途经庐岗镇、成田镇，止于陇田镇。

省道 337 线：从潮阳区海门镇向西途经井都镇、陇田镇，最终由陇田镇华林村进入揭阳市惠来县仙庵镇。

省道 235 线：北起司马浦镇，向南途经两英镇、红场镇、雷岭镇，最终由雷岭镇西坑村进入揭阳市惠来县华湖镇。

陈沙公路（含西延段）：从普宁市军埠镇树脚村向东途经陈店镇、仙城镇、两英镇、庐岗镇、成田镇、陇田镇，止于陇田镇。

沈海高速：从潮阳区海门镇向西途经井都镇、陇田镇，最终由陇田镇华林村进入揭阳市惠来县仙庵镇，设有田心出入口。

揭惠高速：从潮阳区贵屿镇向南途经司马浦镇、两英镇、红场镇、雷岭镇，最终由雷岭镇进入揭阳市惠来县华湖镇，设有司马浦、两英、雷岭等三个出入口。

（2）客运

潮南区大部分市民只能依靠出租车和汕头至流沙、汕头至田心、汕头至两英等客运专线车以及 141 路公交车（汕头至井都）与汕头中心城区实现往来，出行成本较高。

（3）地形地貌

潮南区为沿海平原—丘陵地区，地势自西南向东北倾斜。地形特征为“一山一江一平原”。区境西南部南山属莲花山脉大南山支脉，自西北向东南延伸，山体庞大，峰峦叠嶂，海拔多在 300~400 米，主峰雷岭大山为 521.2 米。低山丘陵分布于红场、雷岭以及仙城、两英、庐岗、成田、陇田等地之南部山区，在此地带，丘高坡陡，坑狭谷深，海拔 350 米以上的山丘鳞次栉比。

丘陵主要分布于低山丘陵区靠近平原村寨的南山北侧，即自仙城南部山区边缘，经两英圆山、庐岗宁湖，东至陇田华林顶一带，呈狭长带状分布，丘低坡缓，河谷开阔。从西至东，海拔 100~200 米较知名的低丘有尖石陵、狮母棚、马脚埔寨陵、新寮门岭、西坑顶、林招东山、狮山、深田东山、牛牯岭东山、宁湖寨陵、虎岗山、港头大尖山、

牛眠南面山、倒插钗西畔陵、华林顶和将军袍等。海拔 100 米以下的台岗地，广泛分布于丘陵区及其附近地带，多已被垦荒种植。

平原主要分布于练江中下游流域，在区境北侧。练江自西向东流经区境北界构成练江中下游三角洲平原，地势平坦开阔，范围在区内包括陈店、司马浦、峡山、胪岗、成田和陇田部分地区。东部沿海为陇田—井都海积砂坝，海拔一般在 10 米以下，由海砂堆积而成，砂层略向海岸倾斜，呈东北—西南半月形。原海砂随风飞扬搬迁。20 世纪 50 年代中后期营造木麻黄防护林后，逐渐形成固定或半固定砂土。

4.1.2 选址条件分析

本项目推进屋顶分布式光伏开发试点建设，计划完成全部党政机关单位建筑屋顶、学校、医院、国企及其他等公共机构建筑屋顶的分布式光伏电站建设，屋顶大多为混凝土平面屋顶，光伏阵列建设直接在屋顶采用钢筋混凝土柱墩基础，具有良好的建设硬件条件。

经与当地供电局初步协商拟定，本项目发电可以实现全额接入当地电网，具备完整可实施的消纳条件。本项目交通较为便利；绝大部分屋面周边没有遮挡物，适合安装光伏；项目建设具有良好的经济社会环境条件；项目附近区域的水、电等基础设施配套较为完善，满足项目建设和运营的需要。

5 工程任务和规模

5.1 工程任务

本项目工程任务为：推进屋顶分布式光伏开发建设，计划完成全部党政机关单位建筑屋顶、学校、医院、国企及其他等公共机构建筑屋顶的分布式光伏电站建设及发电并网运行。

5.2 项目规模

本项目建设拟利用潮南区政府控制的屋顶布设屋面光伏，根据潮南全区的测绘结果，项目的屋顶面积为 596941.11 m²，可利用面积为 273711.14 m²，分布于潮南区政府、事业部门、教育、医疗、国有企业等单位。

项目充分利用开发潮南区丰富的太阳能资源，建设绿色环保新能源。从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目可利用面积和阵列单元排布等方面综合分析，本项目装机容量按 184w/m² 计算，设计总装机容量约 50362.85kWp，年均发电量为 5499.28 万 kWh。

6 光伏发电系统.

6.1 光伏发电系统设计

光伏发电系统通常分为离网型光伏发电系统和并网型光伏发电系统。并网型光伏发电系统与公共电网相连接，它是太阳能光伏发电进入大规模商业化的重要方向，本项目属于并网光伏电站。在并网光伏电站中，太阳能通过光伏组件方阵转换成直流电，经过逆变器（DC-AC）转换成符合公共电网电压要求的交流电，并通过相应电压等级电压接入公共电网，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光伏电站、接入系统两大部分组成，其中光伏电站包括光伏组件方阵、逆变器两部分设计内容。

6.2 主要设备选型

6.2.1 常用太阳能电池

（1）单晶硅、多晶硅太阳能电池

目前国内外使用最普遍的是单晶硅、多晶硅太阳能电池，而且国内的光伏组件生产也主要是以单晶硅、多晶硅太阳能电池为主。



单晶硅硅片、多晶硅硅片图

自从太阳能电池诞生以来，晶体硅作为基本的电池材料一直保持着统治地位，而且可以确信这种状况在今后 20 年中不会发生根本转变。但是晶体硅太阳能电池的成本较高，通过提高电池的转化效率和降低硅材料的生产成本，以提高硅材料太阳能电池的效

益，成为世界光伏技术的主流，世界各国也在此取得诸多新的进展。

（2）非晶硅薄膜太阳能电池

开发太阳能电池的两个关键问题就是：提高转换效率和降低成本。由于非晶硅薄膜太阳能电池的成本低，便于大规模生产，普遍受到人们的重视并得到迅速发展。非晶硅作为太阳能材料尽管是一种很好的电池材料，但由于其光学带隙为 1.7eV ，使得材料本身对太阳辐射光谱的长波区域不敏感，这样一来就限制了非晶硅太阳能电池的转换效率，目前电池转化效率一般在 5%-9%。

（3）数倍聚光太阳能电池

数倍聚光太阳能电池片本身与其他常规平板光伏电池并无本质区别，它是利用反射或折射聚光原理将太阳光会聚后，以高倍光强照射在光伏电池板上达到提高光伏电池的发电功率。国外已经有过一些工业化尝试。比如利用菲涅尔透镜实现 3~7 倍的聚光，但由于透射聚光的光强均匀性较差、且特制透镜成本降低的速度赶不上高反射率的平面镜，国外开始尝试通过反射实现聚光，比如德国 ZSW 公司发明了 V 型聚光器实现了 2 倍聚光，美国的 Falbel 发明了四面体的聚光器实现了 2.36 倍聚光。尽管实现 2 倍聚光也可以节省 50% 的光伏电池，但是相对于聚光器所增加的成本，总体的经济效益并不明显。

（4）双玻太阳能电池

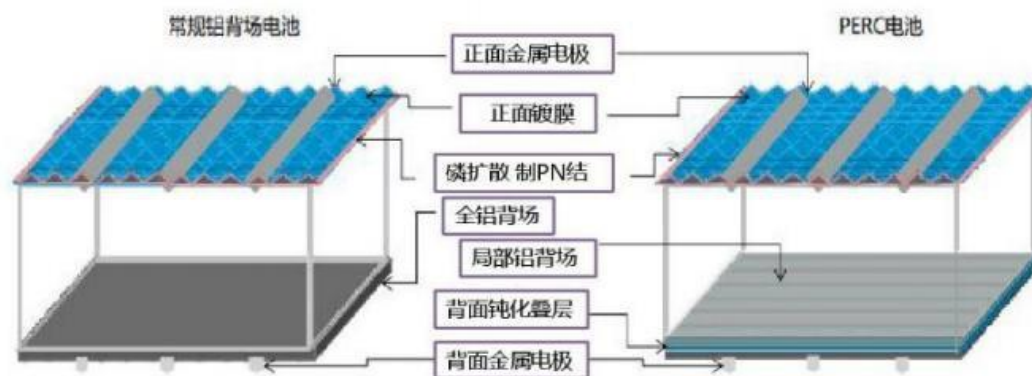
双面组件顾名思义就是正、反面都能发电的组件。当太阳光照到双面组件的时候，会有部分光线被周围的环境反射到双面组件的背面，这部分光可以被电池吸收，从而对电池的光电流和效率产生一定的贡献。同常规单晶电池相比，双面光伏组件在正面直接照射的太阳光和背面接收的太阳反射光下，都能进行发电。双面组件发电增益最主要的因素是：地表反射率和组件的安装高度。太阳直接辐射和散射光到达地面后会被反射，有一部分将被反射到组件的背面。

6.2.2 太阳能电池技术

（1）PERC 组件技术

PERC 技术即钝化发射极和背面电池技术，最早在 1983 年由澳大利亚科学家 MartinGreen 提出，目前正在成为太阳电池新一代的常规技术。PERC 近年来效率记录不断被刷新，将成为未来三年内最具性价比的技术。PERC 技术提升效率机制：比常规技

术降低背面电学复合+增加内部光学反射。



PERC 电池结构

从结构上看，PERC 电池仅比常规电池多一个背钝化层，氧化铝是目前产业最好的钝化质膜。

自 2015 年的领跑者项目让国内用户认识到单晶 PERC 组件，到 2016 年领跑者项目招标，PERC 组件已成为领跑者项目的必要配置，单晶 PERC 近乎成为高效组件代名词。PERC 电池具有高光电转化效率，可降低系统的 BOS 成本；低衰减，可保证项目发电量；良好的

机械性能和高的发电量增益等优点，PERC 组件已经成为“领跑者”项目中的标配，也是未来几年的主流技术，将加速平价上网的来临并实现土地的最高效利用。

（2）叠瓦组件技术

叠瓦组件技术是高效组件技术的一种，有别于传统封装工艺，并有效提高组件转换效率。美国 SunPower 公司在叠瓦组件技术领域发展较早，赛拉弗光伏为国内首个量产叠瓦组件的公司，并持有叠瓦组件技术方面的专利。该技术可增加有效发电面积，充分利用组件面积；相同的面积下，可以比常规组件多放置 6% 以上的电池片。叠瓦技术优化了组件结构，大大减少了组件的内部损耗，大幅度提高了组件的输出功率。保证了组件封装过程中功率损失最小，有效降低了反向电流和组件产生热斑效应的影响，并具有良好的可靠性。传统晶硅组件技术基本都采用传统金属焊带连接电池片，有其自身的缺陷。电池片间隙和栅线、焊带遮挡占用组件的受光面积，栅线及焊带的线损、受温度而热胀冷缩均对组件的转换效率和性能稳定性有较大的影响。在可靠性上，叠片的连接方式可分解电池片所受应力，比传统组件更好地承受机械载荷，且隐裂更少。此外，叠瓦组件

抵抗阴影遮挡的能力更强、工作温度更低等。这些优势都保证了其可靠性。

6.2.3 太阳能电池技术性能比较

几种常用的太阳能电池技术性能比较见下表。

常用的太阳能电池技术性能比较表

序号	比较项目	多晶硅	单晶硅	非晶硅薄膜	数倍聚光	结果
1	技术成熟性	目前常用的是铸锭多晶硅技术,70年代末研制成功	商业化单晶硅电池经50多年的发展,技术已达成熟阶段。	70年代末研制成功,经过30多年的发展,技术日趋成熟。	发展起步较晚,技术成熟性相对不高。	多晶硅、单晶硅技术都比较成熟,产品性能稳定。
2	光电转换效率	商业用电池片一般16%~19.7%	商业用电池片一般16.8%~20.5%。	商业用电池一般5%~9%。	能实现2倍以上聚光。	单晶硅最高、多晶硅其次,非晶硅薄膜最低,数倍聚光型较难相互比较。
3	价格	材料制造简便,节约电耗,总的生产成本比单晶硅低	材料价格降低,电池制造工艺取得紧张,使单晶硅成本竞争力上升。	生产工艺相对简单,使用原材料少,总的生产成本较低。	需要配套复杂的机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施等,未实现批量化生产,总的生产成本较高。	非晶硅薄膜价格低于多晶,多晶硅价格低于单晶硅便宜,数倍聚光没有可比性。
4	对光照、温度等外部环境适应性	输出功率与光照强度成正比,在高温条件下效率发挥不充分	同左	弱光响应好,充电效率高。高温性能好,受温度的影响比晶体硅太阳能电池要小。	为保证聚光倍数,对光照追踪精度要求高,聚光后组件温升大,影响输出效率和使用寿命。	晶体硅电池输出功率与光照强度成正比,比较适合光照强度高的沙漠地区。
5	组件运行维护	组件故障率极低,自身免维护	同左	柔性组件表面较易积灰,且难于清理。	机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施需要定期维护	晶体硅电池组件运行维护最为简单。
6	组件使用寿命	经实践证明寿命期长,可保证25年使用期	同左	衰减较快,使用寿命只有10-15年。	机械跟踪设备、光学仪器、冷却等设施使用期限较难保证	晶体硅电池组件使用寿命最长。
7	外观	不规则深蓝色,可作表面弱光着色处理。	黑色、蓝黑色	深蓝色。	/	多晶硅外观效果好,利于建筑立面色彩丰富。

8	安装方式	倾斜或平铺于建筑屋顶或开阔场地，安装简单，布置紧凑，节约场地。	同左	柔性组件重量轻，对屋顶强度要求低，可附着于屋顶表面。刚性组件安装方式同左。	带机械跟踪设备，对基础抗风强度要求高，阴影面大，占用场地大。	在建筑物上使用非晶硅薄膜组件优势明显，在开阔场地上使用晶体硅光伏组件安装方便，布置紧凑，可节约场地。
9	国内自主化生产情况	产业链完整，生产规模大、技术先进	同左	2007 年底 2008 年初国内开始生产线建设，起步晚，产能没有完全释放。	尚处于研究论证阶段。	晶体硅电池组件国内自主化率有保证。

从上述比较结果可以看出：

- (1) 晶体硅光伏组件技术成熟，且产品性能稳定，使用寿命长。
- (2) 商业化使用的光伏组件中，单晶硅组件转换效率最高，多晶硅其次。
- (3) 晶体硅电池组件故障率极低，运行维护最为简单。
- (4) 在开阔场地上使用晶体硅光伏组件安装简单方便，布置紧凑，可节约场地。
- (5) 非晶硅薄膜电池在价格、输出特性、使用寿命等方面具有一定优势，在高温性能等方面存在不足。

综合考虑上述因素，本项目光伏拟选用单晶硅太阳能电池。

双玻组件与高效单面组件比较情况如下：

双玻组件与高效单晶组件比较表

项目	高效单面组件	双玻组件	比较
单价	较为适中	普遍价格较高	同等级双玻单价要比单面组件高约 10%
发电效率	18%至 20%	19%至 21%	同等级双玻发电效率要比单面组件高约 5%，条件允许之下会高 10%以上
安装高度要求	常规工程没特殊要求	离地面至少 600mm 开始显优势，且接近 2 米时效率增益越明显	实现最大效率，双玻组件比单面组件支架用量大
安装倾角	常规工程没特殊要求	与地面夹角越大，效率越高	实现最大效率，双玻组件比单面组件用地要多

环境要求	常规工程没特殊要求	背景颜色越浅，发电量提升越高	实现最大效率，双玻组件对地面有颜色要求
------	-----------	----------------	---------------------

本项目建设项目多为水泥屋面，屋顶总面积为 596941.11 m²，有效利用面积 273711.14 m²，组件布置可达容量 50362.85kWp。根据双面组件特性和要求可知，要发挥双玻组件增益效果，采用双玻组件要对屋面进行刷白处理，同时增加安装角度和安装高度。经过布置核算，把安装角度增大至 20 度以上时，总装机容量减少。而根据其他项目做的过实验对比，系统安装于反射率为 0.3 的混凝土地面，离地高度 6.6 英尺（约 2 米），实验结果显示：安装角度为 0 度时（即水平安装），双玻双面发电系统比常规系统多发电 5%；安装角度为 30 度时，双玻双面发电系统比常规系统多发电 7%；安装角度为 90 度时，双玻双面发电系统比常规系统多发电 34%。若采用双玻组件，首先会把设计容量减少 10%，其次要把支架升高，需增加支架用钢量，进一步增加成本。所以本项目采用单面组件较为合理。

6.2.4 光伏组件

结合现场安装条件、载荷等因素条件，从最大化利用水面面积的角度，本项目选用的光伏组件为：单面单晶硅组件 550Wp。为更真实地反映项目单位面积发电量，选用了市场主流的三个品牌供应商隆基、晶澳及晶科的光伏组件产品参数对比，详下表

550Wp 光伏组件				
分项	品牌	隆基	晶澳	晶科
技术参数	单位	数据	数据	数据
峰值功率	Wp	550	550	550
开路电压（Voc）	V	49.8	49.9	49.62
短路电流（Isc）	A	13.98	14	14.03
峰值电压（Vmppt）	V	41.95	41.96	40.9
峰值电流（Imppt）	A	13.12	13.11	13.45
峰值功率温度系数	%/℃	-0.34	-0.35	-0.35
短路电流温度系数	%/℃	0.05	0.045	0.048
功率误差范围	%	0~3%	0~3%	0~3%

正面最大静荷载（雪荷载）	pa	5400	5400	5400
背面最大静荷载（风荷载）	Pa	2400	2400	2400
工作温度	℃	-40℃~+85℃	-40℃~+85℃	-40℃~+85℃
接线盒类型	≥	IP68	IP68	IP68
尺寸	mm	2256x1133x35	2278x1134x30	2278x1134x35
重量	kg	27.2	27.8	28
单位面积功率	Wp/m²	215.1759278	212.909929	212.909929

通过对比，可见市场主流厂商相同规格的组件参数基本一致，因此采用任一家产品的发电量基本无区别，本项目选用其中一家产品进行计算，如下表所示：

光伏组件型号	550Wp	
技术参数	单位	数据
峰值功率	Wp	550
开路电压（Voc）	V	49.8
短路电流（Isc）	A	13.98
峰值电压（Vmppt）	V	41.95
峰值电流（Imppt）	A	13.12
峰值功率温度系数	%/℃	-0.34
短路电流温度系数	%/℃	0.05
功率误差范围	%	0~3%
正面最大静荷载（雪荷载）	pa	5400
背面最大静荷载（风荷载）	Pa	2400
工作温度	℃	-40℃~+85℃
接线盒类型	≥	IP68
尺寸	mm	2256×1133×35
重量	kg	27.2
备注：在大气质量 AM1.5、辐照度 1000W/m²、电池温度 25℃的下的测量值		

6.3 光伏阵列运行方式选择

6.3.1 运行方式综合分析

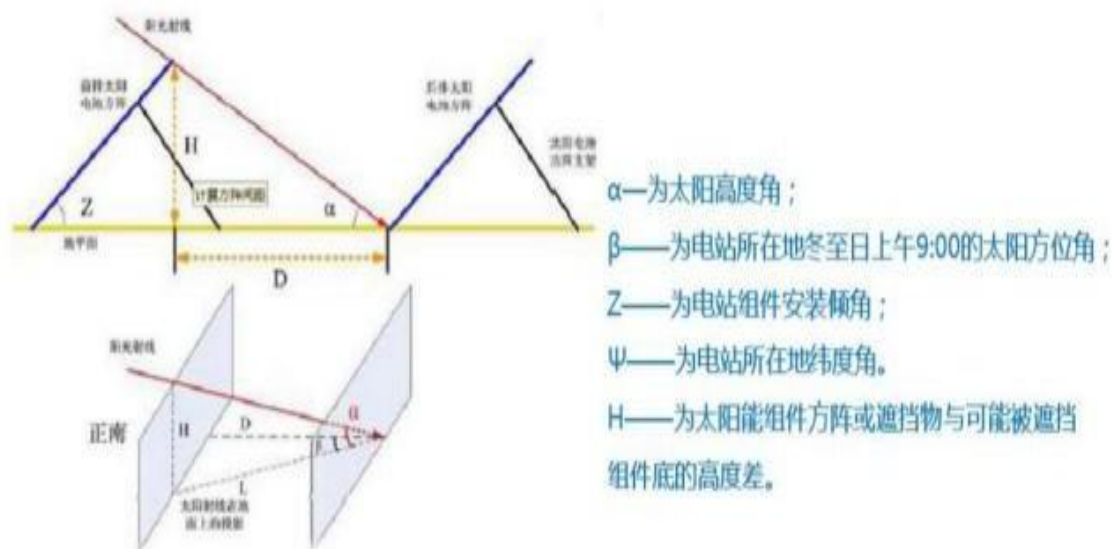
对光伏组件常用的布置方式是按当地的最佳倾角采用固定式安装，这种布置方式的优点是支架系统简单，安装方便，布置紧凑，节约场地；缺点是不能对太阳能资源充分利用，当光伏发电系统整体造价较高时，不能充分发挥其经济效益。针对组件固定式布置方式存在的缺点，开发研制出逐日跟踪式太阳能光伏发电系统，根据组件阵列面旋转轴的数量又分为单轴和双轴跟踪。逐日跟踪式光伏发电系统虽然能提高组件对太阳能资源利用效率，但是需要增加机械跟踪设备、感光仪器等，会增加单位工程造价，随着晶体硅电池板价格的不断下降，相对于机械跟踪等设备所增加的成本，总体的经济效益并不理想，因此限制了逐日跟踪式光伏发电系统的推广利用。

在本项目中，应用固定式布置从技术经济上要优于逐日跟踪式系统；另外逐日跟踪式系统的发电量增加值还与太阳辐射中的直接辐射、散射辐射的比例密切相关，太阳辐射中散射辐射比例越大，逐日跟踪效果越差，从太阳能资源分析结果来看，项目所在地太阳辐射中散射量的占比要达到 30% 以上，占比较高，这将直接影响到的逐日跟踪效果。因此，本项目光伏组件布置推荐全部按项目采用固定式安装。

6.4 光伏阵列设计

6.4.1 安装角分析

以太阳辐射数据为参考，按照中国气象行业的《太阳能资源评估方法》的技术要求，推导得出评估区域太阳辐射量为基础，并根据被业界普遍认可的《光伏电站设计规范》倾斜面太阳能总辐射量计算方法，可以得出每月不同倾角倾斜面上对应的太阳辐射量，并按照规范中最佳倾角的定义：使方阵一年中发电量为最大时的最佳倾斜角度，比较不同倾角的月平均太阳总辐射量，进行迭代计算，得出使全年最大太阳总辐照量最大时对应的倾角。

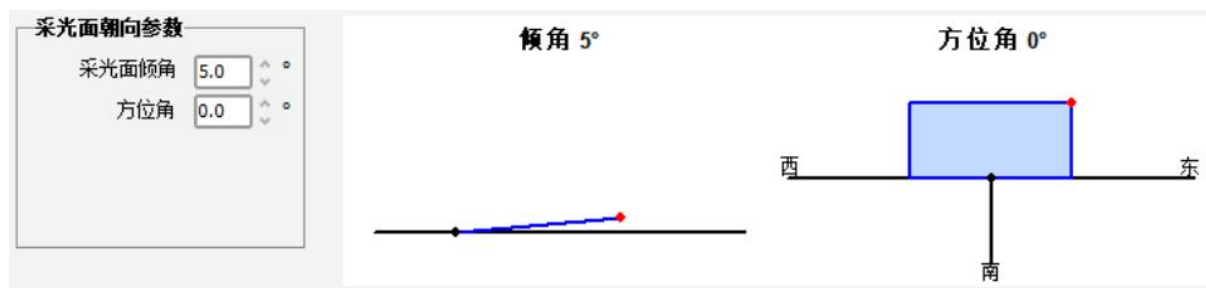


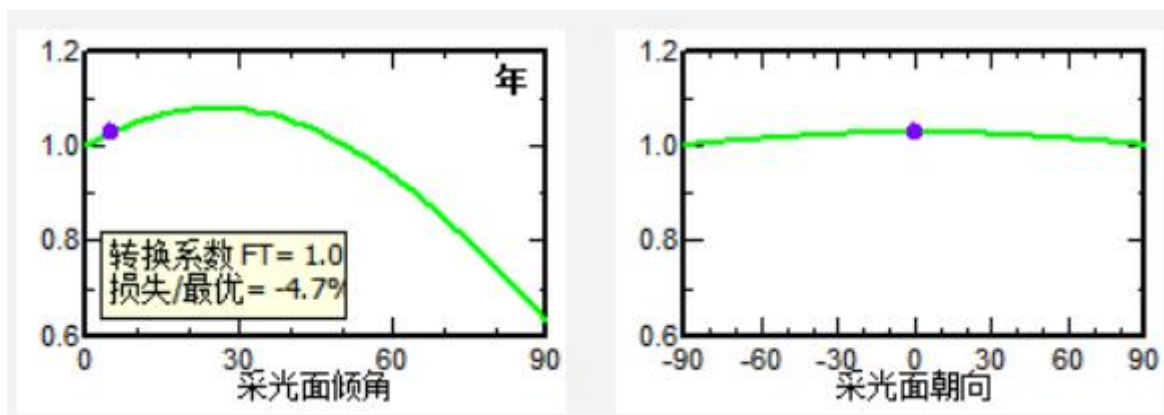
光伏阵列倾角间距关系图

在光伏发电系统中，光伏组件方阵的放置形式和放置角度对光伏系统接收到的太阳辐射有很大的影响，从而影响到光伏系统的发电能力。与光伏组件方阵放置相关的有下列两个角度参量：太阳电池组件倾角，太阳电池组件方位角。

本项目利用光伏软件 PVSYST 进行电池板倾斜面上的光伏阵列发电量最佳倾角的计算及辐射量计算：选择倾角综合因素最终确定本项目电池方阵的固定倾角为 5° ，原因是 5° 铺时屋面单位有效面积装机容量可高达 2.15MW/万方，最佳倾角 18 度时屋面单位有效面积装机容量 1.6MW/万方（需满足光伏方阵冬至日 9 点至 15 点互不遮挡，导致方阵间距加大）， 5° 铺比最佳倾角屋顶面积利用率提高 0.34%。

结合光伏区条件的朝向、坡度等因素，并考虑光照效率，本项目推荐光伏区固定式安装部分倾角为南向 5° 铺设。





6.4.2 逆变器选择

逆变器是光伏发电系统中的核心设备，必须采用高品质性能良好的成熟产品。逆变器将光伏方阵产生的直流电（DC）逆变为三相正弦交流电（AC），输出符合电网要求的电能。逆变器具有有功功率输出控制功能，并能远程控制，具有极性反接保护、短路保护、过载保护、恢复并网保护、孤岛效应保护、过温保护、交流过流及直流过流保护、直流母线过电压保护、电网断电、电网过欠压、电网过欠频、低电压穿越、光伏阵列及逆变器本身的绝缘检测、残余电流检测及保护功能等，并相应给出各保护功能动作的条件和工况（即何时保护动作、保护时间、自恢复时间等）。

（1）逆变器形式选择

目前应用较为广泛的光伏并网逆变器有集中式逆变器、组串式逆变器和微型逆变器。集中式逆变器功率范围从 100~1000kW；组串式逆变器功率范围一般从 3~136kW；微型逆变器功率范围从 200~500W。

从国内应用来看，组串式逆变器和微型逆变器主要应用于分布式光伏电站，集中式逆变器主要应用于大型光伏电站。与集中式逆变器相比，组串式逆变器具有以下优势：

- 启动电压低，与直流输入电压的匹配性好，在弱光和强光情况下均能实现高效率发电；
- 组串匹配性好，虽然小功率逆变器效率较低，但 MPPT 数量多，可在组串匹配损失上降低一半以上，提高发电量；
- 可更好适应组件衰减不一致的现象；
- 不需要直流汇流箱、直流配电柜、大容量直流电缆、直流断路器、熔断器等设

备和器件，逆变器之后可全部采用技术成熟度更高的交流设备和器件，国内相关直流部分的起火事故亦证明组串式具有更好的安全性；

➤ 逆变器容量小，功率密度低，可利用自然散热方式，实现器件密闭设计，故障率低，且故障修复时间短，影响范围小；

➤ 系统运行效率更高，根据相关研究，集中式逆变器系统的系统效率在 79%左右，而组串式逆变器系统的系统效率可达 82%，整体可提高 3%。基于以上优势，本次设计采用组串式逆变器。

（2）逆变器容量选择

本次设计暂定 75kW 和 125kW 组串式逆变器，最终实施方案以采购为准。采用组串式逆变器有以下因素：

➤ 经济性更优

结合本次屋面组件布置情况，单位逆变容量造价更经济。

➤ 输出电压匹配

75kW 和 125kW 组串式逆变器交流侧额定输出电压为 400V，对于交流电缆、变压器等设备、辅材的选型有利。

➤ 逆变器参数

对于逆变器的参数，重点关注以下指标比较：

➤ 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、顺势过载能力及各种保护功能，如：故障情况下，逆变器必须自动从主网解列。

➤ 逆变器输出效率

大功率逆变器在满载时，效率必须在 95%以上。中小功率的逆变器在满载时，效率必须在 90%以上。在 50W/m²的日照强度下，即可向电网供电，即使在逆变器额定功率 10%的情况下，也要保证 90%以上的转换效率。

➤ 逆变器输出波形

为使光伏阵列所产生的直流电源逆变后向公共电网并网供电，必须对逆变器的输出电压波形、幅值及相位等与公共电网一致，实现无扰动平滑电网供电，波形畸变以及频

率波动必须低于相关规定限值。

➤ 逆变器输入直流电压的范围

要求直流输入电压有较宽的适应范围，由于太阳能光伏电池的端电压随负载和日照强度的变化范围比较大。就要求逆变器在较大的直流输入电压范围内正常工作，并保证交流输出电压稳定。

➤ 最大功率点跟踪

逆变器的输入终端电阻应自适应于光伏发电系统的实际运行特性。保证光伏发电系统运行在最大功率点。

➤ 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远控室，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，便于整个电站数据处理分析。

➤ 其他指标

逆变器主要技术指标还有低电压穿越能力、额定容量、输出功率因数、额定输入电压、电流、电压调整率、负载调整率、谐波因数、总谐波畸变率、畸变因数、峰值子数等。

某品牌逆变器技术参数参考表

	75kW	125kW
效率		
最大效率	98.8%	98.8%
输入		
最大输入电压	1100V	1100V
最低工作电压	180V	180V
MPPT 电压范围	180V~1000V	180V~1000V
最大输入路数	12	24
MPPT 数量	6	12
输出		
额定输出功率	75kW	125kW
最大视在功率	82.5kVA	125kVA
最大有功功率（ $\cos \phi=1$ ）	82.5kVA	125kVA
额定输出电压	3/PE, 400V	3/PE, 400V
输出电压频率	45Hz~55Hz/55Hz~65Hz	50Hz/60Hz
最大输出电流	119.1A	180.4A

功率因数	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后
最大总谐波失真	<3%	<0.5%
保护		
输入直流开关	支持	支持
防孤岛保护	支持	支持
输出过流保护	支持	支持
输入反接保护	支持	支持
组串故障检测	支持	支持
直流浪涌保护	TYPE II	TYPE II
交流浪涌保护	TYPE II	TYPE II
常规参数		
尺寸（宽×高×厚）	660×1045×364mm	660×1045×364mm
重量	93kg	98kg
工作温度	-25° C~60° C	-30° C~60° C
冷却方式	智能强制风冷	智能强制风冷
相对湿度	0~100%	0~100%
输入端子	MC4	MC4
输出端子	OT 端子	OT 端子
防护等级	IP66	IP66
夜间自耗电	<2W	<2W
拓扑	无变压器	无变压器

6.4.3 组串计算及选择

根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012），组串计算公式如下：

$$N \leq V_{dcmax} / (V_{oc} \times (1 + (t - 25) \times K_v)) \quad (1)$$

$$V_{mpptmin} / (V_{pm} \times (1 + (t' - 25) \times K_v')) \leq N \leq V_{mpptmax} / (V_{pm} \times (1 + (t - 25) \times K_v')) \quad (2)$$

式中：

V_{dcmax} ——逆变器最大输入电压；

t ——组件安装处极限低温；

V_{oc} ——电池组件开路电压；

K_v ——组件开路电压的温度系数；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器的 MPPT 输入最小电压；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器的 MPPT 输入最大电压；

t' ——组件安装处极限高温；

t ——组件安装处极限低温；

V_{pm} ——组件峰值功率电压；

$K_{v'}$ ——组件峰值功率电压的温度系数。

代入各参数，由（1）式计算取整得 $N \leq 19$ ，由（2）计算取整得 $5 \leq N \leq 22$ ，光伏方阵通常双排采用 U 型布置，组串数量取偶数，本次项目选择 18 片成串。

6.4.4 光伏阵列布置

（1）间距计算依据

根据《光伏发电站设计规范》规定，光伏组件布置应保证全年 9~15 点（真太阳时）时段内前后组件不遮挡，同时为便于将来组件运行时表面清洁维护。

规范推荐的组件阵列间距计算公式为：

$$D = L \cdot \cos \beta + L \cdot \sin \beta \cdot (0.707 \cdot \tan \phi + 0.4338) / (0.707 - 0.4338 \cdot \tan \phi)$$

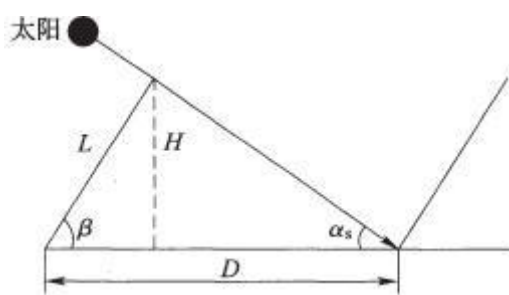
其中：

L 为阵列倾斜面长度；

D 为阵列之间距离；

β 为阵列倾角；

ϕ 为当地纬度。



方阵间距示意图

（2）本项目屋面阵列布置

本次项目均采用沿原屋面敷设的布置方案，不存在光照遮挡效应，布置间距满足冬

至 9:00, 15:00 无遮挡需求。

(3) 障碍物规避

对屋面现有设备（如空调）、女儿墙阴影予以规避。

(4) 汇流接线方案设计

各屋面根据组串及布置方案敷设组件,共形成本项目选用 75kW 逆变器和 125kW 逆变器,共需 2 汇 1 汇流箱、3 汇 1 汇流箱;后续可进一步优化调配汇流回路,使光伏装机容量分配均匀。

(5) 组件串联数需满足在极低温度-2.4℃情况下,组件的电压低于逆变器的最大直流输入电压;在温度为 60℃情况下,组件的输出电压高于逆变器 MPPT 的最小工作电压。

6.5 年上网电量计算

6.5.1 逐年理论发电量

采用混凝土支墩支架固定倾角(5°)安装方式,总装机容量 50362.85kWp。

根据工信部发布的《光伏制造行业规范条件》(2021 年本)第(五)晶硅组件衰减率首年不高于 2.5%,后续每年不高于 0.6%,25 年内不高于 17%。根据 Pvsyst 数据模拟可知,水平面多年平均年太阳能辐射量为 1418.3kWh/m²。考虑组件衰减性,首年发电量为 5950.09 万 kWh,按照分段线性衰减,第一年衰减 2%,后续线性衰减 0.55%,28 年共衰减 16.85%,计算得出 28 年份年发电量。在 28 年运营期的总发电量为 153979.78 万 kWh。

6.5.2 工程总效率分析

根据太阳辐射资源分析所确定的光伏电场多年平均年辐射总量,结合初步选择的太阳能电池的类型和布置方案,进行光伏电场年发电量估算。

光伏电站年平均上网电量 E_p 计算如下:

根据光伏发电系统的构成以及光伏组件的光电转换特性,电站的发电量取决于太阳总辐射量及逆变器的转换效率,同时又受到多种因素影响,故:光伏电站上网电量可按以下公式计算:

$$E_p = H_A \times A \eta_i \times K$$

$$\eta_i = \frac{P_{AZ} \times 10^3}{E_s A} \times 100\%$$

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ} \times 10^3}{E_s} \times K = H_A \times P_{AZ} \times K$$

式中：

A—为组件安装面积（m²）；

η_i—组件转换效率（%）；

H_A—水平面太阳能总辐照量（kWh/m²，与气象标准观测数据一致）；

E_s—标准状态下的日照强度，等于 1000W/m²；

P_{AZ}—光伏系统的安装容量，是光伏系统中太阳能组件标准输出功率的总和，kW_p。

K—为综合效率系数。

综合效率系数 K 是考虑了各种因素影响后的修正系数，经下表分析，本项目首年光伏系统综合效率系数可取 85%。

项目综合效率系数估算表

光伏仿真的安装倾角和方位角修正系数	1	以倾角 5° 计算，因此为 0.98
光伏组件衰减修正系数	1	衰减在每年发电量中考虑
光伏组件温度修正系数	0.96	
光伏组件表面污染及遮挡修正系数	0.98	
光伏组串适配系数	0.98	
光伏系统可利用率	0.95	
逆变器平均效率	0.99	
集成线路电缆损耗	0.98	
首年光伏系统综合效率系数	0.85	

6.5.3 年平均上网电量

根据以上各项的估算修正，得出本项目的理论年发电量总的综合效率系数。据此估算出光伏电场的年上网电量及标准功率年利用小时，详见下表。

年平均上网电量及年利用小时数

序号	计算项目	数据
1	首年综合效率系数 K（不含组件衰减）	85%
2	水平面年平均太阳能辐射量（kWh/m ² ）	1418.3
3	28 年平均发电小时数（h）	1091.9
4	安装容量（MW _p ）	50.36285
5	平均年发电量（万 kWh）	5499.28

6.5.4 总发电量

根据以上计算，28 年运营期的总发电量为 153979.78 万kWh。

年份（年末）	系统效率	年发电量 （万 kWh/年）	发电小时（h）
1			
2			
3	83.30%	5950.09	1181.4
4	82.83%	5916.69	1174.8
5	82.37%	5883.30	1168.3
6	81.90%	5849.91	1161.6
7	81.43%	5816.51	1154.9
8	80.96%	5783.12	1148.3
9	80.50%	5749.73	1141.7
10	80.03%	5716.33	1135.1
11	79.56%	5682.94	1128.4
12	79.09%	5649.55	1121.7
13	78.63%	5616.15	1115.2

潮南区政府可控的屋顶光伏资源特许经营项目可行性研究报告

14	78.16%	5582.76	1108.5
15	77.69%	5549.37	1101.9
16	77.22%	5515.97	1095.2
17	76.76%	5482.58	1088.7
18	76.29%	5449.19	1082.0
19	75.82%	5415.79	1075.4
20	75.35%	5382.40	1068.7
21	74.89%	5349.01	1062.2
22	74.42%	5315.61	1055.5
23	73.95%	5282.22	1048.8
24	73.48%	5248.83	1042.2
25	73.02%	5215.43	1035.6
26	72.55%	5182.04	1029.0
27	72.08%	5148.65	1022.3
28	71.61%	5115.25	1015.6
29	71.15%	5081.86	1009.1
30	70.68%	5048.47	1002.5
28 年总发电量（万度）			153979.78
运营期年均发电量（万度）			5499.28
运营期月平均发电量（万度）			458.27
每天每方发电量（度）			0.299
运营期总发电小时（h）			30574.6
平均年发电小时（h）			1091.9

7 电气

7.1 接入电力系统方案

7.1.1 接入系统电压等级论证

根据《广东电网有限责任公司并网服务管理细则》（Q/CSG-GPG2042001-2022），分布式光伏发电接入电压等级选择应根据不同方案的技术经济比较确定，单个并网点的分布式光伏系统一般情况下可参考下表要求。

分布式光伏发电系统的并网电压

分布式电源总容量范围(kW)	并网电压等级(千伏)	
	A+、A、B类供电区	C、D类供电区
小于8(含)	0.22	0.22
8至500(含)	0.38	0.38
500至6000(含)	10	10
6000至10000(含)	10(20)	10、35
10000至30000(含)	10(20)、110	10、35、110
30000至100000(含)	110	110
100000及以上	110、220、500	110、220、500

分布式光伏发电系统并网采用自发自用、余额上网的模式。

(1) 本项目单个点电源总容量为 8-500kW、500kW-6000kW 两种，并网电压等级分别为 0.38kV、10kV。接入单回 10kV 线路的光伏发电总容量不应超过线路允许载流量。采用 0.38kV 接入时，接入单台 10/0.38kV 配电变压器的光伏发电总容量不应超出接入配电变压器的额定容量。按照接入位置，分为接入变电站/配电室/箱变、开闭站/配电箱、环网柜和线路四类。

(2) 多点接入方案组合考虑单个项目多点接入用户电网，或多个项目汇集接入公共电网情况，设计多点接入组合方案。

(3) 按照接入电压等级，分为多点接入 380V 组合方案、多点接入 10kV 组合方案、多点接入 10kV/380V 组合方案三类。按照接入产权，分为接入单一用户组合方案、接入公共电网组合方案两类。

(4) 计量点设置对于接入用户电网，计量点设置分为两类，一是装设双向关口计

量电能表,用户上、下网电量分别计量;另一类装设发电量计量电能表,用于发电量和电价补贴计量。

(5) 对于接入公共电网,计量点设置在产权分界点处,装设发电量计量电能表,用于电量计量和电价补偿。

(6) 防孤岛检测和保护分布式光伏发电系统逆变器必须具备快速主动检测孤岛,检测到孤岛后立即断开与电网连接的功能。接入 10kV 的分布式光伏发电项目,形成双重检测和保护策略。380V 电压等级由逆变器实现防孤岛检测和保护功能,但在并网点应安装易操作,具有明显开断指示的开断设备。

(7) 通信方式根据配电网区域发展差异,按照降低接入系统投资和满足配网智能化发展的要求考虑通信方式。优先利用现有配网自动化系统和营销集抄系统通信。

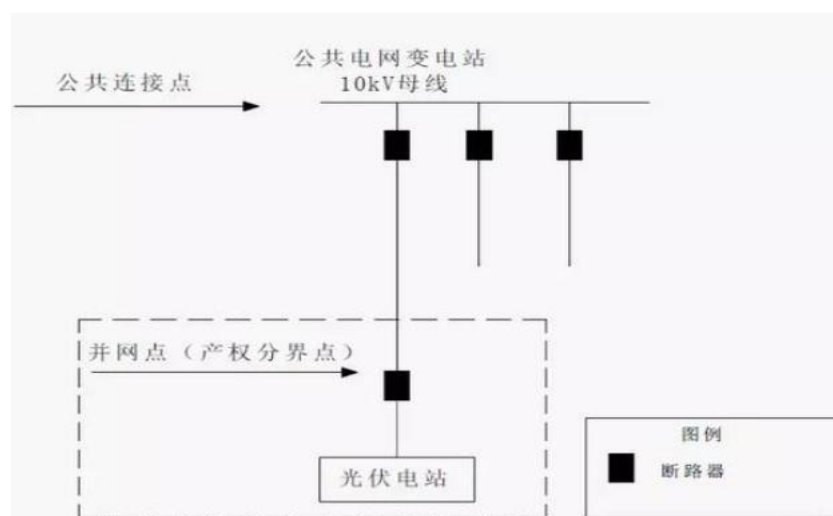
(8) 发电系统信息采集接入 10kV 的项目,采集电源并网状态、电流、电压、有功、无功、发电量等电气运行工况。接入 380V 的项目,暂只采集电能信息,预留并网点断路器工位等信息采集的能力。

(9) 接入方案按实际单个项目情况及屋顶光伏板装机容量选择 380V 或 10KV 接入方案。

7.1.2 接入系统方案拟定

(1) 380kV 低压接入

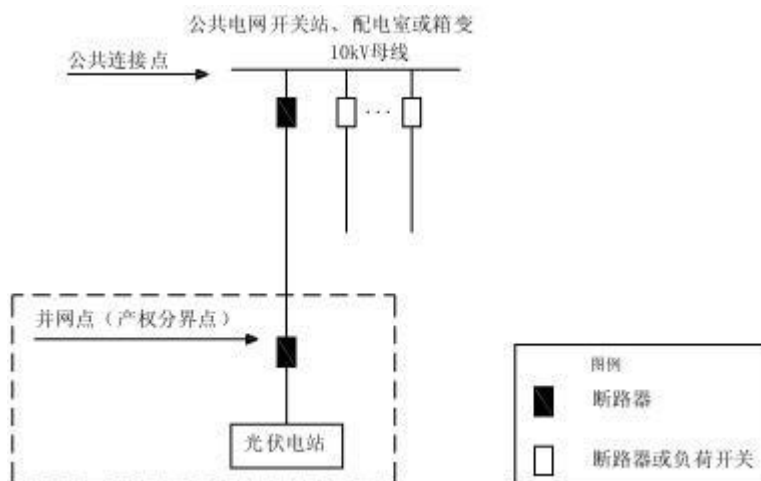
380V 光伏电站通过 1 回线路接入用户配电室或箱变低压母线。



380V 接入方案

(2) 10kV 接入

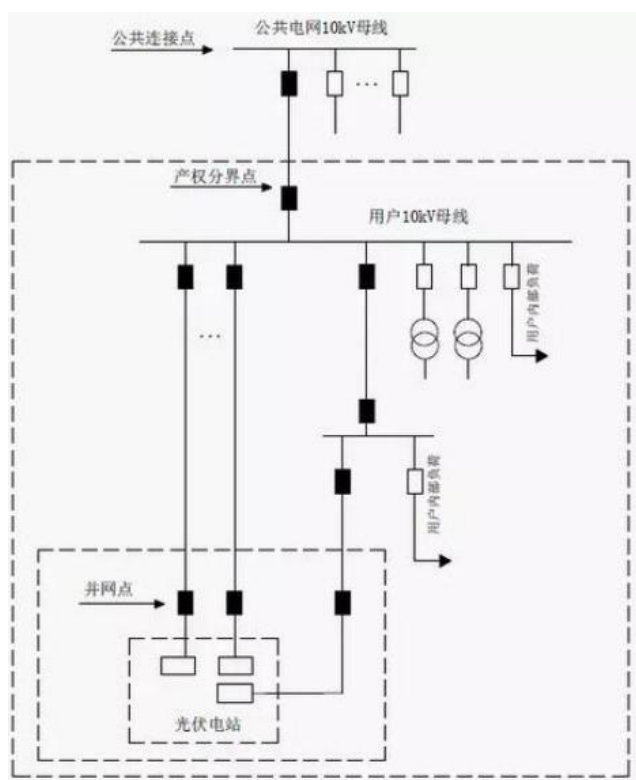
通过 1 回线路接入公共电网开关站、配电室或箱变 10kV 母线。典型接入示意图如下（每回接入容量不超过 6MW）



10kV 接入方案

(3) 380V 和 10kV 组合接入

多点接入方案组合考虑单个项目多点接入用户电网，或多个项目汇集接入公共电网情况，设计多点接入组合方案。



380V/10kV 多点接入方案

（4）电气主接线及主要电气设备选择原则

10kV 开关站采用单母线接线。开关站采用预制舱设备。

升压用变压器容量宜采用干式变压器（欧变）容量按组件安装容量选取。光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；（10kV 架空线可选用 70mm²、150mm²、185mm²等截面，10kV 电缆可选用 70mm²、185mm²、240mm²、300mm²等截面。）

10kV 断路器采用真空断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般宜采用 25kA。

（5）电能量计量

本方案电能量计量需设置关口计量电能表和并网电能表两类：并网电能表，用于光伏发电计费补偿。关口计量电能表，用于用户与电网间的上、下网电量计量。当余量上网时，在并网点单套设置并网电能表，便于计费补偿，并在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）设置同型号、同规格、准确度相同的主、副关口计量电能表各一块。主、副表应有明确标志。电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T448 和 DL/T614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645。10kV 关口计量电能表和并网电能表精度要求不低于 0.2S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

（6）计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，各计量表采集信息应通过计量终端服务器分别接入计费主站系统（电费计量信息）和运营管理中心作为电费计量和电价补贴依据。

（7）监控系统

开关站采用“无人值守，少人值班”的运行模式，设置一套光伏监控系统，光伏电站的监控系统采用高可靠性监控服务器进行集中控制和数据采集，具有遥测、遥信功能。监控信息通过 LCD 显示屏显示，可测量和显示光伏发电各系统的各类参数；汇流箱、逆变器、高低压开关柜的电压和电流、并网点计量表、光伏发电各系统的工作状态、

故障报警信息以及环境参数（如辐照度、环境温度等），二氧化碳减排量，统计和

显示日发电量、总发电量，每日（月）峰、平、谷时段光伏系统发电量与上公共电网的关口电表反向送电量等信息，并形成可打印报表（包括每日各时段光伏系统发电功率与太阳辐照量对比表格，并可生成对比分析曲线）。通过键盘可实现对开关进行遥控，对逆变器进行遥调。系统具有数据存储查询功能，能够记录 5 年以上数据，可以方便的归档查询。光伏监控系统通过集控子站设备将电站所有信息通过 VPN 专线上传至运营集控中心，接收运营集控中心的监控。

7.1.3 光伏系统接入对电网的影响分析

分布式光伏接入对电网的影响主要包括五个方面：潮流、电压、频率、不平衡及谐波，根据相关研究分析，分布式光伏接入电网后的影响分析如下：

（1）潮流方面

分布式光伏一般接入现地电网系统，对就地负荷供电，当光伏系统发电时，由电网侧输送的潮流将发生改变。当光伏出力小于就地负荷时，电网侧补充不足电力，潮流一般较光伏接入前减少；当光伏出力大于就地负荷时，向电网侧倒送电力，外送潮流视盈余大小。

本项目主要向就地负荷供电，基本可实现就地完全上网，因此会对电网造成一定的影响，应提前做好与电网衔接方案。

（2）电压

一般的，光伏系统接入电网后，接入点电压较接入前要高，有助于改善负荷末端的电压水平，但接入容量过高时，接入点电压存在越限的可能，根据相关研究，10kV 配电网单一回路末端接入光伏容量超过 8MW 时，会出现电压越限，由于本项目装机规模不足 8MW，因此不会出现电压升高越限的问题；同时，逆变器具有功率因素调节功能，可在迟相 0.8 到进相 0.8 范围内实现快速调节，电压波动可以得到有效控制。

（3）频率

本项目光伏逆变器交流侧输出频率要求为 50HZ，频率偏差符合国家标准，不会对电网频率造成不利影响。

（4）不平衡性

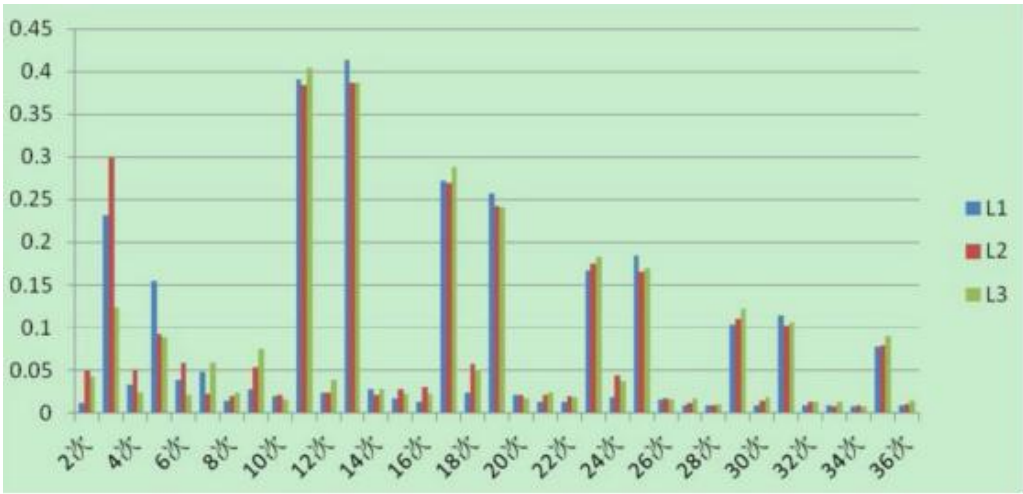
本项目光伏逆变器采用三相交流 400V 输出，经光伏箱变开关站升压至 10kV 接入

系统，无三相平衡性问题。

(5) 谐波

本项目光伏逆变器输出的最大总谐波量小于 3%，符合国家电能质量的相关规定。
谐波测试数据及柱状图如下：

标准要求		100%功率					
		L1		L2		L3	
		实际值 (A)	含有率 (%)	实际值 (A)	含有率 (%)	实际值 (A)	含有率 (%)
总	<5.0%		1.0156		1.0057		0.9775
2 次	<1.0%	0.0118	0.0132	0.0492	0.0604	0.0422	0.0521
3 次	<4.0%	0.2312	0.2856	0.2990	0.3682	0.1236	0.1525
4 次	<1.0%	0.0327	0.0403	0.0507	0.0630	0.0235	0.0291
5 次	<4.0%	0.1542	0.1906	0.0920	0.1139	0.0882	0.1089
6 次	<1.0%	0.0389	0.0479	0.0590	0.0719	0.0215	0.0265
7 次	<4.0%	0.0486	0.0599	0.0224	0.0280	0.0592	0.0731
8 次	<1.0%	0.0146	0.0183	0.0193	0.0237	0.0230	0.0284
9 次	<4.0%	0.0283	0.0351	0.0530	0.0655	0.0749	0.0924



谐波测试数据及柱状图

由图可见，总谐波最大不超过 1.1%，满足国家要求。本项目配置电能质量监测装置，可对电能质量相关内容进行监测。

7.2 电气一次

7.2.1 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：

- 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T32043-2018;
- 《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012;
- 《光伏电站接入电网技术规定》QGDW617-2015;
- 《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T50866-2013;
- 《光伏电站设计规范》GB50797-2012;
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620-1997;
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB50064-2014;
- 《交流电气装置的接地设计规范》GB50065-2011;
- 《高压输变电设备的绝缘配合》GB311.1-2012;
- 《35kV~110kV 变电站设计规范》GB50059-2011;
- 《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222-2021;
- 《电力变压器选用导则》GB/T17468-2019;
- 《变电所总布置设计技术规程》DL/T5056-2007;
- 《高压配电装置设计规范》DL/T5352-2018;
- 《光伏电站防雷技术要求》GB/T32512-2016;
- 《风光储联合发电站设计标准》GB/T51437-2021;
- 《光伏发电工程电气设计规范》NB/T10128-2019;
- 《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018;
- 《高压/低压预装式变电站》GB/T17467-2020;
- 《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T29321-2012
- 《电力设备典型消防规程》DL5027—2015
- 《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019
- 《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T36547-2018
- 《电力储能用锂离子电池》GB / T36276-2018
- 《电化学储能电站设计规范》GB51048-2014
- 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T36558-2018
- 其他相关的国家、行业标准规范，设计手册等

7.2.2 项目所在地用电现状

1.潮南区现状用电概况

潮南区现状电网供电面积为 600.74km²，供电人口为 123.16 万人（常住人口），年最大供电负荷为 881MW，供电量为 44.10 亿 kWh，售电量为 42.82 亿 kWh，供电可靠率为 99.9357%，线损率为 2.94%，综合电压合格率为 99.998%，一户一表率为 100%，低压用户数 449338 户。截止 2022 年底，潮南区电网共有 500kV 变电站 1 座，主变 2 台，容量 2000MVA；220kV 变电站 2 座，主变 6 台，容量 1080MVA；110kV 变电站 14 座，主变 32 台，容量 1466MVA。

2.潮南电网存在主要问题

(1)110 千伏峡山站(2×40+31.5MVA)重载,2022 年度夏该站最大负载率为 84.1%，重载运行且不满足 N-1 要求。为解决 110 千伏峡山站主变重过载问题，缓解峡山街道供电压力，同时缓解 220 千伏两英站主变重过载问题，为潮南南山智慧产业片区提供电源支撑，急需在峡山街道建设一座 220 千伏变电站。另外，潮南区峡山街道 110 千伏电网系统结构薄弱，近区站点难以进行有效转供，建设 220 千伏变电站时同步配套建设至院西、两英、峡山、华桥各双回电缆，形成“220 千伏泗联=110 千伏峡山=110 千伏义英=220 千伏渡美-110 千伏华桥=220 千伏泗联”环网结构，能够有效改善近区 110 千伏网架结构薄弱问题，缩短供电半径，提高地区供电可靠性。

(2) 110 千伏双山站 2021 年最大负载率为 57.8%，比 2020 年上升 20.5%。由于该站主供潮南区纺织印染产业园区，随着园区企业不断进驻，用电负荷增长迅猛，未来两年报装负荷达 20.29 万千瓦，预计 2023 年双山站将达到 120%，严重过载。另外，目前双山站的 110 千伏系统接线为 220 千伏成田站=110 千伏田心站=110 千伏双山站=潮南印染热电联产电厂，由于印染热电厂没有自启动能力，加上 110 千伏成心 I 线和 II 线分别在成田站出站侧 16 基塔与成沙 I 线和 II 线同塔 4 回架设、在田心站出站侧与心双 I 线和 II 线 4 回电缆同沟架设，一旦相关输电线路、变电站设备检修或故障停运，将造成 2 个 110 千伏变电站和 1 座热电厂同时停电，供电可靠性较差。因此，为解决双山站主变预过载及不满足 N-1 问题，满足潮南练江滨海生态发展示范片区新增负荷的用电需求，提高片区供电能力，并且完善 110 千伏网架接线，提高供电可靠性，双山站急需扩

建第三台主变。

(3) 陈店镇东南部主要由 110 千伏陈店站 ($2\times 40+50\text{MVA}$) 供电, 2022 年陈店站最高供电负荷 101.6MW, 变电站负载率 78.1%, 不满足 N-1 要求。陈店镇作为中国内衣名镇, 规划为潮南都市组团组成部分、边贸中心。陈店针织产业服务中心、陈店制造业园蓬勃发展, “一村一品” 经济总量占该镇经济总量的九成, 形成了文胸内衣、电子电器、塑料丝花三大支柱产业, 现拥有有限责任公司 500 家、合资企业 50 家, 独资企业 141 家, 个体工商户 5037 家, 第三产业发展迅速, 拥有粤东电子城等专业综合市场 7 个, 负荷增长较快。因此, 为缓解陈店站供电压力, 满足潮南区陈店镇东南部地区电力负荷增长需求, 提高供电能力和供电可靠性, 有必要在陈店镇东南部建设一座 110 千伏变电站。

(4) 220kV 网架薄弱。2022 年 220 千伏两英站最大负载率分别为 76.6%, 接近重载。预计 “十四五” 中后期负荷将进一步增长, 周边的 110 千伏陈店、110 千伏司马浦站负载率会较高。另外, 该片区的规划 110 千伏港后站投产后, 将产生 220 千伏渡美-南湖-陈店-港后-新联-220 千伏两英的多站串供结构。因此, 为缓解 220 千伏两英站的供电压力, 完善 110 千伏网架, 解决 110 千伏港后站投产后的 “一串四站” 问题, 减少 110 千伏供电半径, 需在陈店区域建设一座 220 千伏变电站。

(5) 潮南区纺织印染环保综合处理中心目前主要由 220 千伏成田站供电, 2022 年 220 千伏成田站最大负载率分别为 74.1%, 接近重载。而潮南区纺织印染环保综合处理中心负荷增长迅猛, 且计划在近期扩大规模至 6000 亩, 同时随着汕汕高铁潮南站高铁新城的建设, 预测周边负荷在 “十四五” 中后期将增长势头更强。220 千伏成田站预计将出现重载问题。另外, 110 千伏双山站、田心站还存在单侧电源供电的问题, 供电可靠性较差。为缓解 220 千伏成田站的供电压力, 满足潮南区东南部片区、潮南纺织印染园区、高铁新城的供电需求, 并完善 110 千伏网架, 提供片区供电可靠性, 需在园区附近建设一座 220 千伏变电站。

(6) 10kV 配网网架较为薄弱, 线路、台变重过载占比较高。截止 2022 年底, 潮南区重过载线路 26 回, 重过载台变 272 台, 占比均超 10%。部分村居无法提供新台点用于解决台变重过载和负荷增长等问题, 配变重过载情况比较突出。现有配变台点布点

较不合理，普遍存在供电半径较长的问题，供电质量仍存在进一步的提升空间。

7.2.3 电气主接线

(1) 电气主接线设计原则

本项目主要采用“自发自用，余电上网”方案:根据屋顶分布及安装容量，将光伏发电系统分为若干个阵列:分别由光伏组件、逆变器、配电系统、检测与显示系统、安装结构系统等组成。

(2) 电气主接线设计

本项目采用低压 400V 电压就近接入电网。本项目安装在县直属机构屋顶、学校屋顶和医院屋顶上。每户单独各自接入并网逆变器。逆变器经交流电缆汇集至并网箱/柜内，并网箱/柜经专用变压器接入 AC10kV 市电公用线路完成并网，拟开发光伏项目接入容量不得超过变压器额定容量的 80%。

具体并网路径:逆变器——0.4kV 并网箱/柜——专用变压器——10V 公用电网。

具体并网接入方案在下一步接入系统报告中分析论证，然后报电网公司审批确定。最终接入方式以供电局审批为准。

7.2.4 主要电气设备的选择

(1) 光伏并网计量箱/柜

序号	名称	型号及规范
1	0.4kV 光伏并网计量箱/柜	隔离开关 1 台，断路器 1 台(具备失压跳闸及检有压合闸功能，逆变器输入空开 1+N 个，具备电流速断保护和过电流保护功能)，浪涌保护器 1 台，计量电能表 1 台 0.2S 级，(自带电量采集终端)，由电力公司提供电表。

根据南方电网《2019 版低压用户费控计量典设》单相用电计算负荷电流为 60A 及以下时，宜采用直接接入式的电能表;计算负荷电流为 60A 以上时，宜采用经电流互感器接入式的电能表。选用单相直接接入式的电能表，其最大电流不宜超过 80A。三相用电计算负荷电流为 75A 及以下时，宜采用直接接入式的电能表;计算负荷电流为 75A 以上时，宜采用经电流互感接入式的电能表。选用三相直接接入式的电能表，其最大电流不宜超过 100A。

根据民用建筑防雷规范，入户侧需要安装防雷模块，符合《GB50057-2010》要求

$\geq 12.5\text{KA}$, $U_p \leq 2.5\text{KV}$, 因此在并网箱安装一块防雷模块以及防雷模块前置空气开关。

新能源分布式光伏发电项目接入系统典型设计中规定,分布式光伏发电以 380/220V 电压等级接入公共电网时,并网点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、失压跳闸及检有压闭锁合闸等功能,并有明显分断点,因此并网箱内部具有:刀闸开关 1 个、自动重合闸开关 1 个、逆变器输入空开 1+N 个,防雷模块 1 个,防雷模块前置空开 1 个;防雷模块规格型号参数需满足符合《GB50057-2010》要求,防雷模块前置空开电流等级应小于主开关电流等级,如主空开电流等级为 63A,防雷模块前置空开电流等级应选用 32A。

总的来说,并网箱开关选型:根据电网公司文件关于印发《光伏电站接入电网技术规定》标准通知,其中在安全与保护上,要求光伏电站应在光伏电站并网点内侧设置易于操作,可闭锁,且具有明显断开点的并网总断路器;具有一定的过电流能力,在 $120\%I_e$ 下,光伏电站可靠工作时间不小于 1min;对于小型光伏电站也就是分布式光伏电站来讲,需要具备快速检测防孤岛并且快速切断并网开关的能力;当光伏电站设置不可逆并网方式时,应配置逆功率保护相关设备;恢复并网要求,当电网发生扰动,在电网电压和频率未达到正常范围之前光伏电站是不允许并网,当检测到电网电压和频率恢复到正常值后,经过 20S 到 5min 这一段时间的延时后合闸并网,重合闸时间由电站的容量、接入方式和当地调度或供电部门决定。再结合目前市场的实际情况,大体可以得出光伏并网柜的技术要求。一般情况要求如下:

(1) 并网开关。根据 15D202-4 建筑一体化光伏系统电气设计与施工要求,断路器的选型及安装应符合下列要求:

- a) 根据短路电流水平选择开断能力,并留有一定裕度;
- b) 应具备过流保护功能,具备反应故障及运行状态的辅助触点及同时切断中性点的功能;
- c) 具备电源与负荷端反接的能力;
- d) 根据并网电流的大小选择微型、塑壳或者框架式断路器。由此可见,并网开关一般选择具有失压脱扣功能、带有电操回路、单辅触点等,必须强调一点,开关需选择 4P 开关,这些是基本要求。开关的容量大小一般是根据光伏的容量大小来选取的,一

般多为额定电流的 1.2 到 1.5 倍。

(2) 并网箱出线选择原则

a) 符合 DIL/T5044-2004 中华人民共和国电力行业标准选用多芯电缆时，其允许载流量可按同截面单芯电缆数值计算。由直流柜引出的控制线、信号线应选择铜芯电缆。其压降不应大于直流系统标称电压的 5%;

b) 直埋敷设电缆时，当电缆承受较大压力或者有机机械损伤危险时，应用钢带铠装电缆。最大工作电流作用下的电缆芯温度，不得超过按电缆使用寿命确定的允许值。确定电缆持续允许载流量的环境温度，如果电缆敷设在空气中或电缆沟，应取最热月日最高温度的平均值。

7.2.5 电缆选择及压降要求

(1) 光伏电缆

1)型号:PV-F-1×4（光伏专用电缆）

2) 额定电压:DC1500v，测试电压:AC6.5KV;

3) 温度等级:-40℃~90℃

4)燃烧等级:EN60332-1-2，性能符合要求。

5) 外护套:外护套为黑色（负极）和红色（正极），材料为交联聚烯烃材料，绝缘厚度符合 2PFG1169/08.2007 的规定。

6) 电缆具有优异的耐风雨性，抗 UV，耐油，耐脂，耐氧，耐臭氧。

7)电缆热寿命评定结果应符合电缆使用寿命不少于 25 年的要求。

(2) 并网箱出线电缆

出线电缆型式:铜芯聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆。

逆变器出线电缆型式:铜芯聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆。

温度

1)工作温度:电缆导体长期运行最高工作温度为 90℃。

2) 短路温度:短路时(最长持续时间不超过 5s)电缆导体的最高温度不超过 250℃。3)

阻燃电缆阻燃特性:C 级。

4)导体:导体符合 GB/T3956-2008 的第 1 种的铜导体。导体采用圆形紧压或型线紧压

绞合结构。

(5)敷设方式:线缆架空穿管相结合的敷设方式。

(6) 电缆设计原则

本项目电缆的技术要求和规格满足 GB50168-2006《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》、《CEEIAB218.1~.4-2012 光伏发电系统用电缆标准》和光伏发电系统达到铭牌功率时直流电缆上的电压降 $\leq 1\%$ ，交流压降 $\leq 3\%$ 。

(7)电缆敷设及防火封堵

组件至逆变器直流电缆采用穿 PE 管直埋为主的敷设方式。逆变器至并网箱低压交流电缆采用穿管敷设方式。配电房外站区电缆采用穿管直埋为主的敷设方式。

根据《电力工程电缆设计标准》(GB50217—2018)及《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》对电缆选型的要求,本项目对光伏电站内电缆均采用 C 类阻燃电缆,对特别重要的回路,如消防系统、站用直流系统、事故照明系统采用耐火电缆。

本项目电缆防火主要采用以下措施:采用阻燃和耐火电缆;在适当的地方设置防火隔墙,在隔墙两侧的电缆表层涂防火涂料;对所有电缆孔洞均采用堵料及耐火材料进行严密封。

7.2.6 设备布置

本项目主要设备安装于楼房屋顶,采用的低压 AC400V 就近并网,自发自用,余电上网模式,并网点一般设置于户主楼顶或者一楼附近。逆变器、汇流箱布置一般要求:

- (1) 防雨遮阴处;
- (2) 距离尽可能短;
- (3) 高度、门开度符合电网和规范要求。

7.2.7 防雷接地

为保证电力系统的安全运行和光伏发电及附属设施的安全,光伏电站必须有良好的避雷、防雷及接地保护装置。避雷、防雷装置应符合《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010 要求,接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169-2006 要求。

(1)防雷

为防止感应雷、浪涌等情况造成过电压而损坏开关站的并网设备,其防雷措施主要

采用防雷器来保护。为了防止过电压对电气设备造成的损害在配电装置逆变器交直流侧及交流并网箱内均逐级装设避雷器。

(2)接地

为了保证项目并网光伏发电系统安全可靠,防止因雷击、浪涌等外在因素导致系统器件的损坏等情况发生,系统的防雷接地配置必不可少。

本项目中保护接地、工作接地和过电压保护接地共用同一个接地网。其接地装置的接地电阻值要求不大于 4Ω ,当电阻值较大时,可采用降阻剂或增加接地极方式降低电阻。接地网采用人工接地网的方式,室外接地网不少于两点连接。屋面避雷带采用 $-40\times 4\text{mm}$ 热镀锌扁钢作为水平接地干线,垂直接地极 $L50\times 50\times 5\text{mm}$ 热镀锌角钢,每根长度为 2.5m ,并与水平敷设的接地干线可靠连接。

光伏区主防雷接地网以采用 -40×4 热浸锌扁钢为主接地网,用 -40×4 浸锌扁钢将支架之间未连接的部分连为一体,单元之间及设备连接与光伏区主接地网可靠连接。

光伏厂区要求接地网的接地电阻值不大于 4 欧姆;若实测值不满足要求,应与设计代表联系,采用接地体外延或其他降阻措施。

组件等电位连接:每排光伏方阵组件金属框架应相互电气连接,组件金属框架或夹件应与金属支架可靠连接,连接点过渡电阻不得大于 0.03Ω ;每排光伏金属支架应至少两端接地。即:相邻组件边缘距离采用 BVR 黄绿双色 4mm^2 可靠连接;组件与檩条之间或组件与 -40×4 热浸锌扁钢之间采用 BVR 黄绿双色 10mm^2 可靠连接;每条支架应至少两端与光伏区主防雷接地网 -40×4 热浸锌扁钢可靠连接,保证每块组件至少有两点与接地网可靠连接。

光伏区的直接檩条、屋面避雷带等必须做好等电位连接,并保证最终与建筑物地下主接地网连接。

当建筑物屋面与建筑物地下主接地网没有可靠连接时,需要设置光伏防雷引下线。引下线要求如下:

(1)屋面敷设专用引下线,采用 4 根 -40×4 扁钢均匀分布在建筑物两边,与原建筑物地面主接地网连接,并在地下连接处加装垂直接地极,垂直接地极采用浸锌角钢 $L50\times 50\times 5$ 。外露引下线,引下线与建筑物墙壁间应有 $10\text{mm}-15\text{mm}$ 的间隙带引下线与接

地引出线连接处设接线板和断接卡子。断接卡子高出室外地面为 0.5m。接线板与断接卡子用镀锌螺栓牢固可靠连接。其距地面 2.7 米以下的导体用耐 1.2/50us 冲击电压 100kV 的绝缘隔离,或用至少 3mm 厚的交联聚乙烯隔离。

(2) 当原建筑物地面主接地网现场无法确认时,需重做地面主地网。采用-40×4 镀锌扁铁环绕厂房墙脚一周约 3m*3m 作为埋地接地线,接地网埋设深度不小于 0.8 米,并在连接处加装垂直接地极,垂直接地极采用浸锌角钢 L50×50×5,接地电阻不大于 4 欧姆新建地网敷设,当一周 3m*3m 安装埋地接地线不满足地电阻不大于 4 欧姆的要求时,接地网继续向周边延伸,直至满足地电阻不大于 4 欧姆的要求,位置按现场情况而定。

屋顶所有电池组件、组件支架、电力电缆的铠装金属外皮、电缆桥架、浸锌钢管、屋顶全部凸起物、金属物与屋顶-40×4 浸锌扁钢可靠焊接,接地电阻不大于 4 欧姆。

变器需要有明显的专用接地线与光伏区主接地网连接。接地线采用 25mm² 的绝缘铜绞线,就近与支架及接地极可靠连接,接地电阻小于 4 欧姆,保证逆变器外露金属部分与接地网等电位连接。

光伏电池板无氧化层,保证与支架可靠连接,形成电气通路。光伏组件支架厂家现场指导安装,保证支架可靠接地。

采用焊接连接时,其焊接处均应在施工完成后刷富锌涂料等防腐措施。

接地装置引向建筑物的入口处、检修临时接地点处以及站内主接地网引出点(光伏方阵、光伏方阵其他发电单元),均应设置标识。

本项目接地极设置于远离建筑物门口、道路的位置并做警示标识,由高处引下的接地扁钢在位于 1.8m 处,穿保护套管敷设。接地电阻值当大于 4 欧姆时,可采用降阻剂或增加接地极方式处理。

7.3 电气二次

7.3.1 设计依据

本项目设计依据以下最新现行文件标准规范编制:

- 1) 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285-2006

- 2) 《光伏电站接入电网技术规定》 Q/GDw617-2011
- 3) 《光伏发电接入配电网设计规范》 GB/T50865-2013
- 4) 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T448-2016
- 5) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T5137-2001
- 6) 《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116-2013

7) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》 GB/T50062-2008）本项目所在地电网公司及相关各方的现有技术文件。

其它相关国家法令、法规、规范，国家现行有关规范规程等。

7.3.2 保护配置及安全自动装置

(1) 元件保护配置

线路继电保护利用并网点断路器本身具有的保护功能实现，不单独另设二次保护，并网点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、失压跳闸及低压闭锁合闸、检有压合闸等功能，线路发生各类短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求，断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 并网逆变器的保护功能

本期工程并网逆变器具备防孤岛保护、各种电流电压保护、漏电保护以及绝缘阻抗检测等保护功能，当检测到孤岛后，立即断开与电网的连接，其防孤岛方案与继电保护相配合，动作时间应该小于对侧电网线路重合闸动作时间及备自投动作时间。

1) 电压保护

当分布式光伏发电系统并网点电压超出下表 6.2-1 规定范围时，应在相应的时间内停止向电网线路送电。此要求适用于多相系统中的任何一相。

保护动作时间要求

并网点电压	要求
$U < 50\% U_N$	最大分闸时间不超过0.1s
$50\% U_N \leq U < 85\% U_N$	最大分闸时间不超过2.0s
$85\% U_N \leq U < 110\% U_N$	连续运行
$110\% U_N \leq U < 135\% U_N$	最大分闸时间不超过2.0s
$135\% U_N \leq U$	最大分闸时间不超过0.05s
注：1. U_N 为分布式光伏发电系统并网点的电网额定电压。 2. 最大分闸时间是指异常状态发生到分布式光伏发电系统停止向电网送电时间。	

逆变器自身带有交流过/欠压保护，逆变器并网运行过程中，电网接口处的电网电压允许偏差为额定值的 $\pm 10\%$ ，当电网电压超出规定范围时，逆变器停止工作。

2) 频率保护

逆变器自身带有交流过/欠频保护逆变器并网运行过程中，当光伏发电系统并网点频率超出 49.5Hz~50.2Hz 范围时，逆变器应在 0.2S 内停止工作；当光伏发电系统并网点频率超出 47Hz~51Hz 范围时，逆变器立即停止工作。

3) 并网同期

分布式光伏发电系统在逆变器交流输出端设置同期点，由分布式光伏发电系统逆变器自动检测电网电压、相位、频率，待电压、相位、频率一致时，再投入并网，保证逆变器并网运行对电网无冲击、无扰动。

4) 恢复并网

系统发生扰动脱网后，在电网电压和频率恢复到正常运行范围之前分布式光伏发电系统不允许并网。在电网电压和频率恢复正常后，分布式光伏发电系统需要经过一定延时后才能重新并网，延时值应在 20s~5min 范围内可调，具体由电网调度机构给定。

7.3.3 低压并网子系统

本项目采用组串式逆变器，由组件引出的直流 4mm² 电缆经过串联后直接引入逆变器，由逆变器进线直流开关实现短路及过流保护，逆变器内部各组串进线均配置电流监测装置，实现电流信号实时监测。考虑到光伏电站对电力系统的影响，在光伏电站安装的逆变器选择具有防孤岛保护功能；在电网紧急情况下，光伏发电通过逆变器侧可快速切

除光伏电站。

低压并网箱/柜的并网线路由箱/柜内的总出线开关实现短路及过流保护。且具备失压跳闸及检有压合闸功能。本项目由电力部门在计量并网箱内安装一块 0.2S 级并网计量表，用于发电量计量，电度表由电力公司提供。低压并网部分仅需上传发电量信息，每个计量电度表自带电能量采集终端功能，采集并网电度表的数据，通过无线 GPRS 传输至电力公司营销中心。

7.3.4 监测系统

(1) 监控方案的设计原则

本项目逆变器数据通过 4G/5G 网络传输至业主的无线运维管理系统（智慧运维系统），无线通信模块由逆变器厂家提供。

(2) 监控配置及要求

1) 本项目的光伏系统上传发电量信息，并预留上传并网点开关状态及实时发电信息的能力。远动设备的配置根据调度运行管理关系确定。

2) 电能量计费及同期: 本项目为自发自用，余电上网的分布式光伏项目，根据不同项目性质设置并网点，在每个并网点设置 1 块双向电能表统计上网电量与下网电量。双向计量表设在产权分界点处。

3) 计费关口点按单表设计，电能表的精度要求不低于 0.2S 级，并且要求有关电流互感器为 0.2S 级。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通讯和通过电能量信息采集终端远程通信的功能。

4) 计量表采集信息应分别接入供电公司和光伏发电管理部门的电能量采集系统，作为电能量和电价补贴依据。各表计量信息统一至计量终端服务器。逆变器本体内部具有同期功能，可自动投入/退出运行。

(3) 监控方案的适用场景及特点

1) 需要使用 4G/5G 网络覆盖光伏电站，并向 4G/5G 电信运营商（中国移动、中国联通、中国电信）按月或者按年缴纳数据流量费用；

2) 通讯棒需支持 2 路及以上数据直传要求(地址可现场设置)，所有数据应直传业主

单位集中监控系统，不采用 API 接口转发。

(4)光伏监控系统：本项目按照无人值守设计，安全防护系统须满足对无人值守的要求，可增加智慧光伏监控系统和无线运维管理系统，系统内容包含实时数据的在线检测，逆变器、并网箱状态诊断与报警，远程控制，历史存盘、查询、分析。每日、每月发电量报表数据对比、曲线对比，每日负荷曲线及最大负显示等。

8 土建工程

8.1 设计依据和原则

8.1.1 设计原则

- (1) 严格执行国家及行业有关的法规、标准及规范。
- (2) 采用成熟的技术方案，保证建筑物的可靠性、安全性和经济性。
- (3) 在保证建筑物的可靠性、安全性和经济性的条件下，积极采用新技术、新材料。
- (4) 优化设计，在满足使用，方便施工的条件下节省投资，做到节能、环保。

8.1.2 设计采用的主要技术数据

- (1) 光伏电站支架设计使用年限：28 年；逆变升压一体机及支架基础：50 年。
- (2) 场地地震影响参数：地震基本烈度 6 度、地震动峰值加速度 0.05g、地震动反应谱特征周期 0.35S，场地类别 II 类。
- (3) 基本风压：0.5kN/m²（50 年一遇），地面粗糙度 B 类。
- (4) 电池组规格：550 高效半片组件规格：2256*1133*35 重 27kg，固定支架倾角：5 度。
- (5) 设计主要控制参数：
 - 受压构件容许长细比 120。
 - 受拉构件容许长细比 250（圆钢和钢拉索除外）梁的挠度 1/250。

8.1.3 工程设计安全标准

本项目光伏组件支架采用一种形式，即混凝土屋面光伏阵列支架、光伏阵列支架基础。混凝土屋面直接承担太阳能阵列所负荷的自重、风何载、温度荷载、地震力等荷载。对于屋顶光伏，荷载通过支架传至建筑结构。

按《建筑抗震设计规范》GB50011-2010(2016 年版) 及《建筑结构荷载规范》GB50009-2012，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第二组，地面粗糙度为 B 类，基本风压 0.24kN/m²(按 25 年一遇)，基本雪压不考虑。

8.2 场址概况及现状

本项目涉及的政府机构（单位）、教育建筑、医院、国企单位屋顶。

8.3 主要建筑材料

本项目主要建筑材料：

- （1）水泥：普通硅酸盐水泥、矿渣硅酸盐水泥，标号不得低于 P.O42.5。
- （2）混凝土：C25
- （3）钢材：采用 Q235B，焊条采用 E43。热镀锌 C 型钢、U 型，热镀锌防腐，锌膜厚度不小于 65 μ m，对于现场需施工焊接的构件均应重新涂刷环氧富锌防腐。
- （4）钢筋：HPB300、HRB400 普通热轧钢筋。
- （5）螺栓：普通 A、B 级螺栓，5.6 级、8.8 级。

8.4 场区总布置与交通

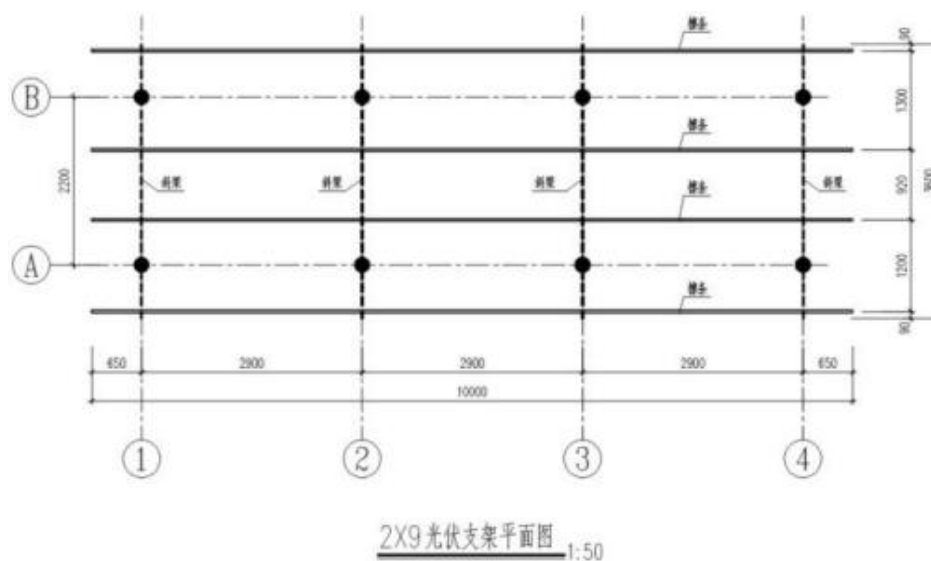
混凝土屋面采用钢支架加混凝土支墩形式。

根据光伏系统设计的结论，本次光伏系统阵列间通道主要以满足检修宽度为主，为充分利用屋面面积，暂按 850mm/800mm 考虑宽度。电池组件固定支架结合电池组件排列方式布置，采用纵向布置方案。

8.5 建筑设计

土建工程主要为混凝土屋顶光伏阵列支架，箱式高压室基础、箱变基础等结构工程。

混凝土屋顶采用固定倾角式光伏阵列，支架为钢材支架，固定在屋顶混凝土支墩上。光伏组件支架沿结构单元长度方向上设置横向支架。支架与基础、支架间杆件以及支架与檩条之间的连接方式推荐采用螺栓连接，光伏组件与檩条之间的连接方式采用压块连接。



2×9 光伏支架平面图

本项目的太阳能组件，采用这种安装方式，增加荷载较小，安装方便，有利于提高施工的进度，不会影响原厂房安全使用，不损坏原有屋面的防水能力。混凝土屋面的厂房采用水泥负重块安装，不破坏原有屋面的防水层。经济成本低。

8.6 屋面光伏载荷分析、校验

8.6.1 水泥屋面称重分析

(1) 屋顶光伏组件面积：

组件面积：2278*1134mm \approx 2.583 m²。

(2) 屋顶光伏部件重量：

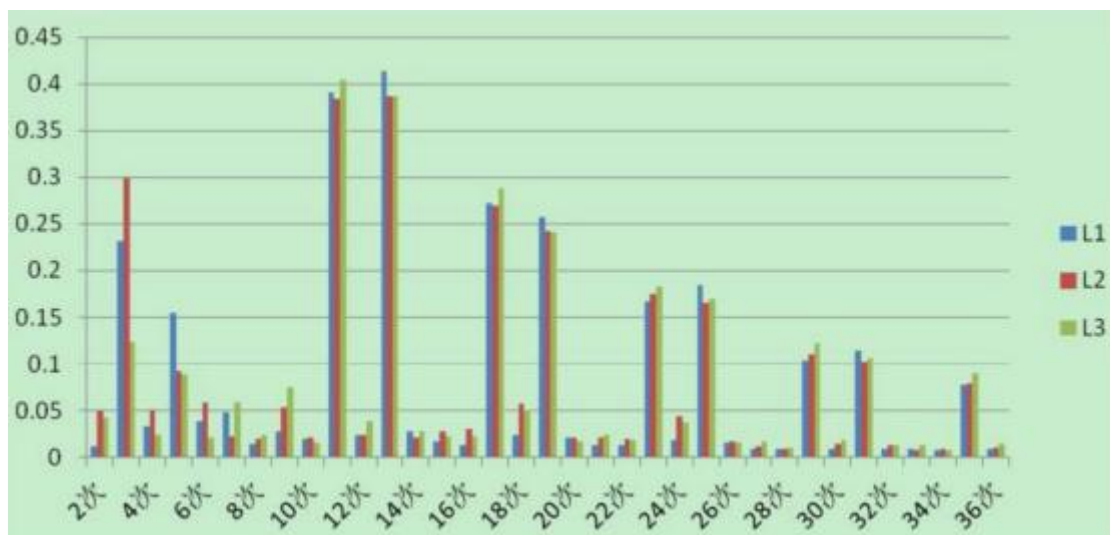
每块组件重量：27.5kg，共约：10.65kg/m²；

(3) 水泥屋面支架设计：

光伏组件顺屋面铺设，与屋面成角度。夹具抗拉拔和抗侧滑能力需大于最大的荷载设计值。

(4) 光伏支架抗风设计：

本项目建筑物屋面支架主要设计构件钢支架加混凝土支墩基础，利用其自重抗风。风吸力作用下支架底部拔力如下图：



支座反力图

支墩采用 0.6*0.6*0.4 (h) 混凝土块，总重 3.6kN>3.2kN。

(5) 结构承载复核

混凝土屋面安装光伏系统前需进行结构荷载分析，对主结构进行承载复核，以确保屋面增加光伏系统不会对原建筑物造成破坏性影响。

- 每组光伏阵列由 2*9 个组件组成，占地面积 $A=2*9*2.583=46.5 \text{ m}^2$ ；
- 组件总重： $2*9*0.275=4.95\text{kN}$ ；
- 横梁、立柱截面形式：C80*40*15*2：0.0285kN/m；
- 支架总重： $4*(0.0285*3.6+0.0285*0.85+0.0238*1.14)=0.615\text{kN}$ ；
- 檩条截面形式：C80*50*15*2：0.0317kN/m；
- 檩条总重： $0.0317*10*4=1.268\text{kN}$ ；
- 基础总重： $25*0.6*0.6*0.4*2*4=28.8\text{kN}$ ；
- 压块总重按 0.05 倍支架总重计算，
- 最终荷载： $G=4.95+28.8+1.05*(0.615+1.268)\approx 35.7\text{kN}$ 。
- 均布荷载 $V=G/A=0.768\text{kN/m}^2$ 。
- 根据荷载规范及支架计算结果，安装光伏支架的各厂房均为上人屋面，活荷载设计值为 2.0kN/m^2 。本次支架均布荷载在 2.0 范围以内。
- 另经结构核算，原有结构承载力满足安装光伏支架的要求。

9 工程消防设计

9.1 消防设计依据、原则及电气设备消防设计

9.1.1 设计依据

- 《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)
- 《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB50229-2006)
- 《电力设备典型消防规程》(DL5027-2015)
- 《电力工程电缆设计规范》(GB50217-2018)
- 《建筑设计防火规范》GB（50016-2014）
- 《水喷雾灭火系统技术规范》GB（50219-2014）

9.1.2 设计原则

1)贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未然，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，立足自防自救。

2)设计中，严格执行国家有关防火规范和标准，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、安全出口等各项要求。

3)建筑结构材料、装饰材料等均满足防火要求。

4)设备选用经国家有关产品质量监督检测部门检验合格的产品，并要求安全可靠、使用方便、技术先进、经济合理。

9.1.3 电气设备消防设计

由于电气设备发生火灾时消防人员不可能及时扑救。因此，逆变器、交流汇流箱的防火措施主要以预防为主，同时配备相应的自动灭火装置。建议每个逆变器配置 1 具 MF/ABC4 手提式干粉灭火器。

9.2 施工消防设计

9.2.1 总平面布局

临时设施的布置应满足现场防火、灭火及人员安全疏散的要求。

施工现场出入口的设置应满足消防车通行的要求，并布置在不同方向，其数量不少于 2 个。当确有困难只能设置 1 个出入口时，应在施工现场内设置满足消防车通行的环形道路。

易燃易爆危险品库房应远离明火作业区、人员密集区和建筑物相对集中区。

可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房不应布置在架空电力线下。

9.3 施工消防设计

9.3.1 总平面布局

临时设施的布置应满足现场防火、灭火及人员安全疏散的要求。

施工现场出入口的设置应满足消防车通行的要求，并布置在不同方向，其数量不少于 2 个。当确有困难只能设置 1 个出入口时，应在施工现场内设置满足消防车通行的环形道路。

易燃易爆危险品库房应远离明火作业区、人员密集区和建筑物相对集中区。

可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房不应布置在架空电力线下。

9.3.1.1 防火间距

易燃易爆危险品库房与在建工程的防火间距不应小于 15m，可燃材料堆场及其加工场、固定动火作业场与在建工程的防火间距不应小于 10m，临时设施与在建工程的防火间距不应小于 6m。

施工现场临时设施的防火间距应符合《建设工程施工现场消防安全技术规范》表 3.2.2 的规定。

9.3.1.2 临时消防车道

施工现场内应设置临时消防车道，临时消防车道与在建工程、可燃材料堆场及其加工场的距离不宜小于 5m，且不宜大于 40m；施工现场周边道路满足消防车通行及灭火救援要求时，施工现场内可不设置临时消防车道。

9.3.2 建筑防火

临时用房和在建工程应采取可靠的防火分隔和安全疏散等防火技术措施。

9.3.2.1 在建工程防火

施工现场应设置灭火器、临时消防给水系统和临时消防应急照明等临时消防设施。

施工现场的消火栓泵应采用专用消防配电线路。专用消防配电线路应自施工现场总配电箱的总断路器上端接入，且应保持不间断供电。

地下工程的施工作业场所宜配备防毒面具。

9.3.3 临时消防设施

9.3.3.1 灭火器

a)变配电房设置干粉灭火器。

9.3.3.2 应急照明

变配电房、无天然采光的作业场所及疏散通道设置应急照明，应急照明灯具宜选用自备电源的应急照明灯具，自备电源的连续供电时间不小于 60min。

9.3.4 防火管理

9.3.4.1 消防安全管理

a)本项目施工现场的消防安全管理由总承包单位负责。分包单位应向总承包单位负责，并应服从总承包单位的管理，同时应承担国家法律、法规规定的消防责任和义务。

b)监理单位应对施工现场的消防安全管理实施监理。

c)施工单位应根据建设项目规模、现场消防安全管理的重点，在施工现场建立消防安全管理组织机构及义务消防组织，并应确定消防安全负责人和消防安全管理人员，同时应落实相关人员的消防安全管理责任。

d)施工单位应针对施工现场可能导致火灾发生的施工作业及其他活动，制订消防安全管理制度。

e)施工单位应编制施工现场防火技术方案，并根据现场情况变化及时对其修改、完善。

f)施工单位应编制施工现场灭火及应急疏散预案，并依据灭火及应急疏散预案，定期开展灭火及应急疏散的演练。

g)施工人员进场时，施工现场的消防安全管理人员应向施工人员进行消防安全教育和培训。

h)施工作业前，施工现场的施工管理人员应向作业人员进行消防安全技术交底。

i)施工过程中，施工现场的消防安全负责人应定期组织消防安全管理人员对施工现场的消防安全进行检查。

j)施工单位应做好并保存施工现场消防安全管理的相关文件和记录，并应建立现场消防安全管理档案。

9.3.4.2 可燃物及易燃易爆危险品管理

a)可燃材料及易燃易爆危险品应按计划限量进场。进场后，可燃材料宜存放于库房内，露天存放时，应分类成垛堆放，垛高不应超过 2m，单垛体积不应超过 50m³，垛与垛之间的最小间距不应小于 2m，且应采用不燃或难燃材料覆盖；易燃易爆危险品应分类专库储存，库房内应通风良好，并应设置严禁明火标志。

b)室内使用油漆及其有机溶剂、乙二胺、冷底子油等易挥发产生易燃气体的物资作业时，应保持良好通风，作业场所严禁明火，并应避免产生静电。

c)施工产生的可燃、易燃建筑垃圾或余料，应及时清理。

9.3.4.3 用火、用电、用气管理

a)施工现场用火应符合下列要求：

1)动火作业应办理动火许可证；动火许可证的签发人收到动火申请后，应前往现场查验并确认动火作业的防火措施落实后，再签发动火许可证。

2)动火操作人员应具有相应资格。

3)焊接、切割、加热等动火作业前，应对作业现场的可燃物进行清理；作业现场及其附近无法移走的可燃物应采用不燃材料对其覆盖或隔离。

4)施工作业安排时，宜将动火作业安排在使用可燃建筑材料的施工作业前进行。确需在使用可燃建筑材料的施工作业之后进行动火作业，应采取可靠的防火措施。

5)裸露的可燃材料上严禁直接进行动火作业。

6)焊接、切割、加热等动火作业应配备灭火器材，并应设置动火监护人进行现场监护，每个动火作业点均应设置一个监护人。

7)五级(含五级)以上风力时，应停止焊接、切割等室外动火作业；

确需动火作业时，应采取可靠的挡风措施。

8)动火作业后，应对现场进行检查，并应在确认无火灾危险后，动火操作人员再离开。

9)具有火灾、爆炸危险的场所严禁明火。

10)施工现场不应采用明火取暖。

b)施工现场用电，应符合下列规定：

1)施工现场供用电设施的设计、施工、运行和维护应符合现行国家标准《建设工程施工现场供用电安全规范》GB50194-2014 的有关规定。

2)电气线路应具有相应的绝缘强度和机械强度，严禁使用绝缘老化或失去绝缘性能的电气线路，严禁在电气线路上悬挂物品。破损、烧焦的插座、插头应及时更换。

3)电气设备与可燃、易燃易爆危险品和腐蚀性物品应保持一定的安全距离。

4)有爆炸和火灾危险的场所，应按危险场所等级选用相应的电气设备。

5)配电屏上每个电气回路应设置漏电保护器、过载保护器，距配电屏 2m 范围内不应堆放可燃物，5m 范围内不应设置可能产生较多易燃、易爆气体、粉尘的作业区。

6)可燃材料库房不应使用高热灯具，易燃易爆危险品库房内应使用防爆灯具。

7)普通灯具与易燃物距离不小于 300mm；聚光灯、碘钨灯等高热灯具与易燃物的距离不小于 500mm。

8)电气设备不应超负荷运行或带故障使用。

9)严禁私自改装现场供用电设施。

10)应定期对电气设备和线路的运行及维护情况进行检查。

c)施工现场用气应符合下列规定：

1)储装气体的罐瓶及其附件应合格、完好和有效；严禁使用减压器及其他附件缺损的氧气瓶，严禁使用乙炔专用减压器、回火防止器及其他附件缺损的乙炔瓶。

2)气瓶应分类储存，库房内应通风良好；空瓶和实瓶同库存放时，应分开放置，两者间距不应小于 1.5m。

9.3.4.4 其他防火管理

a)施工现场的重点防火部位或区域，应设置防火警示标识。

b)施工单位应做好施工现场临时消防设施的日常维护工作，对已失效、损坏或丢失

的消防设施应及时更换、修复或补充。

c)临时消防车道、临时疏散通道、安全出口应保持畅通，不得遮挡、挪动疏散指示标识，不得挪用消防设施。

d)施工期间，不应拆除临时消防设施及临时疏散设施。

e)施工现场严禁吸烟。

10 施工组织设计

10.1 施工条件

10.1.1 光伏电站自然条件

本项目选址屋顶平坦，地理位置为北纬 $23^{\circ} 3'$ ，东经 $116^{\circ} 4'$ ，全区平均日照时数为 2100~2300 小时，属太阳能资源三类地区，具备充分的光伏发电自然条件。

10.1.2 对外交通运输条件

场区周边由现状道路连通。

10.1.3 光伏电站施工条件

10.1.3.1 建筑材料

主要建筑材料如管桩、水泥、砂石骨料、钢材等可就近采购。

10.1.3.2 施工用电

光伏电站施工用电由临时发电机提供。

10.1.3.3 施工用水

光伏电站施工现场用水由该屋顶的业主提供。

10.1.3.4 施工特点

本项目施工地区大部分地面平坦，道路宽度较小，可多利用机动车辆来提高施工速度。工程基础较多，所以施工时应注意各基础的合理施工顺序。工程的主要部件是太阳能电池板，由于其外部材料为玻璃所以施工时应注意不可损坏。

10.2 施工总布置

10.2.1 施工总平面布置原则

根据本项目的特点，在施工布置中考虑以下原则：施工总布置遵循因地制宜、方便生产、管理，安全可靠、经济适用的原则。充分考虑光伏电池板布置的特点，统筹规划，尽量节约用地，合理布置施工设施与临时设施。合理布置施工供水与施工供电。施工期间施工布置必须符合环保要求，尽量避免环境污染。施工总布置须按下面基本原则进行。

（1）质量第一、安全至上的原则

光电池组件的安装工程量安装质量要求高，为此，在全部工程实施始终都要贯彻执行质量第一、安全至上的原则。

（2）节能环保、创新增效的原则

光伏电站的建设本身就是节约一次能源、保护环境和充分利用可再生能源太阳能的一项社会实践。但是在光伏电站的建设中，对于具体的工程项目实施，仍然要遵循充分节约能源、切实保护环境的原则。在光伏电站建成运营后，更能充分显示出开发新能源对人类所创造出的经济效益、社会效益和绿色环保效益。

10.2.2 施工总平面布置方案

本项目施工总平面包括光电池组件的组装场地布置、设备材料临时堆放场地的布置、施工临时办公生活、建材、钢筋等场地布置。整个光伏电站为矩阵排列，行与行之间的通道考虑安装和检修。

10.2.3 施工通信

光伏电站施工现场的内部通信采用无线电通信方式解决。施工现场的对外通信，拟采用无线电对讲机通信。

10.3 施工交通运输

10.3.1 对外交通运输方案

本项目光伏厂区设备重量不大，拟定电站的对外交通以公路为主，进站道路进行铺碎石处理，修建成简易道路即可满足运输条件。现场的施工和安装运输道路需重新设计和施工后才能满足施工条件。

10.3.2 进场和场内交通线路的规划和布置

工程占地范围内地形较为平坦，在施工中采取方便施工的原则在光伏电站的光伏方阵中修建临时通道。

10.4 主体工程施工

光伏电站主体工程施工主要包括：光伏组件的安装，逆变器、汇流箱及箱式变压器

的安装，电力电缆和光缆敷设，支架土建施工与设备安装等。

10.4.1 电池板安装

10.4.1.1 支架零部件的检查校正

支架安装前应按材料进场检验要求进行全检，并根据图纸检查支架零部件的尺寸应符合设计要求。检查是否变形，出现变形应及时校正。不允许有倒刺和毛边现象。所有零部件均应按图纸设计要求进行表面防腐处理，保证不生锈，不腐蚀。

10.4.1.2 标准螺栓的要求和质量检验

电池支架联接紧固件必须符合国家标准要求，采用镀锌件，达到保证其寿命和防腐紧固的目的。螺栓、螺母、平垫圈、弹簧垫圈数量、规格型号和品种应齐全，符合设计要求。每个螺栓紧固之后，螺栓露出部位长度应为螺栓直径的 $2/3$ 。

10.4.1.3 电池板固定杆、支撑杆、横拉杆安装

弹簧垫圈、螺母将横拉杆安装在支撑杆上，用扳手轻轻扳紧螺母。安装过程中做好施工记录。

10.4.1.4 电池板杆件安装

①检查电池板杆件的完好性。

②根据图纸安装电池板杆件。为了保证支架的可调余量，不得将连接螺栓紧固。

10.4.1.5 电池板组件的安装

①电池板的进场检验。

太阳能电池板应无变形、玻璃无损坏、划伤及裂纹。

测量太阳能电池板在阳光下的开路电压，电池板输出端与标识正负应吻合。玻璃无裂纹和损伤，背面无划伤毛刺等；安装之前在阳光下测量单块电池板的开路电压应符合要求；

②电池板安装面的粗调

调整首末两根电池板固定杆的位置并将其紧固其将放线绳系于首末两根电池板固定杆的上下两端，并将其绷紧。

以放线绳为基准分别调整其余电池板固定杆，使其在一个平面内。预紧固所有螺栓。

电池板在运输和保管过程中，应轻搬轻放，不得有强烈的冲击和振动，不得横置重

压；电池板的安装应自下而上逐块安装，螺杆的安装方向为自内向外，并紧固电池板螺栓。安装过程中必须轻拿轻放以免破坏表面的保护玻璃；电池板的联接螺栓应有弹簧垫圈和平垫圈。并且在各项安装结束后进行补漆；电池板安装必须作到横平竖直，同方阵内的电池板间距保持一致；注意电池板的接线盒的方向符合设计要求。

③电池板调平。

线绳分别系于电池板方阵的上下两端，并将其绷紧。以放线绳为基准分别调整其余电池板，使其在一个平面内。紧固所有螺栓。

10.4.1.6 电池板接线

光伏电池组件与光伏电池方阵：电池组件单块光伏电池板组成串联的组件，光伏电池方阵则是由串联后的光伏电池组件并联而成。

光电板 MC 电缆敷设跟随光电板安装同时进行，即边安装光电板边敷设 MC 电缆连接。

通过太阳能电池组件自带的引出线连接。此电气连接在光伏支架上完成；在此位置的电气连接中，必须对方阵的引出电缆线进行正负极标识。电池组件连接敷设走线可为：接线方式为：MC4 插头、插座连接，P(+)/N(-)线连接。

①根据电站设计图纸确定电池板的接线方式。

②电池板连线均应符合设计图纸的要求。

③接线采用多股铜芯线，接线前应先将线头搪锡处理。

④接线时应注意勿将正负极接反，保证接线正确。每串电池板连接完毕后，应检查电池板串联开路电压是否正确，连接无误后断开一块电池板的接线，保证后续工序的安全操作。

⑤将电池板串联的连线接入汇线箱内再用铠装电缆接入逆变柜，电缆的金属铠装应做接地处理。

10.4.2 逆变器安装

10.4.2.1 并网逆变器检查

对照并网逆变器的设计原理图、接线图，复查并网逆变器内的接线是否正确。线号是否和图纸上一致，线束是否扎牢。接触器触点应紧密可靠动作灵活。

固定和接线用的紧固件、接线端子，应完好无损。

对并网逆变器接线应编号，端接线进行明确标识。

接地线应连接牢固，不应串联接地。

10.4.2.2 安装

根据并网逆变器安装图纸要求确定并网逆变器基础位置并安装基础槽钢，水平误差度应小于 2mm/m 并紧固基础槽钢，将并网逆变器安装在基础槽钢上，调整并网逆变器垂直误差应小于 2mm/m，水平度误差应小于 2mm/m 并紧固并网逆变器连接螺栓。

10.4.2.3 接线

按照图纸设计要求将电池板方阵等的电缆连接在并网逆变器相应端子上。检查所有连线正确。

10.4.2.4 逆变器系统调试

逆变器电压、电流出现异常波动时，可自动报警并切断线路。

逆变器可以按要求给出稳定的电压。

逆变器有防止负载短路的自动保护。

检查系统的自放电率是否在要求的范围内。

10.4.2.5 投运前的检查

检查各种保护装置的动作可靠性。

变压器相应接地部件应可靠接地。

变压器分接开关档位指示正确(按用户要求调整)。

检查控制线路的联接是否正确可靠(若有控制线路)。

变压器若带有电流互感器，检查电流互感器二次侧不带负荷时是否已短接，不允许开路运行。

10.4.2.6 运行

变压器由供电侧接入电源。

变压器接入电源时应先进行空载合闸试验，空载冲击合闸电压为系统额定电压，合闸次数最多为 5 次，每次合闸间隔时间不少于 15 分钟。在冲击时，如果电压值一次达到最高工作电压时，可不再进行冲击合闸试验，视为合格。

试验结束后,应将气体继电器的信号接点接至报警回路,跳闸接点接至与跳闸回路,调整好过流保护限值。此时过流保护时限整定为瞬时动作,如变压器接入电源的试验结果良好,重新调整过流保护的整定值后进行后续工作。

变压器空载运行 48 小时无异常后,可转入带负载运行,并应逐步分级增加负载,负载运行 24 小时后,变压器主体及附件均运行正常,则试运行结束,变压器可投入正常运行。

10.5 施工总进度

按照建设单位的规划设想要求,充分考虑实际操作的可操作性与经济性,本项目建设周期为 24 个月。

(1) 本项目整体设计施工阶段可分为:设计阶段、物资材料采购供应阶段、施工准备阶段、施工阶段、工程验收阶段。结合各设计施工阶段的特点,以规定的现场施工工期为目标,以保证工程质量为核心。

(2) 施工组织协调的原则

为保证现场施工进度,本项目将充分利用光伏组件厂内组织加工的特点,做好工厂加工,减少现场施工工作量。光伏专业施工是工程总体施工的关键,在现场各项施工中,必须以光伏专业施工为重点,全力保证其优先的施工顺序,这一点还应成为现场建筑施工、监理等其它管理人员的指导思想。

(3) 工期保证措施

➤ 设计阶段的进度保证

编制合理的设计总进度计划;做好设计准备;合理的方案设计;严格的施工图设计。

➤ 保证材料供应计划

在施工图确认后,及时提出太阳能电池板、型材、五金配件等主要材料订单。及时确定供应商,订立供货合同。

➤ 施工阶段的进度保证

组织多方位立体施工;尽快确定和现场监理、土建方的配合;按倒计时法确定进度计划;订立确保施工进度的组织措施计划保证;严格进行施工技术管理。

➤ 加强施工协调

在光伏工程施工中应留有约 10 天的余地。抓好以下几点：

设计及施工方及时进行技术交底，全面沟通，尽快确立对选型、选材等问题的统一认识。

安装与土建施工紧密配合，并统一对误差修正、交叉施工、产品保护等问题的认识。抓好配套部件生产进度才能保证形象进度。

多方筹措资金，制定合理的资金安排。

➤ 劳动力计划及对进度计划的保证

计划本项目施工进度时，针对每一设计、加工制作、安装施工、竣工验收等环节，以保证质量和工期为原则，逐一确定劳动力人数及工种和管理人员对要求。

11 工程管理设计

11.1 组织措施及保障

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，拟建项目建设管理由届时建设单位对工程实施全面管理。

为加快项目的建设步伐，同时，考虑到该项目实施涉及到住建及发展改革局等有关部门的协调工作。各子项目应分别设立专门的工程项目部，加强项目组织管理与协调。

11.1.1 建设组织机构

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，将成立项目部，项目部的主要权限及职责为：

- （1）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；
- （2）负责协调项目建设安全、质量、进度、造价控制工作；
- （3）负责合同的签订和履行；
- （4）负责协调、组织项目招标、合同谈判、签约工作；
- （5）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；
- （6）负责生产准备工作；
- （7）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；
- （8）负责项目投产后的运营、还贷和拆除工作。

项目部下设综合策划部、建设工程部、项目监察部和办公室等部门，工作人员从有关部门抽调。

11.1.2 组织机构

在项目部的领导下负责项目的前期协调和项目管理工作，项目建设组织机构设立综合部、工程部、计划合同部三个部门。

各部门职责如下：

- （1）综合部

负责日常事务处理和后勤保障工作，包括文件收发、办公用品采购、交通工具安排

和档案资料管理等。

（2）工程部

负责项目实施过程的技术协调和管理、推进工程的实施与控制。负责技术方案的协调管理，监督设计进度、设计质量，组织各阶段的设计评审，协调规划、用地、管线部门等方面与工程设计的关系，对技术方案进行技术审核，对设计变更进行控制管理，对影响设计的资料和设计成果资料进行管理。协调水、电、交通等方面事宜。监管工程施工，对施工组织方案、技术保证措施、安全卫生保证措施进行控制管理。监管施工进度，对施工过程中出现的问题进行协调处理。

（3）计划合同部

负责项目建设进度，进行工程设计、工程施工、工程监理、重要工程设备材料采购的招标管理，对设计、施工、监理、供货合同进行管理；进行项目资金筹措，审核工程款项的支出，资金统筹安排；进行财务管理、监管资金、合同落实与使用。

11.1.3 人员配置

据生产和经营需要，结合现代化光伏项目运行特点，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。拟建光伏电站按“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。项目公司做好电站运行和日常维护及定期维护工作。

人员配置比例需根据细分项目具体情况而定。

综上所述，在我司齐备的人员配置下，对本项目具备完善的管理能力。

11.2 健全工作机制

县（市、区）各相关部门要注重联合行动，做好协调衔接，共同构建全市推进“碳达峰、碳中和”分布式光伏规模化开发试点的工作机制。要按照行动方案要求，压实责任，明确分工。围绕重点工作领域，加强对接沟通，积极向上争取，力求在规划、政策、项目、体制创新等方面赢得更大支持。要共同研究重大问题，协同实施重大项目，形成推进工作的强大合力，共建全面合作、互利共赢的发展格局。

11.3 加快电网升级改造

根据分布式光伏发电系统接入需求，提前规划建设电网设施，加强对配电网的升级改造。制定相应的标准规范，指导分布式光伏项目合理有序发展，切实保障分布式光伏试点项目的大规模接入需求，实现合理并网消纳。

11.4 政策引导

实行财政扶持。通过财政补贴、整合乡村振兴各类项目资金等方式给予支持，鼓励试点县（市、区）积极组织屋顶光伏开展分布式发电市场化交易。

实行“一企包一县”，统筹管理，助推先进技术应用落地。鼓励引导经济效益好的央国企或本地企业主动参与到分布式光伏工程推进中，实行企业与企业联合，整合项目资金，提高资金利用效率。

11.5 宣传发动

借助各种媒介渠道，发挥新闻媒体宣传引导作用，充分激发市场主体和社会组织的积极性、主动性和创造性，进一步提高公众参与度，推动全社会共同参与“碳达峰、碳中和”分布式光伏规模化开发试点工作。畅通政府与市场主体、社会大众的沟通交流渠道，广泛听取社会各界意见建议，打好“碳达峰、碳中和”主动仗。

12 环境保护和水土保持

12.1 编制依据与标准

环境相关的法律法规体系是指在一定范围内，按其内在联系将有关开发、利用、保护和改进环境的全部法律规范构成一个有机的整体。目前，我国已经建立了比较完整的环境法律法规体系，包括全国性和地方性两个层面，为解决环境相关问题提供有效依据。

12.1.1 全国性法律法规及标准

- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2002 年 10 月）
- 《中华人民共和国环境保护法》（1989 年 12 月）
- 《中华人民共和国水污染防治法》（2008 年 2 月）
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（2000 年 4 月修订）
- 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（1996 年 10 月修订）
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2004 年 12 月修订）
- 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月修订）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月修订）
- 《中华人民共和国节约能源法》（2007 年 10 月修订）
- 《危险废物转移联单管理办法》（1999 年 6 月）
- 《建设项目环境保护管理条例》（1998 年 11 月）
- 《建设项目环境保护分类管理名录》（2002 年 10 月）
- 《环境影响评价公众参与暂行办法》（2006 年 2 月）
- 《医疗机构水污染物排放标准》（GB18466-2005）
- 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）

12.1.2 地方性法律法规及标准

- 《广东省环境保护条例》（2005 年 1 月）
- 《广东省建设项目环境保护管理条例》（2004 年 7 月修订）
- 《广东省地表水环境功能区划》（2011 年 1 月修订）
- 《广东省机动车排气污染防治条例》（2000 年 5 月）

- 《广东省固体废物污染环境防治条例》（2004 年 1 月）
- 《广东省清洁生产联合行动实施意见》（2001 年 11 月）
- 《广东省建设项目环保管理公众参与实施意见》（2007 年 12 月）
- 《关于实行建设项目环保管理主要污染物排放总量前置审核制度的通知》（2008 年 7 月）

12.2 环境影响及保护措施

本项目对环境的影响大部分是在施工过程中带来的，但是工程相对简单，施工周期短，施工造成的环境影响将随着工程的结束而消失。加强施工管理后，对周围环境的影响十分有限。

12.2.1 光污染分析

多晶硅电池组件上表面为玻璃结构，因此会产生光污染。本项目采用的光伏组件内的晶硅板片表面涂覆有防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过防反射处理，采用透光率极高的自洁防眩光涂层，透光率达 95% 以上，光伏阵列的反射光极少，对阳光的反射以散射为主，无眩光。其总反射率远低于玻璃幕墙，无眩光。

本项目以与屋面平行的方式布置组件位置和放置角度，可以改变太阳光反射高度，不会对附近高速公路和居民住宅等产生光污染。

12.2.2 电磁辐射问题

直流电的性质是电流的大小、方向不随时间改变、在“单位时间”内不发生变化，因此也不会向空间辐射电磁波。本项目直流电汇流逆变成交流电的过程发生在配电室，不会对旅客和工作人员产生电磁辐射。

12.2.3 施工期污染源

12.2.3.1 噪声防治

本项目施工内容主要包括管道基础承台浇筑、设备、管道安装和调试等。施工噪声主要来自于搅拌机、切割焊接等施工机械以及运输车辆。在施工时应注意施工机械的保养，将施工噪音降低到标准范围内。施工车辆的运行应尽量避免避开噪声敏感区域和噪声敏感时段，文明行车。

12.2.3.2 扬尘、废气

工程施工中由于施工车辆的行驶，在作业面及其附近区域将产生粉尘和二次扬尘，同时施工机械和运输车辆在运行过程中也排放大量含 NO₂、CO 和 HC 的废气，造成局部区域的空气污染。为减小施工扬尘和废气对相关人员的影响，必须配合相应的环境保护措施，如定期洒水清扫运输车进出的主干道、建筑材料堆场以及混凝土拌和处应定点定位并采取适当的防尘措施、加强对施工机械和运输车辆的维修保养等，同时提倡文明施工，加强施工管理。

12.2.3.3 废、污水

工程施工废污水主要来自于土建工程施工、材料和设备的清洗，以及雨水径流。施工废污水的主要成分是含泥沙废水，不可任其随地漫流，污染周围环境，应对废水进行收集，方法是在现场开挖简易池子对泥浆水进行沉淀处理，处理后尾水全部予以回用，可用于施工场地冲洗、工区洒水或施工机械冲洗等。

12.2.4 运行期污染源

本项目运行期间对环境的影响主要表现为以下几个方面：

12.2.4.1 噪声防治措施

根据 GB3096-2008《声环境质量标准》中的 3 类环境功能区指“工业生产、仓储物流为主要功能，需要防止工业噪声对周围环境产生严重影响的区域”，本项目需符合标准要求中 3 类功能区排放标准（昼间 $65 \leq \text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $55 \leq \text{dB}(\text{A})$ ）。针对噪声源，考虑减轻噪声对周围环境的影响，具体对策如下：

（1）加强施工过程管理，对于大型机械、切割器具、重型车辆的作业尽量安排昼间进行，避免夜间施工带来的扰民问题。

（2）项目投运后不定期对地块边界噪声进行监测，如出现超标时，及时查找原因，并采取相应的措施。

12.2.4.2 水污染对环境的影响及其防治原则

本项目排水主要由设备排污水，排水系统及其水污染防治均与既有设施对接。

12.2.4.3 固体废物处理

光伏电站运营期的固废主要为运营期正常维护产生的一定量的废旧电容、电抗器、

变压器，先堆放于厂内的废旧设备临时贮存库，然后定期由厂家回收处理，处理时按规定办理五联单转移手续。其贮存库的设计要达到《危险废弃物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)中的要求，地面和裙脚需硬化。结合项目危废产生量少的情况，且堆放到一定量后就由厂家回收处理。

12.3 结论

综上所述，本项目在施工期、运行期均充分考虑废水、粉尘、噪声、生活垃圾等污染物的产生，通过各项措施尽可能降低项目对环境的影响。在施工过程中必须严格执行有关规定、标准，并按前述措施施工，避免环境污染的发生。

在各项污染治理措施切实逐项落实，并加强污染治理设施的运行管理的前提下，施工期和营运期各种污染物达标排放，使项目对周围环境质量影响较小，符合国家、地方的环保标准。

本项目建设在环保的角度上是可行的。

13 劳动安全与工业卫生

13.1 设计原则及依据

13.1.1 设计原则

贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的工作方针，依据有关法律法规，对工程投产后在生产过程中可能存在的危及人身安全和身体健康的各种危害因素进行确认，提出符合规范要求和工程实际的具体防护措施，以保障光伏电站职工在生产过程中的安全与健康，同时确保工程建筑物和设备本身的安全。对施工过程中可能存在的主要危害因素，从管理方面对业主、工程承包商和工程监理部门提出安全生产管理要求，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和发电站的安全运行管理提供参考依据，确保施工人员生命及财产的安全。

13.1.2 主要依据文件

国家有关主要法律法规（包括但不限于）

- 《中华人民共和国安全生产法》（2002）中华人民共和国主席令第 70 号；
- 《中华人民共和国消防法》（2008）中华人民共和国主席令第 6 号；
- 《中华人民共和国职业病防治法》（2001）中华人民共和国主席令第 60 号；
- 《建设工程安全生产管理条例》（2003）中华人民共和国主席令第 393 号；
- 《建设项目（工程）劳动安全卫生监察规定》（1996 年 10 月）原劳动部第 3 号令。

➤ 设计采用的主要技术规范、规程和标准（包括但不限于）

- GB18218-2009《重大危险源辨识》；
- GB12158-2006《防止静电事故通用导则》；
- GB8196-2003《机械设备防护罩安全要求》；
- GB12801-2008《生产过程安全卫生要求总则》；
- GB5083-1999《生产设备安全卫生设计总则》；
- GB50058-2014《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》；
- GB4387-2008《工业企业厂内铁路、道路运输安全规程》；

- GBZ2-2007《工作场所有害因素职业接触限值》；
- GB50046-2008《工业建筑防腐蚀设计规范》；
- GBZ1-2010《工业企业设计卫生标准》；
- GB500-2013《工业企业噪声控制设计规范》；
- GBJ122-1988《工业企业噪声测量规范》；
- LD80-1995《噪声作业分级》。

以上规范与标准如有最新版，均以最新版为准。

13.2 工程施工期劳动安全与有害因素分析

13.2.1 坍塌

本项目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，能导致设备或材料损坏，人员伤亡、死亡。

13.2.2 触电伤害

本项目施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，能导致人员伤亡、死亡。单个光伏电池组件的直流输出电压为 40V 左右，但是若串联一定数量的光伏电池组件，则输出电压能达到 800V 以上，因此在施工中应予以特别重视。施工用电配电箱可能存在漏电问题，导致现场人员误触电，故应设置明显警示标识；如需进行改线和引接线操作，应由专人负责。

13.2.3 交通事故

本项目施工中运输车辆多，可能由于施工现场内视野不良、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，能导致人员伤亡、死亡。

13.2.4 传染性疾病

本项目施工过程中，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。

13.3 工程运行期劳动安全与有害因素分析

13.3.1 人员选择危险性分析

光伏电站从业人员应具有与岗位相适应的技术和能力要求。从业人员具有一定的安全生产专业知识和岗位操作技能，熟悉安全生产规章制度和操作规程，具有一定的实际工作能力和经验，具有严谨的组织纪律和务实的工作作风，具有良好的身体健康条件和心理素质，特种作业人员应持有特种作业证书，同时企业还要定期组织从业人员进行安全生产培训学习，提高业务能力和技术水平。

13.3.2 变压器、升压站配电设备触电伤害

火灾及爆炸伤害及中毒伤害本项目布置有箱式变压器、开关柜多个，易于着火。各设备的带电部位均存在触电伤害危险，也存在火灾及爆炸的危险，燃烧后产生大量有害烟气能导致人员窒息、烧伤、死亡。

13.3.3 电气及机械伤害

电气伤害和机械伤害主要发生在巡查、维修和维护过程中，因此严格遵守操作规程将避免电气和机械伤害的发生。

13.4 工程安全卫生设计

13.4.1 施工期劳动安全与工业卫生对策措施

根据有关法律、法规、规章和标准，落实《生产安全事故应急预案管理办法》（第2号）及国家发展改革委等部门《关于加强重大工程安全质量保障措施的通知》（发改投资[2009]3183号）等文件精神要求，加强施工期劳动安全与工业卫生的管理。

13.4.1.1 科学确定并严格执行合理的工程建设周期

合理的工程建设周期是保证工程安全质量的重要前提。有关方面对此要高度重视，科学确定并严格执行合理工期。

13.4.1.2 充分做好工程开工前的准备工作

工程开工前的准备工作是保证工程安全质量的基础环节。要充分做好规划、可行性研究、初步设计、招标投标、征地拆迁等各阶段的准备工作，为有效预防安全质量事故

打下坚实基础。

13.4.1.3 切实加强工程建设全过程安全质量管理

工程的实施是项目建设的中心环节。建设、勘察、设计、施工、监理单位等有关方面应认真贯彻执行《建设工程质量管理条例》和《建设工程安全生产管理条例》，切实提高安全质量意识，强化安全质量管理，确保工程质量安全。

13.4.1.4 严格落实安全质量责任

在工程施工期间，建设单位必须遵守“生产经营单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”三同时的安全规定。要切实提高安全质量责任意识，严格落实有关各方责任，建立各负其责、齐抓共管的工程安全质量责任约束机制，有效保障工程安全质量。

13.4.1.5 加强安全生产管理

建设单位应认真学习，严格对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按照相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

13.4.2 工程运行期安全管理及相关设备、设施设计

13.4.2.1 安全管理机构及人员配备情况

贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，加强工程安全与工业卫生设施和技术设施的实施，保护劳动者在劳动过程中的安全与健康，保障财产不受损失。

建立、健全安全生产责任制度；健全安全技术操作规程和安全规章制度；健全特种作业人员持证上岗和建档制度；完善安全生产条件，确保安全生产。实行全员、全方位、全过程的管理；根据法律法规制定相关职业安全卫生制度。制度的主要内容包括：目标、责任、承诺、奖惩规定、监督考核、总结等内容。人员有一定的安全生产专业知识和岗位操作技能，熟悉安全生产规章制度和操作规程，具有一定的实际工作能力和经验，具有严谨的组织纪律和务实的工作作风，具有良好的身体健康条件和心理素质。

特种作业人员应持有特种作业证书，企业还要定期组织从业人员进行安全生产培训学习，提高业务能力和技术水平。

13.4.2.2 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、救生等方面进行整体设计。

(2) 防静电设计

通风设备和通风管等均接地，防静电接地装置与工程中的电气接地装置共用时，其接地电阻不大于 30Ω 。

(3) 防电气伤害

为了防止光伏电池组件串触电事故，应采取以下措施：

- 施工作业时，在光伏电池组件表面铺遮光板，遮住太阳光；
- 带好低压绝缘手套；
- 使用已有绝缘处理的工具；
- 不要在雨天作业；
- 电池组件框和支架应保持良好接地。

防站区电气伤害：所有可能发生电气伤害的电气设备均可靠接地，工程接地网的设计按照相关规程规范的要求设计。

光伏电站配备防雷电保护装置。对于可能遭遇雷击的建筑物屋顶、设备等采用避雷带或避雷针保护。

配电装置的电气安全净距应符合《3-220kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-92）及《水力水电工程高压配电装置设计规范》（SL311-2004）的有关规定。当裸导体至地面的安全净距不满足规定时。设防护等级不低于 IP2X 的防护网。

高压开关柜具有"五防"功能：防带负荷分、合隔离开关；防误分、合断路器；防带电挂地线、合接地开关；防带地线合隔离开关和断路器；防误入带电间隔。

站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。

屋外开敞式电气设备，在周围设置高度不低于 1.5 米的围栏。

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。

用于接零保护的零线上，不装设熔断器和断路器。

对于误操作可能带来的人身触电或伤害事故的设备或回路，设置电气联锁或机械联锁装置，或采取其他防护设施。供检修用携带式作业灯，符合《特低电压（ELV）限值》（GB/T3805-93）的有关规定。

单芯电缆的金属保护层、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架构上，其最大感应电压不大于 50V。否则，采取相应防护措施。

- 电气设备外壳和钢构架正常运行时的最高温升，满足以下要求：
- 通行人员经常触及的部位不大于 30K；
- 运行人员不经常触及的部位不大于 40K；
- 运行人员不触及的部位不大于 65K，并设有明显的安全标志。
- 电气设备的防护围栏应符合下列规定：
- 栅状围栏的高度不应小于 1.2 米，最低栏杆距地面净距不应大于 0.2 米；
- 网状围栏的高度不应小于 1.8 米，网孔不应大于 40mm×40mm；所有围栏的门均应上锁，并有安全标志。

（4）防机械及防坠落伤害

➤ 采用的机械设备的布置，按照有关国家安全卫生有关标准进行设计，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》（GB8196-2007）、《防护屏安全要求》（GB8197-87）等有关标准的规定。

➤ 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，符合国家有关标准的规定。

➤ 加强生产场所和修配场等的机械设备的防机械伤害措施，所有外露机械部件均设有安全防护罩，机械设备设有必要的闭锁装置。

- 易发生危害的平台、步道、楼梯等处均设防护栏，保证运行人员行走安全。
- 场内所有钢平台及钢楼板均采用花纹钢板或栅格板，以防工作人员滑倒。
- 在光伏电站运行检修中，加强安全观念，严格遵守安全操作规程。

（5）安全色和安全标志

对工作场所进行色彩调节设计，有利于增强识别意识、精力集中、减少视力疲劳。

调节人员在工作时的情绪，提高劳动积极性，达到提高劳动生产效率、降低事故发生率的目的。

根据《安全色》（GB2893-2008）和《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）的规定，充分利用红（禁止、危险）、黄（警告、注意）、蓝（指令、遵守）、绿（通行、安全）四种传递安全信息的安全色，使人员能够迅速发现或分辨安全标志、及时受到提醒，以防止事故、危害的发生。

13.5 安全管理及应急设备、设施设计

根据国家有关规定及相关职能部门的要求，结合《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第2号）、《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2013）和《关于印发<电力突发事件应急演练导则>（试行）等文件的通知》

（电监安全〔2009〕22号）的规定，落实《国家发展改革委等部门关于加强重大工程安全质量保障措施的通知（发改投资〔2009〕3183号）》，对发电站的突发事件，有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在电站投产前经有关部门的审批。

预案对发电站在运行过程中出现的突发事件有一个较全面的处理手段，在事故发生的第一时间内及时作出反应，采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报，在事故未查明之前，当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命）等。

13.6 劳动安全与工业卫生工程量

施工和建设期间，将严格按照国家和地方性法规、标准为职工配备劳动保护用品。对不同工种、不同劳动条件、发放不同的劳动保护用品。职工上岗作用时必须按规定使用，不得移作他用或领而不用。劳动保护用品主要包括头部、手部、呼吸道、足部等防护劳保用品，施工期间必须佩带建筑或工业安全帽、劳保手套或止滑手套、防尘口罩或安全眼睛、防噪音耳塞等。

本项目根据现场需要配备足够数量的劳动保护用品。

13.7 预期效果评价

13.7.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

在采取了预防性措施后，可达到最低事故率、最少损失和最优的安全投资效益。

通过安全评价，我们认为本项目在防地震、防火、防爆、防电气伤害、防车辆伤害、防坠落伤害、防电磁辐射、通风、采光照明等方面采取工程技术和管理措施后，该工程的建设及生产过程中的危险和有害因素可得到有效控制，基本具备安全生产的条件。

13.7.2 职业卫生主要有害因素防护措施的预期效果综合评价

本项目噪声、高温、高湿等不良作业环境对作业人员的危害在采取综合性预防措施后，可使潜在的有害因素危害降到最低程度、作业人员的职业健康可得到保证。

13.7.3 结论及存在的问题

(1) 本项目区无较大敏感对象，没有制约工程兴建的重大安全卫生问题，现阶段光伏阵列布置以及主要设备布置符合国家和行业安全生产相关法律、法规和技术标准的要求，本项目的兴建在安全卫生方面是可行的。

(2) 对于工程范围内，影响项目本身的危险因素，通过治理均能满足主体建筑物安全运行的要求。

(3) 主要建筑物附近不存在本项目以外的易燃、易爆及有害物质，更无其他重大危险源。本电场自动化水平较高，运行值班人员较少，作业环境较好。项目生产过程中的危险和有害因素在采取合理、可行的防护及治理措施后可得到有效控制。

(4) 本项目具有接地系统、火灾自动报警系统、防雷系统、过电压保护、计算机监控系统、通信等较完善的电站自动控制和保护系统，可以预防电气事故，避免引起大的火灾、爆炸危险，减少人员触电伤亡等事故。

变压器、各种电气设备是产生生产性危险有害因素的主要设备。火灾事故、爆炸事故、电气伤害事故的危险等级较高，在设计、施工以及今后运行时应该作为事故预防的重点。

14 节能降耗

能源是社会经济发展的重要物质基础，是人类赖以生存的基本条件，通过合理利用、科学管理、技术进步等途径，提高能源利用率，厉行能源节约是加速经济发展重要措施，是国家能源利用的基本政策。本项目及其附属设计与其配套的线路、管道和设备的设计、施工和安装，必须符合相关的通风、隔热、照明、采光等设计标准和规范，加强民用建筑节能管理，提高能源利用率。

14.1 编制依据

14.1.1 相关法律、法规、规划

- 《中华人民共和国节能法》（2016 年修订版）；
- 《中华人民共和国可再生能源法》（2005 年 2 月 28 日）；
- 《中华人民共和国电力法》（2018 年修订版）；
- 《中华人民共和国建筑法》（2011 年 4 月 22 日）；
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日）；
- 《中华人民共和国循环经济促进法》（2009 年修订版）；
- 《固定资产投资项目节能审查办法》（国家发展改革委令第 44 号）；
- 《民用建筑节能条例》（2008 年 8 月 1 日）；
- 《民用建筑节能管理规定》（建设部 2005 年第 143 号令）；
- 《节能中长期专项规划》（发改环资[2004]2505 号）；
- 《中国节能技术政策大纲》（2006 年）；
- 《中国节水技术政策大纲》（2005 年）；
- 《广东省节约能源条例》（2010 年修订版）；
- 《广东省民用建筑节能条例》（2011 年 3 月 30 日）；
- 《广东省节能中长期专项规划》（2007 年 5 月）；
- 《广东省发展应用新型墙体材料管理规定》（2004 年 12 月 27 日）；
- 《广东省资源综合利用管理办法》（2004 年 12 月 27 日）。

14.1.2 相关标准及规范

- 《砌体结构设计规范》（GB50003-2011）；
- 《混凝土结构设计规范》（GB50010-2010）（2015 年版）；
- 《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）；
- 《建筑给水排水设计规范》（GB50015-2003）（2009 年版）；
- 《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 年版）；
- 《采暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2003）；
- 《建筑采光设计标准》（GB50033-2013）；
- 《建筑照明设计标准》（GB50034-2013）；
- 《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）；
- 《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）；
- 《低压配电设计规范》（GB50054-2011）；
- 《汽车库、修车库、停车场设计防火规范》（GB50067-2014）；
- 《建筑结构可靠度设计统一标准》（GB50068-2001）；
- 《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2015）；
- 《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）；
- 《通风与空调工程施工质量验收规范》（GB50243-2016）；
- 《屋面工程技术规范》（GB50345-2012）；
- 《民用建筑设计通则》（GB50352-2005）；
- 《空调通风系统运行管理规范》（GB50365-2005）；
- 《太阳能供热采暖工程技术规范》（GB50495-2009）；
- 《用能单位能源计量器具配备和管理通则》（GB17167-2006）；
- 《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》（GB/T15227-2007）；
- 《建筑幕墙规范》（GB/T21086-2007）；
- 《综合耗能计算通则》（GB2589-2008）；
- 《绿色建筑评价标准》（GB/T50378-2014）；
- 《建筑外窗保温性能分级及检测方法》（GB/T8484-2008）；

- 《外墙外保温工程技术规程》（JGJ144-2004）；
- 《民用建筑电气设计规范》（JGJ16-2008）；
- 《办公建筑设计规范》（JGJ67-2006）；
- 《全国民用建筑工程设计技术措施—节能专篇（2007版）》；
- 《全国民用建筑工程设计技术措施（2009版）》；
- 《公共建筑节能设计标准》广东省实施细则（DBJ15-51-2007）。

14.1.3 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。本项目设计按照建设节约型社会要求，降低能源消耗和满足环保要求，以经济实用、系统简单、减少备用、安全可靠、高效环保、以人为本为原则。

（2）通过经济技术比较，采用新工艺、新结构、新材料。拟定合理的工艺系统，优化设备选型和配置，满足合理备用的要求。优先采用先进的且在国内外成熟的新工艺、新布置、新方案、新材料、新结构的技术方案。

（3）运用先进的设计手段，优化布置，使设备布置紧凑，建筑体积小，检修维护方便，施工周期短，工程造价低。

（4）严格控制光伏电站用地指标、节约土地资源。

（5）光伏电站水耗、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）提高光伏电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高光伏电站运行的安全性、经济性、减员增效、节约投资为实现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、节能，控制各种污染物排放，珍惜有限资源。设计应满足各项环保要求，确保将该光伏电站建成环保绿色发电企业。

14.2 能耗种类、数量分析和能耗指标分析

14.2.1 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

光伏电站施工期主要能耗种类有电能、汽油和柴油等。电能主要用于支架焊接，现场用电施工机械的供电和施工区生活办公用电。汽油、柴油主要是现场施工机械和运输车辆使用。

14.2.2 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

光伏电站按工程建设划分一般可分为六部分，即：光伏发电设备、系统工程、光伏发电设备平面布置、光伏电站道路规划、变电工程、集电电缆工程。机组设备由投资方招标采购，光伏发电技术已较成熟稳定，设备在设计时已考虑节能降耗。光伏发电节能降耗主要围绕系统工程、光伏发电设备平面布置、光伏电站道路规划、变电工程、集电电缆展开。

14.3 主要节能降耗措施

光伏电站按工程建设划分一般可分为六部分，即：光伏发电设备、系统工程、光伏发电设备平面布置、光伏电站道路规划、变电工程、线路工程。机组设备由投资方招标采购，光伏发电技术已较成熟稳定，设备在设计时已考虑节能降耗。光伏发电节能降耗主要围绕系统工程、光伏发电设备平面布置、光伏电站道路规划、变电工程、线路工程展开。

14.3.1 系统工程

减少电网投资，减少输电损耗。电力从光伏送至用户过程中，在主干网络和配电网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。

本期光伏电站系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑光伏电站建设规模、地区电网规划、光伏发电有效运行小时数较低等情况，光伏电站送出电压等级为 10kV，并且结合光伏电站总体规模考虑送出，避免重复建设；另外，遵循输

变电系统无功容量采取就地平衡原则，在光伏电站升压变电站主变低压侧加装无功补偿装置，提高线路有功输送容量，降低线损，节约运行成本。

总之，光伏电站系统送出工程的建设，结合了光伏发电特点，节省了电网投资，一定程度上增强了区域供电能力，降低电网运行的网损。在本次设计中，通过在主变压器的低压侧安装无功补偿装置，有效解决了无功就地平衡问题，降低了网损。

14.3.2 光伏发电设备平面布置

光伏发电设备的平面布置按照以下原则设计：尽量集中布置、尽量减小前后排阵列之间的遮挡、提高整体系统的效率、减少线损、视觉上要尽量美观。

采取上述原则可提高光伏电站的发电效益，减少占地面积，充分利用土地，充分利用地区太阳能资源，在同样面积的土地上安装更多的光伏发电设备；其次，集中布置还能减少电缆和场内道路长度，降低工程造价，降低场内线损。

14.3.3 变电工程

光伏电站变电工程主要包括光伏电站并网站和光伏发电单元升压变压器。

14.3.3.1 综合部分

光伏电站并网站主设备规范“通用性”和“经济性”。

（1）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。

（2）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。

14.3.3.2 电气部分

优化设计，减少占地面积，节省材料用量：

通过推广主设备规范，明确统一各级配电装置的间隔宽度及布置尺寸，节省了钢芯铝绞线等材料用量；优化电缆沟布置，节省了电缆的长度。

主要措施如下：

（1）降低子线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少电晕损耗，达到节能目的。

(2) 主变压器、光伏发电单元升压变压、所用变压器等设备选用节能产品，降低变压器损耗。

(3) 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。

(4) 严格控制建筑面积，减少采暖面积，有效降低相应的能耗。

(5) 采用节能灯具，可节省电能；实施绿色照明。合理设计灯具，在满足照度要求的前提下，减少灯具的数量。

14.3.3.3 土建部分

(1) 总图

站区设计的合理与否关键在规划，在本变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光伏电站集电线路、送出线路的分布。结合站址的环境、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方案，从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。

与工艺专业配合，优化站区的道路、电缆沟及综合管线的布置，做到布局合理，电缆敷设路径最佳。

(2) 结构

在结构设计过程中，严格按照国家标准设计，采用了先进的空间结构计算软件，进行结构体系的方案比选，努力做到三材耗量最优。

(3) 水工

➤ 给水部分

泵房内生活泵采用变频生活泵，根据用水量大小来调节生活泵转速，尽量做到生活泵在低速区运转，以达到节能的目的。

节水措施。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，必须严格使用节水节能型卫生器具。大便器、小便器采用自闭式冲水阀，避免人忘记关闭阀门而造成水资源浪费。

根据场地设计，合理布置绿化管线，禁止大水漫灌节约用水。

➤ 排水部分

光伏电站升压站生活污水排至污水调节池，由潜水排

污泵提升后再经一体化污水处理装置处理，满足国家一级污水排放标准。潜水排污泵由污水调节池液位自动控制，高液位启泵，低液位停泵。

本项目已将生活污水进行了处理，尽可能在不增加投资，不增加占地的情况下，将处理后的生活污水充分利用，在夏季时作为绿化浇洒等使用，尽量做到生活污水零排放。

（4）建筑

建筑物维护材料避免使用实心粘土砖，积极推广新型建筑材料，采用能耗低的加气混凝土砌块。在设计过程中，重视建筑节能设计，降低了建筑能耗，减少采暖负荷，在保证室内热环境及卫生标准的前提下，做好空调以及照明系统的设计，充分利用自然采光和自然通风，大力推广节能型门窗，提高建筑物的保温、隔热性能，确保单位建筑面积的能耗达标。

（5）暖通

➤ 制冷

建筑均按照节能建筑进行设计，满足建筑节能设计标准的规定。主控制楼和保护小室采用空调制冷，室内机采用遥控器独立控制，可根据不同房间温度要求进行设定，空调系统应进行详细的冷负荷计算，根据各房间的热负荷配置空调室内机。

➤ 通风

在满足电气设备散热要求的前提下，通风系统的设计充分利用自然通风，处理好室内气流组织，提高通风效率。

风机通风量的计算可根据电气设备的散热量和设备房间换气次数进行比较后选择其中最大值。

风机设置手动、温度自动控制两种方式，并且于火灾报警相连。当室内温度达到所需通风温度时风机自动启动。一般电气房间温度不得超过 40℃。

14.4 节能降耗效益分析

太阳能是最清洁、安全的可再生能源，不产生任何废气、废水和固型物排放污染。太阳能光伏发电作为太阳能资源利用的方式，其相关的技术已基本成熟。与火电相比，太阳能发电可节省发电用煤，并减少环境污染，具有明显的节能减排效应。

根据 2021 年 7 月 8 号中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告 2021》统计数据中提出，2020 年，全国单位火电发电量二氧化碳排放约 832 克/千瓦时，单位火电发电量烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放分别为 0.032 克/千瓦时、0.160 克/千瓦时、0.179 克/千瓦时，全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗 304.9 克/千瓦时。则折算至新能源光伏发电，每发 1 度电，每年可节约标煤 304.9g，减少 CO₂（二氧化碳）排放量 832g；减少 SO₂（二氧化硫）排放量 0.16g；减少 NO₂（二氧化氮）排放量 0.179g，减少碳粉尘排放量：0.032g。

本项目年均发电量为 5499.28 万 kWh，具体节能减排指标如下：

序号	项目	减排指标（克/kwh）	年减排量（千克）	28 年总减排量（千克）
1	替代标准煤（度）	304.9	16767304.72	469484532.16
2	减少 CO ₂ 排放量	832	45754009.6	1281112268.80
3	减少 SO ₂ 排放量	0.16	8798.848	246367.74
4	减少 NO ₂ 排放量	0.179	9843.7112	275623.91
5	减少粉尘排放量	0.032	1759.7696	49273.55

14.5 结论

本项目采用绿色能源—太阳能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想，技术方案和设备、材料选择、建筑结构等方面，充分考虑了节能的要求，减少了线路投资，节约了土地资源，并能够适应远景年太阳能建设规模和地区电网的发展。各项设计指标达到国内先进水平，为光伏电站的长期经济高效运行奠定了基础，符合国家的产业政策，符合可持续发展战略，节能、节水、环保。

根据国家发展改革委关于印发《不单独进行节能审查的行业目录》的通知（发改环资规[2017]1975），光伏电站（光热）行业在不单独进行节能审查的行业目录中，因此本项目不再进行节能审查工作。

15 投资估算与资金筹措

15.1 投资估算

15.1.1 编制范围

本项目的估算范围包括工程的建安工程费、设备购置费用，以及项目建设所发生的其他费用。

15.1.2 编制依据

- 国家发展和改革委员会《投资项目可行性研究指南》；
- 国家发展改革委、建设部以发改投资[2006]11245号《关于印发建设项目经济评价方法与参数的通知》（第三版）；
- 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》；
- 《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）；
- 《电力建设工程概算定额》（2013年版）；
- 《关于进一步放开建设项目专业服务价格的通知》（发改价格〔2015〕299号）；
- 《建设项目的期前期工作咨询收费暂行规定》（计价格〔1999〕1283号文）；
- 《关于印发基本建设项目建设成本管理规定通知》（财建〔2016〕504号）；
- 《工程勘察设计收费管理规定》（计价格〔2002〕10号）；
- 《关于降低部分建设项目收费标准规范收费行为等有关问题的通知》（发改价格〔2011〕534号）；
- 《建设工程监理与相关服务收费管理规定》（发改价格〔2007〕670号）；
- 《广东省物价局关于调整我省建设工程造价咨询服务收费的复函》（粤价函〔2011〕742号）；
- 《关于印发〈招标代理服务收费管理规定〉的通知》（计价格〔2002〕1980号）；
- 类似工程概预算技术经济指标；
- 业主提供的与项目相关的资料。

15.1.3 投资估算

项目投资建设为 21960.86 万元，单位造价：4.36 元/W。其中：工程费用 18359.99 万元，工程建设其他费用 2555.11 万元，预备费 1045.76 万元。

项目的总投资为 44927.36 万元，其中：建设投资 21960.86 万元，特许经营权转让费 21010 万元，建设期贷款利息 1956.5 万元。

项目投资估算汇总表详见下表

投资估算表

序号	项目	估算金额（万元）			
		建筑工程费	安装及设备购置	其他费用	合计
一	工程费用	245.00	18114.99		18359.99
(一)	设备及安装工程		18114.99		18114.99
1	发电设备及安装工程		16835.49		16835.49
1.1	光伏发电设备及安装		11500.97		11500.97
1.2	汇流及变配电设备及安装		1784.62		1784.62
1.3	集电线路		3252.90		3252.90
1.4	接地		101.49		101.49
1.5	分系统调试		195.51		195.51
2	控制保护设备及安装工程		1279.50		1279.50
2.1	监控（监测）系统设备及安装		1145.16		1145.16
2.2	通信系统设备及安装		3.90		3.90
2.3	调度自动化设备及电量计量系统设备及安装		3.36		3.36
2.4	光缆及电缆敷设		39.80		39.80
2.5	分系统调试		74.22		74.22
2.6	整套系统启动调试		13.06		13.06
(二)	建筑工程	245.00			245.00

1	房屋建筑工程	245.00			245.00
1.1	辅助生产建筑工程	65.00			65.00
1.2	屋面运维检修通道	80.00			80.00
1.3	钢梯	100.00			100.00
二	工程建设其他费			2555.11	2555.11
1	建设单位管理费			349.03	349.03
2	房屋承载力检测费			253.68	253.68
3	可研报告编制费			50.03	50.03
4	环境影响评价			21.75	21.75
5	勘察费			183.60	183.60
6	设计费			565.74	565.74
6.1	基本设计费			479.44	479.44
6.2	施工图预算编制费			47.94	47.94
6.3	竣工图编制费			38.36	38.36
7	建设监理费			364.73	364.73
8	造价咨询费			271.90	271.90
9	招标代理服务费等			68.25	68.25
10	场地准备费及临时设施费			91.80	91.80
11	检验监测费			183.60	183.60
12	工程保险费			141.00	141.00
13	项目安全评估报告编制			10.00	10.00
三	预备费			1045.76	1045.76
1	基本预备费			1045.76	1045.76
四	建设投资				21960.86

潮南区政府可控的屋顶光伏资源特许经营项目可行性研究报告

五	特许经营权				21010.00
六	建设期利息				1956.50
七	项目总投资				44927.36

15.2 项目总投资与资金筹措

15.2.1 项目总投资

项目建设投资为 21960.86 万元，单位造价：4.36 元/W。其中：工程费用 18359.99 万元，工程建设其他费用 2555.11 万元，预备费 1045.76 万元。

项目的总投资为 44927.36 万元，其中：建设投资 21960.86 万元，特许经营权转让费 21010 万元，建设期贷款利息 1956.5 万元。

15.2.2 资金筹措

本项目建设资金的来源主要考虑项目资本金和债务资金。

1、项目资本金

本项目共投入资本金 9127.36 万元，由建设单位自行筹集，占项目总投资的 20.32%，建设期各年需到位数额如下：

年份	第 1 年	第 2 年	合计
资本金到位额（万元）	6725.16	2402.20	9127.36
到位比例（%）	60%	40%	100.00%

2、债务资金

本项目所需债务资金为 35800 万元，全部为银行贷款，占项目总投资的 79.68%，借款偿还期为 23 年，年贷款利率以 4.30% 计。

建设期各年所需银行贷款额度如下：

银行贷款分年到位计划

年份	第 1 年	第 2 年	合计
专项债资金到位额（万元）	28054.76	7745.24	35800
到位比例（%）	78%	22%	100.00%

16 财务分析

根据项目测算目的，建立财务测算模型，通过建立和计算收入表、总成本费用表、利润表、现金流量表等模型，测算项目公司在合作期内的项目净现金流量及内部收益率等指标，从而预测项目投资者在合作期内的盈利状况和收益水平。

16.1 财务测算假设前提

16.1.1 项目合作期

项目合作期为 30 年，其中建设期 2 年，运营期 28 年。

16.1.2 项目投资估算

（1）建设投资

项目建设投资为 21960.86 万元，单位造价：4.36 元/W。其中：工程费用 18359.99 万元，工程建设其他费用 2555.11 万元，预备费 1045.76 万元。

（2）项目总投资

本项目的融资按项目整体考虑，项目分 2 年投资，第一年投资比例为 60%，第二年投资比例为 40%。项目资本金比例为项目总投资的 20.32%，本项目贷款利率按五年以上 LPR 利率 4.30% 计算。

经测算，项目的总投资为 44927.36 万元，其中：建设投资 21960.86 万元，特许经营权转让费 21010 万元，建设期贷款利息 1956.5 万元。

16.1.3 税率

（1）增值税

项目增值税暂按售电收入 13%，建设投资中工程建设费用税率为 9%，设备税率 13%，其它费用税率为 6%（2019 年 3 月 20 日财政部、国家税务总局印发《关于深化增值税改革有关政策的公告》规定“自 2019 年 4 月 1 日起，纳税人发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16% 和 10% 税率的，税率分别调整为 13%、9%”）。

（2）附加税

根据《中华人民共和国城市维护建设税暂行条例》（国发[1985]19 号）相关规定“纳

税人所在地为市区的，税率为 7%；纳税人所在地为县城、镇的，税率为 5%；纳税人所在地不在市区、县城或者镇的，税率为 1%”。项目分布于广东省汕头市潮南区等区域，城建税率 5%。

根据《广东省人民政府关于加强我省教育费附加征收管理工作的通知》（粤府〔1994〕99 号）、《中华人民共和国教育法》的相关规定和《财政部关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》（财综〔2010〕98 号）的要求，全面开征地方教育附加。地方教育附加统一按增值税、消费税、营业税实际缴纳税额的 2%征收。综上教育费附加税率为 5%（含地方）。

（3）企业所得税

企业所得利润应按规定依法缴纳所得税，依据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第八十七条，企业所得税法第二十七条第（二）项所称国家重点扶持的公共基础设施项目，是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。企业从事前款规定的国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，自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收企业所得税。从第七年开始，所得税按照 25%的税率征收。

所得税 = 应纳税所得额 × 所得税税率。

16.1.4 基准收益率

《关于组织报送政府与社会资本合作模式示范推介项目的通知》（粤财预函[2015]108 号）提出项目投资内部收益率原则上不低于 6%，同时参照《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）的研究成果、敏感性分析，并结合同类光伏发电项目指标情况和市场融资成本，本项目全投资财务内部收益率取 4.30%。

根据财务内部收益率（FIRR）的定义，本财务指标是指能使项目计算期内净现金流量现值累计等于零时的折现率，即 FIRR 作为折现率使下式成立：

$$\sum_{t=1}^n (CI - CO)_t (1 + FIRR)^{-t} = 0$$

式中：CI—现金流入量；CO—现金流出量；

$(CI-CO)$ —第 t 期的净现金流量;

n —项目计算期。

16.2 运营财务测算

16.2.1 衰减率

项目考虑组件的衰减性,参考同类型项目,本项目按照分段性衰减,第一年功率衰减 2%,以后每年功率线性衰减 0.55%计算。

16.2.2 项目收入

本项目为光伏发电项目,项目公司取得投资回报来源于售电收入。

项目采用选择“自发自用、余电上网”方式,其中,自发自用部分电价及比例根据不同的建筑类型分成教育建筑、医疗建筑、政府机构及其他建筑等三个类型区分。具体分析如下:

①教育建筑:按居民生活电价收取电费,参考潮南区现行电费收费标准合表电价,定价为 0.7158 元/kWh(含税)。

教育建筑自发自用电量按发电量的 80%,上网电量按发电量的 20%考虑。

②医疗建筑、政府机构及其他建筑:参考潮南区现行工商用电电费收费标准,并结合各单位实际用电缴费情况,定价为 0.7166 元/kWh(含税)。

医疗建筑自发自用电量按发电量的 100%考虑;

政府机构及其他建筑自发自用电量按发电量的 90%考虑,上网电量按发电量的 10%考虑。

③项目上网电价:按物价部门的文件执行,根据广东省发改价格[2015]3105 号,目前分布式光伏执行当地燃煤发电基准价 0.453 元/千瓦时(含税)。本项目按 0.453 元/kWh(含税)计算。

16.2.3 项目成本

(1) 经营成本

本项目总成本费用包括生产成本和财务费用两部分,生产成本包括材料费、工资及福利费、修理费、保险费、其他费用、摊销费等,其中经营成本=总成本费用-摊销费-

财务费用。

材料费：运营过程中所用的材料费用，如逆变器、光伏支架、光伏组件、线缆等材料，材料费取 8 元/kW；

工资及福利费：7 万元/年/人，定员 6 人。

保险费：保险费按工程费用的 0.10%。

修理费：运营过程中产生的检修、运维等费用，修理费采用分段取费计算。运营期的第 1 年取工程费用的 0%，第 2~6 年修理费率取 0.12%，第 7~11 年修理费率取 0.24%，第 12~16 年修理费率取 0.40%，第 17~21 年修理费率取 0.55%，第 22~28 年修理费率取 0.75%。

摊销费：项目全部建设成本（含建设期利息，扣除建设期进项税）按项目财政付费周期 28 年进行摊销。

财务费用：项目长期贷款利息按五年期以上 LPR 利率 4.30% 计算（以到时实际利率为准），生产期利息为 16933.43 万元。

本项目贷款年限按 23 年计算（含建设期）。

16.3 财务测算结果

根据建立的财务模型，本项目的投资现金流量详见《项目投资现金流量表》，合作期项目公司的营业收入为 99533.42 万元，其中本项目自用电收入为 81083.70 万元，上网售电收入 18449.72 万元。

项目运营期收入情况详见附表 1。情况详见附表 2 营业收入、

16.4 财务测算分析

项目公司按上述测算结果，可得以下结论：

16.4.1 盈利能力

项目投资现金流量表和项目资本金现金流量表见附表 5、6 所示。财务指标如下：

项目财务内部收益率：5.32%（所得税前）；4.51%（所得税后）；

项目财务净现值（ic=5%）：4823.23 万元（所得税前）；975.12 万元（所得税后）。

投资回收期（静态）：13.27 年；（所得税前）；14.57 年（所得税后）。

资本金财务内部收益率：4.32%（所得税后）。

以上指标表明，项目具有较好的盈利能力。

16.4.2 清偿能力

项目建设期 24 个月，计划从运营期第一年开始偿还贷款本息 3244.16 万元，贷款偿还期为 21 年。项目还款资金来源为摊销和未分配利润。整体偿债备付率为 1.18，每年大于 1.1。以上指标表明项目有较好的负债清偿能力。还本付息计划详见附表 4。

16.4.3 资产负债分析

计算表明，项目负债率最高为 80.93%，随着光伏系统投产发电，资产负债率逐渐下降，还清固定资产投资借款本息后，资产负债率趋于 0。说明该项目偿还债务的能力较强。资产负债计算见附表 8。

16.4.4 财务生存能力分析

从财务计划现金流量表中可以看出该项目在偿还贷款完成后，每年的盈余资金均为正值，说明本项目具有足够的净现金流量维持正常运行。财务计划现金流量表见附表 7。

16.4.5 财务测算结论分析

本项目测算结果进行财务评价得出：项目财务内部收益率（税后）4.51%（以实际为准），偿债备付率为 1.18，项目的盈利能力基本可满足项目公司投资回报和偿债能力的要求。因此，该项目财务评价可行。

项目财务模拟测算结论详见下表所示。

财务模拟结论表

序号	项目	单位	结果
1	总投资 (1.1+1.2+1.3)	万元	44927.36
1.1	建设投资	万元	21960.86
1.2	特许经营权转让费	万元	21010.00
1.4	铺底流动资金	万元	
2	营业收入(含税)	万元	99533.42
3	税金及附加	万元	1134.17
4	总成本（含税）	万元	65597.06

潮南区政府可控的屋顶光伏资源特许经营项目可行性研究报告

5	利润总额	万元	23350.93
6	所得税	万元	5124.12
7	息税前利润	万元	40284.36
8	内部收益率	%	
8.1	财务内部收益率	%	
	所得税前	%	5.32
	所得税后	%	4.51
10	投资回收期（含建设期）	年	
	所得税前		13.27
	所得税后		14.57
11	偿债备付率		1.18
12	装机容量	MW	50.36285
13	28 年总发电量	万 kWh	153979.78
14	上网售电单价	元/kWh	0.453
15	教育建筑自用电单价	元/kWh	0.716
16	医院、政府机构及其他建筑自用电 单价	元/kWh	0.717

17 社会效益分析

17.1 社会效益评价

项目的社会影响分析旨在分析预测项目可能产生的影响（通常称为社会效益）。本项目建设社会影响分析从以下几点进行分析：

（1）对推进项目所在地区能源供应和电力结构调整影响

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，光伏发电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，具有节能和减排的社会效益。

“十四五”是实现碳达峰的关键期、窗口期，我省能源绿色低碳发展面临更高要求。另一方面，广东省仍处在工业化、新型城镇化快速发展的历史阶段，打造“双循环”发展格局、实现高质量发展、经济运行要保持在合理区间，都需要经济保持较高的增长速度，能源需求也不可避免会持续增加。因此，项目的建设将进一步提升能源互联互通及能源供应保障能力。

随着近几年广东经济的飞速发展，电力需求不断增加，火电装机比例逐年增加，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，加快能源电力结构调整。项目的社会效益是显著的。

（2）对项目所在地区能耗“双控”影响

广东省人民政府印发《广东省“十四五”节能减排实施方案》，其中提出，到2025年，全省单位地区生产总值能源消耗比2020年下降14.0%，经济社会发展全面绿色低碳转型取得显著成效。

《广东省发展改革委关于加强能耗要素保障支持重大项目建设的通知》（粤发改能源函〔2022〕855号）提出落实国家能耗双控政策，各地市“十四五”新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量考核，原料用能不纳入全省及各地市能耗双控考核。对照国家能耗单列有关规定，推动符合单列条件的重大项目加快建设、尽快投产。发展新

能源发电是解决日益增长的电力需求与减少传统火力发电导致的环境污染的一条捷径。光伏(PV)是太阳能光伏发电系统的简称。它是利用太阳能电池半导体材料的光伏效应，将太阳光的辐射能直接转化为电能的一种新型发电系统，光伏是在此技术基础上开发利用的可再生能源。

项目所在地区具有丰富的太阳能资源，且拟建项目为分布式光伏发电项目，充分利用了党政机关等公共机构建筑，学校、医院等公共建筑及居民建筑，能够为分布式光伏电站提供充足的光照资源，可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，因此本项目的建设将有效助力本地区实现能耗“双控”、碳达峰的目标。

（3）对所在地区居民收入的影响

项目有利于优化当地的产业结构和提升当地的产业水平，促进项目当地经济全面发展。使当地居民不但可以提高工作效率，获得更多收益，还可通过提供各类产品和服务获得收入，项目对所在地区居民收入提高影响较为显著。

（4）项目对所在地区居民生活水平和生活质量的影响

本项目主要涉及城市基础设施建设，建设内容包括公共服务提升项目、市政基础、消防、卫生建设完善工程等，项目建设完成后将大幅提高所在地的公共服务供给能力，提升居民出行便捷性和安全性，从而显著提高所在地居民的居住质量和卫生健康水平。

（5）项目对所在地区居民就业的影响

项目的建设规模比较大，技术水平高，需要配备一定规模的管理和技术人员队伍，将直接增加本地劳动就业机会。此外，项目建成后，应用范围较广，将会吸引大量的关联企业进驻，产生大量的就业机会；项目的其他功能也会产生相当数量的就业机会。因此，本项目的建设有利于增加当地的就业机会，提高当地的就业率，促进当地经济发展。

（6）项目对不同利益群体的影响

项目的建设会提高从事该项目的相关材料供应商、施工方、运输行业及建设用地周围商家等的收入。

（7）项目对所在地区少数民族风俗习惯和宗教的影响

本项目的建设区域内无少数民族，其建设内容也并不涉及民族方面，不会引起民族

矛盾、宗教纠纷，有利于社会稳定。

(8) 对基础设施、服务容量和城市化进程的影响

项目的建成，符合国家现行宏观经济政策，有利于生产要素优化配置，提高土地集约化利用程度，有利于城市基础设施的建设，对优化投资环境都将有着明显的积极作用，从而产生明显的社会效益。

本项目建设的社会影响表现较为积极，基本不会造成负面影响，能取得较好的社会效益，具体见下表。

项目社会影响分析表

序号	社会因素	影响的范围、程度
1	对居民收入的影响	使得当地产业发展，对居民收入产生积极影响。
2	对居民生活水平与生活质量的影响	使居民得到更好的环境条件，提高居民收入水平，影响程度很好。
3	对不同利益群体的影响	施工期间可能对周边居民产生一定的干扰，影响程度一般。
4	对脆弱群体的影响	有利于提高各个群体的生活水平，影响程度较好。
5	对地区文化、教育和卫生事业的影响	有利于改善地区卫生事业水平。
6	对地区基础设施、城市化进程的影响	有利于改善地区基础设施，推进城市化进程。
7	对少数民族风俗习惯和宗教的影响	对少数民族风俗和宗教影响较小。

17.2 社会适应性分析

本项目经过精心准备、全面策划、逐步实施，社会对项目有较好的适应性和可接受程度，具体如下表所示。

社会对项目的适应性和可接受程度分析表

序号	社会因素	相关者	适应程度	可能出现的问题	措施建议
1	不同利益相关者	附近居民施工期间就医者	较好	施工期间产生环境污染问题	文明施工、增加环境保护措施
2	当地组织机构	当地领导班子	好	协调、管理、控制	协调相关部门工作，做好前期准备，落实建设进度
		具体实施单位（施工、设计、监理等）	较好	建设质量问题，建设周期过长	严把各项工作质量关，加强各项工作的前期检查和后期监督

3	当地技术 文化条件	设计	较好	出现各种形式的质 量问题	严格按照建议书要求设计、 施工、监理
		施工	较好		
		监理	较好		
		建筑材料	较好		
		市政配套	较好		

17.3 社会风险分析

按照《国家发展改革委重大固定资产项目社会稳定风险评估暂行办法》的要求，对照拟建项目社会稳定风险等级评判参考标准，本项目的初始风险等级为低风险等级。项目前期已经采取的和下一阶段将采取的一系列风险防范措施，还会进一步降低以致消除可能存在的不利于社会稳定的风险可能性。根据各主要风险因素可能变化的预测结果，结合预期可能引发的风险事件、造成负面影响的程度等，综合判断项目落实风险防范、化解措施后本项目预期风险为社会稳定低风险等级。

项目的施工过程带来一定程度的环境污染,如施工扬尘、噪声和挖填土等，对周围居民可能产生一定干扰。因此，建议建设单位严格执行各类环境保护措施，加强施工控制和管理，尽量降低对环境的破坏和污染。项目建成后也应加强环境保护工作管理，避免出现污染物超标排放现象，降低对周围环境质量的影响。同时，项目在施工和运营的管理工作，尽量减少与项目利益相关者的摩擦，使各利益相关者的诉求得到妥当处理，以避免由此产生的社会风险。

17.4 社会评价结论

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，本项目的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，营造出绿水青山的旅游胜地；本项目的建设将有效助力汕头市实现能耗“双控”、碳达峰的目标，进一步提升能源互联互通及能源供应保障能力，改善能源结构，有利于增加再生能源的比例，加快能源电力结构调整，项目的社会效益是显著的。

18 风险评价

投资项目的风险是指由于一些不确定因素的存在，导致项目实施后偏离预期结果而造成损失的可能性。项目风险分析旨在识别拟建项目建设和运行中潜在的风险因素，分析风险程度，提出控制风险的对策，以达到降低风险损失的目的。本项目从立项、建设到经营过程中不可避免地要受到众多不确定因素的影响，因此本项目在实施中也毫不例外地会遇到一系列风险，需对各种风险有足够的估计，以便采取相应的对策。

18.1 风险因素分析

本项目所在地区拥有丰富的屋顶资源，对屋顶资源开发利用的积极性很高，当地及周边区域有较好的电力消纳能力，本地区的市场主体已经基本落实，这些特点使得本地区有资格成为整县（区）屋顶分布式光伏开发的试点。尽管具备发展整县（区）屋顶分布式光伏的有利条件，但是推进本项目的过程中仍然面临诸多风险。根据本项目的建设特点，项目在建设及运营过程中可能存在的风险因素主要包括以下几方面：

（1）政策风险

整县（区）屋顶分布式光伏发电作为新能源发电的重要组成部分，得到了我国政府的政策扶持和倾斜，巨大的政策红利吸引了大量的项目业主，但是他们当中的一些并不具有相关工程建设以及运作的成功经验。考虑到社会资源配置的不均衡性，产业的规划布局以及资金支持等政策都呈现出巨大的地区差异性，这些因素都为产业的发展带来了巨大的影响。同时，由于整县（区）屋顶分布式光伏发电兴起时间不长，相应的政策还处于探索建立阶段，存在变化性与不确定性，随着“双碳”战略的不断推进，各地政府部门相继出台了充分利用资源禀赋、符合地域实际情况的相关政策，故执行标准并不统一，在整县（区）屋顶分布式光伏建设过程中可能出现不同程度的变化。本项目所在地区的政策制定者没有资料可作参考，这就对政策的制定提出了较大挑战，需要不断依据现实状况调整政策以适应该产业在本地区的发展。

（2）工程技术风险

可能由于项目场址的工程地质或水文地质情况的特殊或勘探不清，致使项目在施工中出现问题，延误工期，造成经济损失。同时由于本项目建成之后将会持续运行较长时间，因此，必然在未来出现设计之初未考虑到的一系列问题。部分风险存在于整县（区）

屋顶分布式光伏整体设计方案的科学性和可操作性方面。不合理的技术方案很有可能对整县（区）屋顶分布式光伏发电项目的建设和长期运营产生不利影响。其中很重要的一部分就是随着环境条件等因素的变化导致的技术不适配的问题，同时，在项目设计之初重点考虑的技术缺陷又会随着科技的进步得到解决，这为屋顶分布式光伏发电项目带来了不容忽视的技术落后风险。另外，由于将重点聚焦于光伏发电技术设计，往往会忽视项目对建筑技术的需求，出现设备超过屋顶载荷的现象，造成项目投资成本增加甚至流产。

（3）投资风险

本项目的屋顶分布式光伏发电设备整体的投资金额较大，收益情况不固定，且不同项目的资金配套各不相同，经济风险贯穿项目实施的全过程。在项目开展前期，建设勘测、设备筹备和文件审批等工作都需要人力、物力的投入，并且在项目建设过程中存在组件价格变动的风险，项目投入如果不能按照计划比例转化为收益，将对投资方造成巨大经济损失；国家货币政策的改变、管理行为等会导致利率的变动，而整县（区）屋顶分布式光伏开发项目融资大多通过金融贷款实现，项目贷款期限较长且额度大，受利率的影响较大，会带来融资成本和收益的风险；整县（区）屋顶分布式光伏开发项目的收益来自用户的用电量，而用户的电量及分布式光伏发电量明显受到自然因素的影响。同样，经济风险还来源于项目产能的多少，整县（区）屋顶分布式光伏的装机量和供电过高或过低于当地的电能需求量都会给项目带来经济风险。

（4）能效风险

本项目在设计评估时的选址、建设等一经确定将无法进行大规模的改动和调整，但是由于人的活动、行业的发展具有随机性，这在很大程度上会改变所在区域的环境，包括大气环境、水文环境、设备工作环境等，这些因素对光伏设备的正常工作或能造成极大的影响，光伏发电设备在恶劣环境下的工作效率将会大幅下降，以至于无法达到设计之初的指标要求，造成太阳能资源的浪费。同时，自然环境本身会对整县（区）屋顶分布式光伏发电项目的稳定运行造成影响，光伏发电所需的能源直接来自太阳能，对环境有很高的要求，整县（区）屋顶分布式光伏发电项目在运行期间有可能面临自然灾害风险，特别是一些极端环境如暴风、雷击和洪水等都会对光伏发电的稳定运行造成很大的

破坏，影响整个电力系统的稳定运行。

（5）并网风险

整县（区）屋顶分布式光伏发电项目由于具有分布范围广、设备多的特点，点多面广的分布式新能源最终的流向便是电网，所以并网环节是极为重要的一环，而电网作为人类生活的一大基础设施，确保大电网安全稳定运行是电力企业工作的重中之重，光伏电源并网均以电网稳定运行为前提，可能随着政策调控、现实条件、客观需求的改变而发生变化。整县（区）屋顶分布式光伏开发建设完成后，存在成为弃光的风险，需要通过储能、实施调控等技术手段对整县（区）屋顶分布式光伏进行资源配置，同时，要加强与当地供电公司的密切联系，掌握当前的并网情况，尽可能减少弃光比例。整县（区）屋顶分布式光伏发电并网能否可调可控的问题也成为影响整县（区）屋顶分布式光伏产业发展的关键因素，造成屋顶分布式光伏发电项目并网困难，将直接影响到本项目的经济效益。

（6）运维风险

整县（区）屋顶分布式光伏设备在投入运行后将面临运维带来的一系列问题，如设备质量、自然灾害、运维团队技术水平等，都有可能为项目带来风险。在整县（区）屋顶分布式光伏设备运维过程中要建立机制定期运维、定期测评，提前预测可能出现的风险隐患并给出相应的防范措施，辅助管理者科学决策，在整个管理过程中实施风险预警策略，及时遏制风险带来的影响。由于屋顶分布式光伏发电大多处于特殊位置环境，其后续相应的运行维护将呈现出大需求、多频次的特点。

本项目屋顶分布式光伏发电设备的日常维护、零部件更新、储存搬运等都会大大增加运维成本，不利于项目效益的最大化。所以，在融资投资或建设整县（区）屋顶分布式光伏发电项目时，必须充分考虑运营维护方面的风险。其中，最不应出现的运维管理风险主要由人为造成，如施工事故和操作不当等，这些风险在主观上都可以避免，同时，一旦发生造成的损失较大，应从根源上避免运维管理风险。

（7）配套条件的风险

投资项目需要的外部配套设施，如供水、排水等因素可能影响项目的建设或正常运营。

(8) 其它外部环境风险

主要包括自然环境、经济环境和社会环境等影响因素。

18.2 风险程度分析

根据本报告以上各章的分析研究，同时考虑今后国内外相关项目的建设经验，对本项目的风险程度进行分析，详见下表。

经分析，本项目的风险程度为一般。

风险因素和风险程度估计表

序号	风险因素名称	风险程度				说明
		灾难性	严重	较大	一般	
1	技术方面					技术成熟、可靠，风险较小。
1.1	先进性				√	
1.2	可靠性				√	
1.3	适用性				√	
1.4	可得性				√	
2	工程方面				√	部分子项目工程尚未进行地质勘查，应引起重视，采取相应的措施预防不良地质风险，此类风险属可控制范围。
2.1	工程地质			√		
2.2	水文地质				√	
2.3	装修工程				√	
3	投资方面					材料价格存在上涨的风险，工期也相对紧促，应加强控制，采取相应的投资风险防范措施。
3.1	工程量				√	
3.2	价格			√		
3.3	工期			√		
4	配套条件					项目周边的水电气配套条件较齐备，故此类风险影响程度一般。
4.1	水、电、气配套件				√	
4.2	其他配套条件				√	
5	政策方面					本项目属公共设施建设机构，政府十分重视本项目建设，不涉及产业政策，政策风险小。
5.1	宏观政策				√	
5.2	产业政策				√	
6	外部环境					多年以来，我国一直保持经济社会稳定发展，改革开放持续推进，新一届中央领导集体更是坚定自信，就国内而言，环境风险不大。
6.1	经济环境				√	
6.2	自然环境				√	
6.3	社会环境				√	

18.3 防范与降低风险的对策

（1）政策风险对策

针对政策风险问题，在项目正式开工前，要密切关注项目本地的电价政策、补贴政策以及相应的变化趋势，结合当前形势对政策环境进行全方位、全环节的分析研判，将政策因素带来的风险降低至可控范围之内。在无法消除政策风险的情况下，多个利益主体共同承担政策风险是一个值得考虑的方式。为保障项目的顺利实施，财政主管部门拨发一定比例的资金，最终政府部门将掌握屋顶分布式光伏并网发电项

目开展与运作过程中的宝贵数据资源；项目业主在承揽工程之后，由于响应了国家关于节能减排工作的号召，因此，可以得到政府提供的补助和奖励；项目施工方和设备提供商可以掌握更多的业务管理经验，也可利用此示范工程项目对公司加以宣传，提升公司的资质水平。

（2）对技术风险的控制

选针对技术风险问题，在敲定项目技术路径之前，应当收集多方技术专家的意见，有必要时应召开论证会分析讨论，谨慎且全面地论证项目的可行性、安全性。同时，在规划设计整县（区）屋顶分布式光伏技术方案时，要充分结合当地的光照条件、气象条件、地貌特征等，尽可能避免在实施过程中发现技术规划不匹配现实条件的情况。在项目实施过程中，应阶段性地根据现场施工变化情况调整相应的技实施路线，若在此过程中发现技术不适用的情况，要立即与设计单位、施工单位及供应商联系，及时变更方案，避免影响扩大。

（3）投资风险的控制

整县（区）屋顶分布式光伏发电设备整体投资较大，固定资产投入多，因此，整县（区）屋顶分布式光伏发电项目方应当加强与银行的合作，从信用贷款、支付周期等方面争取最大限度的支持。项目实施方要对项目各环节的经济情况进行跟踪性分析，根据实际情况和发展方向选择合适的投资方式。在采购阶段，要建立周期性的采购信息收集机制，实时更新各类设备的报价变化，在充分考虑设备质量和经济优势的前提下，尽可能让每个项目的设备可以实现最低的采购价格。在项目的建设过程中，应对当地的需求量进行调研，或运用有关技术将整县（区）屋顶分布式光伏多余的电能利用储能设备储

藏，在日照时数偏少的环境下供给发电，以降低其经济风险。

（4）能效风险对策

屋顶分布式光伏发电项目的效率会受到气候因素的影响，气候变化风险的综合权重靠前，因此，需重视气候变化风险管理：本项目所在地区夏季高温多雨，在高温状态下，光伏板可能爆裂，因此，应该制定高温预防方案。在多雨季节，要做好防汛工作，及时疏导雨水，避免设备受损。要提前查阅气象资料，合理利用天气开展停机大修工作，确保屋顶分布式光伏发电设备在适应条件下的正常工作时长，以达到发电效率最大化的目标。

（5）并网风险对策

屋顶分布式光伏无法正常并网会导致发电量下降从而影响市场供给，应从以下几点进行并网风险管理：第一，创新光伏发电并网技术，采用基于“5G+可信 WLAN”技术的“多合一控制终端”，满足全场景光伏“可观、可测、可调、可控”功能要求，可实现对整县（区）光伏发电项目功率的分钟级调节，调节精度达到瓦级，能够实现大电网平衡控制，保障配电设备安全，减少并网风险。第二，建立并网管理团队，一方面需提前与供电公司落实接入间隔使用的可行性，制定并网失败应急管理机制，在项目建设之初建立并网备用方案，提供多选择的并网渠道，保持与电网部门的密切沟通，确保电网调整与项目并网的适应性，将并网失败的可能性降到最低；另一方面投资方应提前与供电公司沟通、协商，及时跟踪项目并网状态，尽快取得项目的电力接入系统批复。第三，为本项目整县（区）屋顶分布式光伏发电设备的安全并网购买保险，将并网风险适当转移到保险公司。

（6）运维风险对策

在本项目的长期运行过程中，设备无法避免地会受到环境等因素的影响，必须进行相关设备的维护甚至维修。在项目运营阶段，由于光伏组件的性能老化和磨损对发电量影响比较大，所以企业面对这种风险应采取风险储备的管控方式，在实施项目建设生产程序的过程中，应充分考虑组件余量和品质问题，以备件存货管理方式减少项目运营维护方面的风险。由于项目涉及的设备数量较多且分散，应该遵照设备维护或维修手册，对相关设备进行定期维护和及时维修，同时，必须严格地遵照组件巡视检查和维护管理

制度对光伏设备进行维护维修。

（7）对配套设施风险的控制

做好项目水的接入和配套路网的规划建设工作，加强沟通，以确保项目在运营时能得到各项市政资源的充足供应。

（8）对外部环境风险的控制

政府对本项目的重视和引导程度也对项目风险有一定的影响，当地政府及其相关部门在资金、政策方面大力支持本项目的建设，将为实现项目的建设目标奠定良好的基础。

18.4 风险评价结论

通过分析研究，得出以下结论：首先，为解决能源短缺和日益严重的环境污染问题，国家制定了“双碳”战略目标，加大对清洁能源、可再生能源的建设力度。在此过程中，政府颁发了多项整县（区）屋顶分布式光伏开发政策，鼓励各地区加大对点多面广的分布式新能源的开发力度。当前，整县（区）屋顶分布式光伏进入了爆发式增长阶段，在实现电源清洁化的同时也为发电、并网和维护等工作带来了一些困难和调整要求，特别是整县（区）式的分布式光伏管理并无完备的经验可供借鉴。其次，因为整县（区）屋顶分布式光伏发电项目实施过程中存在很强的综合性，一旦出现一方面问题往往需要联动多个部门配合完成，使得项目管理协调的难度加大。所以在整县（区）屋顶分布式光伏发电项目的实施过程中，有必要引入多维度的风险管理。以本项目为例，结合项目本身的特殊性，具体研究政策风险、经济投资风险、技术风险、能效风险、并网风险、运维风险等 8 种风险在整县（区）屋顶分布式光伏发电工程项目中可能产生的影响，对解决突发问题发挥关键作用，并给出了对应的风险管理对策，为整县（区）屋顶分布式光伏发电项目建设和运行提供了有益参考。最后，根据对整县（区）屋顶分布式光伏发电项目工程的实地调研，结合项目管理理论的分析，整县（区）屋顶分布式光伏发电项目中主要的风险问题在于政策、经济、技术、能效、并网、运维等方面，造成这些风险问题的原因很多，但是整县（区）屋顶分布式光伏发电毕竟是一种新型发电模式，产业发展仍处于起始阶段，一些制度和配套设施还没有完全匹配，所以需要一套充分考虑地方政务、经济策略、技术支持、团队管理等多维度的管理方案来有效应对实施过程中一系列的项目风险问题。通过以上分析可知，项目建设过程中面临的风险较小，属可控范

围，项目建设可行。

19 结论与建议

19.1 结论

19.1.1 项目必要性

项目建设是建设符合国家和产业政策，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构；是践行生态优先理念，实现“双碳”目标的能源转型战略举措之一；将有效促进本地区能源转型，助力本地区实现高质量发展；加快本地区构建“清洁低碳、安全高效、智能创新”的现代能源保障体系。项目的建设是十分必要和迫切的。

19.1.2 建设地点和条件

本项目推进屋顶分布式光伏开发试点建设，计划完成全部党政机关单位建筑屋顶、学校、医院、国企及其他等公共机构建筑屋顶的分布式光伏电站建设，屋顶大多为混凝土平面屋顶，光伏阵列建设直接在屋顶采用钢筋混凝土柱墩基础，具有良好的建设硬件条件。此外，经与当地供电局初步协商拟定，本项目发电可以实现全额接入当地电网，具备完整可实施的消纳条件。

19.1.3 建设内容

项目建设拟利用潮南区政府控制的屋顶布设屋面光伏，根据潮南全区的测绘结果，项目的屋顶面积为 596941.11 m²，可利用面积为 273711.14 m²，分布于潮南区政府、事业部门、教育、医疗、国有企业等单位。

项目充分利用开发潮南区丰富的太阳能资源，建设绿色环保新能源。从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目可利用面积和阵列单元排布等方面综合分析，本项目装机容量按 184w/m² 计算，设计总装机容量约 50362.85kWp，年均发电量为 5499.28 万 kWh。

19.1.4 投资估算

项目建设投资为 21960.86 万元，单位造价：4.36 元/W。其中：工程费用 18359.99 万元，工程建设其他费用 2555.11 万元，预备费 1045.76 万元。

项目的总投资为 44927.36 万元，其中：建设投资 21960.86 万元，特许经营权转让费 21010 万元，建设期贷款利息 1956.5 万元。

19.1.5 资金来源

项目总投资为 44927.36 万元，资金全部由特许经营者筹措。本项目共投入资本金 9127.36 万元，由建设单位自行筹集，占项目总投资的 20.32%；本项目所需债务资金为 35800 万元，全部为银行贷款，占项目总投资的 79.68%，借款偿还期为 23 年，年贷款利率以 4.30%计。

19.1.6 财务分析

本项目测算结果进行财务评价得出：项目财务内部收益率（税后）4.51%（以实际为准），偿债备付率为 1.18，项目的盈利能力基本可满足项目公司投资回报和偿债能力的要求。因此，该项目财务评价可行。

19.1.7 社会效益

光能是清洁的、可再生的能源，开发光能符合国家环保、节能以及“整县（区）推进”政策，本项目的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，营造出绿水青山的旅游胜地；本项目的建设将有效助力当地实现能耗“双控”、碳达峰的目标，进一步提升能源互联互通及能源供应保障能力，改善能源结构，有利于增加再生能源的比例，加快能源电力结构调整，项目的社会效益是显著的。

综上所述，本项目在技术上是可行，经济上合理。建议加快项目开发进程，推动本项目早日竣工发电，以利于项目尽早发挥其社会与经济效益。

19.2 建议

（1）项目涉及屋面光伏点数较多，需要协调工作较多，建议建设单位，做好屋面设计和电网接入系统工作，使项目顺利开工投入运营。

（2）建议建设单位争取金融融资机构资金支持，尽快落实项目建设资金。

（3）建议项目建设单位制订合理有效的实施进度计划，加强合同和各项费用控制管理，最终满足项目工程质量、成本和进度要求。

20 投资估算附表

附表 1：营业收入、增值税及税金附加估算表

序号	项目	合计	计算期														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	衰减率				2.00%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%
	组件效率				98.0%	97.5%	96.9%	96.4%	95.8%	95.3%	94.7%	94.2%	93.6%	93.1%	92.5%	92.0%	91.4%
1	营业收入（含税）	99533.42			3846.17	3824.58	3803.00	3781.41	3759.83	3738.24	3716.66	3695.08	3673.50	3651.90	3630.32	3608.73	3587.15
1.1	自用电收入（含税）	81083.70			3133.24	3115.65	3098.07	3080.48	3062.90	3045.31	3027.73	3010.15	2992.57	2974.98	2957.40	2939.81	2922.23
1.1.1	教育建筑自用电收入（含税）	64972.62			2510.67	2496.58	2482.49	2468.40	2454.31	2440.22	2426.13	2412.04	2397.95	2383.86	2369.77	2355.68	2341.59
1.1.1.1	单价（元/kWh）				0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158
1.1.1.2	数量（kWh）	907692494.99			35075061.91	34878212.07	34681362.24	34484512.40	34287662.56	34090812.72	33893962.89	33697113.05	33500263.21	33303413.37	33106563.54	32909713.70	32712863.86
1.1.1.3	销项税额	7474.73			288.84	287.22	285.60	283.98	282.35	280.73	279.11	277.49	275.87	274.25	272.63	271.01	269.39
1.1.2	医疗建筑自用电收入（含税）	4329.43			167.30	166.36	165.42	164.48	163.54	162.60	161.66	160.73	159.79	158.85	157.91	156.97	156.03
1.1.2.1	单价（元/kWh）				0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166
1.1.2.2	数量（kWh）	60416236.80			2334604.79	2321502.42	2308400.04	2295297.67	2282195.29	2269092.92	2255990.55	2242888.17	2229785.80	2216683.42	2203581.05	2190478.68	2177376.30
1.1.2.3	销项税额	498.07			19.25	19.14	19.03	18.92	18.81	18.71	18.60	18.49	18.38	18.27	18.17	18.06	17.95
1.1.3	政府机构及其他建筑自用电收入（含税）	11781.65			455.27	452.71	450.16	447.60	445.05	442.49	439.94	437.38	434.83	432.27	429.72	427.16	424.61
1.1.3.1	单价（元/kWh）				0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166
1.1.3.2	数量（kWh）	164410202.84			6353140.60	6317485.22	6281829.84	6246174.46	6210519.08	6174863.70	6139208.32	6103552.93	6067897.55	6032242.17	5996586.79	5960931.41	5925276.03
1.1.3.3	销项税额	1355.41			52.38	52.08	51.79	51.49	51.20	50.91	50.61	50.32	50.02	49.73	49.44	49.14	48.85
1.2	上网售电收入（含税）	18449.72			712.93	708.93	704.93	700.93	696.93	692.93	688.93	684.93	680.93	676.92	672.92	668.92	664.92
1.2.1	单价（元/kWh）				0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453
1.2.2	数量（kWh）	2517.00			15738073.9	15649747.98	15561422.05	15473096.13	15384770.2	15296444.28	15208118.35	15119792.43	15031466.5	14943140.58	14854814.65	14766488.73	14678162.8
1.2.3	销项税额	2122.54			82.02	81.56	81.10	80.64	80.18	79.72	79.26	78.80	78.34	77.88	77.42	76.96	76.50
2	营业收入（不含税）	88082.67			3403.68	3384.58	3365.48	3346.38	3327.29	3308.17	3289.08	3269.98	3250.89	3231.77	3212.66	3193.56	3174.46
2.1	自用电售电收入（不含税）	71755.49			2772.77	2757.21	2741.65	2726.09	2710.54	2694.96	2679.41	2663.85	2648.30	2632.73	2617.16	2601.60	2586.04
2.2	上网售电收入（不含税）	16327.18			630.91	627.37	623.83	620.29	616.75	613.21	609.67	606.13	602.59	599.04	595.50	591.96	588.42
3	营业外收入（退税收入）																
4	增值税	9451.26			0.00	0.00	0.00	0.00	412.44	424.18	420.45	417.97	415.48	413.00	410.53	406.37	403.89
4.1	增值税销项税	11450.75			442.49	440.00	437.52	435.03	432.54	430.07	427.58	425.10	422.61	420.13	417.66	415.17	412.69
4.2	增值税进项税	252.55			4.64	5.89	5.89	5.89	5.89	5.89	7.13	7.13	7.13	7.13	7.13	8.80	8.80
	可抵扣进项税	4388.57			1746.94	1309.09	874.98	443.35	14.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	税金与附加	1134.17			0.00	0.00	0.00	0.00	49.49	50.90	50.45	50.16	49.85	49.56	49.27	48.77	48.47
5.1	城市维护建设税	661.59			0.00	0.00	0.00	0.00	28.87	29.69	29.43	29.26	29.08	28.91	28.74	28.45	28.27
5.2	教育费附加	283.53			0.00	0.00	0.00	0.00	12.37	12.73	12.61	12.54	12.46	12.39	12.32	12.19	12.12
5.3	地方教育费附加	189.05			0.00	0.00	0.00	0.00	8.25	8.48	8.41	8.36	8.31	8.26	8.21	8.13	8.08

序号	项目	合计	计算期														
			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	衰减率		0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.55%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%	0.70%
	组件效率		90.9%	90.3%	89.8%	89.2%	88.7%	88.1%	87.6%	87.0%	86.5%	85.9%	85.4%	84.8%	84.3%	83.7%	83.2%
1	营业收入（含税）	99533.42	3565.56	3543.98	3522.39	3500.81	3479.21	3457.62	3436.04	3414.45	3392.87	3371.28	3349.70	3328.11	3306.53	3284.94	3263.36
1.1	自用电收入（含税）	81083.70	2904.64	2887.06	2869.47	2851.89	2834.30	2816.71	2799.13	2781.54	2763.96	2746.37	2728.79	2711.20	2693.62	2676.04	2658.46
1.1.1	教育建筑自用电收入（含税）	64972.62	2327.50	2313.41	2299.32	2285.22	2271.13	2257.04	2242.95	2228.86	2214.77	2200.68	2186.59	2172.50	2158.41	2144.32	2130.23
1.1.1.1	单价（元/kWh）		0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158	0.7158
1.1.1.2	数量（kWh）	907692494.99	32516014.03	32319164.19	32122314.35	31925464.51	31728614.68	31531764.84	31334915.00	31138065.16	30941215.33	30744365.49	30547515.65	30350665.82	30153815.98	29956966.14	29760116.30
1.1.1.3	销项税额	7474.73	267.77	266.14	264.52	262.90	261.28	259.66	258.04	256.42	254.80	253.18	251.55	249.93	248.31	246.69	245.07
1.1.2	医疗建筑自用电收入（含税）	4329.43	155.09	154.15	153.21	152.28	151.34	150.40	149.46	148.52	147.58	146.64	145.70	144.76	143.82	142.89	141.95
1.1.2.1	单价（元/kWh）		0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166
1.1.2.2	数量（kWh）	60416236.80	2164273.93	2151171.56	2138069.18	2124966.81	2111864.43	2098762.06	2085659.69	2072557.31	2059454.94	2046352.57	2033250.19	2020147.82	2007045.44	1993943.07	1980840.70
1.1.2.3	销项税额	498.07	17.84	17.73	17.63	17.52	17.41	17.30	17.19	17.09	16.98	16.87	16.76	16.65	16.55	16.44	16.33
1.1.3	政府机构及其他建筑自用电收入（含税）	11781.65	422.05	419.50	416.94	414.39	411.83	409.27	406.72	404.16	401.61	399.05	396.50	393.94	391.39	388.83	386.28
1.1.3.1	单价（元/kWh）		0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166	0.7166
1.1.3.2	数量（kWh）	164410202.84	5889620.65	5853965.27	5818309.89	5782654.51	5746999.12	5711343.74	5675688.36	5640032.98	5604377.60	5568722.22	5533066.84	5497411.46	5461756.08	5426100.70	5390445.32
1.1.3.3	销项税额	1355.41	48.55	48.26	47.97	47.67	47.38	47.08	46.79	46.50	46.20	45.91	45.62	45.32	45.03	44.73	44.44
1.2	上网售电收入（含税）	18449.72	660.92	656.92	652.92	648.92	644.91	640.91	636.91	632.91	628.91	624.91	620.91	616.91	612.91	608.90	604.90
1.2.1	单价（元/kWh）		0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453	0.453
1.2.2	数量（kWh）	2517.00	14589836.88	14501510.95	14413185.03	14324859.1	14236533.18	14148207.25	14059881.33	13971555.4	13883229.48	13794903.55	13706577.63	13618251.7	13529925.78	13441599.85	13353273.93
1.2.3	销项税额	2122.54	76.04	75.57	75.11	74.65	74.19	73.73	73.27	72.81	72.35	71.89	71.43	70.97	70.51	70.05	69.59
2	营业收入（不含税）	88082.67	3155.36	3136.28	3117.16	3098.07	3078.95	3059.85	3040.75	3021.63	3002.54	2983.43	2964.34	2945.24	2926.13	2907.03	2887.93
2.1	自用电售电收入（不含税）	71755.49	2570.48	2554.93	2539.35	2523.80	2508.23	2492.67	2477.11	2461.53	2445.98	2430.41	2414.86	2399.30	2383.73	2368.18	2352.62
2.2	上网售电收入（不含税）	16327.18	584.88	581.35	577.81	574.27	570.72	567.18	563.64	560.10	556.56	553.02	549.48	545.94	542.40	538.85	535.31
3	营业外收入（退税收入）																
4	增值税	9451.26	401.40	398.90	396.43	392.38	389.90	387.41	384.93	382.46	377.90	375.42	372.93	370.44	367.97	365.48	363.00
4.1	增值税销项税	11450.75	410.20	407.70	405.23	402.74	400.26	397.77	395.29	392.82	390.33	387.85	385.36	382.87	380.40	377.91	375.43
4.2	增值税进项税	252.55	8.80	8.80	8.80	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43
	可抵扣进项税	4388.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	税金及附加	1134.17	48.17	47.87	47.57	47.09	46.79	46.49	46.20	45.89	45.35	45.05	44.76	44.45	44.16	43.85	43.56
5.1	城市维护建设税	661.59	28.10	27.92	27.75	27.47	27.29	27.12	26.95	26.77	26.45	26.28	26.11	25.93	25.76	25.58	25.41
5.2	教育费附加	283.53	12.04	11.97	11.89	11.77	11.70	11.62	11.55	11.47	11.34	11.26	11.19	11.11	11.04	10.96	10.89
5.3	地方教育费附加	189.05	8.03	7.98	7.93	7.85	7.80	7.75	7.70	7.65	7.56	7.51	7.46	7.41	7.36	7.31	7.26

附表 2：总成本费用估算表

序号	项目	合计	计算期														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	生产负荷（%）				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1	材料费（含税）6%	1128.12			40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29
	材料费（不含税）	998.20			35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65
2	人员工资福利	1176.00			42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
2.1	人员工资成本	196.00			7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
2.2	人员数量	168.00			6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3	修理费（含税）6%	2166.45			0.00	22.03	22.03	22.03	22.03	22.03	44.06	44.06	44.06	44.06	44.06	73.44	73.44
	修理费（不含税）	2043.82			0.00	20.78	20.78	20.78	20.78	20.78	41.57	41.57	41.57	41.57	41.57	69.28	69.28
4	保险费	514.08			18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36
5	其他费用	498.50			10.07	12.27	12.27	12.27	12.27	12.27	14.47	14.47	14.47	14.47	14.47	17.41	17.41
6	经营成本（含税）	5483.15			110.72	134.95	134.95	134.95	134.95	134.95	159.18	159.18	159.18	159.18	159.18	191.50	191.50
	经营成本（不含税）	5230.60			106.08	129.06	129.06	129.06	129.06	129.06	152.05	152.05	152.05	152.05	152.05	182.70	182.70
7	折旧摊销费（特许经营权）	43180.42			1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16
8	财务费用	16933.43			1539.40	1466.10	1392.79	1319.49	1246.18	1172.88	1099.57	1026.27	952.96	879.66	806.35	733.05	659.74
9	总成本费用（含税）	65597.06			3192.28	3143.21	3069.90	2996.60	2923.29	2849.99	2800.91	2727.61	2654.30	2581.00	2507.69	2466.71	2393.40
	总成本费用（不含税）	65345			3187.64	3137.32	3064.01	2990.71	2917.40	2844.10	2793.78	2720.48	2647.17	2573.87	2500.56	2457.91	2384.60

序号	项目	合计	计算期														
			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	生产负荷（%）		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	200%	300%					
1	材料费（含税）6%	1128.12	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29	40.29
	材料费（不含税）	998.20	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65	35.65
2	人员工资福利	1176.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
2.1	人员工资成本	196.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
2.2	人员数量	168.00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3	修理费（含税）6%	2166.45	73.44	73.44	73.44	100.98	100.98	100.98	100.98	100.98	137.70	137.70	137.70	137.70	137.70	137.70	137.70
	修理费（不含税）	2043.82	69.28	69.28	69.28	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	129.91	129.91	129.91	129.91	129.91	129.91	129.91
4	保险费	514.08	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36
5	其他费用	498.50	17.41	17.41	17.41	20.16	20.16	20.16	20.16	20.16	23.84	23.84	23.84	23.84	23.84	23.84	23.84
6	经营成本（含税）	5483.15	191.50	191.50	191.50	221.79	221.79	221.79	221.79	221.79	262.19	262.19	262.19	262.19	262.19	262.19	262.19
	经营成本（不含税）	5230.60	182.70	182.70	182.70	211.43	211.43	211.43	211.43	211.43	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76
7	折旧摊销费（特许经营权）	43180.42	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16	1542.16
8	财务费用	16933.43	586.44	513.13	439.83	366.53	293.22	219.92	146.61	73.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	总成本费用（含税）	65597.06	2320.10	2246.79	2173.49	2130.48	2057.17	1983.87	1910.56	1837.26	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35
	总成本费用（不含税）	65345	2311.30	2237.99	2164.69	2120.12	2046.81	1973.51	1900.20	1826.90	1791.92	1791.92	1791.92	1791.92	1791.92	1791.92	1791.92

附表 3：利润与利润分配表

序号	项 目			计算期													
		合计	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	营业收入（含税）	99533.42			3846.17	3824.58	3803.00	3781.41	3759.83	3738.24	3716.66	3695.08	3673.50	3651.90	3630.32	3608.73	3587.15
2	税金及附加	1134.17			0.00	0.00	0.00	0.00	49.49	50.90	50.45	50.16	49.85	49.56	49.27	48.77	48.47
3	总成本费用（含税）	65597.06			3192.28	3143.21	3069.90	2996.60	2923.29	2849.99	2800.91	2727.61	2654.30	2581.00	2507.69	2466.71	2393.40
4	增值税	9451.26			0.00	0.00	0.00	0.00	412.44	424.18	420.45	417.97	415.48	413.00	410.53	406.37	403.89
5	营业外收入 （退税收入）	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	利润总额	23350.93			653.89	681.37	733.10	784.81	374.61	413.17	444.85	499.34	553.87	608.34	662.83	686.88	741.39
7	弥补以前年度亏损	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	应纳税所得额	23350.93			653.89	681.37	733.10	784.81	374.61	413.17	444.85	499.34	553.87	608.34	662.83	686.88	741.39
9	所得税	5124.12			0.00	0.00	0.00	98.10	46.83	51.65	111.21	124.84	138.47	152.09	165.71	171.72	185.35
10	税后利润	18226.81			653.89	681.37	733.10	686.71	327.78	361.52	333.64	374.50	415.40	456.25	497.12	515.16	556.04
11	盈余公积金	1822.67			65.39	68.14	73.31	68.67	32.78	36.15	33.36	37.45	41.54	45.63	49.71	51.52	55.60
12	可供分配利润	18226.81			653.89	681.37	733.10	686.71	327.78	361.52	333.64	374.50	415.40	456.25	497.12	515.16	556.04
13	利润分配	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	未分配利润	16404.14			588.50	613.23	659.79	618.04	295.00	325.37	300.28	337.05	373.86	410.62	447.41	463.64	500.44
15	累计未分配利润	213184.83			588.50	1201.73	1861.52	2479.56	2774.56	3099.93	3400.21	3737.26	4111.12	4521.74	4969.15	5432.79	5933.23
16	息税前利润	40284.36			2193.29	2147.47	2125.89	2104.30	1620.79	1586.05	1544.42	1525.61	1506.83	1488.00	1469.18	1419.93	1401.13
17	调整所得税	7790.56			0.00	0.00	0.00	263.04	202.60	198.26	386.11	381.40	376.71	372.00	367.30	354.98	350.28
18	息税折旧摊销前利润	83464.84			3735.45	3689.63	3668.05	3646.46	3162.95	3128.21	3086.58	3067.77	3048.99	3030.16	3011.34	2962.09	2943.29

序号	项 目			计算期													
		合计	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	营业收入（含税）	99533.42	3565.56	3543.98	3522.39	3500.81	3479.21	3457.62	3436.04	3414.45	3392.87	3371.28	3349.70	3328.11	3306.53	3284.94	3263.36
2	税金及附加	1134.17	48.17	47.87	47.57	47.09	46.79	46.49	46.20	45.89	45.35	45.05	44.76	44.45	44.16	43.85	43.56
3	总成本费用（含税）	65597.06	2320.10	2246.79	2173.49	2130.48	2057.17	1983.87	1910.56	1837.26	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35	1804.35
4	增值税	9451.26	401.40	398.90	396.43	392.38	389.90	387.41	384.93	382.46	377.90	375.42	372.93	370.44	367.97	365.48	363.00
5	营业外收入 （退税收入）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	利润总额	23350.93	795.89	850.42	904.90	930.86	985.35	1039.85	1094.35	1148.84	1165.27	1146.46	1127.66	1108.87	1090.05	1071.26	1052.45
7	弥补以前年度亏损	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	应纳税所得额	23350.93	795.89	850.42	904.90	930.86	985.35	1039.85	1094.35	1148.84	1165.27	1146.46	1127.66	1108.87	1090.05	1071.26	1052.45
9	所得税	5124.12	198.97	212.61	226.23	232.72	246.34	259.96	273.59	287.21	291.32	286.62	281.92	277.22	272.51	267.82	263.11
10	税后利润	18226.81	596.92	637.81	678.67	698.14	739.01	779.89	820.76	861.63	873.95	859.84	845.74	831.65	817.54	803.44	789.34
11	盈余公积金	1822.67	59.69	63.78	67.87	69.81	73.90	77.99	82.08	86.16	87.40	85.98	84.57	83.17	81.75	80.34	78.93
12	可供分配利润	18226.81	596.92	637.81	678.67	698.14	739.01	779.89	820.76	861.63	873.95	859.84	845.74	831.65	817.54	803.44	789.34
13	利润分配	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	未分配利润	16404.14	537.23	574.03	610.80	628.33	665.11	701.90	738.68	775.47	786.55	773.86	761.17	748.48	735.79	723.10	710.41
15	累计未分配利润	213184.83	6470.46	7044.49	7655.29	8283.62	8948.73	9650.63	10389.31	11164.78	11951.33	12725.19	13486.36	14234.84	14970.63	15693.73	16404.14
16	息税前利润	40284.36	1382.33	1363.55	1344.73	1297.39	1278.57	1259.77	1240.96	1222.15	1165.27	1146.46	1127.66	1108.87	1090.05	1071.26	1052.45
17	调整所得税	7790.56	345.58	340.89	336.18	324.35	319.64	314.94	310.24	305.54	291.32	286.62	281.92	277.22	272.51	267.82	263.11
18	息税折旧摊销前利润	83464.84	2924.49	2905.71	2886.89	2839.55	2820.73	2801.93	2783.12	2764.31	2707.43	2688.62	2669.82	2651.03	2632.21	2613.42	2594.61

附表 4：借款与还本付息计划表

序号	项目	合计	计算期											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	长期借款													
1.1	期初借款余额		0.00	27600.00	35800.00	34095.24	32390.48	30685.72	28980.96	27276.20	25571.44	23866.68	22161.92	20457.16
1.2	本年新增借款	35800.00	27600.00	8200.00										
1.3	本年应计利息	1956.50	593.40	1363.10	1539.40	1466.10	1392.79	1319.49	1246.18	1172.88	1099.57	1026.27	952.96	879.66
1.4	当年还本付息	54689.89	593.40	1363.10	3244.16	3170.86	3097.55	3024.25	2950.94	2877.64	2804.33	2731.03	2657.72	2584.42
1.4.1	当期偿还本金	35799.96	0.00	0.00	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76
1.4.2	当期偿还利息	18889.93	593.40	1363.10	1539.40	1466.10	1392.79	1319.49	1246.18	1172.88	1099.57	1026.27	952.96	879.66
1.5	期末借款余额		27600.00	35800.00	34095.24	32390.48	30685.72	28980.96	27276.20	25571.44	23866.68	22161.92	20457.16	18752.40
4.1	年初借款本息累计	393800.48	0.00	27600.00	35800.00	34095.24	32390.48	30685.72	28980.96	27276.20	25571.44	23866.68	22161.92	20457.16
4.2	当年借款	0.00	27600.00	8200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.3	当年应还本金	35799.96	0.00	0.00	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76
4.4	当年应还利息	16933.43	593.40	1363.10	1539.40	1466.10	1392.79	1319.49	1246.18	1172.88	1099.57	1026.27	952.96	879.66
4.5	年末借款余额		27600.00	35800.00	34095.24	32390.48	30685.72	28980.96	27276.20	25571.44	23866.68	22161.92	20457.16	18752.40
2	利息备付率(%)				1.42	1.51	1.58	1.65	1.73	1.58	1.51	1.60	1.71	1.83
3	偿债备付率(%)				1.15	1.16	1.18	1.17	1.06	1.07	1.06	1.08	1.10	1.11

序号	项目	合计	计算期										
			13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	长期借款												
1.1	期初借款余额		18752.40	17047.64	15342.88	13638.12	11933.36	10228.60	8523.84	6819.08	5114.32	3409.56	1704.80
1.2	本年新增借款	35800.00											
1.3	本年应计利息	1956.50	806.35	733.05	659.74	586.44	513.13	439.83	366.53	293.22	219.92	146.61	73.31
1.4	当年还本付息	54689.89	2511.11	2437.81	2364.50	2291.20	2217.89	2144.59	2071.29	1997.98	1924.68	1851.37	1778.07
1.4.1	当期偿还本金	35799.96	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76
1.4.2	当期偿还利息	18889.93	806.35	733.05	659.74	586.44	513.13	439.83	366.53	293.22	219.92	146.61	73.31
1.5	期末借款余额		17047.64	15342.88	13638.12	11933.36	10228.60	8523.84	6819.08	5114.32	3409.56	1704.80	0.04
4.1	年初借款本息累计	393800.48	18752.40	17047.64	15342.88	13638.12	11933.36	10228.60	8523.84	6819.08	5114.32	3409.56	1704.80
4.2	当年借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.3	当年应还本金	35799.96	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76
4.4	当年应还利息	16933.43	806.35	733.05	659.74	586.44	513.13	439.83	366.53	293.22	219.92	146.61	73.31
4.5	年末借款余额		17047.64	15342.88	13638.12	11933.36	10228.60	8523.84	6819.08	5114.32	3409.56	1704.80	0.04
2	利息备付率(%)		1.97	2.11	2.31	2.57	2.90	3.34	3.89	4.80	6.31	9.34	18.41
3	偿债备付率(%)		1.13	1.14	1.17	1.19	1.21	1.24	1.26	1.29	1.32	1.36	1.39

附表 5：项目投资现金流量表

序号	项目	计算期														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	现金流入	0.00	0.00	3846.17	3824.58	3803.00	3781.41	3759.83	3738.24	3716.66	3695.08	3673.50	3651.90	3630.32	3608.73	3587.15
1.1	自用电售电收入（不含税）			2772.77	2757.21	2741.65	2726.09	2710.54	2694.96	2679.41	2663.85	2648.30	2632.73	2617.16	2601.60	2586.04
1.2	上网售电收入（不含税）			630.91	627.37	623.83	620.29	616.75	613.21	609.67	606.13	602.59	599.04	595.50	591.96	588.42
1.3	营业外收入（退税收入）			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	销项税额			442.49	440.00	437.52	435.03	432.54	430.07	427.58	425.10	422.61	420.13	417.66	415.17	412.69
1.4	回收固定资产余值															
2	现金流出	34186.52	8784.34	110.72	134.95	134.95	134.95	596.88	610.03	630.08	627.31	624.51	621.74	618.98	646.64	643.86
2.1	建设投资	34186.52	8784.34													
2.3	经营成本（不含税）			106.08	129.06	129.06	129.06	129.06	129.06	152.05	152.05	152.05	152.05	152.05	182.70	182.70
2.4	进项税额			4.64	5.89	5.89	5.89	5.89	5.89	7.13	7.13	7.13	7.13	7.13	8.80	8.80
2.5	增值税			0.00	0.00	0.00	0.00	412.44	424.18	420.45	417.97	415.48	413.00	410.53	406.37	403.89
2.5	税金及附加			0.00	0.00	0.00	0.00	49.49	50.90	50.45	50.16	49.85	49.56	49.27	48.77	48.47
2.6	维持运营投资															
3	所得税前净现金流量	-34186.52	-8784.34	3735.45	3689.63	3668.05	3646.46	3162.95	3128.21	3086.58	3067.77	3048.99	3030.16	3011.34	2962.09	2943.29
4	累计所得税前净现金流量	-34186.52	-42970.86	-39235.41	-35545.78	-31877.73	-28231.27	-25068.32	-21940.11	-18853.53	-15785.76	-12736.77	-9706.61	-6695.27	-3733.18	-789.89
5	调整所得税			0.00	0.00	0.00	263.04	202.60	198.26	386.11	381.40	376.71	372.00	367.30	354.98	350.28
6	所得税后净现金流量	-34186.52	-8784.34	3735.45	3689.63	3668.05	3383.42	2960.35	2929.95	2700.47	2686.37	2672.28	2658.16	2644.04	2607.11	2593.01
7	累计所得税后净现金流量	-34186.52	-42970.86	-39235.41	-35545.78	-31877.73	-28494.31	-25533.96	-22604.01	-19903.54	-17217.17	-14544.89	-11886.73	-9242.69	-6635.58	-4042.57
	计算指标：	所得税后					所得税前									
	财务内部收益率：	4.51%					5.32%									
	财务净现值（I=4.3%）：	975.12					4823.23									
	投资回收期：	14.57					13.27									

序号	项目	计算期														
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	现金流入	3565.56	3543.98	3522.39	3500.81	3479.21	3457.62	3436.04	3414.45	3392.87	3371.28	3349.70	3328.11	3306.53	3284.94	3263.36
1.1	自用电售电收入（不含税）	2570.48	2554.93	2539.35	2523.80	2508.23	2492.67	2477.11	2461.53	2445.98	2430.41	2414.86	2399.30	2383.73	2368.18	2352.62
1.2	上网售电收入（不含税）	584.88	581.35	577.81	574.27	570.72	567.18	563.64	560.10	556.56	553.02	549.48	545.94	542.40	538.85	535.31
1.3	营业外收入（退税收入）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	销项税额	410.20	407.70	405.23	402.74	400.26	397.77	395.29	392.82	390.33	387.85	385.36	382.87	380.40	377.91	375.43
1.4	回收固定资产余值															
2	现金流出	641.07	638.27	635.50	661.26	658.48	655.69	652.92	650.14	685.44	682.66	679.88	677.08	674.32	671.52	668.75
2.1	建设投资															
2.3	经营成本（不含税）	182.70	182.70	182.70	211.43	211.43	211.43	211.43	211.43	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76
2.4	进项税额	8.80	8.80	8.80	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43
2.5	增值税	401.40	398.90	396.43	392.38	389.90	387.41	384.93	382.46	377.90	375.42	372.93	370.44	367.97	365.48	363.00
2.5	税金及附加	48.17	47.87	47.57	47.09	46.79	46.49	46.20	45.89	45.35	45.05	44.76	44.45	44.16	43.85	43.56
2.6	维持运营投资															
3	所得税前净现金流量	2924.49	2905.71	2886.89	2839.55	2820.73	2801.93	2783.12	2764.31	2707.43	2688.62	2669.82	2651.03	2632.21	2613.42	2594.61
4	累计所得税前净现金流量	2134.60	5040.31	7927.20	10766.75	13587.48	16389.41	19172.53	21936.84	24644.27	27332.89	30002.71	32653.74	35285.95	37899.37	40493.98
5	调整所得税	345.58	340.89	336.18	324.35	319.64	314.94	310.24	305.54	291.32	286.62	281.92	277.22	272.51	267.82	263.11
6	所得税后净现金流量	2578.91	2564.82	2550.71	2515.20	2501.09	2486.99	2472.88	2458.77	2416.11	2402.00	2387.90	2373.81	2359.70	2345.60	2331.50
7	累计所得税后净现金流量	-1463.66	1101.16	3651.87	6167.07	8668.16	11155.15	13628.03	16086.80	18502.91	20904.91	23292.81	25666.62	28026.32	30371.92	32703.42

附表 6：项目资本金现金流量表

序号	项目	计算期														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	现金流入	0.00	0.00	3846.17	3824.58	3803.00	3781.41	3759.83	3738.24	3716.66	3695.08	3673.50	3651.90	3630.32	3608.73	3587.15
1.1	自用电售电收入（不含税）			2772.77	2757.21	2741.65	2726.09	2710.54	2694.96	2679.41	2663.85	2648.30	2632.73	2617.16	2601.60	2586.04
1.2	上网售电收入（不含税）			630.91	627.37	623.83	620.29	616.75	613.21	609.67	606.13	602.59	599.04	595.50	591.96	588.42
1.3	营业外收入（退税收入）			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	销项税额			442.49	440.00	437.52	435.03	432.54	430.07	427.58	425.10	422.61	420.13	417.66	415.17	412.69
2	现金流出	7318.56	3765.30	3354.88	3305.81	3232.50	3257.30	3594.65	3539.32	3545.62	3483.18	3420.70	3358.25	3295.80	3256.17	3193.71
2.1	项目资本金	6725.16	2402.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	借款本金偿还			1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76
2.3	借款利息支付	593.40	1363.10	1539.40	1466.10	1392.79	1319.49	1246.18	1172.88	1099.57	1026.27	952.96	879.66	806.35	733.05	659.74
2.4	经营成本(不含税)			106.08	129.06	129.06	129.06	129.06	129.06	152.05	152.05	152.05	152.05	152.05	182.70	182.70
2.5	进项税额			4.64	5.89	5.89	5.89	5.89	5.89	7.13	7.13	7.13	7.13	7.13	8.80	8.80
2.6	增值税			0.00	0.00	0.00	0.00	412.44	424.18	420.45	417.97	415.48	413.00	410.53	406.37	403.89
2.7	税金及附加			0.00	0.00	0.00	0.00	49.49	50.90	50.45	50.16	49.85	49.56	49.27	48.77	48.47
2.8	所得税			0.00	0.00	0.00	98.10	46.83	51.65	111.21	124.84	138.47	152.09	165.71	171.72	185.35
3	净现金流量	-7318.56	-3765.30	491.29	518.77	570.50	524.11	165.18	198.92	171.04	211.90	252.80	293.65	334.52	352.56	393.44
4	累计净现金流量	-7318.56	-11083.86	-10592.57	-10073.80	-9503.30	-8979.19	-8814.01	-8615.09	-8444.05	-8232.15	-7979.35	-7685.70	-7351.18	-6998.62	-6605.18
		资本金内部收益率:			4.32%											

序号	项目	计算期														
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	现金流入	3565.56	3543.98	3522.39	3500.81	3479.21	3457.62	3436.04	3414.45	3392.87	3371.28	3349.70	3328.11	3306.53	3284.94	3263.36
1.1	自用电售电收入（不含税）	2570.48	2554.93	2539.35	2523.80	2508.23	2492.67	2477.11	2461.53	2445.98	2430.41	2414.86	2399.30	2383.73	2368.18	2352.62
1.2	上网售电收入（不含税）	584.88	581.35	577.81	574.27	570.72	567.18	563.64	560.10	556.56	553.02	549.48	545.94	542.40	538.85	535.31
1.3	营业外收入（退税收入）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	销项税额	410.20	407.70	405.23	402.74	400.26	397.77	395.29	392.82	390.33	387.85	385.36	382.87	380.40	377.91	375.43
2	现金流出	3131.24	3068.77	3006.32	2965.27	2902.80	2840.33	2777.88	2715.42	976.76	969.28	961.80	954.30	946.83	939.34	931.86
2.1	项目资本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	借款本金偿还	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	借款利息支付	586.44	513.13	439.83	366.53	293.22	219.92	146.61	73.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4	经营成本(不含税)	182.70	182.70	182.70	211.43	211.43	211.43	211.43	211.43	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76	249.76
2.5	进项税额	8.80	8.80	8.80	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43
2.6	增值税	401.40	398.90	396.43	392.38	389.90	387.41	384.93	382.46	377.90	375.42	372.93	370.44	367.97	365.48	363.00
2.7	税金及附加	48.17	47.87	47.57	47.09	46.79	46.49	46.20	45.89	45.35	45.05	44.76	44.45	44.16	43.85	43.56
2.8	所得税	198.97	212.61	226.23	232.72	246.34	259.96	273.59	287.21	291.32	286.62	281.92	277.22	272.51	267.82	263.11
3	净现金流量	434.32	475.21	516.07	535.54	576.41	617.29	658.16	699.03	2416.11	2402.00	2387.90	2373.81	2359.70	2345.60	2331.50
4	累计净现金流量	-6170.86	-5695.65	-5179.58	-4644.04	-4067.63	-3450.34	-2792.18	-2093.15	322.96	2724.96	5112.86	7486.67	9846.37	12191.97	14523.47

附表 7：财务计划现金流量表

序号	项 目	合计	计算期														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	经营活动净现金流量 (1.1-1.2)	78340.72			3735.45	3689.63	3668.05	3548.36	3116.12	3076.56	2975.37	2942.93	2910.52	2878.07	2845.63	2790.37	2757.94
1	现金流入	99533.42			3846.17	3824.58	3803.00	3781.41	3759.83	3738.24	3716.66	3695.08	3673.50	3651.90	3630.32	3608.73	3587.15
1.1.1	营业收入	99533.42			3846.17	3824.58	3803.00	3781.41	3759.83	3738.24	3716.66	3695.08	3673.50	3651.90	3630.32	3608.73	3587.15
1.1.2	增值税返还	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	现金流出	21192.70			110.72	134.95	134.95	233.05	643.71	661.68	741.29	752.15	762.98	773.83	784.69	818.36	829.21
1.2.1	经营成本(含税)	5483.15			110.72	134.95	134.95	134.95	134.95	134.95	159.18	159.18	159.18	159.18	159.18	191.50	191.50
1.2.2	税金及附加	1134.17			0.00	0.00	0.00	0.00	49.49	50.90	50.45	50.16	49.85	49.56	49.27	48.77	48.47
1.2.3	增值税	9451.26			0.00	0.00	0.00	0.00	412.44	424.18	420.45	417.97	415.48	413.00	410.53	406.37	403.89
1.2.4	所得税	5124.12			0.00	0.00	0.00	98.10	46.83	51.65	111.21	124.84	138.47	152.09	165.71	171.72	185.35
2	投资活动净现金流量 (2.1-2.2)	-42970.86	-34186.52	-8784.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	现金流入	0.00	0.00	0.00													
2.2	现金流出	42970.86	34186.52	8784.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.1	建设投资	42970.86	34186.52	8784.34													
2.2.2	维持运营投资	0.00															
3	筹资活动净现金流量 (3.1-3.2)	-9762.53	34186.52	8784.34	-3244.16	-3170.86	-3097.55	-3024.25	-2950.94	-2877.64	-2804.33	-2731.03	-2657.72	-2584.42	-2511.11	-2437.81	-2364.50
3.1	现金流入	44927.36	34779.92	10147.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	项目资本金投入	9127.36	6725.16	2402.20													
3.1.2	建设投资借款	18992.00	11246.76	7745.24													
3.1.3	特许经营权	16808.00	16808.00	0.00													
3.1.4	债券	0.00															
3.1.5	短期借款	0.00															
3.1.6	其他流入	0.00															
3.2	现金流出	54689.89	593.40	1363.10	3244.16	3170.86	3097.55	3024.25	2950.94	2877.64	2804.33	2731.03	2657.72	2584.42	2511.11	2437.81	2364.50
3.2.1	各种利息支出	18889.93	593.40	1363.10	1539.40	1466.10	1392.79	1319.49	1246.18	1172.88	1099.57	1026.27	952.96	879.66	806.35	733.05	659.74
3.2.2	偿还债务本金	35799.96	0.00	0.00	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76
3.2.3	应付利润(股利分配)	0.00															
3.2.4	其他流出	0.00															
4	净现金流量(1+2+3)	25607.33	0.00	0.00	491.29	518.77	570.50	524.11	165.18	198.92	171.04	211.90	252.80	293.65	334.52	352.56	393.44
5	累计盈余资金	218589.72	0.00	0.00	491.29	1010.06	1580.56	2104.67	2269.85	2468.77	2639.81	2851.71	3104.51	3398.16	3732.68	4085.24	4478.68

序号	项 目	合计	计算期														
			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	经营活动净现金流量 (1.1-1.2)	78340.72	2725.52	2693.10	2660.66	2606.83	2574.39	2541.97	2509.53	2477.10	2416.11	2402.00	2387.90	2373.81	2359.70	2345.60	2331.50
1	现金流入	99533.42	3565.56	3543.98	3522.39	3500.81	3479.21	3457.62	3436.04	3414.45	3392.87	3371.28	3349.70	3328.11	3306.53	3284.94	3263.36
1.1.1	营业收入	99533.42	3565.56	3543.98	3522.39	3500.81	3479.21	3457.62	3436.04	3414.45	3392.87	3371.28	3349.70	3328.11	3306.53	3284.94	3263.36
1.1.2	增值税返还	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	现金流出	21192.70	840.04	850.88	861.73	893.98	904.82	915.65	926.51	937.35	976.76	969.28	961.80	954.30	946.83	939.34	931.86
1.2.1	经营成本(含税)	5483.15	191.50	191.50	191.50	221.79	221.79	221.79	221.79	221.79	262.19	262.19	262.19	262.19	262.19	262.19	262.19
1.2.2	税金及附加	1134.17	48.17	47.87	47.57	47.09	46.79	46.49	46.20	45.89	45.35	45.05	44.76	44.45	44.16	43.85	43.56
1.2.3	增值税	9451.26	401.40	398.90	396.43	392.38	389.90	387.41	384.93	382.46	377.90	375.42	372.93	370.44	367.97	365.48	363.00
1.2.4	所得税	5124.12	198.97	212.61	226.23	232.72	246.34	259.96	273.59	287.21	291.32	286.62	281.92	277.22	272.51	267.82	263.11
2	投资活动净现金流量 (2.1-2.2)	-42970.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	现金流入	0.00															
2.2	现金流出	42970.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.1	建设投资	42970.86															
2.2.2	维持运营投资	0.00															
3	筹资活动净现金流量 (3.1-3.2)	-9762.53	-2291.20	-2217.89	-2144.59	-2071.29	-1997.98	-1924.68	-1851.37	-1778.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1	现金流入	44927.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	项目资本金投入	9127.36															
3.1.2	建设投资借款	18992.00															
3.1.3	特许经营权	16808.00															
3.1.4	债券	0.00															
3.1.5	短期借款	0.00															
3.1.6	其他流入	0.00															
3.2	现金流出	54689.89	2291.20	2217.89	2144.59	2071.29	1997.98	1924.68	1851.37	1778.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.1	各种利息支出	18889.93	586.44	513.13	439.83	366.53	293.22	219.92	146.61	73.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.2	偿还债务本金	35799.96	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	1704.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2.3	应付利润(股利分配)	0.00															
3.2.4	其他流出	0.00															
4	净现金流量(1+2+3)	25607.33	434.32	475.21	516.07	535.54	576.41	617.29	658.16	699.03	2416.11	2402.00	2387.90	2373.81	2359.70	2345.60	2331.50
5	累计盈余资金	218589.72	4913.00	5388.21	5904.28	6439.82	7016.23	7633.52	8291.68	8990.71	11406.82	13808.82	16196.72	18570.53	20930.23	23275.83	25607.33

附表 8：资产负债表

序号	项 目	合计	计算期														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	资产	881231.80	34779.92	44927.36	42129.55	41106.16	40134.50	39116.45	37739.47	36396.23	35025.11	33694.85	32405.49	31156.98	29949.34	28759.74	27611.02
1.1	流动资产总额	218589.72	0.00	0.00	491.29	1010.06	1580.56	2104.67	2269.85	2468.77	2639.81	2851.71	3104.51	3398.16	3732.68	4085.24	4478.68
1.1.1	货币资金	218589.72			491.29	1010.06	1580.56	2104.67	2269.85	2468.77	2639.81	2851.71	3104.51	3398.16	3732.68	4085.24	4478.68
1.1.2	应收账款	0.00															
1.1.3	预付账款	0.00															
1.1.4	存货	0.00															
1.2	在建工程	79707.28	34779.92	44927.36													
1.3	固定资产净值	582934.80			41638.26	40096.10	38553.94	37011.78	35469.62	33927.46	32385.30	30843.14	29300.98	27758.82	26216.66	24674.50	23132.34
1.4	出租部分资产净值	0.00															
1.5	出售部分资产净值	0.00															
1.6	无形及递延资产净值	0.00															
2	负债及所有者权益	667399.92	34325.16	38202.20	34749.13	33725.74	32754.08	31736.03	30359.05	29015.81	27644.69	26314.43	25025.07	23776.56	22568.92	21379.32	20230.60
2.1	流动负债总额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.1	短期借款	0.00															
2.1.2	应付账款	0.00															
2.1.3	预收账款	0.00															
2.1.4	其他	0.00															
2.2	建设投资借款	421400.52	27600.00	35800.00	34095.24	32390.48	30685.72	28980.96	27276.20	25571.44	23866.68	22161.92	20457.16	18752.40	17047.64	15342.88	13638.12
2.3	流动资金借款	0.00															
	负债小计	421400.52	27600.00	35800.00	34095.24	32390.48	30685.72	28980.96	27276.20	25571.44	23866.68	22161.92	20457.16	18752.40	17047.64	15342.88	13638.12
2.4	所有者权益	245999.40	6725.16	2402.20	653.89	1335.26	2068.36	2755.07	3082.85	3444.37	3778.01	4152.51	4567.91	5024.16	5521.28	6036.44	6592.48
2.4.1	资本金	9127.36	6725.16	2402.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.4.2	资本公积金	0.00															
2.4.3	累计盈余公积金				65.39	133.53	206.84	275.51	308.29	344.44	377.80	415.25	456.79	502.42	552.13	603.65	659.25
2.4.4	累计未分配利润				588.50	1201.73	1861.52	2479.56	2774.56	3099.93	3400.21	3737.26	4111.12	4521.74	4969.15	5432.79	5933.23

序号	项 目	合计	计算期															
			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
1	资产	881231.80	26503.18	25436.23	24410.14	23403.52	22437.77	21512.90	20628.90	19785.77	20659.72	21519.56	22365.30	23196.95	24014.49	24817.93	25607.27	
1.1	流动资产总额	218589.72	4913.00	5388.21	5904.28	6439.82	7016.23	7633.52	8291.68	8990.71	11406.82	13808.82	16196.72	18570.53	20930.23	23275.83	25607.33	
1.1.1	货币资金	218589.72	4913.00	5388.21	5904.28	6439.82	7016.23	7633.52	8291.68	8990.71	11406.82	13808.82	16196.72	18570.53	20930.23	23275.83	25607.33	
1.1.2	应收账款	0.00																
1.1.3	预付账款	0.00																
1.1.4	存货	0.00																
1.2	在建工程	79707.28																
1.3	固定资产净值	582934.80	21590.18	20048.02	18505.86	16963.70	15421.54	13879.38	12337.22	10795.06	9252.90	7710.74	6168.58	4626.42	3084.26	1542.10	(0.06)	
1.4	出租部分资产净值	0.00																
1.5	出售部分资产净值	0.00																
1.6	无形及递延资产净值	0.00																
2	负债及所有者权益	667399.92	19122.76	18055.81	17029.72	16023.10	15057.35	14132.48	13248.48	12405.35	13279.30	14139.14	14984.84	15816.49	16634.03	17437.47	18226.81	
2.1	流动负债总额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.1.1	短期借款	0.00																
2.1.2	应付账款	0.00																
2.1.3	预收账款	0.00																
2.1.4	其他	0.00																
2.2	建设投资借款	421400.52	11933.36	10228.60	8523.84	6819.08	5114.32	3409.56	1704.80	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.3	流动资金借款	0.00																
	负债小计	421400.52	11933.36	10228.60	8523.84	6819.08	5114.32	3409.56	1704.80	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.4	所有者权益	245999.40	7189.40	7827.21	8505.88	9204.02	9943.03	10722.92	11543.68	12405.31	13279.26	14139.10	14984.84	15816.49	16634.03	17437.47	18226.81	
2.4.1	资本金	9127.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2.4.2	资本公积金	0.00																
2.4.3	累计盈余公积金		718.94	782.72	850.59	920.40	994.30	1072.29	1154.37	1240.53	1327.93	1413.91	1498.48	1581.65	1663.40	1743.74	1822.67	
2.4.4	累计未分配利润		6470.46	7044.49	7655.29	8283.62	8948.73	9650.63	10389.31	11164.78	11951.33	12725.19	13486.36	14234.84	14970.63	15693.73	16404.14	