



中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司
CHENGDU ENGINEERING CORPORATION LIMITED

攀枝花市光伏发电资源普查 及基地规划报告 (审定稿)

攀枝花市发展和改革委员会

中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司

二〇二六年二月



中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司
CHENGDU ENGINEERING CORPORATION LIMITED

攀枝花市光伏发电资源普查 及基地规划报告

董 事 长：何彦锋

总工程师：夏 勇

项目经理：杨 顺

项目总工：段 莹

编制单位：中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司

审 定： 蒋 建 红 李 良 县

审 查： 何 一 杨 顺 郁 永 静 熊 峰

校 核： 鄢 健 丁 平 沈 文 婷 熊 万 能
吴 得 荣

编 写： 段 莹 王 雅 涵 叶 尔 森 闫 林 林
龚 澎 周 子 菡 赵 霁 金 小 松
刘 亚 斌 罗 孟 阳 伍 航 杨 书 涵
刘 仪 航

目 录

1 概述	1
1.1 规划背景	1
1.2 规划范围及水平年	3
1.3 规划目标	3
1.4 规划原则	4
1.5 规划思路	4
1.6 编制依据	5
1.7 主要成果	8
2 地区概况	9
2.1 地理环境	9
2.2 自然资源概况	13
2.3 社会经济概况	16
2.4 交通运输概况	18
3 光伏电站开发现状及必要性分析	20
3.1 开发现状	20
3.2 必要性分析	20
4 太阳能资源	23
4.1 区域太阳能资源概况	23
4.2 太阳辐射数据	25
4.3 太阳能理论蕴藏量	32
4.4 光伏资源可开发区域	35
4.5 光伏技术可开发量	43
4.6 小结	47
5 规划选址和建设条件	48

5.1 选址原则	48
5.2 站址选择	48
5.3 建设条件	53
5.4 选址结论	58
6 建设方案和发电量估算	59
6.1 光伏电站初步建设方案	59
6.2 规划规模	69
6.3 上网电量估算	74
7 开发模式及示范性项目	78
7.1 多能互补开发模式	78
7.2 “光伏+果园”开发模式	78
7.3 “光伏+压缩空气储能”示范项目	80
7.4 “光伏+氢能”示范性项目	81
7.5 “绿电直供，就地转化”开发模式	82
8 电力系统	84
8.1 电力系统概况	84
8.2 出力特性和电力消纳	86
9 外部影响评价	90
9.1 环境影响	90
9.2 水土保持	99
9.3 综合评价结论及建议	103
10 开发布局及时序	105
10.1 开发布局	105
10.2 开发时序	105
11 投资匡算及综合效益	107

11.1 投资匡算	107
11.2 上网电价	108
11.3 财务分析	109
11.4 综合效益	112
12 规划实施和保障措施	113
12.1 规划实施方案	113
12.2 保障措施	116
13 结论及建议	117
13.1 结论	117
13.2 建议	120

1 概述

1.1 规划背景

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上提出：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，争取在 2060 年前实现碳中和。”2020 年 12 月 12 日，国家主席习近平在气候雄心峰会上郑重宣布：“到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。”这是中国首次向世界明确实现碳达峰、碳中和的自主贡献目标和长期愿景，也是迄今为止世界各国中作出的最大减少全球变暖预期的气候承诺，体现了中国在全球气候治理上的态度和在推动碳达峰、碳中和方向上的决心。这是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。

2021 年 3 月 15 日，国家主席习近平主持召开中央财经委员会第九次会议时强调，以习近平生态文明思想为指导，贯彻落实新发展理念，围绕实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和目标，坚持生态优先、绿色发展，坚持市场化配置资源，坚持基地化、规模化、集约化开发，加快光伏、风电资源开发，构建绿色低碳、安全高效的能源体系，增强清洁能源供应保障能力，更好发挥光伏和风电在应对气候变化和能源转型变革中的作用，推动能源高质量发展。

2021 年 12 月 22 日，全国能源工作会议在北京召开。会议强调，要着力提高能源供给水平，加快风电光伏发展，稳步推进水电核电建设，大力提升新能源消纳和储存能力，深入推进煤炭清洁高效开发利用，进一步优化完善电网建设。

2022 年 1 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）中提出，建立清洁能源资源普查和信息共享机制。结合资源禀赋、土地用途、生态保护、国土空间规划等情况，以市（县）级行政区域为基本单元，全面开展全国清洁能源资源详细勘查和综合评价，精准识别可开发清洁能源资源并进行数据整合，完善并动态更新全国清洁能源资源数据库。加强与国土空间基础信息平台的

衔接，及时将各类清洁低碳能源资源分布等空间信息纳入同级国土空间基础信息平台 and 国土空间规划“一张图”，并以适当方式与地方各级政府、企业、行业协会和研究机构等共享。提高可再生能源相关气象观测、资源评价以及预测预报技术能力，为可再生能源资源普查、项目开发和电力系统运行提供支撑。构建国家能源基础信息及共享平台，整合能源全产业链信息，推动能源领域数字经济发展。

2022 年 5 月，四川省发改委、四川省能源局联合印发《四川省“十四五”可再生能源发展规划》，规划指出，“十四五”时期是推进碳达峰碳中和目标实施的第一个五年，也是我省可再生能源产业培育壮大和创新跨越的关键期，规划提出至 2025 年底，水电装机约 10500 万 kW，风电约 1000 万 kW，光伏发电约 1200 万 kW，生物质发电约 175 万 kW，地热能发电 3 万 kW。2022 年 9 月，四川省发改委组织编制了《四川省电源电网发展规划》（2022-2025），规划指出，到 2025 年，基本建成具备较强抗风险能力的安全可靠电力系统，全省电力总装机达 16560 万 kW，其中水电装机 10600 万 kW，火电 2760 万 kW，风电 1000 万 kW，光伏发电 2200 万 kW。

攀枝花市位于四川省最南端，是万里长江上游第一城，金沙江、雅砻江在此交汇。加快发展攀枝花市清洁能源，是落实四川省委决定，建设全国优质清洁能源基地和国家清洁能源示范省，更好服务国家碳达峰、碳中和战略全局的重要举措。2021 年 12 月，攀枝花市清洁能源中长期发展规划（2021~2030）提出，大力发展新能源产业，加强新能源支撑平台建设，积极推动新能源和可再生能源全方位、多元化、规模化和产业化发展，加快构建具有攀枝花特色的清洁低碳、安全高效、可持续的新能源产业体系。加快风光储一体化发展，以建设新一代电力系统为目标，积极开展集中式、分布式光伏、风电项目建设，科学发展储能技术。

为了进一步摸清攀枝花市清洁能源资源储量，合理配置各类清洁能源，促进清洁能源科学有序开发，攀枝花市政府委托中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司（以下简称“成都院”）开展攀枝花市光伏发电资源普查及基地规划工作。根据委托工作内容，本报告主要为攀枝花市光伏发电资源普查及基地规划。

本次规划采用了更为先进的光伏数字化普查及规划技术，加大了光伏普查、规划研究深度，组织了大量人员对规划场址逐一现场调研、踏勘，进一步摸清了攀枝花市太阳能资源底数；通过光伏建设助力乡村振兴，带动产业落地，为攀枝

花市清洁能源产业发展提供准确基础资料。通过本次光伏规划，建立了一套较为完整的攀枝花市光伏项目信息资料库，为攀枝花市打造国家重要清洁能源基地提供数据支撑和可靠保障。

1.2 规划范围及水平年

太阳能开发主要分为光伏发电和光热发电两种形式。由于光热电站的建设条件要求比光伏电站高，适于建设光热电站的场址一定适合建设光伏电站，且光热开发需经过专业测光，目前行业成本高昂，故本报告在考虑规划选址时，仅以集中式地面光伏项目开发为准。

根据《攀枝花市光伏发电基地规划》（2020-2025 年）审定稿，攀枝花市原光伏规划规模为 100 万 kW。考虑十四五期间光伏发电技术发展迅速，第三次全国国土调查、三区三线划定等工作开展情况，为了进一步摸清攀枝花市太阳能资源储量，本次普查规划工作是在上一版规划基础上进行修编，重新评估全市光伏规模总量。

本次攀枝花市光伏规划范围为攀枝花市全境，包含盐边县、米易县、仁和区、西区、东区 5 区（县）太阳能资源情况。

以报告送审 2025 年为规划基准年，考虑十五五期间全部开发，近期规划水平年为 2027 年，中期规划水平年 2030 年。

1.3 规划目标

实现碳达峰、碳中和，是以习近平同志为核心的党中央统筹国内国际两个大局作出的重大战略决策，是推动高质量发展的内在要求。

本次规划立足攀枝花市特有资源、环境约束条件，因地制宜地开展光伏发电资源普查及基地规划，指导全市“十五五”时期太阳能资源科学、合理、有序地开发，探索集中化、规模化、高效化建设发展的新模式，支持和鼓励先进发电技术、综合利用模式、降低建设成本、合理市场竞争，有效提高光伏产业发展水平，助推城市转型升级和地区经济发展，为全省建设国家优质清洁能源基地和国家清洁能源示范省以及新能源高质量发展做出积极贡献，为推动治蜀兴川再上新台阶提供坚强保障。

（一）摸清攀枝花市光伏资源家底，合理资源布局

通过收集攀枝花市太阳能资源图谱数据、地形数据、国土空间和开发限制性资料、测光塔数据等资料，开展数字化规划选址，结合现场调研及踏勘情况，摸清攀枝花市光伏资源家底，以此为基础，开展攀枝花市光伏发电资源普查及基地规划工作，统筹开发布局，优化攀枝花市清洁能源开发结构。

（二）加速资源开发，助力资源地经济发展

借助攀枝花市光伏发电基地规划，综合攀枝花市调节性资源综合规划，加速攀枝花市光伏资源开发利用；通过光伏资源的规划开发，推进当地电网的规划建设布局，提高攀枝花市电网的覆盖率和供电能力，增强电力供应的稳定性和可靠性；综合分析攀枝花市光伏与产业布局，在发展清洁能源的同时实现土地利用的综合开发，带动农业、林业、旅游业等一体化发展，强大助力“乡村振兴”的实现，推动攀枝花市经济发展。

1.4 规划原则

生态优先，和谐共存。严守底线思维，强化红线意识，执行最严格的生态保护措施，项目建设不涉及自然保护区等环境制约因素，不涉及生态保护红线，做到清洁能源开发与生态环境保护协调发展。

统筹规划、科学布局。统筹资源分布、电力发展规划、电网运行需要、系统经济性及空间特点，合理规划项目空间布局、建设时序，适度宽松、超前规划。

多能互补、高效开发。推动光伏发电作为电能增量主体高比例、高质量发展，充分发挥水电、抽水蓄能电站等调节能力实现多能互补综合开发，提升光伏规模化开发的电能质量和电能消纳率。

综合开发，共享发展。推动新能源发展与农业融合发展，将可再生能源开发与资源地经济社会发展相结合，促进共享发展。

1.5 规划思路

本报告整体按照“摸清家底、指出方向、科学布局、促进落地”的总体思路，开展攀枝花市光伏发电资源普查及基地规划工作，统筹开发与保护，统筹电源建设、电网规划、优化光伏开发布局，为指导攀枝花市光伏项目综合开发提供依据。

（1）光伏开发潜力分析

将“数字分析、综合平衡、统筹规划”作为攀枝花市光伏开发潜力分析思路，

基于收集的太阳能资源数据，结合区域地形、现场踏勘、数字高程、自然保护区等信息，以数字化软件结合现场调研踏勘的方式，开展光伏开发潜力分析及规划场址的选址工作。

（2）综合开发布局分析

结合攀枝花市各水平年目标网架规划、攀枝花市电力系统概况、调节性电源分布、新能源接入与送出研究成果等综合配置方案，拟定光伏项目的开发布局及时序。

（3）光伏+产业布局分析

基于攀枝花市光伏规划场址，结合攀枝花市工业、农业、旅游业等相关规划，按照经济合理原则进行光伏+产业布局分析，拟定光伏带动乡村振兴方案，加强光伏电站建设与生态保护、区域发展、果光互补等有机融合。

（4）规划方案经济性分析

针对拟定的各水平年、各送电通道的光伏资源开发方案，分析光伏项目投资、效益分析，并进行项目投资、电量变化等敏感性分析，表征在新型电力系统下，新能源承担储能投资、系统弃电、调峰容量成本等情况下，光伏项目的盈利能力分析。

1.6 编制依据

1.6.1 规划依据

1.6.1.1 法律法规

- （1）《中华人民共和国可再生能源法》；
- （2）《中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年7月29日修正）》；
- （3）四川省《中华人民共和国土地管理法》实施办法；
- （4）《中华人民共和国森林法》；
- （5）《中华人民共和国草原法》；
- （6）四川省《中华人民共和国草原法》实施办法；
- （7）国家林业和草原局《草原征占用审核审批管理规范》；
- （8）《中华人民共和国环境保护法》；
- （9）《中华人民共和国水土保持法》；

- (10) 《中华人民共和国自然保护区条例》；
- (11) 《四川省环境保护条例》；
- (12) 《四川省风景名胜区条例》；
- (13) 《中华人民共和国湿地保护法》；
- (14) 《四川省〈中华人民共和国草原法〉实施办法》；
- (15) 《中华人民共和国野生动物保护法》；
- (16) 其他相关法律法规。

1.6.1.2 政策文件

- (1) 《关于开展第二批生态文明先行示范区建设的通知》（发改环资〔2015〕3214号）；
- (2) 《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）文》；
- (3) 《国土资源部关于发布光伏电站工程项目用地控制指标的通知》（国土资规〔2015〕11号）；
- (4) 《国土资源部办公厅关于光伏发电用地事项的函》（国土资厅函〔2016〕1638号）；
- (5) 《四川省能源局关于编制光伏发电基地规划（2020-2025年）有关事项的通知》（川能源函〔2019〕65号）；
- (6) 《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）；
- (7) 《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》（川发改能源规〔2021〕181号）；
- (8) 《自然资源部办公厅国家林业和草原局办公室国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12号）；
- (9) 《国家林业和草原局办公室关于支持光伏发电产业发展规范使用草原有关工作的通知》（办草字〔2023〕126号）；
- (10) 《自然资源部 国家林业和草原局关于以第三次全国国土调查成果为基础明确林地管理边界 规范林地管理的通知》（自然资发〔2023〕53号）；
- (11) 《四川省自然资源厅 四川省林业和草原局 四川省能源局关于转发<关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知>的通知》（川自然资函

〔2024〕114号）；

（12）其他相关政策文件。

1.6.1.3 标准规范

- （1）《光伏发电工程规划报告编制规程》（NB/T 32046-2018）；
- （2）《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 32043-2018）；
- （3）《太阳能资源等级 总辐射》（GB/T 31155-2014）；
- （4）《太阳能资源等级 直接辐射》（GB/T 33677-2017）；
- （5）《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）；
- （6）《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）；
- （7）《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/Z 19964-2012）；
- （8）《光伏发电系统效能规范》（NB/T 10394-2020）；
- （9）《光伏发电效率技术规范》（GB/T 39857-2021）。

其他相关技术标准和规程规范。

1.6.1.4 相关规划

- （1）《中华人民共和国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》；
- （2）国家发展改革委国家能源局关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（发改能源〔2022〕210 号）；
- （3）国家发展改革委、国家能源局等 9 部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》；
- （4）《四川省创建国家清洁能源示范省实施方案》；
- （5）《四川省能源发展“十四五”规划》；
- （6）《四川省“十四五”可再生能源发展规划》；
- （7）《四川省电源电网发展规划（2022-2025）》；
- （8）《攀枝花市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》；
- （9）《攀枝花市清洁能源中长期发展规划（2021~2030）》；
- （10）中国光伏（2022 年版）产业发展路线图。

1.6.2 数据来源

本次规划所需数据包括太阳能资源图谱数据、地形数据、国土空间和开发限制性资料、测光塔数据等。太阳能资源数据来源于 Solargis 及测光塔；地形数据来源于 SRTM（ShuttleRadarTopographyMission）；国土空间和开发限制性资料由攀枝花市政府提供，测光数据由当地政府提供。

太阳能资源分析基础数据

表 1.6.2-1

类型	数据名称	主要内容	空间分辨率
资源类	太阳能资源数据	GHI、DNI、T 等	250m×250m
地理信息 类	地形、地理高程	DEM	30m×30m
	保护区或地表覆盖物	生态保护红线	/
		三调土地利用现状及规划	/
		乔木林地、竹林地、天然灌木林、覆盖度大于 50%灌木林地等限制性林地	/
		永久基本农田	/
		耕地及标注恢复属性且坡度小于 25 度的耕地后备资源	
		基本草原	/
		自然保护区、风景名胜区、国家级森林公园	/
		水源保护地	/
		矿产资源规划	/

1.7 主要成果

本次攀枝花市光伏发电资源普查及基地规划将按照“摸清家底、指出方向、科学布局、促进落地”为总体思路，基于收集的太阳能辐射数据、区域地形、数字高程、地面覆盖物、自然保护区、交通基础设施等信息，采用 GIS 叠加技术，使用成都院自主知识产权的《光伏数字规划与选址系统》数字化软件开展攀枝花市光伏开发潜力及规划选址工作，主要从太阳能理论蕴藏量、光伏资源可开发量、光伏技术可开发量、光伏规划规模四个层次进行分析。

根据测算，太阳能理论蕴藏量 10.79 万亿 kWh/年。攀枝花市光伏资源可开发区域总面积约为 3744km²，光伏资源可开发量约为 12564.2 万 kW。光伏技术可利

用面积约为 422.7km²，光伏技术可开发量为 1419.2 万 kW。

规划场址。本阶段在攀枝花市区域内集中式光伏规划场址 73 个，其中农光互补光伏项目 58 个，一般光伏 15 个。规划规模 576 万 kW，其中农光互补涉及规模 340 万 kW（不含十三五已建光伏，规划规模包含十四五期 110 万 kW 已建、在建、优选光伏项目）。

考虑远期光伏行业技术进步，单晶双面组件功率由目前 500~600Wp 提升至 700Wp 以上，通过采用大尺寸、高效率光伏组件，更高功率密度的逆变器，光伏单位面积装机规模将大幅增加。远期盐边县光伏规模由 255 万 kW 可增加至 300 万 kW，接入盐边 500kV 变电站，攀枝花市光伏总规模将达到约 620 万 kW。

2 地区概况

2.1 地理环境

攀枝花市是四川省直辖市，位于我国西南川滇交界部，介于北纬 26°05′~27°21′，东经 101°08′~102°15′，金沙江与雅砻江交汇于此，是全国唯一以花命名的阳光花城，享有“花是一座城，城是一朵花”的美誉。东、北面与四川省凉山州的会理、德昌、盐源 3 县接壤，西、南面与云南省的宁蒗、华坪、永仁 3 县交界。北距成都 749 公里，南接昆明 351 公里，是四川省通往华南、东南亚沿边、沿海口岸的最近点，为“四川南向门户”上重要的交通枢纽和商贸物资集散地。第三次全国国土调查攀枝花市市域面积 7411.15 平方公里，辖 3 区 2 县：东区、西区、仁和区和米易县、盐边县，16 个街道办事处，21 个建制镇，23 个乡。常住人口约 123.6 万，共有 42 个民族，城镇化率 66.59%。

攀枝花市地处攀西裂谷中南段，属浸蚀、剥蚀中山丘陵、山原峡谷地貌，具有山高谷深，盆地交错分布的特点，地势由西北向东南倾斜，山脉走向近于南北，是大雪山的南延部分。海拔最高点位于盐边县境内的柏林山穿洞子(4143 米)，最低点位于仁和区平地镇师庄(838 米)，相对高差 3305 米，一般相对高差 1500~2000 米。境内有大小河流 95 条，分属金沙江水系、雅砻江水系，两水系在雅江桥汇合。流域控制面积较大的主要有安宁河、三源河、大河三大支流。其中流域面积大于 500 平方公里以上的 6 条；100~500 平方公里的 26 条；50~100 平方公里的 18 条；5~50 平方公里的小河流只统计直接汇入金沙江、雅砻江的共 45 条。

攀枝花市属亚热带干热河谷气候,被称为“亚热带为基带的岛状立体气候”,冬春逆温效应显著,具有日照充足,气候干燥,降雨集中,昼夜温差大,四季不分明,小气候复杂多样等特点。年均气温 19℃~21℃,年日照时间 2300~2700 小时,年均降雨量 700~1200 毫米,雨季集中在 6~10 月,无霜期 300 天以上。攀枝花市是我国三大热作区之一,是四川唯一的亚热带水果生产基地,被纳入国家现代农业示范区、全国首批特色农产品优势区、全国立体农业示范点和“南菜北调”基地。拥有特别适宜人类休养生息的海拔高度、温度和湿度,是首批国家医养结合试点城市、国家智慧健康养老示范基地、中国阳光康养示范城市。



四川省地图

四川省标准地图·政区简图版

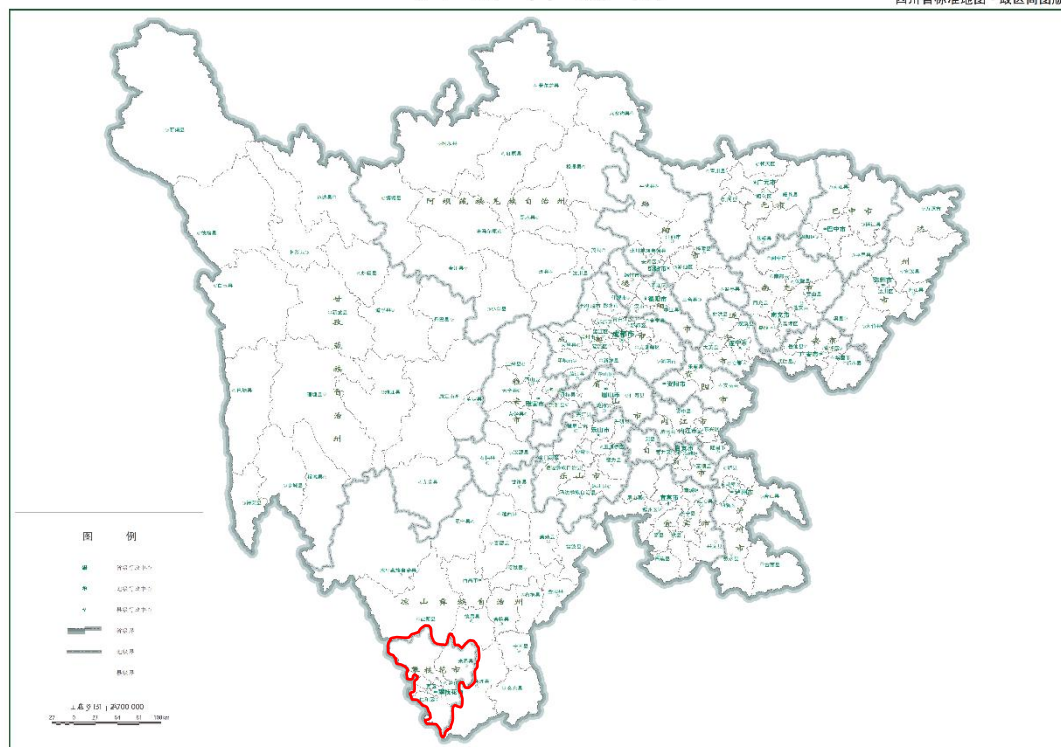


图 2.1-1 攀枝花市地理位置示意图

攀枝花市行政区划图

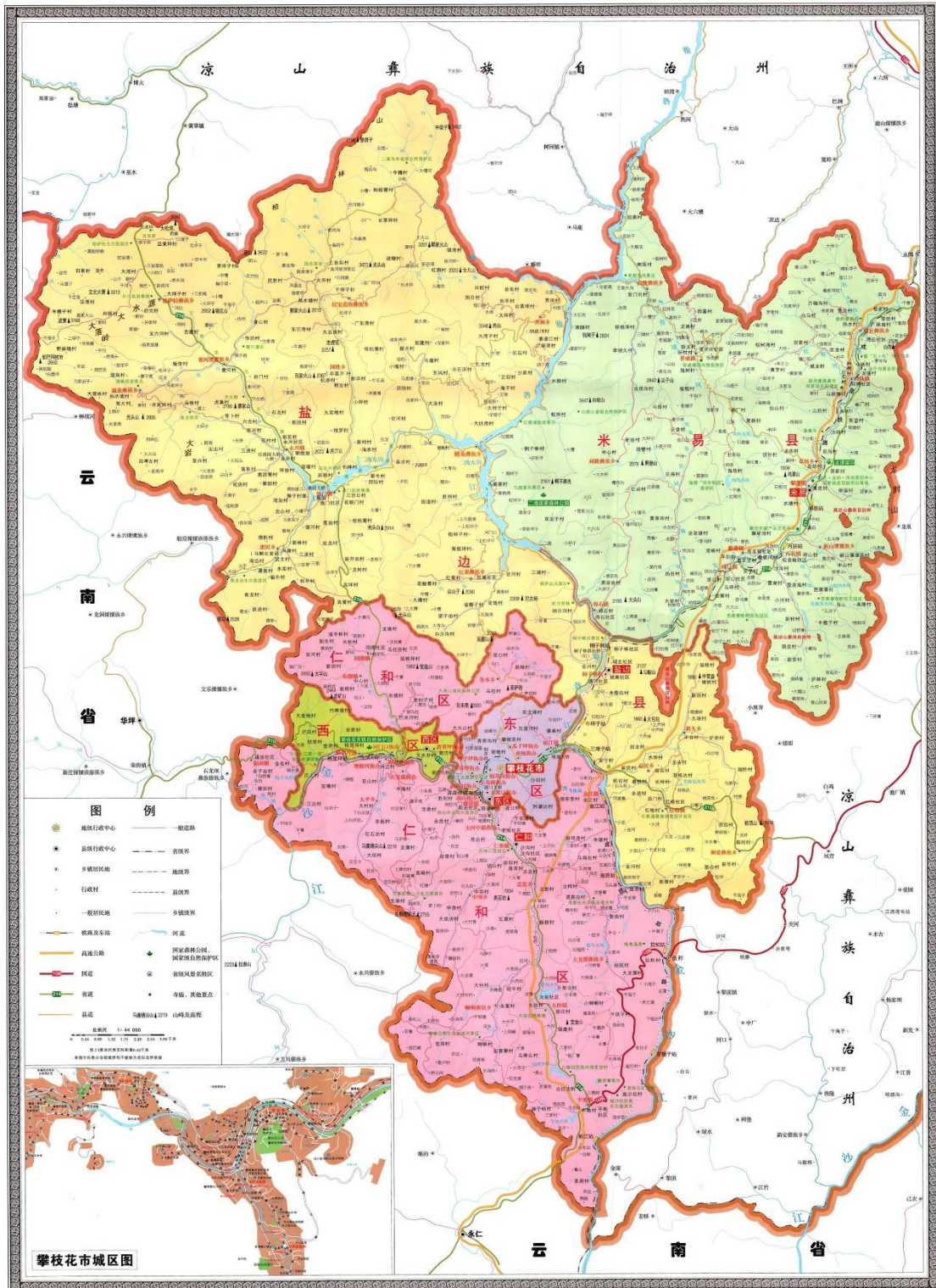


图 2.1-2 攀枝花市行政区划示意图

2.2 自然资源概况

2.2.1 能源资源概况

(1) 水能

攀枝花市过境水资源量丰富，过境水量来自云南省和凉山州。从云南入境的有金沙江、新庄河、惠民河，由凉山州入境的有雅砻江、腾桥河、安宁河和摩挲河。攀枝花市多年平均从市外流入市境的水量 1105.68 亿 m^3 。按水资源二级流域统计，金沙江入境水量 558.77 亿 m^3 ，占 50.5%；雅砻江入境水量 479.86 亿 m^3 ，占 43.4%；安宁河入境水量 67.05 亿 m^3 ，占 6.1%。

攀枝花市水能资源蕴藏十分丰富，是能源建设中的一大优势。全市水能资源，主要有两个部分：一部分是过境的金沙江干流及雅砻江；另一部分是过境支流安宁河、惠民河、新庄河和境内小支流。已勘探雅砻江水系水能资源开发量 448.1 万 kW，金沙江 151.3 万 kW。支流可开发量中，安宁河 20.85 万 kW，藤桥河 6.2 万 kW，三源河 19.7 万 kW，普威河 10.45 万 kW，五条支流共 57.2 万 kW。

(2) 风能

攀枝花市山地分布广泛，地貌类型复杂；同时地处亚热带湿润季风气候区域，由于地理位置及地形地势的复杂多样，在大气环流的共同作用下，形成了全市气候的区域性差异大，立体气候明显，气候类型多，气象要素的时空分布复杂而差异大的特点。为此，通过对现有格林威治云平台 and 3Tier 软件数据计算和分析，按风能资源评价技术标准划分，攀枝花市部分区域风能资源较丰富。攀枝花市风能资源分布见下图。

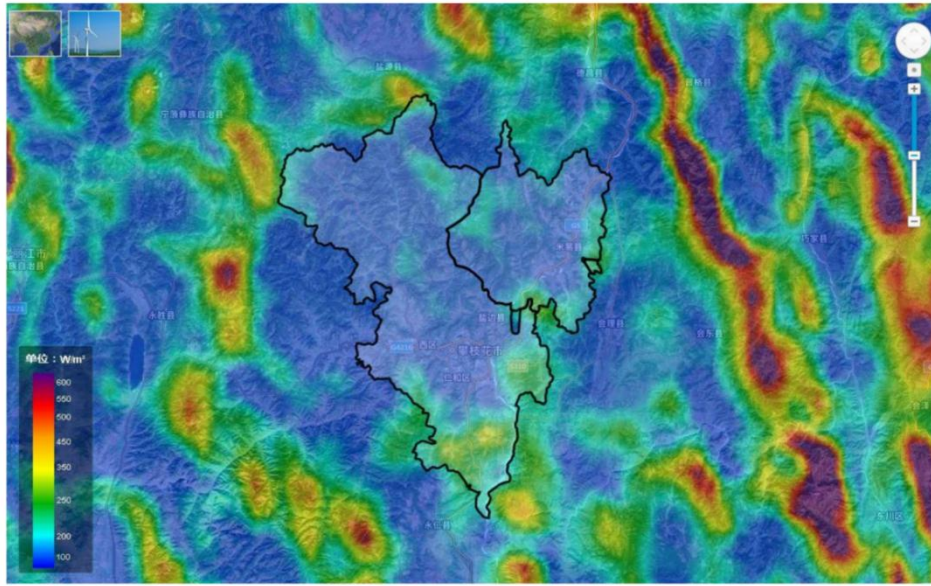


图 2.2-1 攀枝花市风能资源分布图

（3）太阳能

攀枝花市太阳能资源十分丰富，是四川省太阳能辐射的高值区。受地理环境、地形地貌、气候条件等因素的影响，日照时数季节变化和区域差异特征十分明显，旱季高于雨季，金沙江流域略高于安宁河谷流域和雅砻江流域。冬季日照是国内大多数城市无法比拟的，与四川盆地和川西高原地区相比，优势更为突出。全市月平均气温 ≥ 20 摄氏度时间可达 8 个月，其余 4 个月仍高于 11 摄氏度，太阳能资源利用优势尤为明显。全市年均总辐射量基本介于 $5000 \sim 6000 \text{ MJ/m}^2$ 之间，年均直接辐射量基本介于 $3000 \sim 4000 \text{ MJ/m}^2$ 之间；年均日照时数基本介于 $2000 \sim 2400 \text{ h}$ 之间；日照百分率基本介于 $50\% \sim 60\%$ 之间；全年晴天数（日平均低云量 < 2.0 ）约为 $106 \sim 152$ 天。参照《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155-2014），攀枝花市属于 B 类地区（资源很丰富区），非常接近 A 类地区（资源丰富区），是全国开发利用太阳能相对较好的地区之一。

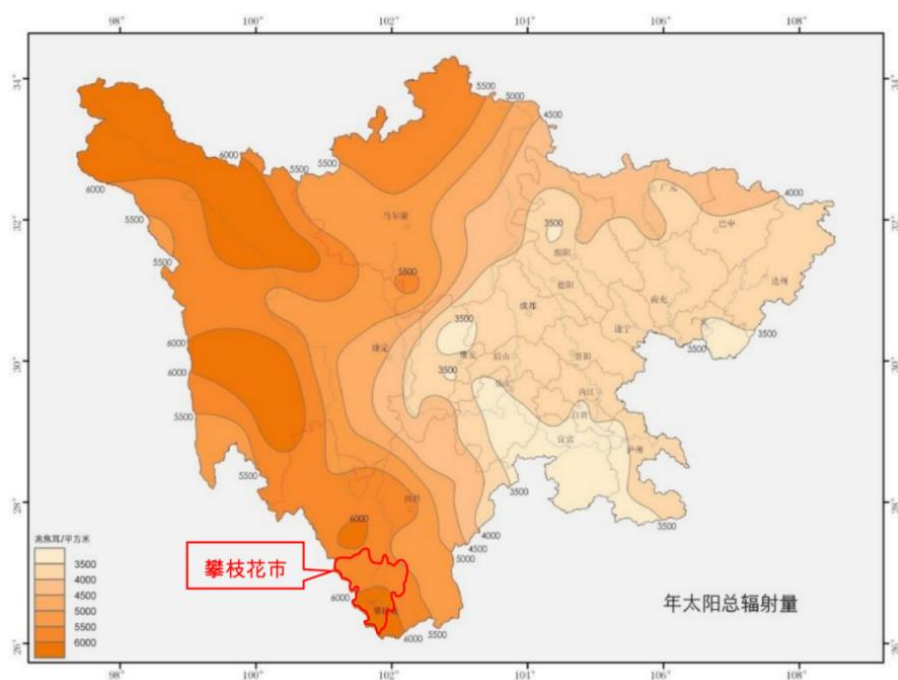


图 2.2-2 攀枝花市太阳能资源分布图

2.2.2 自然资源概况

全市国土面积 7411.15 平方公里。其中：耕地 561.89 平方千米，建设用地 367.18 平方千米。已探明铁矿（主要是钒钛磁铁矿）71.8 亿吨，占四川省探明铁矿资源储量的 72.3%，是中国四大铁矿区之一；伴生钛资源储量占全国的 93%，居世界第一；伴生钒资源储量占全国的 63%，居世界第三，被誉为“钒钛之都”；探明石墨资源储量全国第三。水能资源丰富，主要分布在过境的金沙江、雅砻江，以及支流安宁河、永兴河、藤桥河，理论蕴藏量 687.9 万千瓦以上，可开发量达到 599.4 万千瓦。

全市境内土壤有 11 类，燥红土、赤红壤、红壤、黄棕壤、棕壤、暗棕壤、亚高山草甸土、紫色土、红色石灰土、水稻土、新积土。其中：红壤为区域主要地带性土壤，分布于海拔 1300~2300 米之间，在红壤带以上，依次分布黄棕壤、棕壤、暗棕壤和黑毡土等。金沙江河谷基带土壤为燥红土，米易安宁河谷和盐边三源河谷基带为赤红壤，山地以黄棕壤面积最大。植被种类和外貌，呈现我国亚热带西部干性常绿阔叶林基本特征。地带性植被以偏干性常绿阔叶林为主，分布带幅较宽，上限较高；植被区系复杂，具有热带、亚热带、温带及孑遗植物多种成份。

全市生物多样性丰富，境内生息繁衍的陆生野生动物有 500 余种，其中：牛羚、四川山鹧鸪等属国家重点保护的陆生野生动物有 50 余种。植物 190 余科、900 余属、2300 余种，其中：苏铁、银杏、金铁锁、楠木、扇蕨等属国家二级以上保护植物 15 余种。市境内有各级自然保护区总计 3 个、风景名胜区 1 个、森林公园 2 个、地质公园 1 个、饮用水源地 12 个等依法依规设立的保护地，其中：国家级自然保护区、森林公园、地质公园各 1 个，省级自然保护区 2 个、省级森林公园 1 个，省级风景名胜区 1 个，省级地质公园 1 个。

全市旅游资源尤其丰富。原始森林、地下海子、阳光温泉、溶洞奇观等自然景观共存一地、相得益彰，“象牙微雕钢城”、世界第三高坝二滩水电站、国内仅存的地下战备电厂等三大线工业文明景观布局精巧、神秘奇异，“欢乐阳光节”、“攀西石榴节”、“格萨拉索玛花节”等旅游活动丰富多彩、特色突出，是四川省新五大精品旅游区之一，也是三线建设的成功典范和光辉缩影，是大西南一座英雄的城市。作为大香格里拉旅游环线上的重要节点，与丽江、泸沽湖等著名景区紧密相连，优势互补，交通便捷，是通往各大景区的捷径之地，旅游市场开拓潜力巨大。

攀枝花市是全国重要的矿产集中分布区，赋存有丰富的黑色金属、有色金属及各种非金属矿产，钒钛资源量居全国之首，分别约占全国的 63%和 78%；铁矿、晶质石墨资源居全省第一，煤矿资源居全省第四位。至 2022 年底，攀枝花市已探明钒钛磁铁矿资源 86.7 亿吨，保有资源 67.89 亿吨，伴生钛资源保有 5.5864 亿吨，伴生钒资源保有 1419 万吨，此外还伴生有铬、钴、镓、铈、镍、铜、铅、锌、锰、铂等多种稀贵金属。其他资源保有储量分别是：煤炭 7.67 亿吨，晶质石墨 1555.2 万吨，萤石 2077.5 万吨，熔剂用石灰岩 3.14 亿吨，冶金白云岩 3395 万吨，耐火粘土 1209.8 万吨，硅藻土 1115.82 万吨，花岗石 5393 万立方米。

2.3 社会经济概况

2024 年攀枝花市地区生产总值（GDP）1395.24 亿元，按可比价格计算，比上年增长 6.3%。其中，第一产业增加值 102.14 亿元，增长 3.6%，对经济增长的贡献率为 4.7%，拉动经济增长 0.3 个百分点；第二产业增加值 790.14 亿元，增长 6.4%，对经济增长的贡献率为 56.9%，拉动经济增长 3.6 个百分点；第三产业增加值 502.95

亿元，增长 6.8%，对经济增长的贡献率为 38.4%，拉动经济增长 2.4 个百分点。三次产业结构由上年的 7.6:56.7:35.7 调整为 7.3:56.6:36.1。全市民营经济增加值 711.75 亿元，增长 7.3%，占 GDP 的比重为 51.0%。

2025 年前三季度攀枝花市地区生产总值 1058.57 亿元，按不变价格计算，同比增长 4.5%。其中，第一产业增加值 70.12 亿元，同比增长 4.2%；第二产业增加值 585.14 亿元，同比增长 3.6%；第三产业增加值 403.31 亿元，同比增长 6.0%。

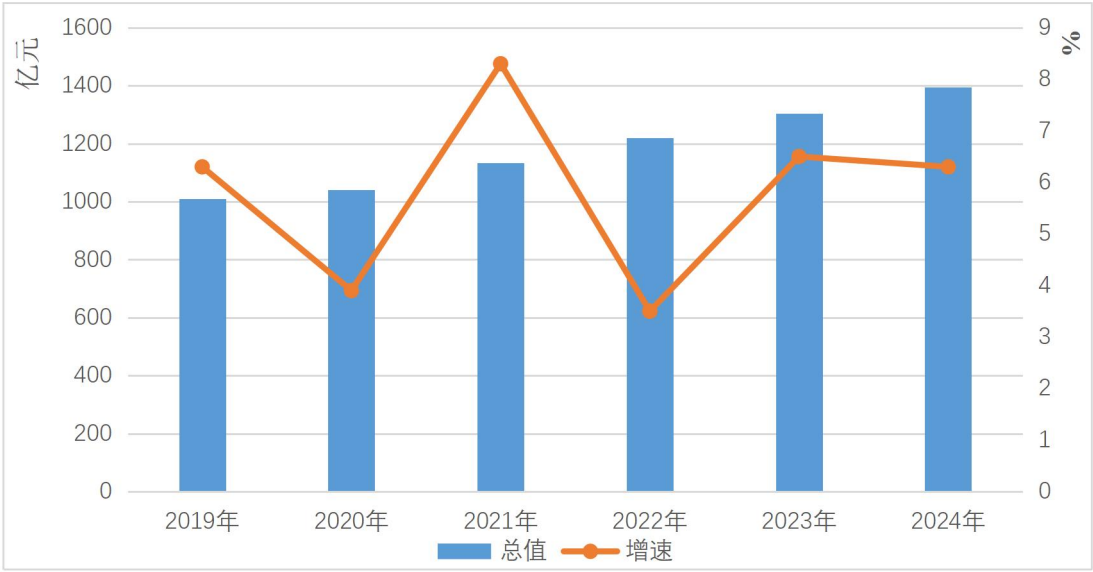


图 2.3-1 2019-2024 年市生产总值

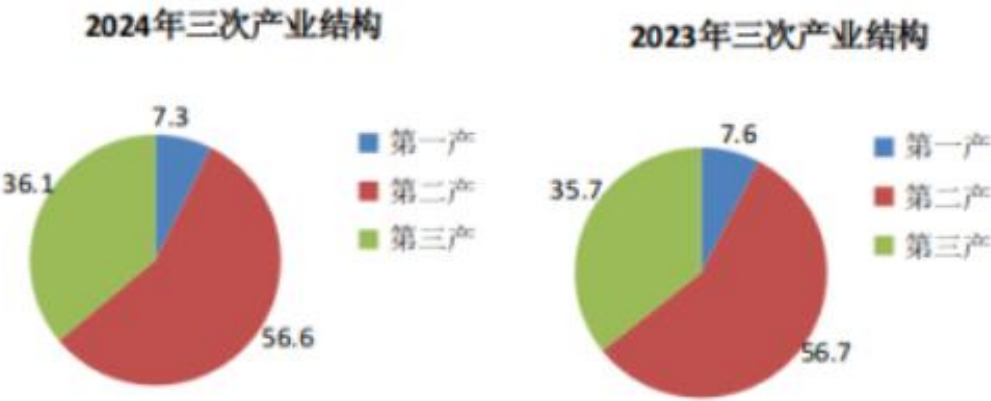


图 2.3-2 攀枝花市三次产业结构

本次规划的光伏发电项目将为当地的经济发展带来新活力；同时基地的建设和运营期可向社会提供大量岗位，有助于提高当地就业率，促进资金流动，促进

当地的经济持续高速发展。

2.4 交通运输概况

攀枝花市等级公路 4487.57 公里，高速公路 233 公里。全年完成公路旅客运输量 918 万人次，客运周转量 29075 万人公里，货物运输量 10704 万吨，货物周转量 614954 万吨公里。年末全市机动车保有量 352804 辆，其中汽车 241198 辆（私人汽车 217543 辆），摩托车 108569 辆。营运车辆 12994 辆，出租汽车 1522 辆。

境内铁路营运里程 181.6 公里，与上年持平；境内火车站个数 26 个；全年完成铁路客运量 92 万人次，铁路货运量 2369.68 万吨。全年水路旅客周转量 1663.63 万人公里，水路货运周转量 1434.92 万吨公里。

（1）航空

攀枝花保安营机场开通了 5 条航班线路，分别为攀枝花—成都，攀枝花—重庆—北京，攀枝花—深圳，攀枝花—武汉—上海，攀枝花—西安。

（2）铁路

攀枝花主要铁路线：成昆铁路、成昆铁路复线、成昆线渡口支线（攀枝花至格里坪）。规划攀枝花到云南昭通的昭攀丽铁路，以及经过西昌到宜宾的宜西铁路，可以通过该铁路运输钢铁产品到四川盆地南部的宜宾，再通过宜宾港运输。

（3）公路

高速公路

G5 京昆高速公路成都至攀枝花、攀枝花至昆明已全线开通。攀枝花北距成都 614 公里，驾车至西昌、成都分别仅需不到 3 个小时及 6 个多小时；南至昆明 273 公里，驾车至武定、昆明分别仅需 2 个半小时及 3 个小时左右。

2022 年 12 月 25 日丽攀高速公路已全线通车，攀大高速公路将拉近攀枝花同滇西北的距离（2020 年 12 月 6 日四川段开通试运行，云南段目前待建设中）。

2025 年 12 月 31 日，G4216 线宜宾至攀枝花高速公路（宜攀高速）多个关键路段将建成通车。其中，宁南至攀枝花段新街互通至会东北互通 28 公里建成通车，宁南至攀枝花段实现全线通车。同时，金阳至宁南段 57 公里也建成通车（部分路段分时段通行）。

长途客车

攀枝花市具备完善的客运站场及客运班线，有市汽车客运中心、盐边县汽车客运站、米易县汽车客运站三个公路客运站场，运行有至重庆、巴中、泸州、遂宁、南充、丽江、瑞丽、香格里拉、腾冲等大中城市的线路。

本次规划的大部分场址仍需要新建场内道路以及进场道路；部分场址有改/扩建已建乡道路需求；少数场址需要在已有道路上新接道路以便于光伏项目的建设和光伏组件的运输，可以进一步改善当地交通条件，带动当地运输业的发展。

3 光伏电站开发现状及必要性分析

3.1 开发现状

截止 2025 年底，攀枝花市已投产光伏项目规模共 41.651 万 kW，其中集中式光伏 27.131 万 kW，分布式光伏 14.52 万 kW；新增 1 个 10 万 kW 在建项目。

3.2 必要性分析

3.2.1 落实国家能源发展战略的需要

实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，也是推动高质量发展的重要抓手。当前我国距离实现碳达峰目标已不足 10 年，从“碳达峰”到实现“碳中和”目标也仅有 30 年，与发达国家相比，我们实现碳达峰、碳中和远景目标时间更紧、幅度更大、困难更多、任务异常艰巨。2021 年 5 月 21 日，国家发展改革委、国家能源局联合下发《关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改能源〔2021〕704 号），从 2021 年起，每年初将发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重。当年权重为约束性指标。2021 年四川省非水电消纳责任权重最低值为 6.0%，激励值为 6.6%；2022 年四川省非水电消纳责任权重最低值为 7.3%，激励值为 8.0%；2023 年四川省非水电消纳责任权重最低预期值为 8.5%；若按照每年 1.25%递增，到 2025 年四川省非水电消纳责任权重最低预期值为 11.0%，预计到 2030 年最低预期值为 19.20%。

以创新、协调、绿色、开放、共享五大发展理念为引领，顺应能源转型发展大势，把加快新能源和可再生能源发展作为今后能源发展的重要主攻方向，以技术进步和发展方式创新为依托，以体制机制完善和产业体系建设为支撑，坚定不移深化能源供给侧结构性改革，扩大新能源发电装机规模，提升清洁电力消纳水平，推动“气化全攀”保障民生，大力发展新能源产业，加强新能源支撑平台建设，积极推动新能源和可再生能源全方位、多元化、规模化和产业化发展，加快构建具有攀枝花特色的清洁低碳、安全高效、可持续的新能源产业体系，为攀枝花市建设务实开放、品质活力、生态和谐的现代化组群式大城市提供坚强的清洁能源保障。

3.2.2 符合生态文明建设的需要

党的“二十大”指明了生态文明建设的重要意义。大自然是人类赖以生存发展的基本条件。尊重自然、顺应自然、保护自然，是全面建设社会主义现代化国家的内在要求。党的“二十大”报告指出，“没有坚实的物质技术基础，就不可能全面建成社会主义现代化强国”，充分论述了物质技术基础与迈向社会主义现代化强国之间的紧密关系。生态文明建设，包括其中所追求的阶段性碳达峰碳中和目标，将会培育和推动一批新技术、新产业的出现和发展，助力中国经济进一步高质量发展，为中国迈向社会主义现代化强国、向第二个百年奋斗目标进军打好更高维度、更高层级的物质技术基础。

攀枝花市是全国首批 81 个国家级新能源示范创建城市 and 全省重要的综合能源基地之一，拥有得天独厚的自然资源优势和稳定可靠的能源消纳市场，水能、太阳能、风能、生物质能等自然资源储量丰富，电网保障能力稳定可靠。依托资源优势，通过分析了天然气、电网、光伏发电、风电等资源现状，为清洁能源的利用指引方向，科学有序安排重大项目建设，为清洁能源应用提供保障。通过创新清洁能源开发模式，促进低碳循环发展，符合我国生态文明建设的要求。

3.2.3 形成多元发展综合利用的可再生能源发展模式

统筹新能源开发利用与经济社会发展、土地利用、环境保护、新型城镇化建设以及电源电网发展，坚持规划引导、科学推进，注重省级规划与国家、地方规划协调推进，注重开发利用与产业提升、技术进步协调发展，注重推广应用与配套电网建设协调开展。

根据资源禀赋、电力市场分布、既有用能条件等，坚持输出与就地消纳利用并重、集中式与分布式发展并举，在资源丰富地区，集中、连片、规模化开发，集中送出；发挥新能源资源分布广、产品形式多样的特点，鼓励建设分布式能源，就地开发、就地消纳；结合各类资源优势，积极推进多种形式可再生能源的一体化、综合利用，形成多元发展、多能互补的可再生能源发展模式。

3.2.4 地区经济社会高质量发展

党的“十九大”要求“强化举措推进西部大开发形成新格局”，“支持资源型地区经济转型发展”。《关于新时代推进西部大开发形成新格局的指导意见》

中提出，贯彻落实新发展理念，推动高质量发展，到 2035 年，西部地区基本实现社会主义现代化，基本公共服务、基础设施通达程度、人民生活水平与东部地区大体相当，努力实现不同类型地区互补发展、东西双向开放协同并进、民族地区繁荣安全稳固、人与自然和谐共生；加强可再生能源开发利用，培育一批清洁能源基地。

党的“二十大”习总书记再次提出，推动绿色发展，促进人与自然和谐共生，立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。攀枝花市光伏发展将协同攀枝花市产业发展，将清洁能源资源转化为经济发展动力，加快发展壮大清洁能源产业，提升能源产业发展与其他产业发展的契合度、融合度，将资源优势转化为经济优势和产业优势。未来十年，攀枝花市光伏项目将为地方带来逾 百亿元投资，对攀枝花市社会稳定、经济增长、产业转型、创新发展注入新动力。

3.2.5 带动相关产业绿色可持续发展

果园+光伏项目的建设必然带动相关产业的发展，对增加就业、增收、创收、城市发展等都有积极作用。项目为当地居民创造大量就业岗位，为其拓宽增收新渠道，并推动相关产业发展，提高自我造血功能，增强辐射带动能力，助力打造攀枝花市光伏生态区。

让农村留得住人，让农业吸引人，需要农业现代化，更需要农民的现代化。唯有如此，新农村建设才有坚实的基础。因此，大力培育新型职业农民，促进传统农民向现代职业农民转变，通过激发农民创造力提升农业农村发展水平，势在必行。光伏与果园的强强组合具备改善环境、促进农业转型升级、增加农民收入等多方面优势，是实现产业兴旺的有力助推。

4 太阳能资源

4.1 区域太阳能资源概况

4.1.1 四川省

四川省日照分布的基本特征是高原多、盆地少，高原冬春日照多于夏秋，盆地春夏日照多于秋冬；太阳辐射年总量呈经向分布，其东西差异达一倍以上；盆地南部及西南部是四川省乃至全国太阳能资源贫乏区；川西高原是四川省太阳能资源最为丰富的地区，也是全国太阳能资源最丰富的区域之一，有很大的开发利用价值，对四川省能源的可持续发展有重要意义。

四川省年辐射变化范围在 $3200\sim 6500\text{MJ/m}^2$ 之间，日照时数在 $750\sim 2700\text{h}$ 之间。石渠、色达至理塘、稻城、攀枝花一带年总辐射量达 6000MJ/m^2 以上，大部分地区日照时数在 $2000\sim 2700\text{h}$ 之间；川西高原大部分地区年总辐射量基本在 5000MJ/m^2 以上，大部分日照时数在 2000h 以上；川西高原与盆地过渡地区年总辐射量在 $4000\sim 5000\text{MJ/m}^2$ ，日照时数在 $1700\sim 2000\text{h}$ 左右；四川盆地是全省及我国太阳能资源最弱区，总辐射量基本在 4000MJ/m^2 以下，日照时数较小。四川省年日照时数分布图如下所示。

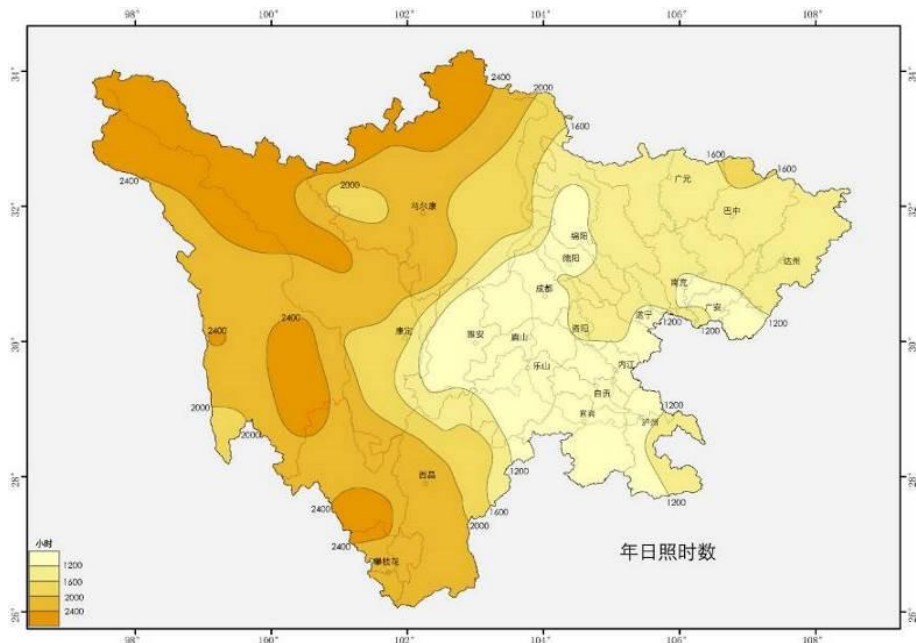


图 4.1.1-1 四川省年日照时数分布图

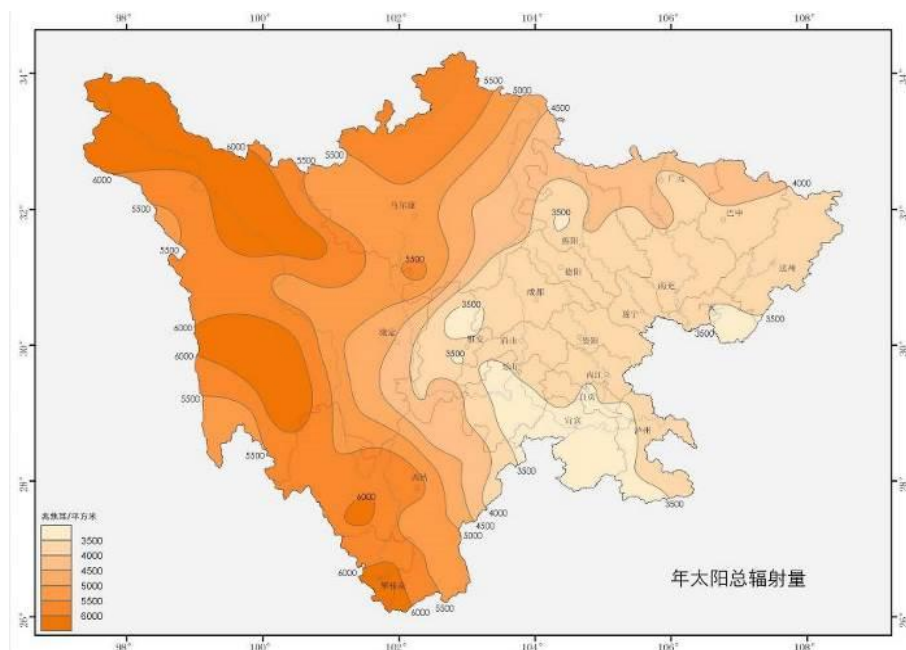


图 4.1.1-2 四川省年太阳总辐射量分布图

4.1.2 攀枝花市

攀枝花市太阳能资源十分丰富，是四川省太阳能辐射的高值区。受地理环境、地形地貌、气候条件等因素的影响，日照时数季节变化和区域差异特征十分明显，旱季高于雨季，金沙江流域略高于安宁河谷流域和雅砻江流域。冬季日照是国内大多数城市无法比拟的，与四川盆地和川西高原地区相比，优势更为突出。全市月平均气温 ≥ 20 摄氏度时间可达 8 个月，其余 4 个月仍高于 11 摄氏度，太阳能资源利用优势尤为明显。全市年均总辐射量基本介于 $5000 \sim 6000 \text{ MJ/m}^2$ 之间，年均直接辐射量基本介于 $3000 \sim 4000 \text{ MJ/m}^2$ 之间；年均日照时数基本介于 $2000 \sim 2400 \text{ h}$ 之间；日照百分率基本介于 $50\% \sim 60\%$ 之间；全年晴天数（日平均低云量 < 2.0 ）约为 106~152 天。参照《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155-2014），攀枝花市属于 B 类地区（资源很丰富区），非常接近 A 类地区（资源丰富区），是全国开发利用太阳能相对较好的地区之一。

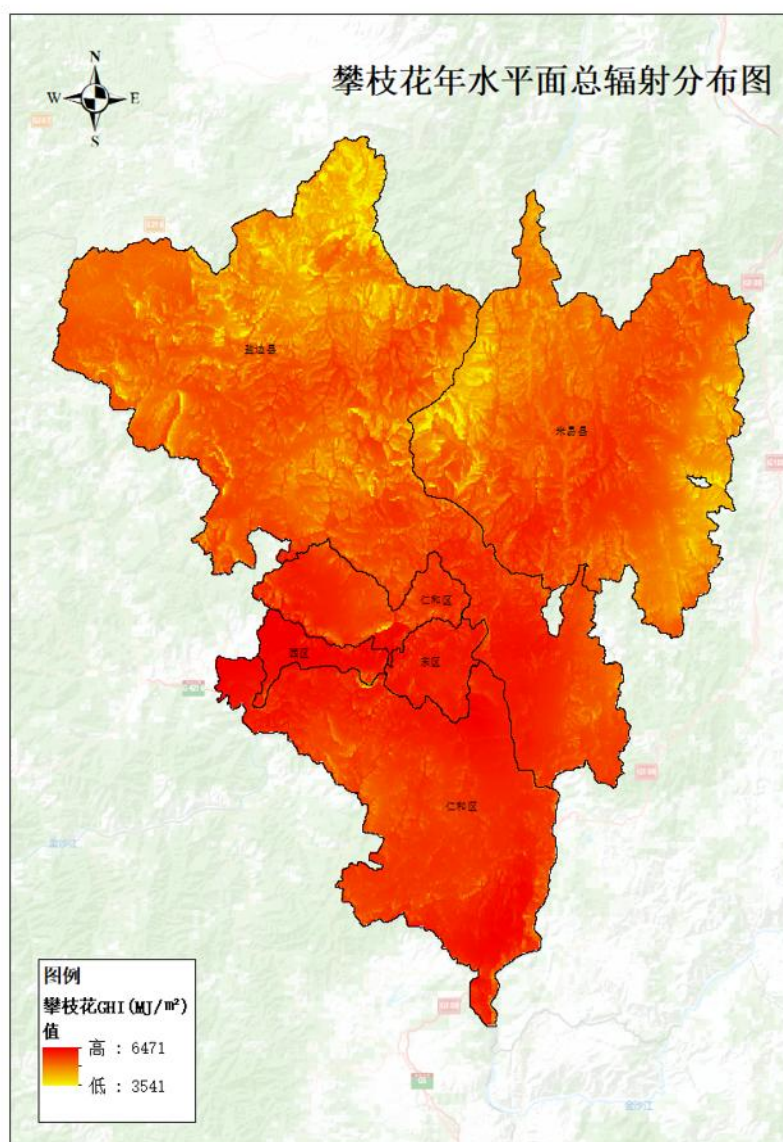


图 4.1.2-1 攀枝花市太阳能水平面总辐射分布图

4.2 太阳辐射数据

4.2.1 气象站数据

4.2.1.1 气象站基本情况

攀枝花市内已建有 4 座气象观测站，其中 1 座（攀枝花气象站）为国家基本站，3 座（仁和区气象站、盐边县气象站、米易县气象站）为国家一般站。现阶段仅对各气象观测站已收集到的观测数据资料进行分析。

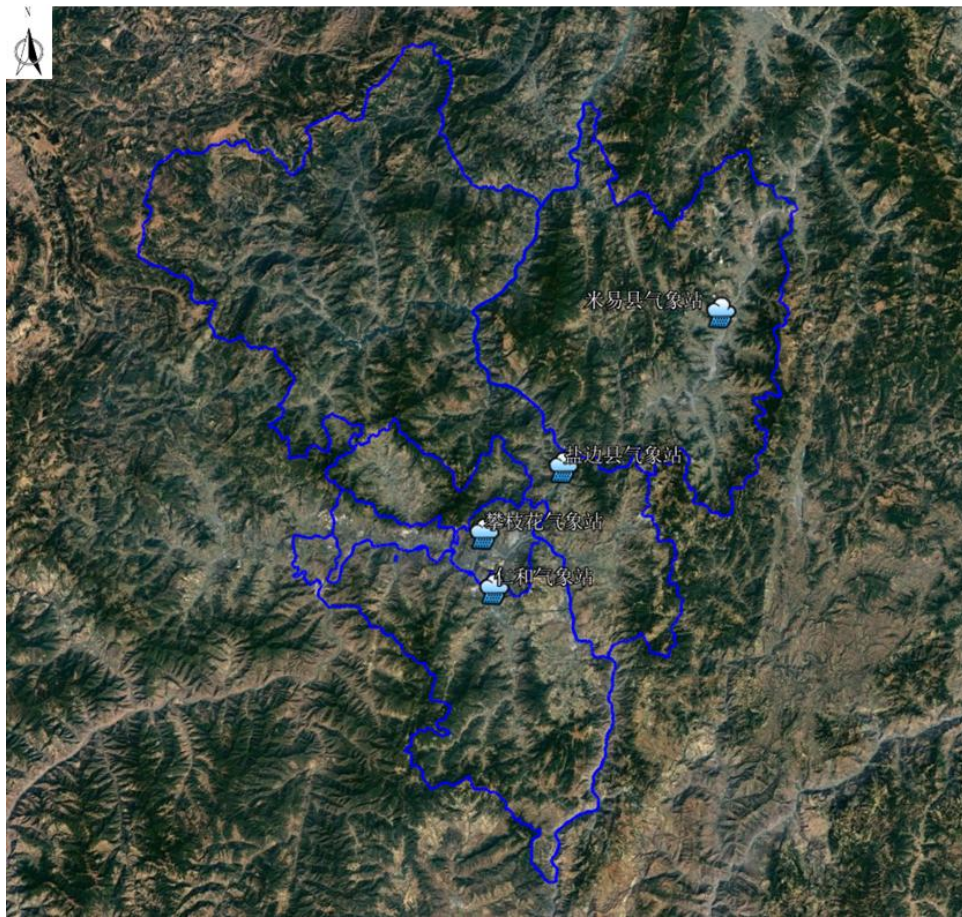


图 4.2.1-1 攀枝花市气象观测站地理位置分布示意图

4.2.1.2 气象要素特征

攀枝花市属于南亚热带干热河谷气候，被称为“南亚热带为基带的岛状立体气候”，具有独特的太阳能资源优势。冬春逆温效应显著，具有日照充足，气候干燥，降雨集中，蒸发量大、昼夜温差大，四季不分明，小气候复杂多样等特点。年均气温 $19^{\circ}\text{C} \sim 21^{\circ}\text{C}$ ，是四川省年平均气温和总热量最高的地区。一般最热月出现在 5 月，最冷月出现在 12 月或 1 月。年均日照时间 2300~2700 小时，年均降雨量 700~1200 毫米，雨季集中在 6~10 月，无霜期 300 天以上。

4.2.1.3 气象站观测数据分析

本阶段仅收集到攀枝花国家基本气象站部分多年实测辐射数据资料，统计时段为 1980~2012 年（近 30 年），数据质量真实可靠。该气象站位于整个攀枝花市中心区域，对全市其他区县也具有一定的辐射监测作用，具有相对较好的代表性。统计分析成果分别见图 4.2.1-2~图 4.2.1-7。

(1) 太阳总辐射量

从太阳总辐射量年际变化来看,近 30 年太阳总辐射量整体年际变化幅度不大,年平均太阳总辐射量为 5912.03MJ/m^2 。其中:2009 年总辐射量最高为 7282.35MJ/m^2 ;2007 年总辐射量最低为 4623.08MJ/m^2 ;其余年份总辐射量相对稳定,基本介于 $5500\sim 6200\text{MJ/m}^2$ 。从太阳总辐射量月际变化来看,近 30 年各月总辐射量主要介于 $350\sim 640\text{MJ/m}^2$ 。其中:5 月份总辐射量最高为 640.24MJ/m^2 ;12 月份总辐射量最低为 347.32MJ/m^2 。3~8 月份总辐射量较大,9 月~翌年 2 月份总辐射量较小。

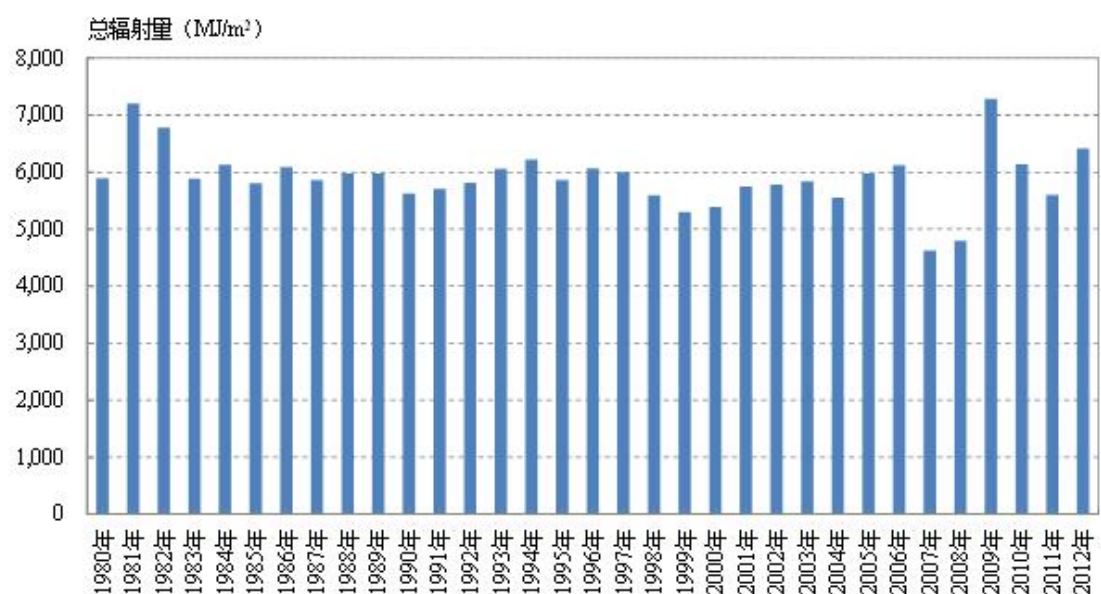


图 4.2.1-2 攀枝花气象站太阳总辐射量年际变化直方图

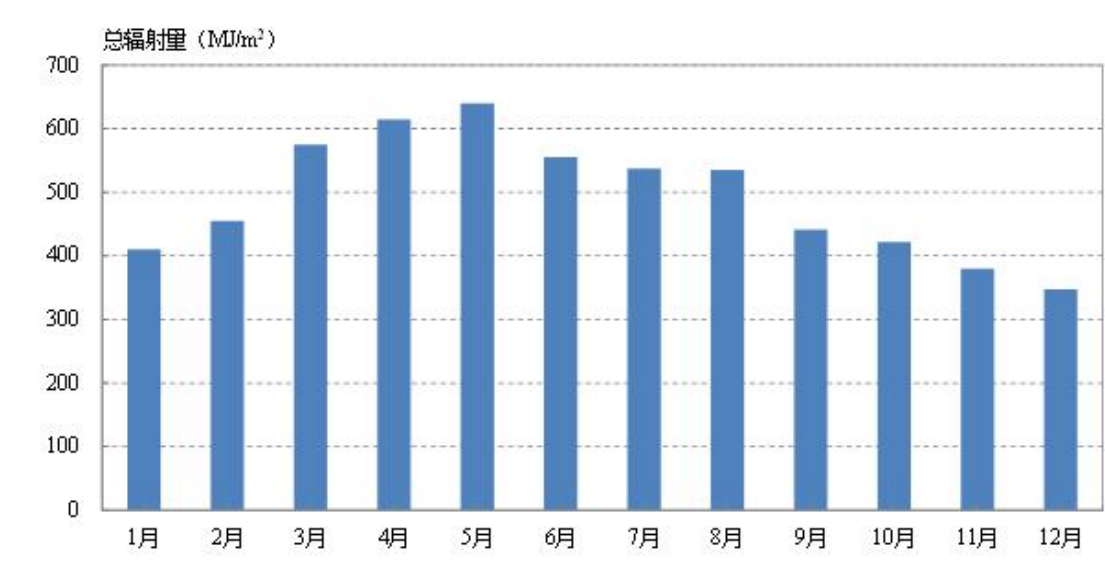


图 4.2.1-3 攀枝花气象站太阳总辐射量月际变化直方图

(2) 日照时数

从日照时数年际变化来看，近 30 年日照时数整体年际变化幅度不大，年平均日照时数为 2534.3h，属于日照时数较长地区。其中：2009 年日照时数最高为 2939.1h；2002 年日照时数最低为 2293.9h；其余年份日照时数相对稳定，基本介于 2400~2900MJ/m²。从日照时数月际变化来看，1~5 月份日照时数基本逐月增加，处于全年日照时数最大区，3 月份日照时数最大为 261.8h；6~12 月份日照时数相对平稳，9 月份日照时数最小为 151.0h。

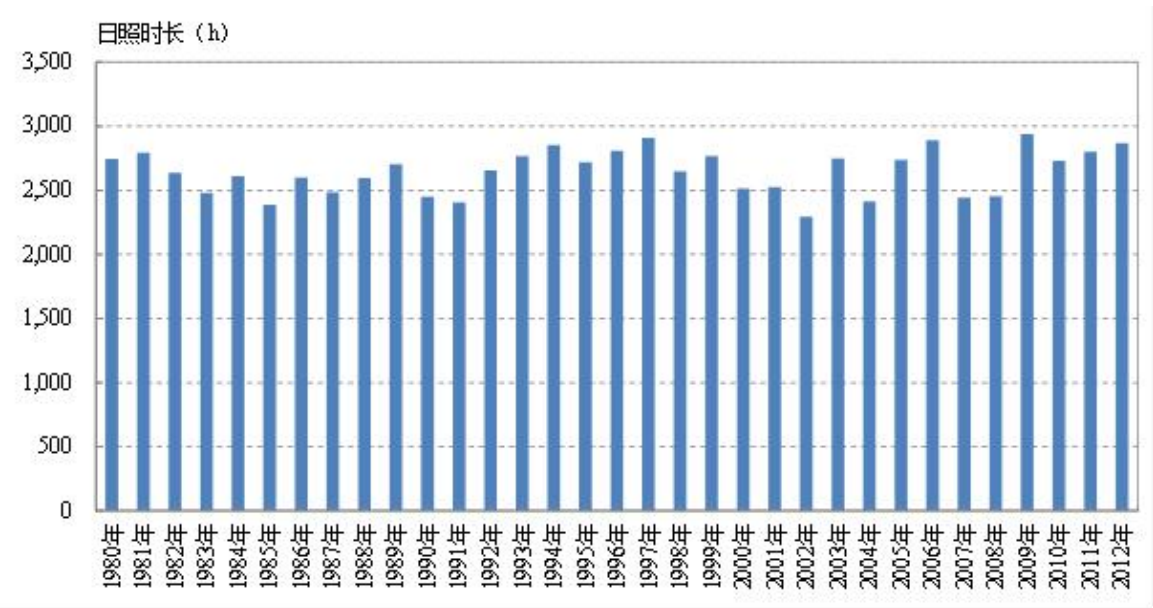


图 4.2.1-4 攀枝花气象站日照时数年际变化直方图

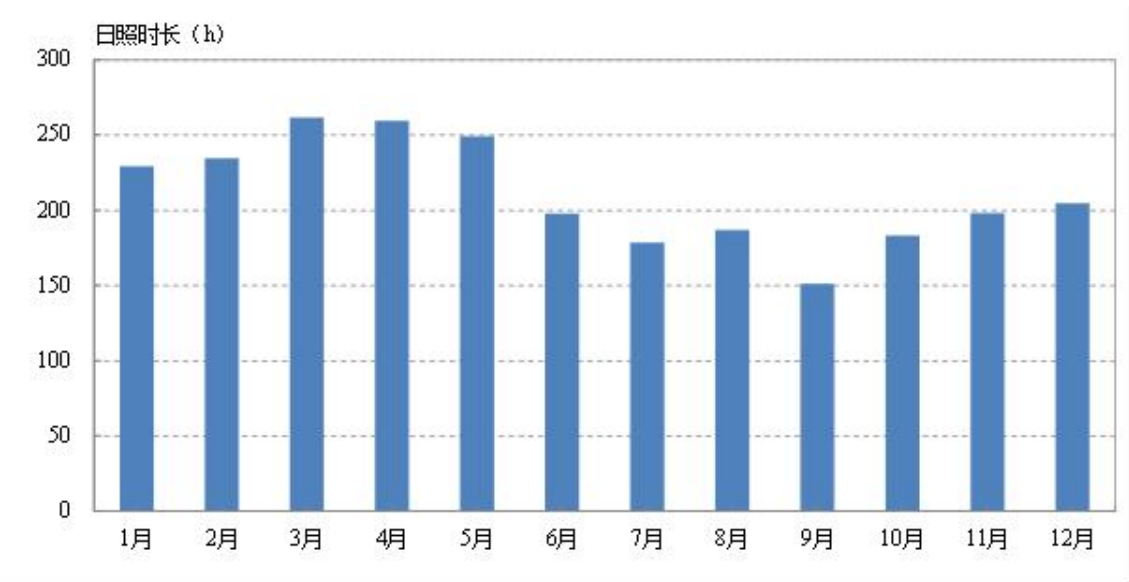


图 4.2.1-5 攀枝花气象站日照时数月际变化直方图

(3) 日照百分率

从日照百分率年际变化来看，近 30 年日照百分率整体年际变化幅度不大，年平均

日照百分率为 59%。其中：2009、1997 年日照百分率最高可达 66%；2002 年日照百分率最低为 52%。从日照百分率月际变化来看，1~5 月份日照百分率相对较高，2 月份日照百分率最大可达 76%；6~10 月份日照百分率相对较低，9 月份日照百分率最小为 43%。日照百分率与日照时数的年际和月际变化整体趋势基本一致。

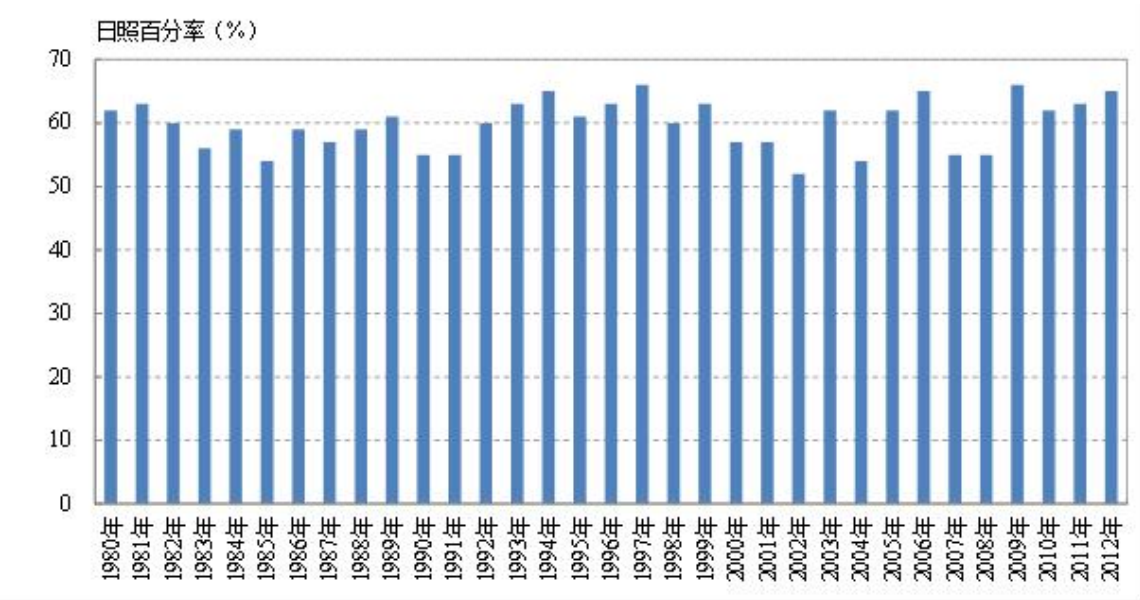


图 4.2.1-6 攀枝花气象站日照百分率年际变化直方图

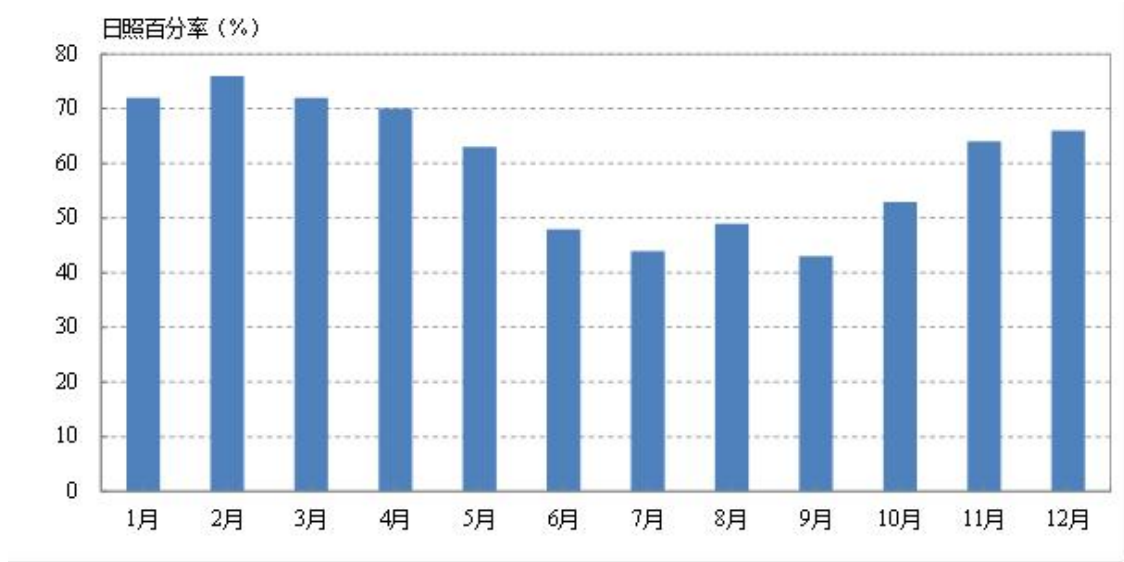


图 4.2.1-7 攀枝花气象站日照百分率月际变化直方图

4.2.1.4 气象站位置处中尺度数据

不同的中尺度辐射数据来源，辐射量有所不同。根据 Solargis 辐射数据，攀枝花气象站位置处多年平均水平面总辐射量为 6199.2MJ/m²，较气象站实测多年平均数据高约 2.97%。参照 GB/T 37526-2019《太阳能资源评估方法》等级划分，属于

全国太阳能资源 B 类地区（资源很丰富区），太阳能开发价值很大。

从太阳辐射年内变化来看，Solargis 数值在 $410\text{MJ/m}^2 \sim 670\text{MJ/m}^2$ 之间，最大月平均日辐射量 21.3MJ/m^2 ，最小月平均日辐射量 13.3MJ/m^2 ，稳定度 $RW=0.62$ ；该区域属于全年太阳能资源年内变化状态和幅度很稳定区域（A 级）。

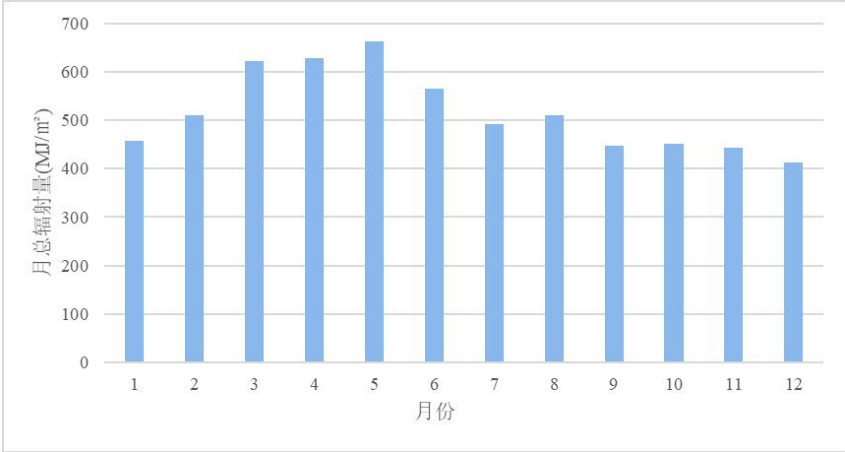


图 4.2.1-8 气象站位置处 Solargis 辐射量年内变化

4.2.2 辐射数据选取

根据 Solargis 辐射数据库，攀枝花气象站附近代表点多年平均水平面总辐射量为 6199MJ/m^2 ，较气象站实测多年平均辐射高约 2.97%。从相关性角度分析，Solargis 数据库数据与气象站实测值变化趋势基本一致。

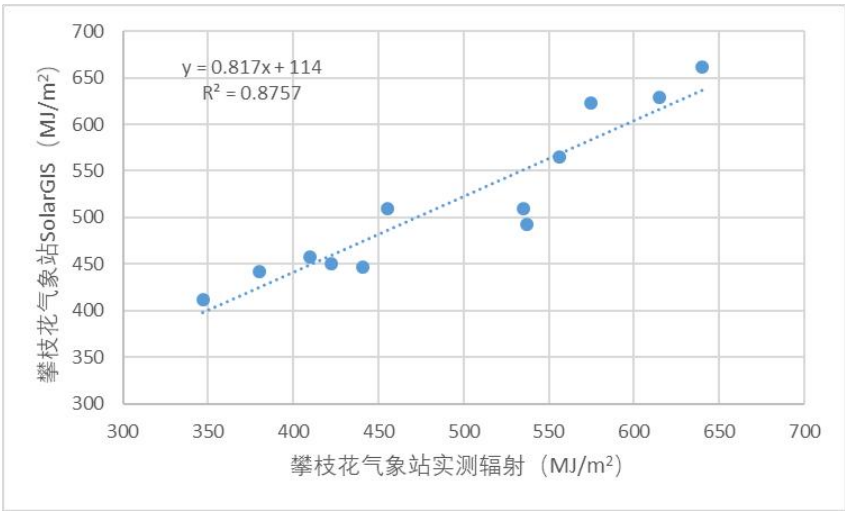


图 4.2.2-1 攀枝花气象站实测值与 SolarGIS 数据库相关性分析图

Solargis 是由 GeoModel Solar s.r.l.开发的太阳能评估和规划交互式工具，利用卫星遥感数据、GIS（地理信息系统）技术和先进的科学算法得到高分辨率太阳能资源及气候要素数据库。SolarGIS 使用的辐射数据是基于 Meteosat 和 GOES 卫星

遥感数据，另外结合 Meteosat 和 GOES 的云指数和降雪指数、GFS 数据库的水汽数据、MACC 数据库的大气光学厚度数据 GFS 和 CSFR 的积雪厚度数据以及 SRTM-3 的数字地形数据，最终计算得出的包括太阳辐射、温度在内的一系列气象要素值。通过 GIF 仿真，GHI 数据与地面实测数据的误差在 $\pm 4\% \sim \pm 8\%$ 之间，DNI 数据误差在 $\pm 8\% \sim \pm 15\%$ 之间。其中在中国范围内分辨率可达 250m，相对较为精确。

考虑场址各数据源辐射水平，结合场区实际情况，本阶段采用 Solargis 数据作为太阳能资源分析依据，发电量计算存在一定高估的风险，建议后续项目实施过程中开展进一步的太阳能观测和分析。

4.2.3 气候条件对光伏电站的影响

（1）降雨对电站的影响

电站中组件、逆变器、汇流箱等主要元器件需注意防水级别，有效防止雨水的侵入，最大程度降低降雪、雨水、蒸汽等对元器件的腐蚀，延长使用寿命，增强电站整体发电效率。对于防水性较差的一些元器件，电站可采用室内安置、室外密封防水处理的原则进行处理。

（2）风速对电站的影响

太阳能电池方阵支架结构的设计要考虑风压荷载，防止因强风导致的破坏，满足 GB50009-2012 《建筑结构荷载规范》、GB50017-2017 《钢结构设计规范》的要求。

（3）气温对光伏电站的影响

温度对太阳能电池的输出性能有着直接的影响，从而对整个光伏电站的发电有着直接的影响。由半导体物理理论可知，载流子的扩散系数随温度的增高而稍有增大，因此光生电流 I_L 也随温度的增高而有所增加。但 I_0 （短路电流）随温度的升高呈指数增大，因而 U_{OC} （开路电压）随温度的升高而急剧下降。当温度升高时， $I-U$ 曲线形态改变，填充因子下降，故光电转换效率随温度的增加而下降。

气象站所在区域多年平均气温为 21.2°C ，极端最高气温为 42.2°C ，极端最低气温为 0.8°C ，年均降水量 768.3mm。当地温度均在太阳能组件及其他元器件的正常工作范围内。

（4）沙尘影响分析

出现沙尘的因素可能是规划光伏场区当地周边进行建设土方开挖所致，但持

续时间不长。在此情况下，光伏组件表面会覆盖一部分尘土，会影响光伏组件的发电效率。因此，根据尘土覆盖情况应当及时对光伏组件进行清洗维护。

（5）雷暴天气影响分析

年平均雷暴日数 56 天，在太阳能电池组件布置时应合理设计相应的防雷接地系统。

（6）大风天气影响分析

大风天气对裸露在大气中的电池板构成较大的威胁，轻者可引起光伏组件损伤，重者造成光伏组件被大风吹翻。大风天气还会对光伏电站的电力、通讯线路及其支承塔架均可能带来危害，造成支架倒塌（降低支架的防腐性能）、电线断裂而造成线路中断。同时，亦影响建筑施工的安全。光伏电站工程在进行支架和线路架构的设计时，应根据收集到的项目区多年最大风速（28.2m/s）进行载荷的复核计算。

4.3 太阳能理论蕴藏量

太阳能理论蕴藏量（ $E_{\text{理论}}$ ）是指某一区域地表指评估区域内地表接收到的太阳能量完全转化为电能的能量总和（不考虑发电转化效率），单位为 kWh/年。

攀枝花市属亚热带——北温带的多种气候类型，被称为“亚热带为基带的立体气候”，具有夏季长，四季不分明，而旱、雨季分明，昼夜温差大，气候干燥，降雨量集中，日照长，太阳辐射强，蒸发量大，小气候复杂多样等特点。年平均气温是四川省年平均气温总热量最高的地区，无霜期 300 天以上。

攀枝花市太阳能资源十分丰富，是四川省太阳能辐射的高值区。受地理环境、地形地貌、气候条件等因素的影响，日照时数季节变化和区域差异特征十分明显，旱季高于雨季，金沙江流域略高于安宁河谷流域和雅砻江流域。冬季日照是国内大多数城市无法比拟的，与四川盆地和川西高原地区相比，优势更为突出。全市月平均气温 ≥ 20 摄氏度时间可达 8 个月，其余 4 个月仍高于 11 摄氏度，太阳能资源利用优势尤为明显。全市年均总辐射量基本介于 5000~6000 兆焦/平方米之间，年均直接辐射量基本介于 3000~4000 兆焦/平方米之间；年均日照时数基本介于 2000~2400 小时之间；日照百分率基本介于 50%~60%之间；全年晴天数（日平均低云量 < 2.0 ）约为 106~152 天。太阳能资源空间分布见图 4.3-1。

根据《太阳能资源评估方法》（GBT37526-2019），太阳能辐射分级及阈值见表 4.3-1。攀枝花水平面总辐射量大于 6300MJ/m² 的区域约占总土地面积的 2.4%，辐射等级为 A 级，属太阳能资源最丰富区；水平面总辐射量 5040MJ/m²~6300MJ/m² 的区域约占总土地面积的 95.5%，辐射等级为 B 级，属太阳能资源很丰富区；水平面总辐射量 3780MJ/m²~5040MJ/m² 的区域约占总土地面积的 2.1%，辐射等级为 C 级，属太阳能资源丰富区。

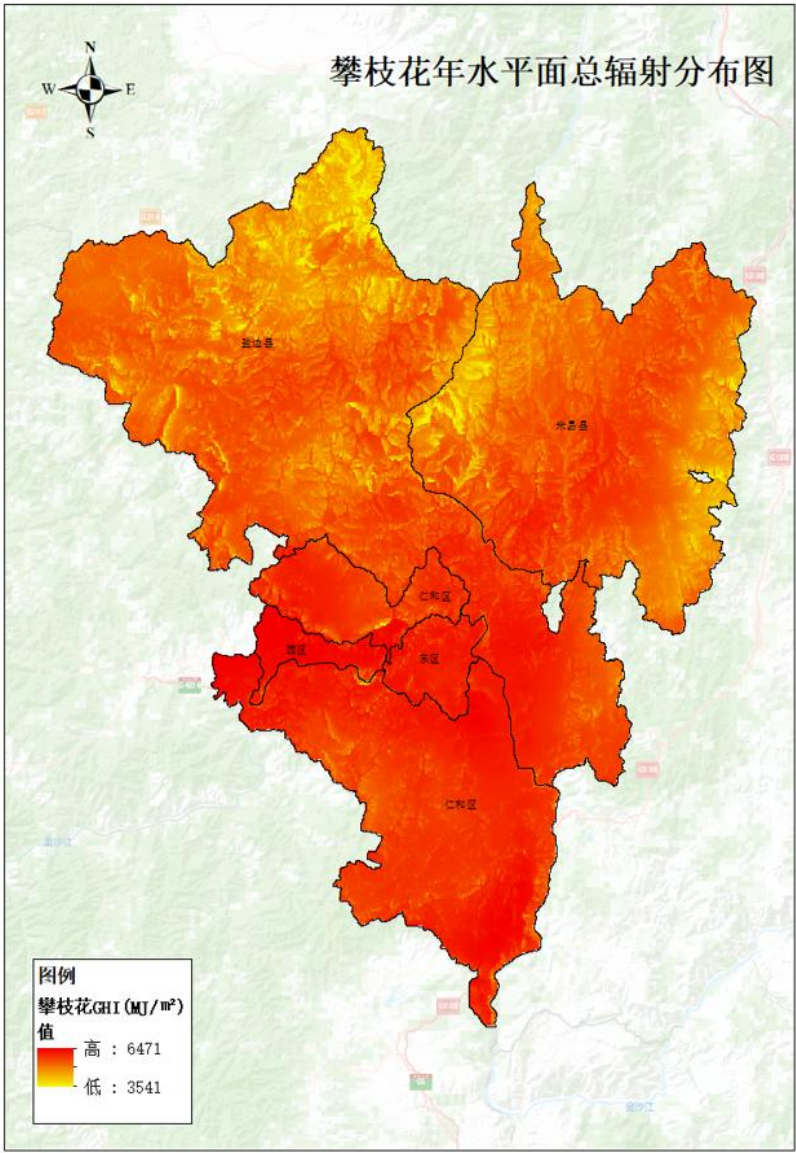


图 4.3-1 攀枝花市太阳能资源分布图

年水平面总辐射量等级统计

表 4.3-1

等级	分级阈值	分级阈值	等级	面积占比	理论蕴藏量	理论蕴
----	------	------	----	------	-------	-----

名称	MJ/m ²	kWh/m ²	符号	(%)	(万亿 kWh/年)	藏量占比 (%)
最丰富	GHI≥6300	GHR≥1750	A	2.4%	0.28	2.6%
很丰富	5040≤GHI<6300	1400≤GHR<1750	B	95.5%	10.32	95.6%
丰富	3780≤GHI<5040	1050≤GHR<1400	C	2.1%	0.19	1.7%
一般	GHI<3780	GHR<1050	D	0.0%	0.00	0.0%

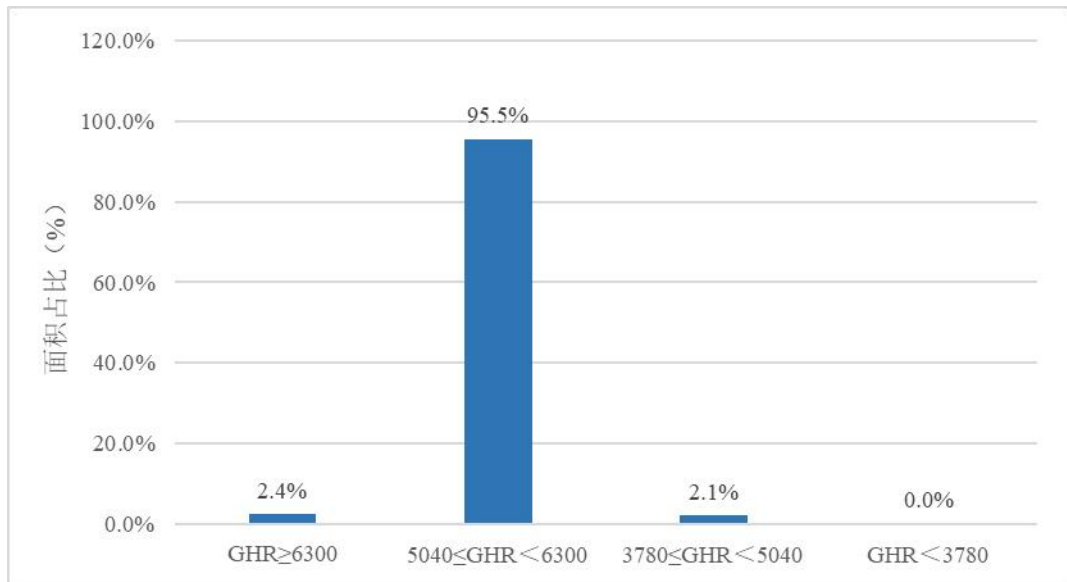


图 4.3-2 年水平面总辐射量占比分布

根据测算，攀枝花市理论蕴藏量约为 10.79 万亿 kWh/年，基本由太阳能辐射和陆地面积决定。从各县（区）分布来看，盐边理论蕴藏量最丰富，约占全市的 43.5%，其次是米易县和仁和区，分别约占全市的 27.9%和 24.4%；东区和西区由于面积较小，理论蕴藏量仅占全市的 2.4%和 1.8%。

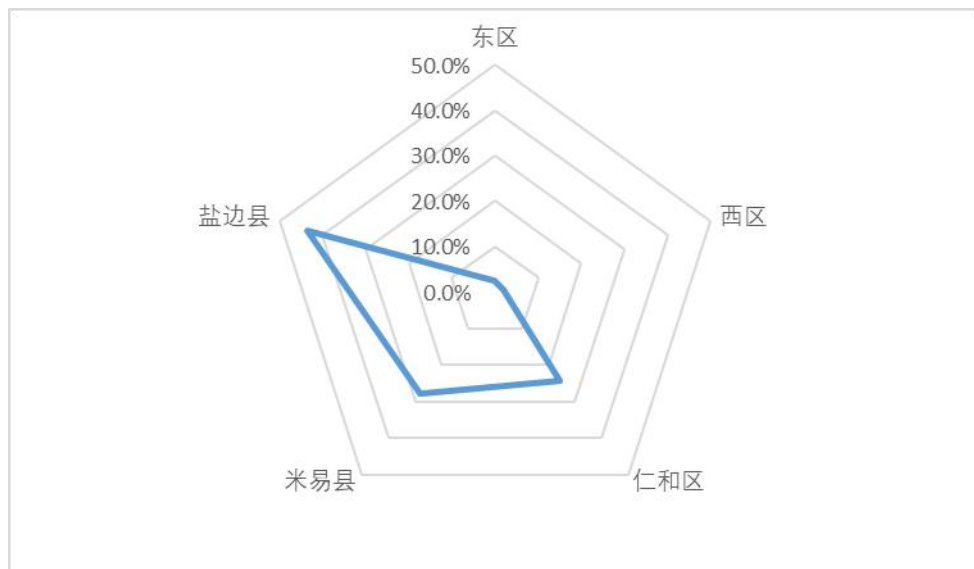


图 4.3-3 各县（区）理论蕴藏量占比分布

4.4 光伏资源可开发区域

光伏资源可开发区域：考虑因高程、地形坡度坡向、山影遮挡等限制因素，规划区域内光伏可利用面积总和，单位为平方千米。

光伏资源可开发量：光伏资源可开发区域内的装机容量总和，单位为千瓦。

结合光伏开发对资源禀赋、高程、地形坡度坡向、山影遮挡等因素要求，统计全市可能适合光伏工程开发的区域，根据地形、太阳能辐射选取边界，评估光伏资源开发区域，并提出光伏资源优先可开发区域。

4.4.1 区域地形分析

攀枝花市地处攀西裂谷中南段，属浸蚀、剥蚀中山丘陵、山原峡谷地貌，具有山高谷深，盆地交错分布的特点，地势由西北向东南倾斜，山脉走向近于南北，是大雪山的南延部分。海拔最高点位于盐边县境内的柏林山穿洞子(4143 米)，最低点位子仁和区平地镇师庄(838 米)，相对高差 3305 米，一般相对高差 1500~2000 米。攀枝花市高程、坡度、坡向、山影遮挡分布见下图。

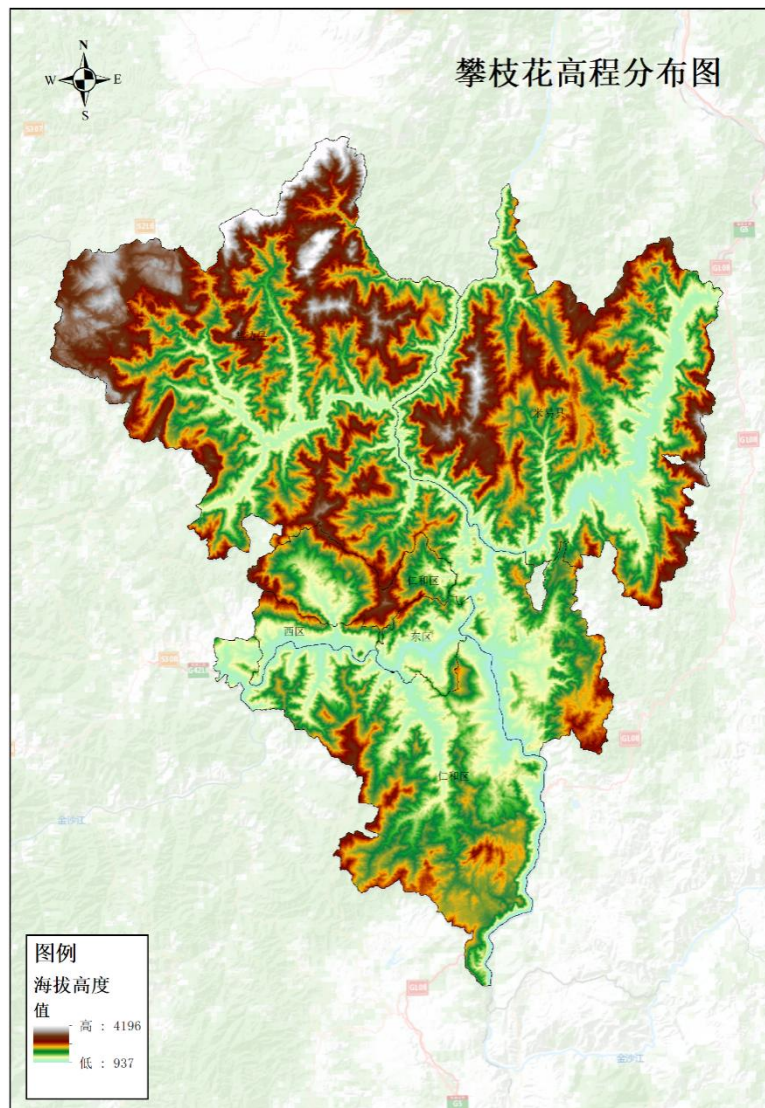


图 4.4.1-1 高程分布图

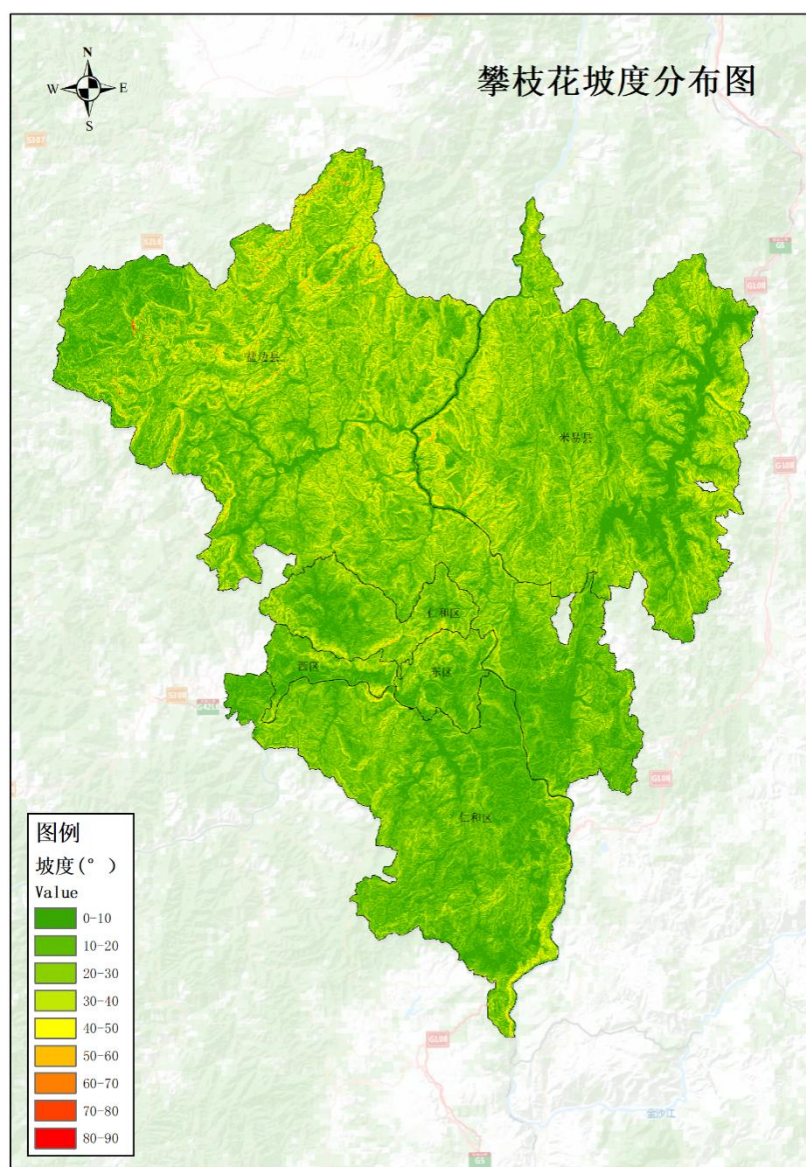


图 4.4.1-2 坡度分布图

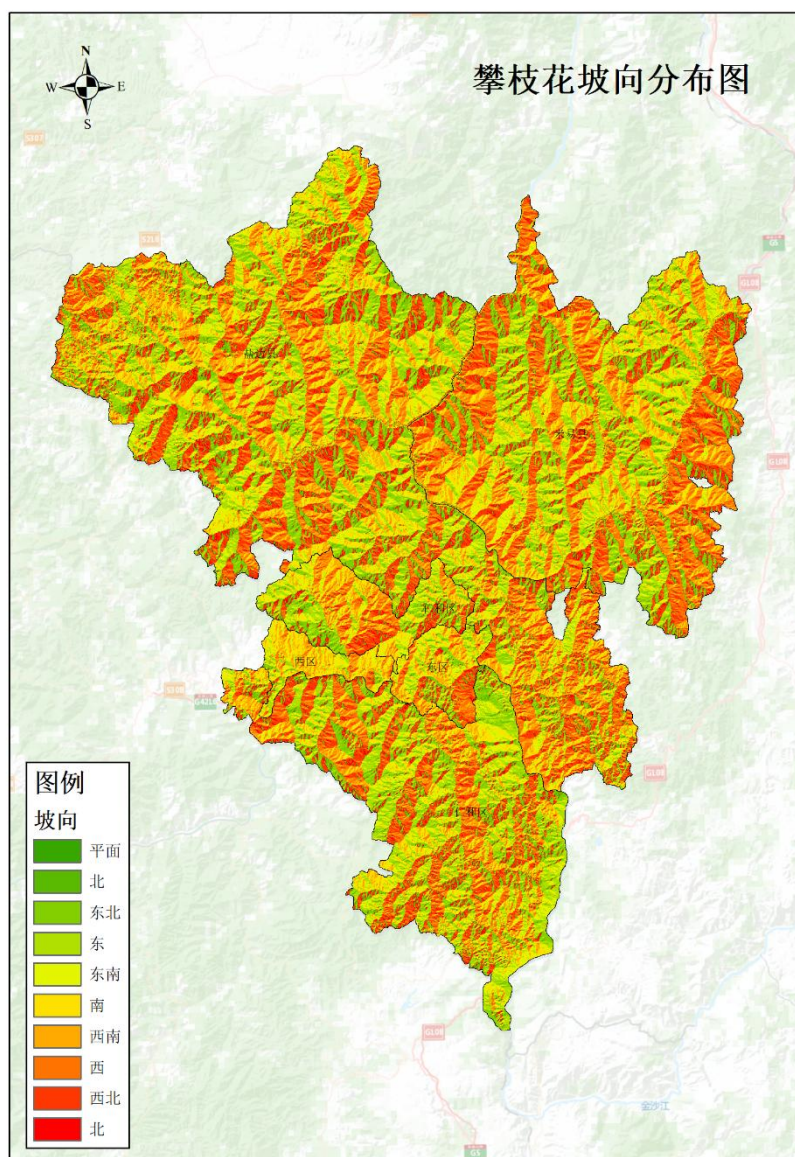


图 4.4.1-3 坡向分布图

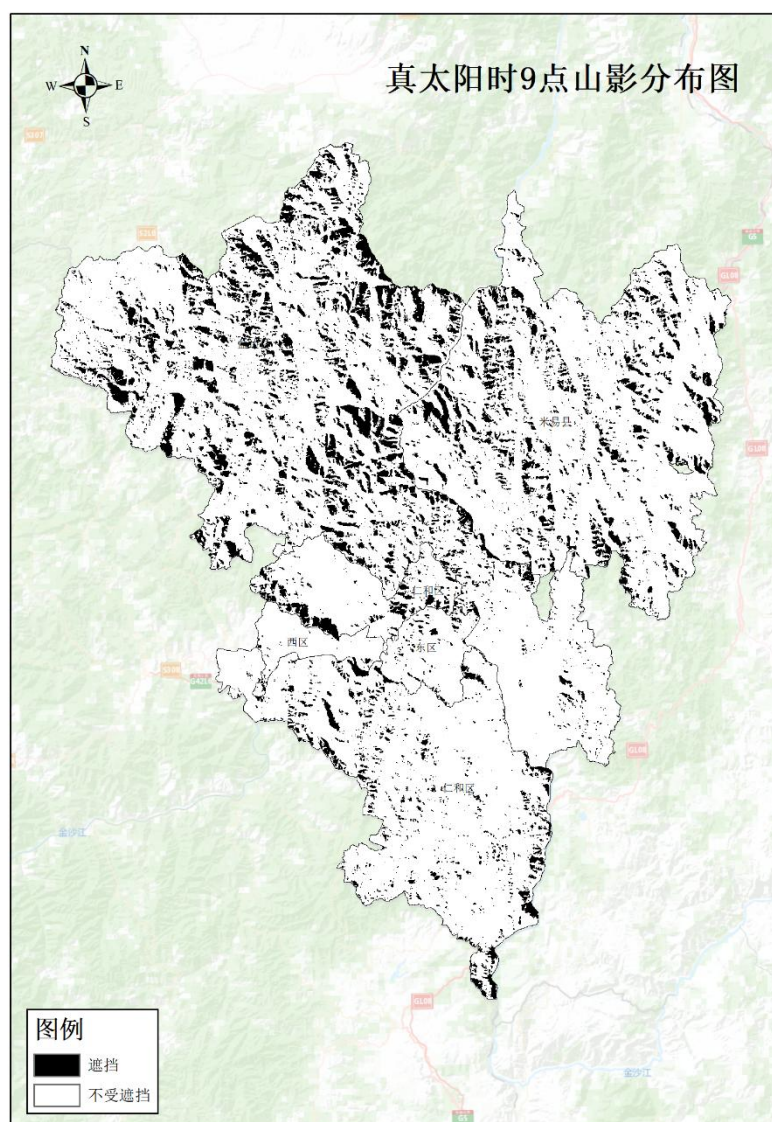


图 4.4.1-4 真太阳时 9 点山影分布图

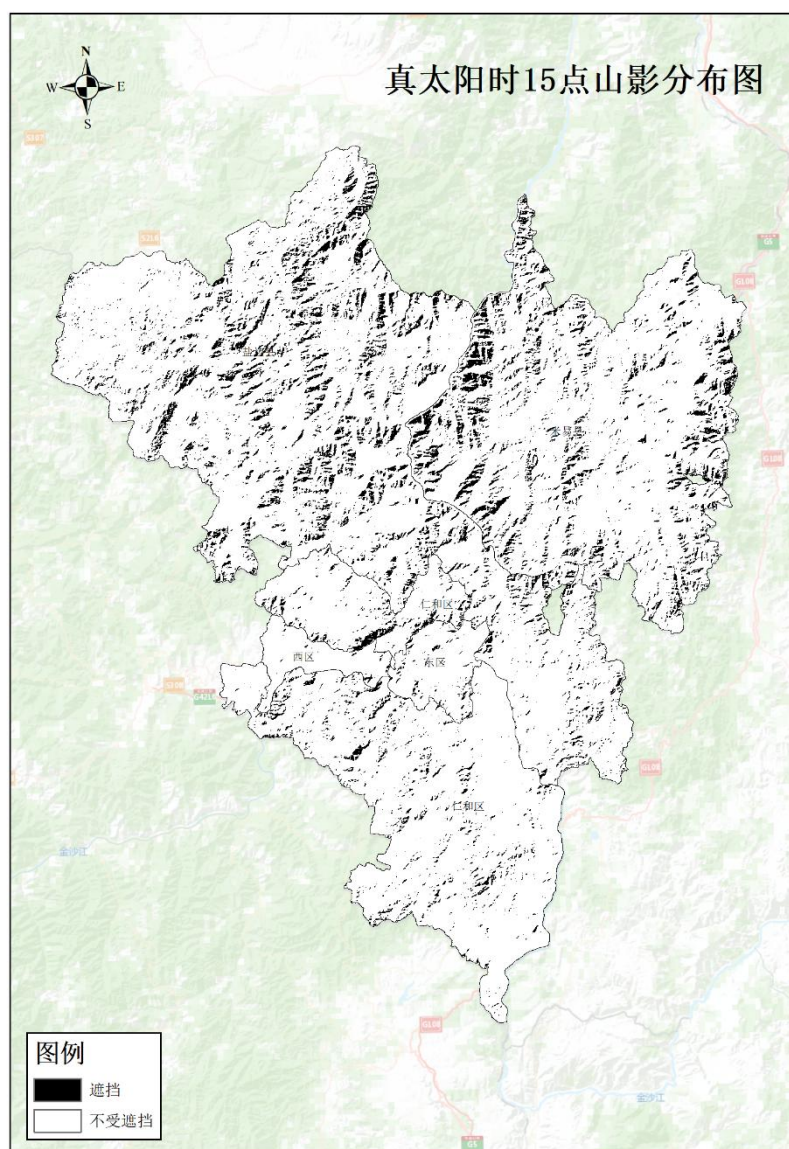


图 4.4.1-5 真太阳时 15 点山影分布图

4.4.2 光伏资源可开发区域

全市地形坡度约 82%在 35 度以下，约 52%的坡向范围在 90°~270°内。同时分析 35°-40°坡度资源可开发区域面积为 170km²，仅占攀枝花总面积的 2%，对后续规划选址容量影响较小，且超过 35°坡度开发建设难度增大。

考虑到高海拔地区生态脆弱，大型工程建设后的地表植被恢复困难，且超高海拔、坡度过大区域在目前技术水平下施工难度较大、经济性较差，光伏场址海拔高度不宜大于 5500 米，坡度按 25°选址，适当扩至 35°。考虑到坡向、山体阴影遮挡，对光伏电站的发电量影响较大，从而影响项目经济性，坡向考虑 135°~225°，

适当扩至 $90^{\circ}\sim 270^{\circ}$ 、真太阳时 9:00~15:00 不受山体阴影遮挡的区域较适宜开发光伏电站。

根据以上分析，攀枝花市光伏资源可开发区域总面积约为 3744km^2 ，约占攀枝花市总面积的 50%。

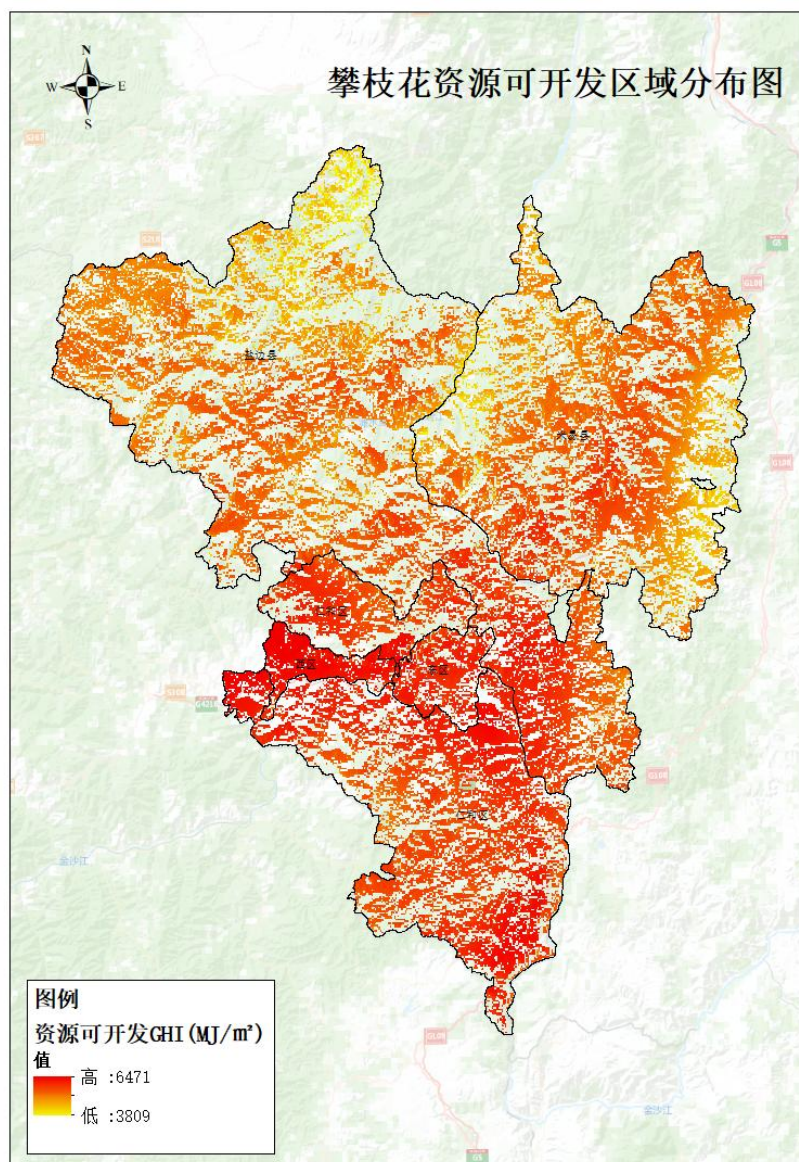


图 4.4.2-5 光伏资源可开发区域分布图

4.4.3 光伏资源可开发量计算

在上述光伏资源优先可开发区域分析的基础上，结合光伏装机密度即可计算光伏资源优先可开发量。光伏装机密度主要考虑光伏方阵、升压站及运维管理中心、集电线路、场内道路和交通条件等因素，结合光伏组件光电转化效率、项目

所在地纬度、地形条件、光伏方阵等，按照《光伏发电工程规划报告编制规程》（NB/T 32046）工作深度，模拟计算不同地形、不同区域光伏装机密度。参考国土资源部关于发布《光伏电站工程项目用地控制指标》的通知（国土资规[2015]11号），攀枝花市属于Ⅲ类地形，光伏选址自然坡度大于 20°，为丘陵地形，典型装机密度估算如下表所示。

典型装机密度估算参考表

表 4.5.3-1

坡度	纬度	光电转化效率 (%)	220kV 等级单位万 kW 用地（公顷）	装机密度（万 kW/km ² ）	单位万 kW 用 地面积（亩）
平地	26	21~22	28.052	3.56	420.78
山地	26		30.669	3.26	460.04

备注：根据具体场址地形地貌条件测算装机密度。

按照以上光伏资源可利用地、装机密度测算结果，计算可得攀枝花市光伏资源可开发量约为 12564.2 万 kW。从各县（区）光伏资源可开发量分布来看，盐边县区域内光伏资源可开发量较大，占比约为 41%，其次是米易县和仁和区，占比分别约为 28%和 26%。

各县（区）光伏资源可开发量及占比

表 4.5.3-2

县（区）名称	其中：资源可开发区域面 积（km ² ）	资源可开发量（万 kW）	开发量占比（%）
东区	104	352.0	3%
西区	103	345.5	3%
仁和区	968	3270.8	26%
米易县	1046	3502.8	28%
盐边县	1522	5093.0	41%
合计	3744	12564.2	100%

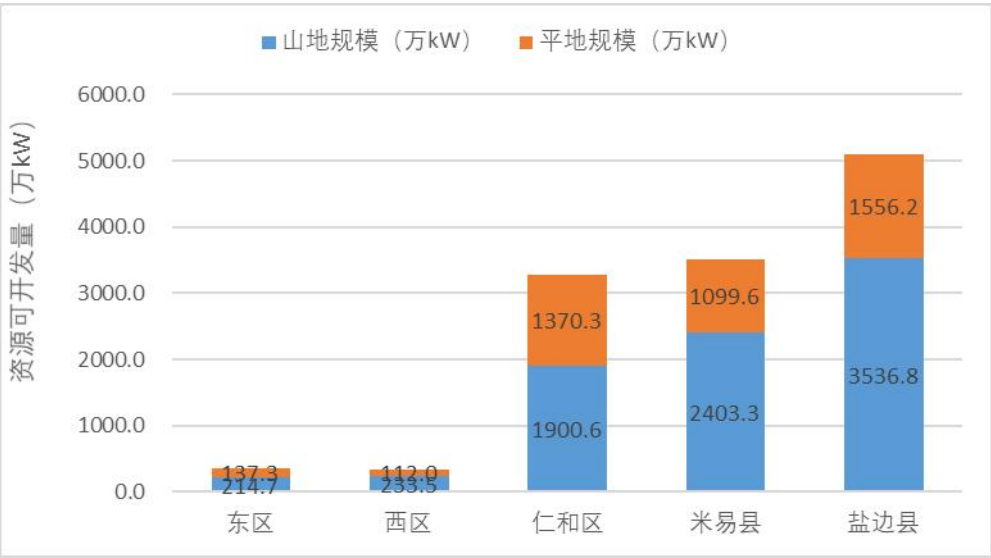


图 4.5.3-1 各县（区）光伏资源可开发量分布

4.5 光伏技术可开发量

光伏技术可开发量：以资源可开发量为基础，按照现行政策法规要求，核减生态保护红线、限制性林地、三调地类属性中的不可用地类、永久基本农田、保护区等限制区后，规划区域内可利用面积上的装机容量总和，单位为 kW。

4.5.1 光伏技术可开发区域

光伏技术可开发区域评估以光伏资源可开发区域数字化分析成果为基础，进一步收集基础数据、进行限制区域去除。各限制性因素及边界设置情况如下表所示：

光伏技术开发可利用土地影响因素

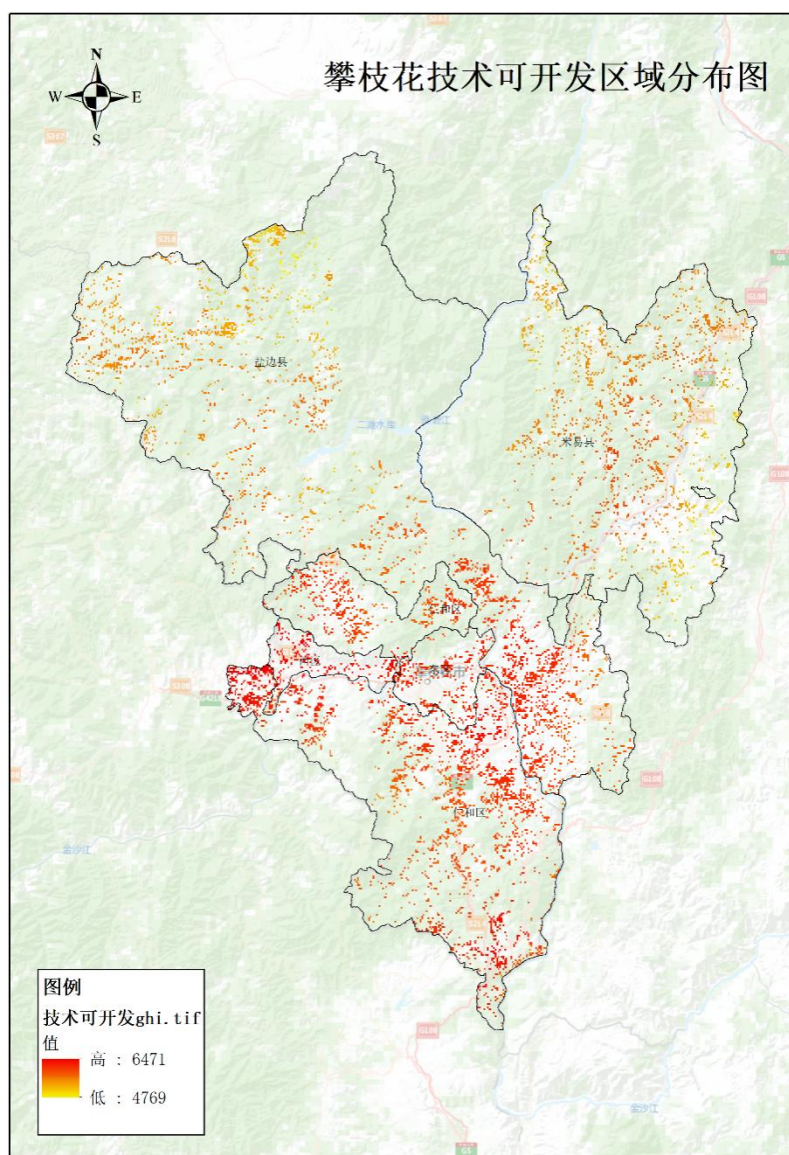
表 4.6.1-1

名称	限制因素	评估条件
技术可 开发量	生态保护红线	不占用
	三调土地利用现状及规划	使用其他草地、天然牧草地、裸土地、裸岩石砾地、内陆滩涂、覆盖度小于 50%人工灌木林地；果园、茶园、其他园地（不占用即可恢复、工程恢复园地）
	矿区	不占用
	基本农田分布图	不占用
	基本草原	无
	自然保护区、风景名胜 区、国家级森林公园	不占用
	水源保护区	不占用

其他	国省干道、宅基地、河岸、铁路等一定范围内不占用
后备耕地资源	“三调”标注恢复属性且坡度小于 25 度的土地不占用
天然商品林	不占用

按照光伏技术可利用地、装机密度测算，计算可得各市（州）光伏技术可开发量。

综上分析，攀枝花市光伏技术可利用面积约为 422.7km²，约占攀枝花市面积的 5.7%，攀枝花市光伏技术可开发区域分布见下图。从行政区域分布来看，光伏技术可开发区域主要分布在仁和区、盐边县、米易县。



从技术可开发区域地类分布来看，地类面积及占比见下表。攀枝花市光伏技术可开发区域主要为果园、人工灌木林地、草地。

光伏技术可开发区域地类属性分析

表 4.5.1-4

地类属性	面积(km ²)	占技术可开发区域比例(%)	占全市该地类面积的比例(%)
茶园	1.5	0%	30%
人工灌木林地	11.2	3%	19%
裸岩石砾地	0.6	0%	24%
裸土地	0.5	0%	25%
果园	256.5	61%	32%
内陆滩涂	4.1	1%	63%
其他草地	64.0	15%	39%
其他园地	38.6	9%	21%
天然牧草地	45.8	11%	31%
合计	422.7	100%	31%

4.5.2 光伏技术可开发量计算

按照光伏技术可开发区域、装机密度测算结果，计算可得攀枝花市光伏技术可开发量约为 1419.2 万 kW。从各区县光伏技术可开发量分布来看，仁和区区域内光伏技术可开发量最大，约为 479 万 kW。

各区（县）光伏技术可开发量及占比

表 4.5.2-3

区（县）名称	光伏技术可开发区域面积(km ²)	光伏技术可开发量（万kW）	技术可开发量占比(%)
东区	13.9	46.0	3%
西区	15.3	50.8	4%
仁和区	141.5	479.1	34%
米易县	111.6	372.6	26%
盐边县	140.5	470.7	33%
总计	422.7	1419.2	100%

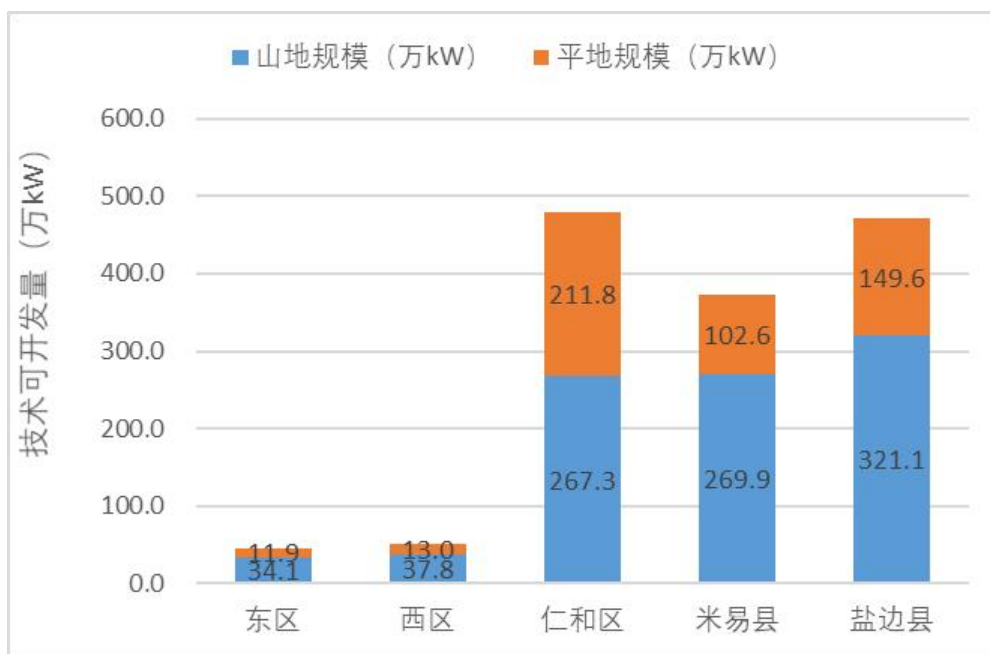


图 4.5.2-5 各区（县）光伏技术可开发量

4.6 小结

根据测算，攀枝花市太阳能理论蕴藏量 10.79 万亿 kWh/年。攀枝花市光伏资源可开发区域总面积约为 3744km²，光伏资源可开发量约为 12564.2 万 kW。光伏技术可利用面积约为 422.7km²，光伏技术可开发量为 1419.2 万 kW。

攀枝花市光伏资源可开发、技术可开发规模统计表

区（县）名称	资源可开发区域 面积（km ² ）	资源可开发量 （万 kW）	技术可开发区域 总面积（km ² ）	光伏技术可开发 量（万 kW）
东区	104	352.0	13.9	46.0
西区	103	345.5	15.3	50.8
仁和区	968	3270.8	141.5	479.1
米易县	1046	3502.8	111.6	372.6
盐边县	1522	5093.0	140.5	470.7
合计	3744	12564.2	422.7	1419.2

5 规划选址和建设条件

5.1 选址原则

在光伏技术可开发区域基础上，本阶段按照“基地化、规模化、集约化”总体开发思路，提出光伏项目规划选址原则，进行光伏选址。同时遵守《光伏发电工程规划报告编制规程》（NB/T 32046-2018）以及其他相关规程规范中的选址原则和基本规定。光伏电站的站址选择还应根据地区发展规划、自然条件、太阳能资源、接入电网、交通运输以及其他设施等因素全面考虑，正确处理与相邻农业、林业、牧业、工矿业、城市规划和人民生活等方面的关系；结合电网结构、交通运输、环境保护要求，工程地质、地形地貌等对电站的影响条件，拟订初步选址。

初步拟定规划适宜场址选择主要遵循以下原则：

- 1) 规划场址选择应与上层能源发展规划、电力系统发展规划、国土空间规划、林业和草原规划等规划相协调一致。
- 2) 对于军事用地、宗教设施因无法获取矢量图斑及具体位置，通过地方政府核实的方式来进一步落实。
- 3) 规划场址选择应避开居民生活聚集区和不良地质区域或地质灾害易发区，宜尽量靠近主干道或已有道路，具备良好的交通运输条件。
- 4) 对输电通道、桥梁等可能造成遮挡的构筑物的避让。拟建、在建的高速公路、铁路旁应留足距离。
- 5) 集中式光伏单个规划场址选择原则上按不低于 1 万 kW 装机规模考虑。

5.2 站址选择

5.2.1 选址情况

根据选定的光伏技术可开发区域，排查各区域的地形地貌、工程地质、交通运输等建设条件，确定具备光伏开发条件的场址。本阶段在攀枝花市区域内集中式光伏规划场址 73 个，其中农光互补光伏项目 58 个，一般光伏 15 个。项目总规划用地面积约 162.01km²，约占攀枝花市总面积的 2%。土地属性主要为果园（占比 51.76%）、天然牧草地（占比 20.41%）、其他草地（占比 16.3%）、其他园地（占比 7.2%）、人工灌木林地（占比 4.3%）、茶园（占比 0.03%），规划规模 576

万 kW，其中农光互补涉及规模 340 万 kW（不含十三五已建光伏，规划规模包含十四五期 110 万 kW 已建、在建、优选光伏项目）。

近年来，攀枝花市经统计发现存在大量废弃尾矿库，总面积约为 10.18km²。这些区域不仅占地面积广大，矿山地质环境的恢复治理，成为当地政府面临的一项紧迫任务。为了积极响应这一需求，攀枝花市政府正积极探索并创新性地构建一种针对尾矿库的综合治理新模式。该模式旨在通过光伏集中式开发，不仅实现地质环境的生态修复，还力求促进产业升级与民生改善的深度融合，从而在根本上解决废弃矿山带来的问题，推动区域经济的可持续发展。因此，考虑资源条件，排查敏感因素后，涉及尾矿库可用地面积约 4.09km²，一并纳入规划总规模。

规划光伏电站统计表

表 5.2.1-1

序号	县（市）	编号	平均海拔 (m)	光伏资源等级	项目类型
1	东区	东区 1	1458	B	农光互补
2		东区 2	1371	B	农光互补
3		东区 3	1365	B	一般光伏
4		东区 4	1312	B	一般光伏
5		东区 5	1293	B	一般光伏
6		东区 6	1577	B	农光互补
7		东区 7	1293	B	一般光伏
8	西区	西区 1	1971	A	农光互补
9		西区 2	1306	A	农光互补
10		西区 3	1232	A	农光互补
11		西区 4	1520	B	农光互补
12		西区 5	1222	B	农光互补
13	仁和区	仁和 1	1688	B	农光互补
14		仁和 2	1643	B	农光互补
15		仁和 3	1470	B	农光互补
16		仁和 4	1520	B	农光互补
17		仁和 5	1371	B	农光互补
18		仁和 6	1485	B	农光互补
19		仁和 7	1257	B	农光互补
20		仁和 8	1298	B	农光互补
21		仁和 9	1300	B	农光互补
22		仁和 10	1556	B	农光互补
23		仁和 11	1340	B	农光互补
24		仁和 12	1340	B	农光互补

序号	县（市）	编号	平均海拔 (m)	光伏资源等级	项目类型
25		仁和 13	1534	B	农光互补
26		仁和 14	1442	A	农光互补
27		仁和 15	1438	B	农光互补
28		仁和 16	1292	B	农光互补
29		仁和 17	1577	B	农光互补
30		仁和 18	1395	B	农光互补
31		仁和 19	1434	B	农光互补
32		仁和 20	1351	B	农光互补
33		仁和 21	1220	A	农光互补
34		仁和 22	1548	A	农光互补
35		仁和 23	1300	B	农光互补
36	米易县	米易 1	2332	B	农光互补
37		米易 2	1965	B	农光互补
38		米易 3	1455	B	农光互补
39		米易 4	2142	B	农光互补
40		米易 6	1488	B	农光互补
41		米易 7	1271	B	农光互补
42		米易 8	1327	B	一般光伏
43		米易 9	1281	B	农光互补
44		米易 10	1401	B	农光互补
45	盐边县	盐边 1	3442	B	一般光伏
46		盐边 2	2323	B	农光互补
47		盐边 3	2908	B	一般光伏
48		盐边 4	2959	B	一般光伏
49		盐边 5	2606	B	一般光伏
50		盐边 6	2242	B	一般光伏
51		盐边 7	1369	B	农光互补
52		盐边 8	1275	B	农光互补
53		盐边 9	1755	B	农光互补
54		盐边 10	1302	B	一般光伏
55		盐边 11	1758	B	农光互补
56		盐边 12	1476	B	农光互补
57		盐边 13	1427	B	农光互补
58		盐边 14	1188	B	农光互补
59		盐边 15	1253	B	农光互补
60		盐边 16	1432	B	一般光伏
61		盐边 17	1302	B	农光互补
62		盐边 18	1134	B	农光互补
63		盐边 19	1352	B	农光互补
64		盐边 20	1260	B	农光互补

序号	县（市）	编号	平均海拔 (m)	光伏资源等级	项目类型
65		盐边 21	1183	B	农光互补
66		盐边 22	1409	B	农光互补
67		盐边 23	2047	B	农光互补
68		盐边 24	1432	B	一般光伏
69		盐边 25	3206	B	一般光伏
70		盐边 26	2074	B	农光互补
71		盐边 27	2556	B	农光互补
72		盐边 28	1574	B	农光互补
73		盐边 29	1507	B	一般光伏

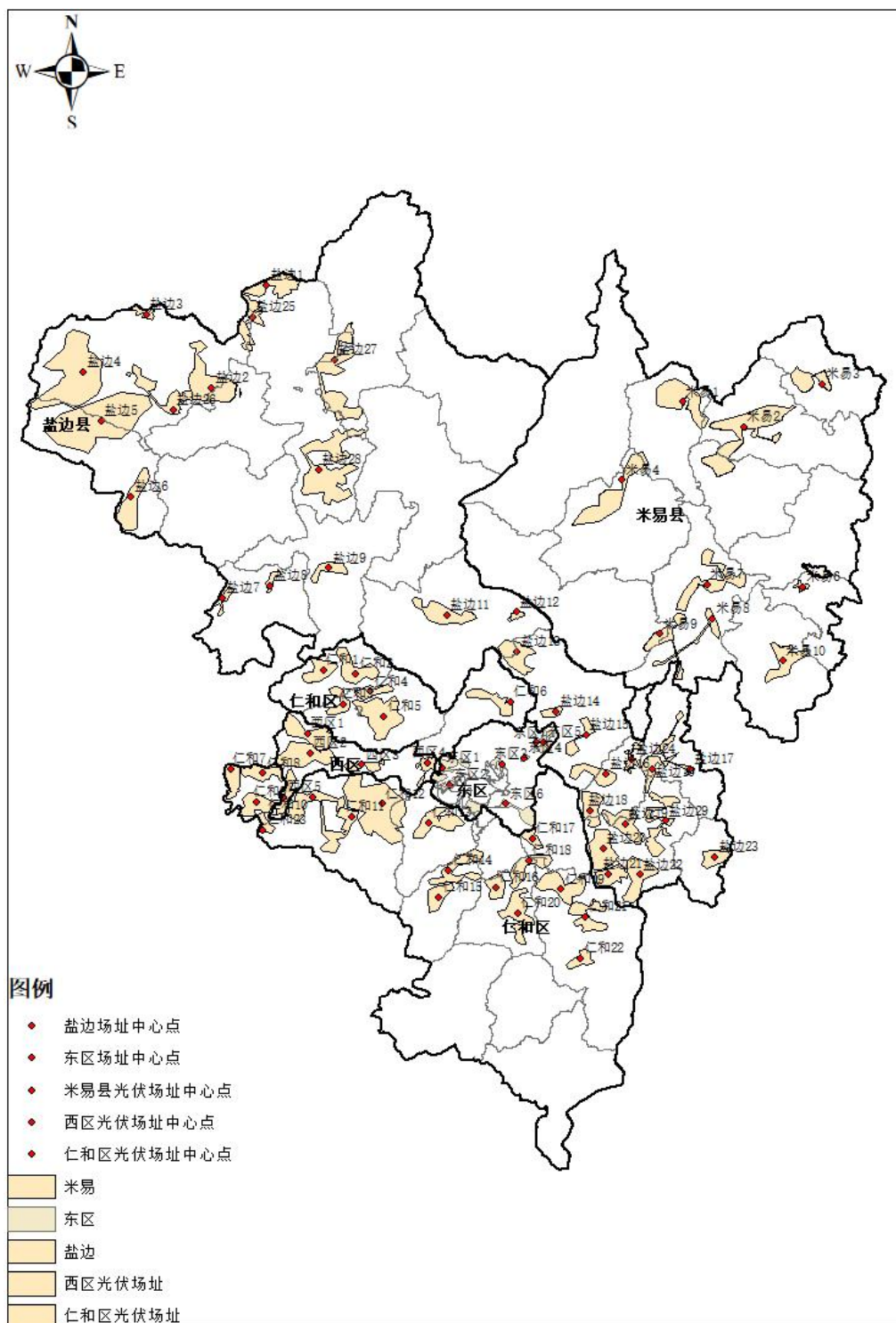


图 5.2.1-1 光伏规划项目地理位置示意图

5.2.2 场址与土地限制性因素关系分析

根据光伏技术可开发区域评价边界条件，本规划光伏项目不涉及生态保护红线、限制性林地、天然商品林、永久基本农田、自然保护区、风景名胜区、矿区、水源保护区、耕地及标注恢复属性且坡度小于 25 度的耕地后备资源等限制开发区

域，同时避开了国省干道、宅基地、河岸、铁路等一定范围。

经分析，规划场址不涉及上述光伏限制开发区域。根据规划场址区域内的光伏技术可开发地类属性统计，规划场址内地类以果园、草地（自然资办发〔2023〕12号规定的光伏建设可用地）为主。

5.3 建设条件

5.3.1 工程地质

（1）地形地貌

攀枝花市大地构造位于扬子地台西缘，康滇地轴北段，攀西古裂谷南段，西邻藏滇地块，属川滇南北向构造带与滇藏“歹”字型构造中段复合部位的中部，褶皱断裂极为发育，是一个长期上升隆起的地区。地貌上属侵蚀、剥蚀中山丘陵、山原峡谷地貌，金沙江、雅砻江、安宁河、大河、三源河及其支流切割较深，形成了雄伟的川西南中山峡谷地貌，具有山高谷深，盆地交错分布的特点。地势由西北向东南倾斜，山脉走向近于南北，是大雪山的南延部分，地貌类型复杂多样，可分为平坝、台地、高丘陵、低中山、中山和山原 6 类，以低中山和中山为主，约占全市面积的 88%。

（2）地层岩性

根据区域地质资料、现场踏勘及工程类比综合分析，区域岩土层主要为第四系全新统残坡积层（ Q_4^{el+dl} ）粉质粘土，震旦系上统（ Z_2 ）白云质灰岩、前寒武纪侵入岩（ Ar_3Pt_1K ）花岗岩和侏罗系下统冯家河组（ J_1f ）泥质砂岩等组成。场址内岩土特征分述如下：

1）第四系全新统残坡积层（ Q_4^{el+dl} ）

粉质粘土：灰黄、褐黄色，稍湿，以可塑状为主，成份主要由粘粒、粉粒等为主组成、表层含植物根系及腐殖物等。稍有光泽，干强度、韧性中等，无摇振反应。该层广泛分布于场址区，层厚 0.3~1.5m。

2）震旦系上统（ Z_2 ）

白云质灰岩：灰、深灰色，稍湿，成份以方解石为主、含白云石、粘土矿物等。隐晶质结构，中厚层状构造，局部可见刀砍纹。

3）前寒武纪侵入岩（ Ar_3Pt_1K ）

花岗岩：灰、灰白、褐黄等色，稍湿，主要成份为石英、长石、黑云母等。
中粗粒结构、块状构造。

4) 侏罗系下统冯家河组 (J₁f)

泥质砂岩：该层主要分布于场址近坡脚区域，为砂岩、泥质砂岩与泥岩的互层，上部为灰白色砂岩，中~厚层状结构，强风化，裂隙较发育；下部为棕红、紫红色薄层~碎块状泥质砂岩夹泥岩，泥岩为半成岩状态，遇水易软化，脱水易崩解。



图 5.3-1 地层岩性

(3) 区域地质构造与地震

攀枝花区域在大地构造部位上位于川滇南北 (SN) 向构造带中段，区内断裂主要沿共和断块的周边和大尖山岩体的边缘及其附近展布，其中以 SN 向一组断裂最为发育。岩体自前震旦纪以来长期处于隆升状态且遭受多期次强烈构造挤压和变质作用，岩体构造挤压强烈，次级断裂发育，呈现出极为复杂的构造格局。本区经晋宁运动使元古代地层褶皱隆起并形成南北 (SN) 向断裂的雏形，同时岩浆侵入。由于强烈的构造作用致使岩石发生区域性变质作用。区内英云闪长质混合岩即为该期的产物。后经海西、印支和燕山运动，区内从震旦纪至中生代三叠纪白果湾群地层均卷入强烈褶皱，南北 (SN) 向断裂进一步扩展并产生 NE、NW 向两组共轭断裂，形成大小不等的菱形断块为主的构造模式，从而奠定了本区现今所呈现的构造格局。后受喜山运动的影响使本区地壳大面积隆起，老断裂复活发生断块差异性升降运动，从而产生一些第四纪断陷盆地和盖层中的褶皱断裂，构成了本区新生代以来的构造特征。区内断裂的发展和复活关系复杂，老断裂多次复活，新断裂常继承老断裂或被之限制，因此断裂构造往往表现为不同的力学性质和运动方式。

区内地层的发育及岩浆活动主要受南北 (SN) 向构造带控制。区内中深变质

岩及混合岩带的发育形成了近 SN 向展布的杂岩带，其中场地区英云闪长质混合岩即为此构造岩带的组成部分，并构成基底背斜的核部，攀枝花群大田组的一套浅变质复理石—火山岩系建造的片岩及片麻岩等构成基底背斜的两翼；其上除零星的震旦系及古生代地层外，中生代仅有三叠系白果湾群砂页岩夹煤系，第四系地层零星分布于断陷槽谷及沿河谷两侧的宽缓地带。

通过查阅相关资料，工程近场区无第四系活动性断裂，断裂活动对工程建设影响较小。

攀枝花市处于川滇菱形块体中南部共和断块南东缘、大尖山岩体西侧边缘，其地震效应主要受边界断裂活动性控制及外围强震波及影响。区域地震呈明显的不均匀性分布，与区域性断裂构造密切相关，主要发生在活动断块的边界、活动断裂的交汇部位和新构造运动十分强烈的地区。

区域内，自公元前 26 年迄今的二千余年中，共记到 $M_s \geq 4.7$ 级地震 223 次，其中 8.0~8.9 级地震 1 次，7.0~7.9 级地震 7 次，6.0~6.9 级地震 35 次，5.0~5.9 级地震 134 次，4.7~4.9 级地震 46 次；自 1970~2007 共记到 $ML=1.0 \sim 4.6$ 级弱震 40725 次。区域目前记到的最大地震是 1833 年 9 月 6 日云南嵩明 8.0 级地震。

自有历史地震记载以来，工程区域曾遭受的最大地震影响烈度为Ⅶ度。其中，地震影响烈度Ⅶ度的地震 1 次，为 1955 年攀枝花县鱼鲊 6 $\frac{3}{4}$ 级地震；地震影响烈度Ⅵ度的地震 2 次，分别为 1733 年云南东川紫牛坡 7 $\frac{3}{4}$ 级地震和 2008 年仁和、攀枝花间 6.1 级地震；地震影响烈度Ⅴ度的地震 3 次，分别为 1515 年云南永胜 7 $\frac{3}{4}$ 级地震、1833 年云南嵩明杨林一带 8.0 级地震和 1850 年西昌、普格间 7 $\frac{1}{2}$ 级地震；其余地震影响烈度均小于Ⅴ度。

根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015），区域Ⅱ类场地下 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.10g~0.20g，地震动反应谱特征周期为 0.45s，对应地震基本烈度为Ⅶ~Ⅷ度。本次光伏规划场址地震动参数见表 5.3-1。

攀枝花市光伏规划场址地震参数汇总表

表 5.3-1

序号	片区	地震基本烈度	地震动峰值加速度（g）	反应谱特征周期（s）
1	东区	Ⅶ	0.15	0.45
2	西区	Ⅶ	0.15	0.45

3	仁和区	VII~VIII	0.10~0.20	0.45
4	米易县	VII	0.15	0.45
5	盐边县	VII~VIII	0.10~0.20	0.45

5.3.2 现场地形地貌

根据本阶段光伏规划场址现场踏勘情况，主要为构造剥蚀形成的中低山地貌，地形较起伏。规划场址位于山脊单面斜坡上，浅表覆盖层较薄。部分场区内微地貌较发育，主要表现为冲沟、坡面流冲刷，均为季节性流水冲沟，旱季为干沟，雨季有少量水流通过。土地主要为草地、果园、及人工灌木林地。场址地形坡度一般 20~40°，局部地方大于 40°。

根据现场踏勘调研，规划场址区域内均不涉及限制性开发因素，地形满足光伏建设条件，各规划场址不同程度涉及果园等，后期项目建设需进一步分析光伏建设对芒果生长的影响，并做好社会稳定性调查。



图 5.3-2 东区 1 号、4 号光伏项目现场照片



图 5.3-3 西区 1 号光伏项目现场照片



图 5.3-4 仁和区 4 号、5 号光伏项目现场照片

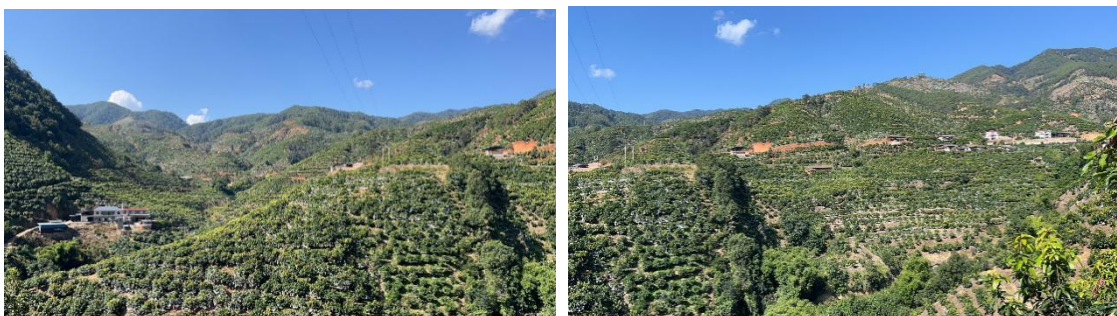


图 5.3-5 米易县 5 号光伏项目现场照片



图 5.3-6 盐边县 4 号光伏项目现场照片

5.3.3 场址工程地质问题初步分析

根据本阶段光伏规划场址现场踏勘情况，结合区域地质资料，初步分析场区可能出现以下工程地质问题：

场址位于山区，区内沟谷发育，雨季小规模冲沟内可能有小量坡面流汇集，其水量一般较小、不稳定，冲沟、坡面流冲刷作用较常见。对于场地较长，流域相对较大、纵坡降相对较大的冲沟，地形陡峻、松散堆积物丰富在暴雨作用下可能会形成泥石流，场区应避让此类冲沟。

不同部位第四系覆盖层厚度差异较大，基岩面起伏较大，部分开挖面地基土的物理力学性状差异较大，可能存在不均匀沉降变形问题。较陡、陡峭场地可能出现滑坡、崩塌等问题。对于场区石灰岩地区，可能出现岩溶塌陷问题。

5.4 选址结论

根据选定的光伏技术可开发区域，排查各区域的地形地貌、工程地质、交通运输等建设条件，确定具备光伏开发条件的场址。本阶段在攀枝花市区域内集中式光伏规划场址 73 个，其中农光互补光伏项目 58 个，一般光伏 15 个。项目总规划用地面积约 162.01km²，约占攀枝花市总面积的 2%。场址不涉及生态保护红线、限制性林地、天然商品林、永久基本农田、自然保护区、风景名胜区、矿区、水源保护区、耕地及标注恢复属性且坡度小于 25 度的耕地后备资源等限制开发区域，同时避开了国省干道、宅基地、河岸、铁路等一定范围。土地属性主要为果园（占比 51.76%）、天然牧草地（占比 20.41%）、其他草地（占比 16.3%）、其他园地（占比 7.2%）、人工灌木林地（占比 4.3%）、茶园（占比 0.03%），规划规模 576 万 kW，其中农光互补涉及规模 340 万 kW（不含十三五已建光伏，规划规模包含十四五期已建、在建、优选光伏项目）。总体来看，各规划场址基本不存在制约工程建设的重大工程地质问题或工程地质问题易于解决，初步判断为较适宜的工程场址。交通运输条件、建设施工条件相对较好。

6 建设方案和发电量估算

6.1 光伏电站初步建设方案

6.1.1 总体要求

攀枝花市光伏项目将以丰富的资源禀赋为发展基础，以“高标准、高质量”建设为技术要求，以“技术一流、生态友好、智慧高效、综合利用”为开发建设原则，探索促进光伏发电技术进步、成本下降与产业升级的有效途径，打造国家重要清洁能源基地。攀枝花市光伏项目“高标准、高质量”建设，计划要求区域内各光伏项目发电设备均采用先进技术产品，技术标准应达到世界一流、国内先进水平，起到引领示范作用。

本报告主要基于光伏组件、逆变器、光伏阵列运行的型式、功率、效率、市场应用等方面的现状分析及发展趋势预测，初步拟选本次规划建设方案，项目实施过程中结合实时技术、市场等因素进行综合经济比选，鼓励多元化发展，积极探索更适合的光伏设备、技术，促进攀枝花市光伏的“高标准、高质量”建设。

6.1.2 光伏组件选型

太阳能是人类取之不尽、用之不竭的可再生能源，也是清洁能源，不产生任何的环境污染。太阳能光电利用是近些年来发展最快，最具活力的研究领域，是其中最受瞩目的项目之一，电池组件就是将太阳光转变成电能的介质。目前，制作电池组件主要是以半导体材料为基础，其工作原理是利用光电材料吸收光能后发生光电子转换反应。目前，市场主导的电池在组件种类主要为单晶硅电池、多晶硅电池和非晶硅薄膜电池。

6.1.2.1 单晶硅电池组件

硅系列电池组件中，单晶硅电池组件转换效率最高，技术成熟，规模生产时的电池片转换效率 21%~24%，组件转换效率 21%以上，价格与多晶硅电池组件相当。单晶硅组件具有比多晶硅组件更高的效率，以及更低的长期衰减，适合运用于辐射较高、对发电量要求较高的光伏电站。

6.1.2.2 多晶硅电池组件

多晶硅电池组件的生产工艺与单晶硅基本相同，使用了多晶硅铸锭工艺取代单晶硅硅棒生长工艺，成本低廉，而效率高于非晶硅薄膜电池，工业规模生产的电池片转换效率约 19%，组件转换效率 17%以上。

6.1.2.3 非晶硅电池组件

非晶硅薄膜电池组件的成本相对较低，便于大规模生产，并具有良好的弱光性能，但转化效率较低，组件占地面积大约为晶硅组件的 2 倍。考虑到目前晶体硅采购价格大幅下降，薄膜电池已基本没有价格优势。

6.1.2.4 电池组件选择

(1) 固定式支架下，双面组件相比单面组件，单位投资成本、BOS 成本略有上升，度电成本下降明显。因此本项目推荐采用双面组件。

(2) P 型双面组件和 N 型双面组件对比来看，N 型双面组件单位投资成本、BOS 成本、度电成本下降明显，因此本项目推荐采用 N 型双面组件。

(3) N 型双面组件 182mm、210mm 和矩形片对比来看，210mm 组件的单位投资成本、BOS 成本、度电成本下降明显。因此，本阶段推荐部分采用 N 型 210mm 组件。

根据市场调研结合项目建设时间，N 型 210mm 组件的主流功率档为 715Wp，因此规划光伏项目可参考使用 715Wp 的 N 型 TOPCon 双玻双面组件方案，其主要技术参数如表 6.1.2-8。待最终招标确定组件规格后进行优化调整。

表 6.1.2-8 715 Wp 单晶双面组件正面主要技术参数

项目	参数
标准功率	715Wp
峰值电压 Vmp	41.1V
峰值电流 Imp	17.40A
短路电流 Isc	18.44A
开路电压 Voc	49.2V
最大系统电压	1500V
组件效率	23.0%
峰值功率温度系数 Tk (W)	-0.29%/°C
电压温度系数 Tk	-0.24%/°C
电流温度系数 Tk (Isc)	0.04%/°C
工作温度	-40—+85°C
净重	38.3kg
首年衰减	1%
逐年衰减	0.4%

6.1.3 逆变器

（1）集中式、组串式逆变器是目前市场上主流的逆变器类型。集中式逆变器方案投资成本较低、技术成熟、市场占有率较高，适宜用于大型地面光伏电站；组串式逆变器方案的投资成本较高、具备多路 MPPT、跟踪效果更好，适宜用于典型山地项目。

（2）集中式、组串式两种类型的逆变器从发电量、投资成本、电网接入、环境适应性、监控、安全性、安装和运维七个方面的对比分析，由对比分析可知，组串式逆变器相比集中式逆变器具备发电量更高、环境实用性更好、监控更方便、安装更便利、运维更高效等优势，更适宜于典型的山地光伏项目。

（3）集中式逆变器和组串式随着单机容量的增大，投资成本和度电成本组件逐步降低，但降幅逐渐变缓。

（4）组串式逆变器与集中式逆变器相比，投资成本略有增加，但由于 MPPT 路数更多，发电量可提升 1.24%；度电成本相比集中式逆变器更低，经济性更好。

2.建议

通过对逆变器全方位、多方面的比较，根据逆变器的制造水平、技术成熟度、技术性能和产品价格，结合电站的装机规模、安装条件和设备的运行条件，通过详细的技术经济比选，其中包括组串式、集中式不同形式比选、不同逆变器功率的比选，同时考虑到工程运行和后期运行维护等因素，推荐采用组串式逆变器。

目前市面上主要的组串式逆变器型号有 300kW、320kW。两种功率的型号对比如下表所示：

300kW 和 320kW 组串式逆变器全场的概算对比

表 6.1.3-3

项目	300kW 方案			320kW 方案		
	数量	单位	单价	数量	单位	单价
组串式逆变器（台）	667	万元/台	3.9	625	万元/台	4.16
逆变器安装费（台）	667	万元/台	0.3	625	万元/台	0.3
直流电缆 H1Z2Z2-K-1*4mm ²	1609.6	万元/km	0.39	1800	万元/km	0.39
1.8kV 交流电缆 ZC-YJLHY23-3*185mm ²	102.56	万元/km	7.3	61.88	万元/km	7.3
1.8kV 交流电缆 ZC-YJLHY23-3*240mm ²	43.96	万元/km	10	75.63	万元/km	10
箱变（台）	66	万元/台	53	63	万元/台	53
总价(万元)			8128.03			8036.53
差额（万元）						91.5

由上表可知，320kW 组串式逆变器在低压交流电缆用量方面更具经济性。逆变器超过 4000 米需要降容，攀枝花市规划光伏项目最高海拔约 3442 米，故逆变器无需降容。推荐选用功率不低于 300kW 的组串式逆变器。本报告参考 320kW 组

串式逆变器进行方案设计，最终的逆变器型号以招标确定为准。320kW 组串式逆变器技术参数如下：

320kW 组串式逆变器

表 6.1.3-4

直流侧参数	
最大输入电压	1500V
每路 MPPT 最大输入电流	30A
每路 PV 组串最大短路电流	60A
MPPT 电压范围	500V~1500V
额定输入电压	1080V
输入路数	28
MPPT 数量	14
交流侧参数	
额定输出功率	320kW
最大视在功率	352kVA
最大输出电流	254A
最大输出功率	352kW
功率因数	0.8（滞后）~0.8（超前）
额定输出电压	800V,3PE
额定电网频率	50Hz
电流总谐波畸变率	<3%（额定功率下）
系统参数	
最大效率	99.1%
中国效率	98.52%
防护等级	IP66
工作环境温度	-30~+60℃
冷却方式	智能风冷
允许海拔高度	5000m（4000m 以上降额使用）
重量	116kg

6.1.4 光伏阵列运行方式

（1）目前固定式是市场占有率最高的光伏支架形式，但随着光伏平价时代到来，为追求更高的发电收益，跟踪支架市场占比会逐步提升。目前主流的跟踪形式为平单轴支架、带倾角的平单轴支架，而平单轴支架是应用最为广泛的跟踪支架。

（2）攀枝花市太阳辐射条件好，采用跟踪系统后，光伏输出功率曲线将得到极大改善，系统年发电量也能大幅提高，但由于其开发成本相对较高，且本次规划光伏场址多为山地光伏，地形制约因素明显，运维难度增加，因此本阶段采用固定式进行规划设计，鼓励下阶段部分区域采用跟踪、可调等多元化系统优化方案。

（3）安装方位角和安装倾角选择

1) 安装方位角

采用固定支架，当电池组件方位角为正南方向时，电池组件日平均发电量最大。电站场地四周平旷，无遮挡，因此本电站电池组件安装方位角拟定为正南方向。

2) 倾斜角选择

斜面上的太阳辐射总量包括直接太阳辐射量、天空散射辐射量和地面反射辐射量。工程设计需要，需计算朝向赤道倾面上的太阳能辐射量。

光伏阵列安装倾角的最佳选择取决于诸多因素，如地理位置、全年太阳辐射分布、直接辐射与散射辐射比例、负载供电要求和特定的场地条件等。并网光伏发电系统方阵的最佳安装倾角可采用专业系统设计软件进行优化设计来确定，现阶段选取最佳倾角的方式常使用最佳辐射、最大发电量、最佳收益等三种方式，因此，不同项目应结合项目的土地利用条件、发电量情况、电力消纳、经济性等方面进行多方案比较，最终确定光伏阵列的最优安装倾角。攀枝花市规划光伏项目纬度在 $26^{\circ}\sim 27^{\circ}$ ，本阶段参考 26° 最佳斜面辐射倾角进行阵列区布置规划设计，下阶段根据具体项目设计进行倾角优化。

6.1.5 电气设计方案

6.1.5.1 容配比设计

容配比是指光伏电站中组件标称功率与逆变器额定输出功率的比例。光伏应用早期，系统一般按照 1:1 的容配比设计。在辐照度低于标准条件 ($1000\text{W}/\text{m}^2$) 下的这类地区，同时受温度等因素影响，光伏组件长时间输出功率达不到标称功率，导致逆变器长期不能满载运行，造成了逆变器的容量浪费。适当提高光伏电站组件容量与逆变器容量比例，可提高光伏系统综合利用率、降低系统度电成本 (LCOE)、提升收益。

以系统 LCOE 最低为原则增大系统容配比，由于会出现逆变器限功率的情况，系统将会损失一部分能量，但是综合投资与产出，系统的度电成本会达到最低。所以，合理设计系统容配比，有利于提升光伏发电系统的经济性。

根据《光伏发电系统效能规范》(NB/T 10394-2020) 典型地区容配比测算结果，综合本次规划范围水平面总辐射量、目前投资水平、地区项目经验等，本阶段暂取 1.2 进行规划设计，下阶段具体项目容配比结合用地、实时价格、电力消纳

等情况进行经济性比选。

6.1.5.2 子阵容量设计

根据“6.1.3 逆变器”章节中逆变器容量预测，目前根据集中式和组串式逆变器功率及价格，3200kW 左右的方阵容量普遍更具经济性。未来随着集中式、组串式逆变器单机额定功率的不断提升，预计到 2026 年方阵容量将可能达到 4500kW 左右，2030 年将达到 6250kW 左右。综合考虑本次规划光伏项目多为山地光伏项目，不同地区场址平整度差异较大，本阶段暂参考 3200kW 方阵进行初步规划设计，下阶段结合逆变器单机功率、度电成本变化、具体场址地形条件，进行经济比选。

6.2.5.3 子阵间距设计

光伏电站占地面积最大的就是电池方阵，每个方阵由光伏电池组件方阵和一个现地配电装置室组成。确定光伏电池组件方阵间距，以避免南部的方阵对北部方阵形成遮阴，计算原则为保证在冬至日的午前 9 时至午后 3 时期间南部的方阵对北部的方阵不形成阴影。其计算公式为：

$$D = \frac{\cos \beta \times H}{\tan [\arcsin(0.648 \cos \varnothing - 0.399 \sin \varnothing)]}$$

$\varnothing$ ：电站纬度；

β ：太阳 9 点时方位角；

H：光伏组件最大高度。

规划推荐电池组件正南向布置。为减少场地平整施工量及考虑生态环保、减少地表扰动及尽量增加布置容量等因素，东西方向沿山势布置。针对“1+N”不同开发模式的光伏项目，还需结合光伏阵列区下方阳光需求进行间距优化计算。

6.1.6 土建设计方案

6.1.6.1 场平设计

考虑到攀枝花市地形条件，本次规划光伏项目应依地势而建，截排水沟尽量减少土石方开挖，减少对原有植被的破坏，场区雨水排放不宜采用开挖排水沟渠的形式，现阶段考虑为自然蒸发和渗透，防止雨水集中冲刷，防止水土流失。同时，对于场区已有的自然沟渠，尽量保留并疏通。

综合地形地貌、地层岩性、地质结构和不良地质现象等因素分析，场地总体稳定，适宜布置电池组件阵列。电池组件布置区域地势较平缓，为了保持生态，基本不破坏原始地形地貌，阵列区基本不做大规模场平。

6.1.6.2 组件支架

各规划场址组件支架高度应根据地表植被的生长成熟高度和项目建设方案确定，严格执行《四川省地面光伏电站规划建设指导意见（试行）》（川能源[2016]3号）。根据建设方式和土地利用方式，尽量整齐美观，节约土地。采用“光伏+农业”开发模式的光伏电站，电池板最低点距离地面距离应不影响农业生产适宜高度。采用“光伏+林业”开发模式的光伏电站，电池板最低点距离地面距离应不低于当地灌木林适宜高度，支架基础和支架高度对应的比例不低于 95%。根据土地性质、地质条件、建设方式，优先推荐采用静压桩或螺旋桩技术。

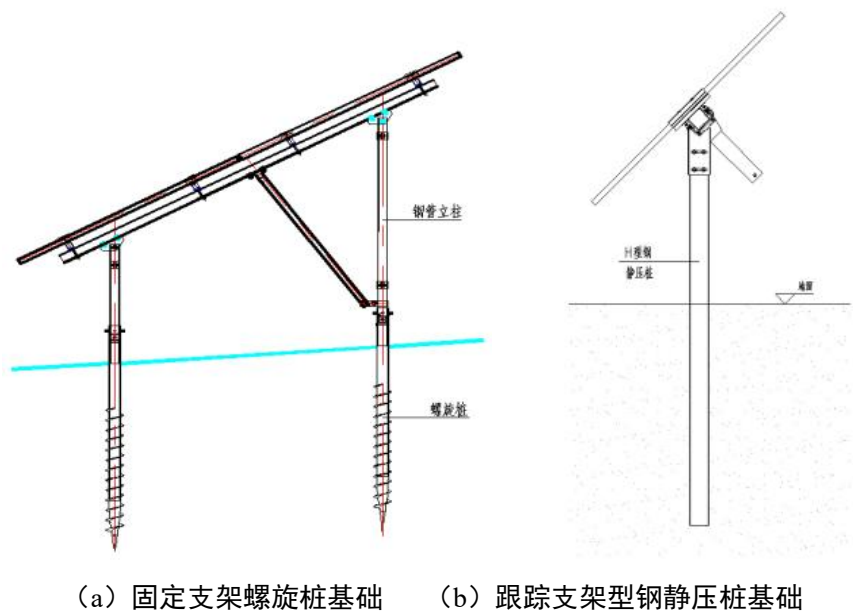


图 6.1.6-1 不同支架基础示意图

6.1.6.3 箱变及逆变器基础

规划光伏项目阵列区布置有箱变、逆变器等，根据土地性质、地质条件、建设方式等条件，考虑到攀枝花市生态环保和自然环境的适应性要求，箱变、逆变器基础采用钢结构平台形式，钢构平台基础采用型钢桩。构筑物板顶面上设预埋钢板，与变压器底座焊接固定，顶部一侧预留检修孔，侧壁设检修爬梯。基础对

地基承载力要求较高，碎石土、泥质粉砂岩层均可作为基础持力层。

逆变器若采用组串式逆变器，体积小、重量轻，拟采用直接安装在支架立柱上的方式，不再另行单独设置组串式逆变器支架基础。

6.1.6.4 集电线路

集电线路应充分考虑攀枝花市生态环保和自然环境的适应性，光伏阵列区内低压直流电缆拟采用桥架敷设；集电线路箱变与箱变之间以及箱变到升压站之间高压交流电缆拟采用桥架敷设。

6.1.6.5 阵列区道路

光伏阵列区道路为串联各阵列区箱变位置的道路，在建设期为光伏组件、光伏支架、箱变等电气设备运输通道，工程完工后作为检修通道。光伏阵列区道路所承担的运输任务相对较小。遵循“生态友好”的原则，路基设计主要采用挖填平衡，减少弃方；路基以填方为主，以挖作填，纵向利用，在相对开阔位置设置错车道。

6.1.7 防灾减灾方案

（1）防火设计方案

光伏项目的消防规划方案必须遵循国家的有关方针政策，贯彻“预防为主，防治结合”和“确保重点，兼顾一般，便于管理，经济实用”的原则。整个规划设计中，严格按照国家颁布的现行消防、防火规程规范。根据光伏发电基地的特点、规模、火灾的危险程度，合理设置消防设施、消防通道，建设普通消防站及配套公用消防设施，尽量减少着火源、减少火灾发生的可能性，而一旦发生火灾，也能迅速反应迅速扑灭，使火灾损失降到最低，同时确保人员安全疏散。

光伏项目按建筑防火和消防通道的要求建设、组织消防通道。发电区建筑布局应满足消防要求，重要公共建筑应按规范布置消防通道，消防车通道设置间距小于 160m，消防车通道宽度和高度不小于 4m。加强光伏项目公共道路的建设，保证各光伏场址对外道路或已有道路相接，交通便利，满足消防车通行要求。

参考《森林防火工程技术标准》（LYJ127-91）规定，结合四川省光伏电站开发和建设实际情况，建议阵列区还应进行防火隔离带设置，初步方案如下：

1) 阵列区内部：利用场区建成的交通道路、河流、沟壑、岩石裸露等地带等

作为防火隔离，因地制宜。在部分阵列区面积较大，无自然条件可利用情况下，可根据实际情况划分场内隔离道路，隔离道路宽度不小于 4.0m。日常运维应做好隔离道路的养护及除草工作，生土带必须把鲜土翻起，保证地表无高大植被生长。

2) 阵列区四周：阵列区四周应设置围合的封闭防火隔离带，隔离带宽度视阵列区四周林木类型而定，建议高大林木区域防火隔离带宽度为 20~30 米；人工幼林防火隔离带宽度不小于 10 米；草地防火隔离带宽度不小于 8 米。

(2) 抗震设计方案

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，各规划光伏场址所在区域地震烈度为Ⅶ度，针对光伏基地减震抗震需求，建议项目建设中应主要采取以下措施：

- 1) 选择具有高抗撞击、抗震等性能的光伏组件，提高抵御特殊情况的能力。
- 2) 在权衡光伏电站成本与发电收益的同时，适度提高光伏支架、组件压块的强度设计要求。
- 3) 选择可靠的设计方和施工方，严格把控施工质量，打好地基，严控组件、支架、逆变器等产品的质量，杜绝偷工减料。

(3) 洪涝设计方案

针对攀枝花市光伏项目实际特点，以地表水为主，山顶接受大气降水的面积小，接近山顶位置降水沿自然斜坡均匀流动，流速小、水层薄，冲刷力小，破坏性弱，对地基及道路边坡基本无影响。升压站多位于山顶、山脊或缓坡处，地势均较高，不受洪水威胁。

光伏电站洪涝设计需采取针对性防洪防涝措施，主要通过对道路、集电线路、升压站及光伏阵列区三大部分，以“预防为主、防治结合”的理念进行防洪排水规划。项目实施阶段应根据详细水文气象、地质勘察以及洪评资料进行专项设计，确保将自然灾害影响降至最低。

- 1) 开展洪水影响评价报告编制，深入收集气象要素，研究区域特殊气候环境。
- 2) 根据《光伏电站设计规范》(GB 50797-2012)，不同规划容量光伏电站的防洪标准（重现期）并不相同，后期设计阶段应充分考虑光伏发电基地所在区域特殊性。

下表所述为本阶段规划光伏项目不同区域的防洪措施，下阶段将根据详细水

文气象、地质勘察以及洪评资料进行专项设计，确保将自然灾害影响降至最低。

光伏电站不同区域防洪措施方案

表 6.1.6-1

防洪防涝对象	采取措施
道路	(1) 选址时充分调研，避开汇水量较大的自然冲沟； (2) 采用管涵引导雨水排至低洼地带； (3) 采用漫水路面设计； (4) 易滑坡处构筑混凝土护坡。
集电线路	(1) 参考道路防洪措施； (2) 在部分低洼处埋设导流管。
升压站及光伏阵列区	(1) 为避免开挖排水沟造成对地表的不必要扰动，不考虑设置排水沟开挖； (2) 充分利用场址起伏及已有的地表汇水处进行引导，采用自然排水； (3) 局部防洪防涝形势较严峻处考虑采取防洪设施建设。

6.1.8 农光互补设计方案

“光伏+果园”是一种新兴的光伏发电模式，该模式解决了光伏电站和果园争地的问题，在农业生产实践过程中实现了一地多用，为芒果和光伏产业的可持续发展提供了有力的技术支撑。光伏发电板可最大限度阻止太阳光直射地表，从而降低了地表蒸发量，为地表储存一定的水量；光伏组件的定期清洗，使得局部地表又能定期接受水源补充，地表极易生长植被，日积月累，土地巨大的水源涵养功能，将有效调节地区生态环境，属于国家鼓励发展领域。

重点研究在仁和区推广“光伏+果园”模式，依托现代农业综合产业园等发展果光互补项目，在不改变土地利用性质和不影响芒果生长的前提下，科学、合理、高效的将果园设施和太阳能发电结合，实现原有土地增值，农光项目将生态农业、绿色发电结合，最大限度利用资源，在获取高效农业、绿色发电经济效益的同时，实现节能减排的社会效益。



图 6.1.8-1 农光互补项目示意图

(一) 农光互补项目工程设计阶段，应充分调查农业生产情况，分析拟种植

作物生长特性，根据种植作物选择合适的光伏阵列建设形式，如抬高支架式光伏系统或设施大棚式光伏系统，合理设计光伏组件类型、安装形式、布置高度和间距，以满足农业功能需求。

（二）光伏系统的容配比应综合考虑光伏方阵的安装类型、地形地质条件、太阳能资源、各项损耗及各类农业设施对项目总成本的影响等因素，经技术经济比较后确定。

（三）支架高度应根据种植作物的生长成熟高度和光伏项目建设方案科学合理确定。光伏支架最低点应高于种植作物生长成熟高度 1 米以上。

（四）原则上采用对地面扰动小的基础型式，包括微孔灌注桩、螺旋钢桩及静压桩等基础型式，限制使用大开挖方式的基础型式。

（五）农光互补项目逆变器、汇流箱及箱变的布置，以不影响农业种植为原则。防雷接地材料、电缆采用直埋敷设方式时，地埋深度应以不影响农业种植、不改变地表形态为前提；电缆采用架空方式时，高度应高于光伏板上沿 1 米以上。具体应结合项目地实际情况进行论证。

（六）农光互补项目应加强光伏场区消防安全管理，结合光伏组件布置、地形等因素进行消防设计。设置种植大棚时，大棚应采用不燃或阻燃材质；光伏场区箱变与农林作物防火间距应根据箱变油量、周边农林作物火灾危险性等级综合考虑。

6.2 规划规模

6.2.1 数字化自动布置

根据光伏技术可开发区域分析，结合“6.1 光伏电站初步建设方案”，进行规划场址区域的阵列区初步排布设计。

（1）计算最佳倾角

结合规划场址的地理位置、中尺度或实测辐射数据，进行不同倾角下斜面总辐射量计算，选取斜面辐射最佳倾角。并根据最佳倾角下的总辐射值进行太阳能资源评价，结合后续阵列区布置进行装机容量、发电量初步估算等。

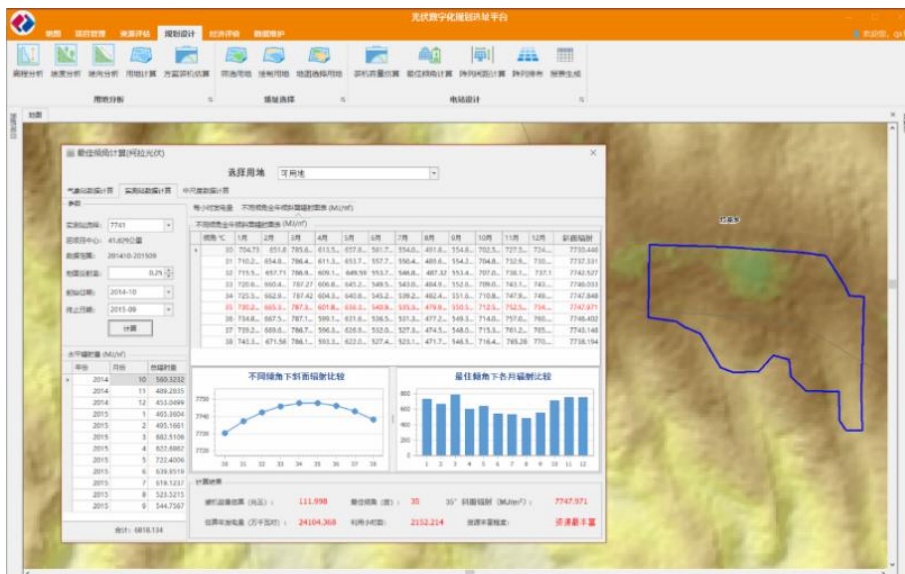


图 6.2.1-1 最佳倾角计算

(2) 计算阵列间距

根据规划选择的组件参数、排布方式以及当前布置区域的坡度和最佳倾角，自动计算阵列前后无遮挡情况下的最小间距，作为后续排布的重要输入参数，如下图所示。

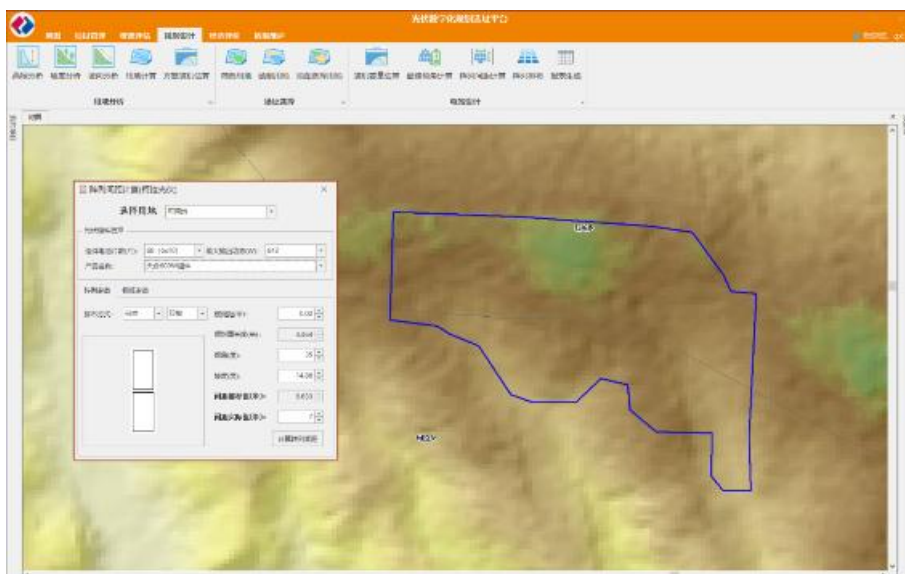


图 6.2.1-2 阵列间距计算

(3) 阵列自动排布

根据光伏组件、逆变器、阵列运行方式、当地气候数据等进行组串规划设计，并结合确定的阵列间距、倾角等信息开展组件的自动化排布，如下图所示。排布完成后可生成场址所需设备信息统计表；计算排布后的装机容量与发电量。

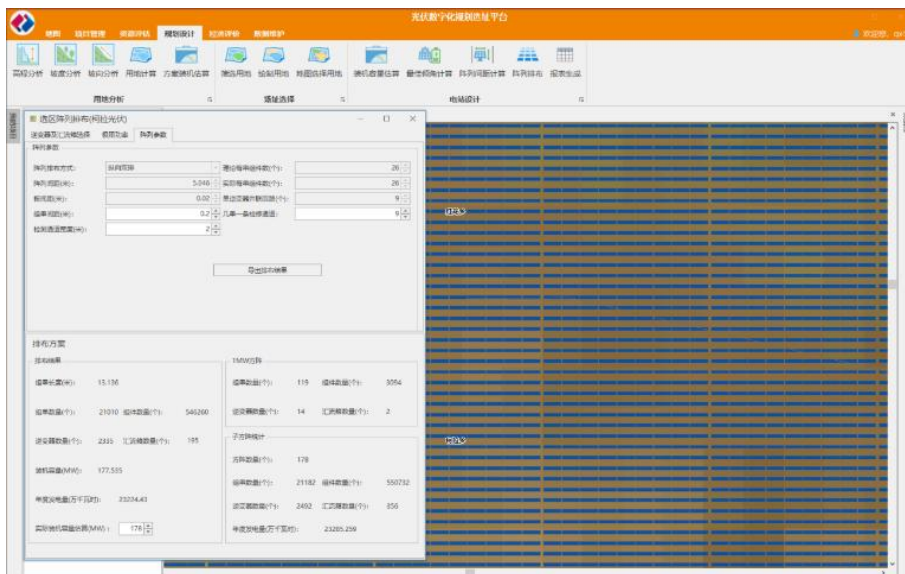


图 6.2.1-3 阵列自动排布

规划场址区域自动布置后，可将阵列的排布参数导出，结合项目的实景地形与影像，在三维场景下展示阵列的排布效果，如下图所示。

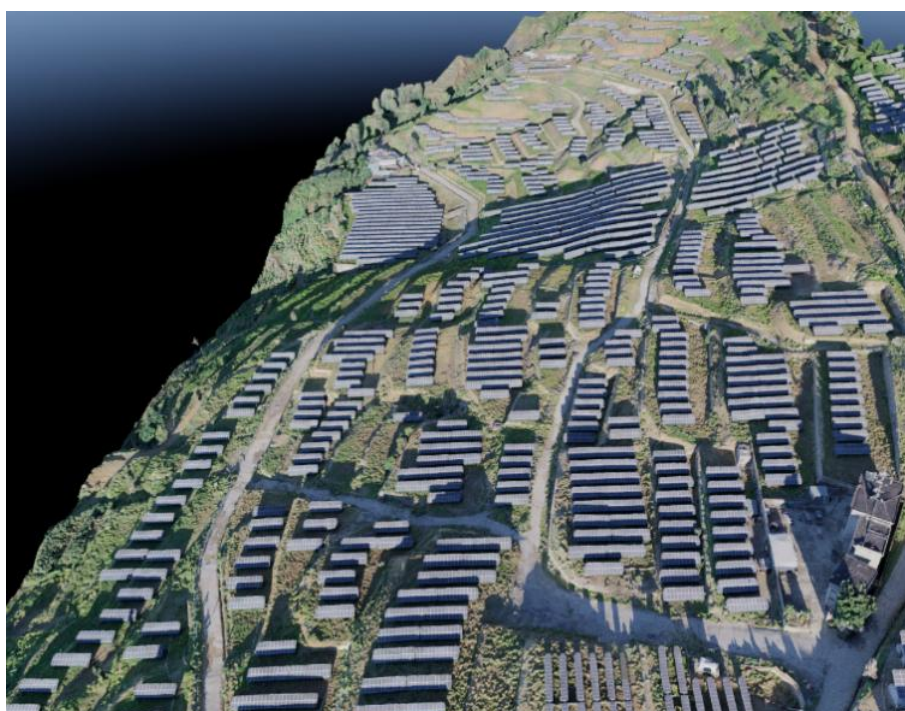


图 6.2.1-4 规划场址自动布置三维效果图

6.2.2 规划规模估算

充分考虑场址现场地形地貌、场址坡向、遮挡影响、布置条件以及其他因素，结合数字化自动布置初步结果，根据目前攀枝花市地区集中式光伏电站的建设情

况和工程经验，初步拟定攀枝花市光伏项目各区（县）装机容量汇总见表 6.2.2-2，各区（县）规划装机容量统计见表 6.2.2-1。

本阶段在攀枝花市区域内集中式光伏规划场址 73 个，其中农光互补光伏项目 58 个，一般光伏 15 个。项目总规划用地面积约 162.01km²，土地属性主要为果园（占比 51.76%）、天然牧草地（占比 20.41%）、其他草地（占比 16.3%）、其他园地（占比 7.2%）、人工灌木林地（占比 4.3%）、茶园（占比 0.03%），规划规模 576 万 kW，其中农光互补涉及规模 340 万 kW（不含十三五已建光伏，规划规模包含十四五期已建、在建、优选光伏项目）。

考虑远期光伏行业技术进步，单晶双面组件功率由目前 500~600Wp 提升至 700Wp 以上，通过采用大尺寸、高效率光伏组件，更高功率密度的逆变器，光伏单位面积装机规模将大幅增加。远期盐边县光伏规模由 255 万 kW 可增加至 300 万 kW，接入盐边 500kV 变电站，攀枝花市光伏总规模将达到约 620 万 kW。

规划集中式光伏场址统计表

表 6.2.2-1

项目名称	规划场址数量	规划规模（万 kW）	用地面积(km ²)	规划规模占比（%）
东区	7	18	7.58	3.13%
西区	5	28	10.52	4.86%
仁和区	23	202	56.36	35.07%
米易县	9	73	23.01	12.67%
盐边县	29	255	64.54	44.27%
合计	73	576	162.01	100.00%

备注：规划规模包含 110 万 kW 第一批优选已在建光伏项目，不含十三五已建项目。

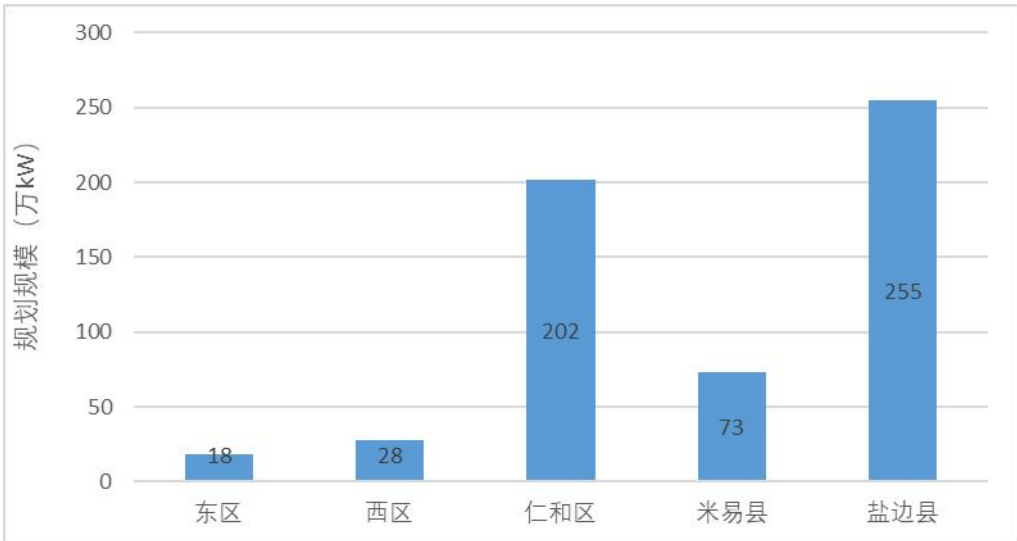


图 6.2.2-1 各区（县）光伏规划规模

攀枝花市光伏规划场址规划装机容量表

表 6.2.2-2

序号	县（市）	编号	规划装机容量 （万 kW）	其中农光互补涉及 规模（万 kW）	项目类型
1	东区	东区 1	4	3	农光互补
2		东区 2	2	1	农光互补
3		东区 3	3	0	一般光伏
4		东区 4	1	0	一般光伏
5		东区 5	1	0	一般光伏
6		东区 6	5	2	农光互补
7		东区 7	2	0	一般光伏
8	西区	西区 1	8	4	农光互补
9		西区 2	6	3	农光互补
10		西区 4	5	1	农光互补
11		西区 5	6	2	农光互补
12		西区 3	3	3	农光互补
13	仁和区	仁和 1	5	5	农光互补
14		仁和 2	5	5	农光互补
15		仁和 3	2	2	农光互补
16		仁和 4	2	2	农光互补
17		仁和 5	15	15	农光互补
18		仁和 6	4	4	农光互补
19		仁和 7	5	5	农光互补
20		仁和 8	8	8	农光互补
21		仁和 9	12	12	农光互补
22		仁和 10	32	15	农光互补
23		仁和 11	4	4	农光互补
24		仁和 12	26	20	农光互补
25		仁和 13	10	8	农光互补
26		仁和 14	10	8	农光互补
27		仁和 15	5	5	农光互补
28		仁和 16	3	3	农光互补
29		仁和 17	4	4	农光互补
30		仁和 18	8	8	农光互补
31		仁和 19	15	15	农光互补
32		仁和 20	10	10	农光互补
33		仁和 21	10	10	农光互补
34		仁和 22	3	3	农光互补
35		仁和 23	4	4	农光互补
36	米易县	米易 1	8	4	农光互补
37		米易 2	18	15	农光互补
38		米易 3	10	6	农光互补

序号	县（市）	编号	规划装机容量 （万 kW）	其中农光互补涉及 规模（万 kW）	项目类型
39		米易 4	9	8	农光互补
40		米易 6	3	3	农光互补
41		米易 9	6	2	农光互补
42		米易 7	8	1	农光互补
43		米易 8	3	0	一般光伏
44		米易 10	8	8	农光互补
45	盐边县	盐边 1	25	0	一般光伏
46		盐边 2	20	10	农光互补
47		盐边 3	4	0	一般光伏
48		盐边 4	22	0	一般光伏
49		盐边 5	43	0	一般光伏
50		盐边 6	8	0	一般光伏
51		盐边 7	2	1	农光互补
52		盐边 8	2	2	农光互补
53		盐边 9	4	4	农光互补
54		盐边 10	4	0	一般光伏
55		盐边 11	7	6	农光互补
56		盐边 12	2	2	农光互补
57		盐边 13	11	11	农光互补
58		盐边 14	2	2	农光互补
59		盐边 15	3	3	农光互补
60		盐边 16	10	0	一般光伏
61		盐边 17	6	6	农光互补
62		盐边 18	11	11	农光互补
63		盐边 19	8	8	农光互补
64		盐边 20	5	4	农光互补
65		盐边 21	9	7	农光互补
66		盐边 22	4	4	农光互补
67		盐边 23	2	2	农光互补
68		盐边 24	10	0	一般光伏
69		盐边 25	4	0	一般光伏
70		盐边 26	3	3	农光互补
71		盐边 27	6	5	农光互补
72		盐边 28	8	8	农光互补
73		盐边 29	10	0	一般光伏

6.3 上网电量估算

6.3.1 系统效率分析

光伏电站发电系统交流输出功率主要取决于太阳总辐射强度及逆变器效率，同时又与组件工作温度、组件安装方位角及倾角、线路损失等多种因素的影响。光伏发电系统的总效率主要由光伏阵列效率、逆变器的转换效率、交流并网效率三大部分组成。

（1）光伏阵列效率

光伏阵列在 1000W/m^2 太阳辐射强度下，实际的直流输出功率与标称功率之比，光伏阵列在能量转换与传输过程中的损失主要包括有：

1) 组件不匹配损失，各个光伏组件个体由于在生产过程中环境和工艺的原因，其输出特性会有微小的差异；

2) 不可利用太阳辐射损失：包括组件表面尘埃遮挡及不可利用的低、弱太阳辐射损失，当辐射强度低于一定阈值时，光伏组件将不能输出功率；

3) 温度的影响造成的损失，由于半导体的特性，随着晶体硅光伏组件温度的升高，组件输出功率会有所下降，下降值与环境温度和电池组件的温度特性有关；

4) 直流线路等其它损失；

5) 阴影损失，近阴影遮挡损失主要由光伏支架前后排遮挡导致；

6) 灰尘遮挡损失，太阳能电池组件周围环境所产生的灰尘及杂物随着空气流动，会附着在电池组件的表面，影响其光电的转换效率，降低其使用性能，甚至引起光伏组件局部发热而烧坏光伏组件；

7) 光致衰减；

8) IAM 入射角损失；

9) 组件正功率偏差增益。

（2）逆变器的转换效率

逆变器的转换效率：逆变器输出的交流电功率与直流输入功率之比。主要包括逆变器的转换损失、最大功率点跟踪（MPPT）精度等损失。

（3）其他效率

1) 系统故障维护效率；

2) 交流线损；

3) 变压器效率。

PVsyst 是目前光伏系统设计领域比较常用的软件之一，是一款光伏系统设计辅助软件，可用于光伏系统设计及对光伏系统进行发电量进行模拟计算。它能够完整地光伏发电系统进行研究、设计和数据分析。本阶段根据现有光伏组件、其他电气设备参数，及常规光伏电站设计，结合阵列区初步布置情况，采用 PVsyst 软件进行发电量估算。

系统效率估算表

表 6.3.1-1

类型	效率名称	类型
		固定式
倾斜面辐射	倾斜面接收辐射	+8.8%
辐射损失	阵列遮挡阴影遮挡损失	1.91%
	玻璃入射角损失	0.14%
	灰尘损失 (含灰尘、鸟粪等)	1%
阵列直流侧损失	组件弱光损失	0.57%
	组件温度损失	5.07%
	组件首年衰减	2%
	失配损失	2.10%
	直流线损	1.09%
交流并网效率	逆变器效率损失	1.32%
	逆变器过载损失	0.13%
	交流线路损失	1.40%
	变压损失	1.41%
其他	其他辅助设备损耗	0.50%
	系统不可利用损失	0.62%
背板发电量增益	地面反射率	20%
	背面电量增益	+4.44%
合计		84.00%

备注：本报告暂以仁和 20 号光伏场址为例。

6.3.2 年上网电量估算

根据规划场址地形地貌，按照光伏电站阵列区自动布置，计算各规划光伏场址规模如下表所示。本阶段采用固定式双面组件容配比 1.2 进行规划布置，经计算，各规划光伏场址首年系统效率在 83%~86%范围内。光伏电站运营期 25 年，光伏组件首年衰减参考 1%，每年输出功率下降 0.4%。各光伏电站发电量情况如下表所示，攀枝花市光伏项目年平均总发电量约为 98.79 亿 kWh。

各区（县）光伏规划电站年上网电量估算汇总

表 6.3.2-1

区（县）	规划规模 （万 kW）	直流侧多年平均 利用小时数（h）	交流侧多年平均 利用小时数（h）	多年平均发电量 （亿 kWh）
东区	18	1476.3	1787.0	3.20
西区	28	1505.3	1822.2	5.11
仁和区	202	1461.1	1768.6	35.64
米易县	73	1376.9	1666.8	12.19
盐边县	255	1401.5	1691.1	42.65
全市平均		1430.8	1730.7	
合计	576			98.79

7 开发模式及示范性项目

7.1 多能互补开发模式

通过充分利用具有季以上调节能力的水电站调节性能，可平抑光伏发电的波动性和随机性。风电、光伏发电存在季节性差异，与水力发电“夏季丰水期、冬季枯水期”的特点形成天然的年内互补。通过全面梳理攀枝花市境内各流域水电站规划、已建、在建情况，摸清各水电站的调节性能，梳理各水电站送出通道现状和规划情况，分析其互补风电、光伏的能力。

7.2 “光伏+果园”开发模式

攀枝花市是四川唯一的亚热带水果生产基地，市境内有格萨拉生态旅游区、二滩国家森林公园等旅游景点，全市以旅游业发展为主。结合攀枝花市丰富的光伏资源，积极探索适应山地复杂地形区域、果园区域的新光伏建设模式，推进光伏发电多元布局，加快光伏在多领域的应用，促进地区能源绿色低碳转型，在保证生态保护的前提下，实现地方经济的全面高质量发展和社会长治久安。

按照“产业兴旺、生态宜居、乡风文明、治理有效、生活富裕”的总要求，在把握攀枝花市的旅游、交通、产业、能源、经济发展的基础及规划上，聚焦“五大振兴”接续奋进，结合省发改委、省能源局关于“1+N”开发模式相关规定，本着“开发一方资源，带动一方经济，富裕一方百姓”的原则，紧扣“生态、发展、民生、稳定、作风”五个关键，确定“清洁能源+乡村振兴”的发展思路，带动攀枝花市农业、矿业、工业等多元发展，细化目标任务，规划示范项目，保障清洁能源推动乡村振兴战略稳步推进、落地落实。

（1）光伏+果园开发

攀枝花市是四川唯一的亚热带水果生产基地，结合攀枝花市丰富的光伏资源，积极探索适应山地复杂地形区域、果园区域的新光伏建设模式，推进光伏发电多元布局，加快光伏在多领域的应用。本阶段在攀枝花市区域内规划了光伏场址 73 个，分布在 5 个区（县），项目总用地面积约 162.01km²，其中果园地面积 83.86km²，占总用地面积 51.76%，涉及果光互补规模约 300 万 kW。

“光伏+果园”是一种新兴的光伏发电模式，该模式解决了光伏电站和果园争地的问题，在农业生产实践过程中实现了一地多用，为芒果和光伏产业的可持续

发展提供了有力的技术支撑。光伏发电板可最大限度阻止太阳光直射地表，从而降低了地表蒸发量，为地表储存一定的水量；光伏组件的定期清洗，使得局部地表又能定期接受水源补充，地表极易生长植被，日积月累，土地巨大的水源涵养功能，将有效调节地区生态环境，属于国家鼓励发展领域。

重点研究在仁和区推广“光伏+果园”模式，依托现代农业综合产业园等发展果光互补项目，在不改变土地利用性质和不影响芒果生长的前提下，科学、合理、高效的将果园设施和太阳能发电结合，实现原有土地增值，果光项目将生态农业、绿色发电结合，最大限度利用资源，在获取高效农业、绿色发电经济效益的同时，实现节能减排的社会效益。

“光伏+果园”项目光伏板下沿离地高度应根据下方农业生产需求确定，原则上不低于 2 米。光伏项目运行期内，原则上不得改变其土地性质。光伏项目清洗用水可改善果园生产条件，实现果园种植增产。



图 7.2.3-3 果光互补项目示意图

（2）光伏+果园建设方案

果光互补项目工程设计阶段，应充分调查果园生产情况，分析拟种植芒果等果品生长特性，根据种植果品选择合适的光伏阵列建设形式，如抬高支架式光伏系统或设施大棚式光伏系统，合理设计光伏组件类型、安装形式、布置高度和间距，以满足园地功能需求。

光伏系统的容配比应综合考虑光伏方阵的安装类型、地形地质条件、太阳能资源、各项损耗及果园设施、租征地费用对项目总成本的影响等因素，经技术经济比较后确定。

支架高度应根据种植果品的生长成熟高度和光伏项目建设方案科学合理确定。光伏支架最低点应高于种植果品生长成熟高度 1 米以上。

原则上采用对地面扰动小的基础型式，包括微孔灌注桩、螺旋钢桩及静压桩

等基础型式，限制使用大开挖方式的基础型式。

果光互补项目逆变器、汇流箱及箱变的布置，以不影响果品种植为原则。防雷接地材料、电缆采用直埋敷设方式时，地埋深度应以不影响果品种植、不改变地表形态为前提；电缆采用架空方式时，高度应高于光伏板上沿 1 米以上。具体应结合项目地实际情况进行论证。

果光互补项目应加强光伏场区消防安全管理，结合光伏组件布置、地形等因素进行消防设计。设置种植大棚时，大棚应采用不燃或阻燃材质；光伏场区箱变与果树作物防火间距应根据箱变油量、周边农林作物火灾危险性等级综合考虑。

7.3 “光伏+压缩空气储能”示范项目

压缩空气储能（Compressed air energy storage, CAES）可利用谷电、弃风、弃光等对空气进行压缩，并将高压空气密封在地下盐穴、地下矿洞、压力储罐或新建储气室中，在电网负荷高峰期释放压缩空气推动透平机发电。

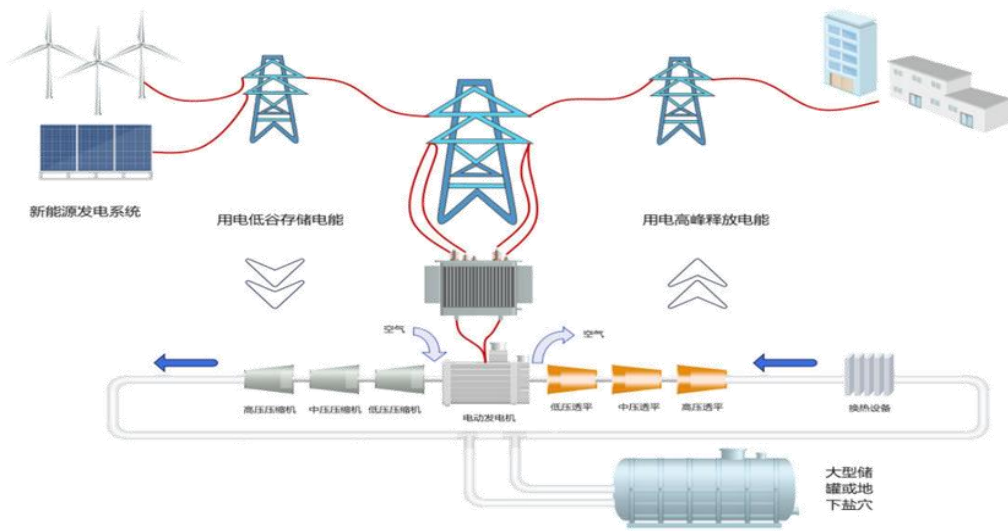


图 7.3.1-1 压缩空气储能原理示意图

压缩空气储能主要系统分为压缩系统、膨胀系统、储换热系统以及储气系统。

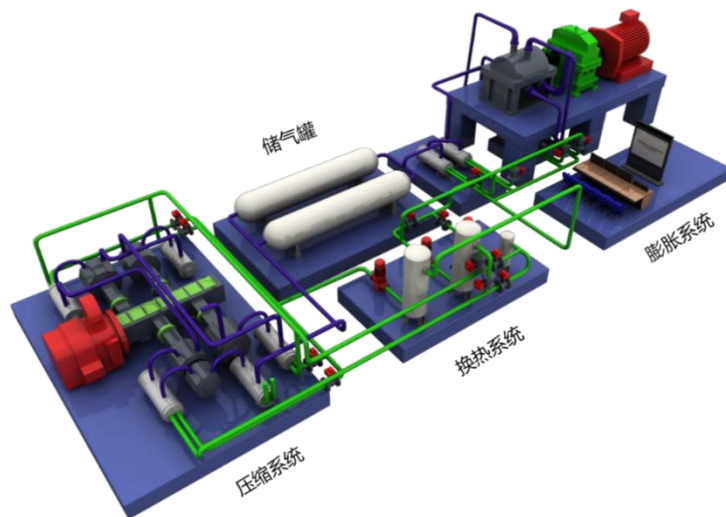


图 7.3.1-2 压缩空气储能系统组成

当储能时，电动机驱动多级压缩机将空气压缩至高压并储存至储气装置中，完成电能到空气压力能的转换，实现电能的储存，在这过程中各级压缩机的压缩热通过换热器回收并储存在蓄热介质中，回收热量后蓄热介质储存在热罐中；当释能时，高压常温的空气从储气装置中释放并通过节流阀将压力降至膨胀机进口压力，随后通入多级透平膨胀做功，完成空气压力能到电能的转换，此过程中，来自热罐的蓄热介质通入各级膨胀机的级前换热器，加热各级膨胀机进口空气，释放完热量的蓄热介质储存到冷罐中。该系统用蓄热装置代替传统压缩空气储能系统的燃烧室，摆脱了对天然气、石油等化石燃料的依赖，实现了对环境的零排放，零污染。

结合攀枝花市光伏分布特点，根据电源侧需求程度可选择利用压力储气库或根据场址周边地质条件建设压缩空气储能。建议对攀枝花市水电站地下洞室建设压缩空气储能进行可行性分析论证，充分利用攀枝花市现有水电站资源，建设“光伏+压缩空气储能”示范项目。

7.4 “光伏+氢能”示范性项目

攀枝花市新能源资源丰富，具备电解水制氢提供电源保障优势。目前，攀枝花市已、在建水电站装机容量为 661 万 kW；攀枝花市已在建光伏电站装机容量 37.131 万 kW。按照现行电解水制氢的技术水平，55kWh 制备 1 公斤氢气，仅利用丰水期富余水电一项即可制备大量绿氢，可完全满足川内全部氢燃料汽车的全部

用氢需求，并可辐射云南、贵州等周边省份。

攀枝花市毗邻川内用氢负荷城市，具备绿氢储运的区位优势。成都市是川内重要的绿氢负荷中心，交通、化工和科研等领域用氢需求旺盛，具有氢能规模应用的现实基础。2018年2月，成都市开通运营了西部首条燃料电池公交示范线路并配套建设西部地区首座加氢站。截至2020年8月，已累计投入220辆燃料电池汽车，示范规模西部第一。

2022年3月22日，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划2021-2035年》，提出“（到2025年）可再生能源制氢量达到10万-20万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排100万-200万吨/年”，“到2030年形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现”，“到2035年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。”

2020年9月22日，四川省经济和信息化厅印发《四川省氢能产业发展规划》，提出四川省氢能将四川打造成为国内国际知名的氢能产业基地、示范应用特色区域和绿氢输出基地。

攀枝花市以打造“氢能产业示范城市”为引领，纵深推进绿色低碳战略，聚力“水风光氢储”五位一体、多能互补、协调发展，赋能绿色低碳产业发展，开拓绿色产业新赛道、培育绿色发展新动能，走出一条具有攀枝花特色的绿色低碳发展之路，努力将资源优势、市场优势转化为产业优势，再造一个清洁能源的“攀钢”。

7.5 “绿电直供，就地转化”开发模式

《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（发改能源〔2024〕1537号）提出，支持新型基础设施发展绿电直供、源网荷储一体化项目。多地政府近年来陆续推动绿电直供发展模式。江苏省发改委印发《关于创新开展绿电直连供电试点项目建设工作的通知》（苏发改能源发〔2025〕115号），江苏省启动了首批针对电池企业的5个绿电直连试点项目，通过建设绿电专线方式将新能源项目与电池企业“点对点”直连，有效满足电池企业直接消费绿电需

求，避免碳排放问题影响产品出口。此外，山西、山东、内蒙古、吉林等多个省份也发布政策明确支持开展绿电直供试点，鼓励新能源企业与出口型企业签订电力中长期合同。

采用可再生能源发电企业（如光伏、风电等）直接向终端用户供电的模式。综合考虑攀枝花市水风光等绿色能源，通过源网荷储一体化项目，探索建立通过新能源直连增加企业绿电供给的机制。这种模式能够满足用户对低碳、清洁能源的需求，避免国际规则下碳排放核算争议，并通过减少输电距离、降低损耗来降低成本。

满足低碳需求：直接提供绿色电力，满足企业对低碳、清洁能源的需求。

减少碳排放：通过减少输电距离和降低损耗，降低企业运营成本。

稳定电量与电价：为新能源项目的消纳提供相对稳定的电量与电价保障，提升发电侧的盈利稳定性。

8 电力系统

8.1 电力系统概况

8.1.1 电力系统发展现状

8.1.1.1 四川省

（1）电源现状

截至 2024 年底，四川省全口径发电装机容量 13906 万 kW。其中，水电 9770 万 kW，占 70.3%；风电 890 万 kW，占 6.4%；光伏 1082 万 kW，占 7.8%。截至 2024 年底，四川省全口径发电量 5285 亿 kWh。其中水电 4045 亿 kWh，占 76.5%；风电 191 亿 kWh，占 3.6%；光伏 96 亿 kWh，占 1.8%。

（2）电网现状

截至 2024 年底，随着甘孜-天府南 1000kV 特高压输电线路投运，四川电网已建成二滩、茂县、九石雅、康定、瀑布沟、平武、木里、锦屏、溪洛渡等八大水电集中送出通道，形成覆盖全省各市的 500kV “梯格形”网架，与省外电网呈“七直十一交”联网络局，即通过±800kV 复奉直流、锦苏直流、宾金直流、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江直流与华东电网相连，通过±800kV 雅湖直流与华中电网相连，通过±500kV 德宝直流与西北电网相连，通过 1000kV 及 500kV 洪板双回、黄万双回、资铜双回与重庆电网相连，通过 220kV 巴澜双回与西藏电网相连，初步实现了“大电网、大枢纽、大平台”的建设目标。

（3）电力需求现状

“十五”、“十一五”、“十二五”期间四川省全社会用电量增长率分别为 12.6%、10.5%、5.2%。2008 年，受到汶川地震和世界经济危机重创，四川省全社会用电量增幅出现明显下滑，但在灾后重建和经济刺激政策的拉动下，2010~2011 年恢复高速增长，2012~2013 年，在世界经济复苏缓慢、国内经济转型力度逐步加大的宏观环境下，全省全社会用电量增长明显放缓，2011~2013 年全社会用电量年均增长 7.96%。“十三五”时期是同步全面建成小康社会的决胜阶段，也是我省适应经济发展新常态、加快转型发展的关键时期。我国经济正由高速增长阶段转向高质量发展阶段，经济增长总体平稳，经济结构持续优化。“十三五”期间

四川三次产业结构由 12.1：43.5：44.4 调整为 11.4：36.2：52.4，第三产业比重已超过 50%。“一带一路”、“长江经济带”以及成渝双城经济圈建设的提出是四川经济高质量发展的新机遇。省内部分地区作为承接产业转移的重要基地，高新工业园区迅速发展，“十三五”期间负荷平均增长率为 7.5%。

2024 年四川省全社会用电量突破 4000 亿千瓦时，同比增长 7.7%。

（4）存在的问题

1) 电源多能互补性不强。全省水电装机依然占据优势地位，风光等新能源装机占比逐步提升，具有顶峰兜底作用的火电装机占比仍较少，水风光占比高、“靠天吃饭”特征明显，加之龙头水库电站建设缓慢，省调水电站装机中径流式电站占 66.4%、季以上调节能力的水库电站仅 33.6%，“丰余枯缺”矛盾十分突出。天然气资源优势未得到充分发挥、气电建设较缓慢，受资源禀赋和运输通道制约、煤电装机占比持续降低，极端情况下火电满发尽发不能弥补水电出力不足带来的电力缺口，抗风险能力需进一步增强。

2) 电网互联互通能力不足。金沙江、雅砻江水电基地远离负荷中心，电量送往省内负荷中心需经过攀西断面，攀西断面输电能力为 8500MW，即使满负荷运行也无法将下网电量全部送至省内负荷中心。向家坝、溪洛渡水电站最大下网能力分别为 220 万 kW、200 万 kW，受川南电网断面制约、两个电站合计实际下网能力仅 2500MW，紧急情况下难以有效保障省内用电。同时，还存在新能源富集地电网尚未有效延伸、负荷中心主网架亟待加强建设、跨省电力互济通道少能力弱等问题。

3) 加快电力建设的体制机制不健全。能源资源配置的激励作用未充分发挥，促进煤炭天然气与火电、火电与新能源融合发展、盈亏互补机制没有形成，“两部制”电价机制有待建立，能源企业建设顶峰兜底电源积极性不高。流域上下游利益共享机制尚未建立，上游龙头水库电站建设运营成本高。对资源地的补偿机制还不健全，省际间未按“谁收益谁承担”形成合理的外送电价格。电网资产管理体制尚未理顺，电网融合发展不够。

8.1.1.2 攀枝花市

（1）电源现状

截止 2024 年底，攀枝花市境内水电装机 660 万千瓦，已建风电装机 51.65 万

千瓦，已在建光伏装机 37.131 万千瓦。

（2）电网现状

截至 2025 年 6 月，攀枝花市（含凉山彝族自治州）的攀西电网已全面完成优化改造工程。实现锦屏至苏南、雅中至江西、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江四条特高压直流线路的“两两分组”，将原有错综复杂的电网升级为南北两组独立输电通道，新建两回 500 千伏交流送出通道，外送能力增强 250 万千瓦。

（3）存在的问题

鉴于攀枝花市新能源一方面具有总容量大、站址占地较大、整体投产时间跨度相对较长；造成电网重复建设，增加主网架电网建设投资和线路走廊资源。

由于攀枝花十五五新增负荷较大，受经济大形势影响较大，新能源开发过快。

盐边北部片区新能源开发体量较大，同时电站远离负荷中心，整体接入条件较差，影响新能源开发时序。

随着新能源快速发展，新能源装机规模逐步扩大，地区电网将不能满足日益增长的富余清洁电力消纳需求。

8.1.2 攀枝花市 220kV 及以上电网发展规划

（1）盐边 500kV 变电站

攀枝花规划 2030 年格萨拉规划光伏发电装机 1430MW，风电装机 270MW，同期为电源送出考虑，新建 500kV 盐边变电站，通过双回 500kV 线路与主网相连。

（2）220kV 立柯变电站

攀枝花仁和区立柯 220kV 变电站位于攀枝花市仁和区，本期规模 $2 \times 240\text{MVA}$ ，终期规模为 $3 \times 240\text{MVA}$ 。

8.2 出力特性和电力消纳

8.2.1 出力特性

（1）各县（区）代表光伏电站出力年平均出力系数主要集中在 0.212~0.218。

（2）各县（区）代表光伏电站出力系数大于 0.8 时，设计保证率为 8.5%~9.2%，即出力系数大于 0.8 的概率为 8.5%~9.2%。

（3）各县（区）代表光伏出力系数为 0.8 时，累计电量占比达到 94.5%~95.1%，同时也说明，通道容量为装机容量的 0.8 倍时，弃电率为 4.9%~5.5%。

(4) 各县(区)代表光伏全年无明显的月际差异,呈现冬春季略大,夏秋季略小的特点。

(5) 各县(区)代表光伏各月日内出力趋势较为一致,一般在中午出力达到峰值,夜间出力为0,昼夜差异大。

8.2.2 电力市场空间

根据现有研究成果及相关外送协议,金沙江界河电站中,白鹤滩、溪洛渡和向家坝按协议给四川留存枯期电量,旭龙电站非四川侧的一半接续四川电网,其余界河梯级电站按供电云南或不在四川消纳考虑。考虑四川省的规划水电、风电、光伏和火电电源时序,分析各水平年四川省电力市场空间结果如下表所示。

考虑四川省中长期新能源的大规模接入电网、以及有效应对四川电网迎峰度夏和迎峰度冬遭遇干旱缺水气候的不确定性,依据《电力系统技术导则》(GB/T 38969-2020)等相关规范,四川省电力系统的负荷备用率取为4%(包括3%的负荷备用和1%的按负荷备用计的新能源备用),事故备用率取为9%。

统计四川省不同地区风电和光伏的8月份逐日出力典型,由于不同区域的风电和光伏存在天气上的差异和互补,考虑月内31天的出力分布并按照95%保证率进行统计,结果表明在高峰控制小时19:00~20:00时,风电可按装机容量的5%作为有效容量参与电力市场空间分析,而光伏无有效容量。

四川省燃气的有效容量率为100%。而四川省燃气电站多为燃气—蒸汽联合循环机组,以单机容量70万kW的机组为例,其70万kW是100%出力的年平均纯凝工况,冬季纯凝工况单机容量可达73.8万kW即1.05倍,夏季纯凝工况可达63万kW即0.9倍,因此夏季燃气电站的有效容量率取90%。此外,四川省还有部分生物质和余气余压等其他火电,其有效容量率取为80%。综合煤电、气电和其他火电的有效容量,四川火电的综合有效容量系数约为93%。

2022年8月,受历史同期最高极端气温、最少降雨量、最高电力负荷“三最”因素叠加影响,四川省出现丰水期电力电量双缺罕见局面,电力供需严峻形势前所未有,全省日负荷缺额高达1700万kW,电网迎峰度夏、迎峰度冬压力尤为重要。这次四川省出现的“高温干旱、缺水缺电”的极端情况,本次电力市场空间分别对平水年和枯水年进行分析。

考虑四川省水电在平水年和枯水年的实际发电受阻情况，包括年季调节水库因为枯水年来水减少、供电量增大导致的水库水位偏低较多产生的受阻，也包括日调节电站因为来水减少、排沙、供水、生态等综合调度要求产生的受阻。经过统计，并结合电力电量平衡计算结果，四川省水电平水年有效容量系数在 92%左右，而枯水年略低一些，有效容量系数为 91%左右。

四川省 2020~2030 年电力市场空间分析见下表。

四川电网电力市场空间分析

表 8.2.2-1

单位：万 kW

水平年	平水年		枯水年	
	2025 年	2030 年	2025 年	2030 年
一、系统需要装机容量	8900	11700	8900	11700
1、最大负荷	7830	10290	7830	10290
2、备用容量	1000	1300	1000	1300
二、四川外送容量	4855	5191	4855	5191
1、金沙江界河直送	2525	2861	2525	2861
2、四川规划外送	2330	2330	2330	2330
三、系统装机容量	16454	24575	16454	24575
1、火电	2437	3490	2437	3490
其中：燃煤	1342	2395	1342	2395
燃气	1095	1095	1095	1095
2、水电	10610	12011	10610	12011
其中：供电四川电网	8085	9031	8085	9031
界河直送	2525	2861	2525	2861
藏电接续	0	120	0	120
3、新能源	3407	9074	3407	9074
其中：风电	1041	1425	1041	1425
太阳能	2366	7649	2366	7649
四、系统可利用容量	12318	14742	12209	14638
1、火电	2327	3381	2327	3381
其中：燃煤	1342	2395	1342	2395
燃气	985	986	985	986
2、水电	9934	11275	9825	11171
其中：供电四川电网	7410	8298	7301	8190
界河直送	2525	2861	2525	2861
界河水电接续	0	116	0	120
3、新能源	57	86	57	86
其中：风电	57	86	57	86
太阳能	0	0	0	0
五、电力市场空间(盈+缺-)	-1437	-2149	-1546	-2253

注：界河水电接续水电指旭龙的非四川侧一半接续四川电网

从电力供需平衡来看，随着四川送电能力加强、自身电力需求不断增长，2025 年将出现电力短缺。考虑规划电源，到 2025 年四川省电力供应仍有缺口约 1437 万 kW（平水年）~1546 万 kW（枯水年）；2030 年四川电力系统电力供应缺口增长至 2149 万 kW（平水年）~2253 万 kW（枯水年）。

整体来看四川省未来电力供需形势严峻，需积极建设具有容量作用的电源，并结合双碳目标，采取合理的措施和路径，满足 2025 至 2030 年电力需求。对于 2025 水平年的电力缺口，建设周期较长的抽水蓄能等尚不及时发挥作用，而四川省燃气电站已经采取较为积极的开发时序，可采取的办法包括尽快建设部分新能源电站、部分中小型抽水蓄能电站、部分新型储能电站，并延迟金上送湖北的外送、已建直流通道错峰外送、加强需求侧负荷管理等方式解决。

到 2030 水平年，将不再采取前述的临时性措施解决电力短缺，考虑到四川省电力保供和调峰电源建设的要求，这也是积极推进四川省电力行业碳达峰的需要。总体上，四川省 2030 水平年具有较大的容量缺口。

9 外部影响评价

9.1 环境影响

9.1.1 环境现状

9.1.1.1 自然环境

攀枝花市位于四川省最南端，地处金沙江与雅砻江交汇处，地理坐标介于东经 $101^{\circ} 08' \sim 102^{\circ} 15'$ 、北纬 $26^{\circ} 05' \sim 27^{\circ} 21'$ 之间。全境属横断山脉东南缘高山峡谷区，地处云贵高原与四川盆地过渡带，是青藏高原东部边缘第一、二级阶梯衔接地带。市域东西宽约 118km，南北长约 131km，幅员面积 7411km²。

攀枝花属南亚热带干热河谷气候，兼具立体气候特征。在全国气候区划中处于中亚热带季风区向高原干热气候过渡带，受地形封闭与干热河谷效应影响显著。年均气温 $20.3^{\circ}\text{C} \sim 20.4^{\circ}\text{C}$ ，为四川省热量最高区域。最冷月（1 月）均温 $>13^{\circ}\text{C}$ ，最热月（5 月）均温约 26°C ，全年无霜期 300 天以上，无冬无夏，四季不分明。年日照时数 2300~2700 小时，太阳辐射强，昼夜温差大。年降水量 760~815 毫米，干湿季分明。11 月至翌年 5 月为旱季，降水仅占全年 11%；6~10 月为雨季，降水占 89%。

攀枝花市境内江河纵横，径流充沛，山地水系发育。境内江河密布，均属长江水系。金沙江自西向东贯穿全境，年均径流量 590 亿立方米；雅砻江在东部汇入金沙江，形成“两江交汇”格局。巴关河、安宁河等支流水系发达，流域面积大于 100km² 的河流共 10 余条。过境水量丰富，但水头低，农业利用受限，主要为工业及生活供水。

攀枝花市幅员辽阔，受地形、气候及成土母质影响，土壤垂直分带显著，共涵盖 6 个主要土类。攀枝花市土壤具有明显的垂直地带分布特点，由低向高依次分布有燥红土、赤红壤、褐红壤、山地红壤、黄红壤、黄棕壤。此外，局部盆地分布少量园田土，侵蚀严重区则为粗骨红壤。

9.1.1.2 生态环境

（1）生态系统

攀枝花市受干热河谷气候和陡峭山地地形主导，生态系统呈现显著垂直分异。

根据海拔梯度与地貌特征，划分为以下三类自然生态系统：干热河谷生态系统、中山山地生态系统和高山生态系统。

干热河谷生态系统分布在海拔 1000~1400 米左右的金沙江、雅砻江河谷地带。主要植被类型以稀树灌草丛为主，优势物种包括攀枝花树（木棉）、酸角、余甘子及早生灌丛（如车桑子、黄荆）。土地利用类型以耕地为主，区域垦殖历史悠久，耕地集中于阶地及缓坡，坡度 $<5^{\circ}$ 的平地占耕地 35%。该区域也是四川省核心亚热带水果基地，主产芒果、枇杷、莲雾；粮食作物以玉米、小麦为主，局部引种热带经济作物。

中山山地生态系统分布于海拔 1400~2200 米之间的中低山区域。植被分布呈明显垂直分布特征，其中 1400~1800m 主要分布云南松-栎类混交林；1800~2200m 主要分布半湿润常绿阔叶林及针阔混交林。该区域动物区系复杂，记录有猕猴、赤麂、红腹角雉等；特有植物包括攀枝花苏铁。

高山生态系统分布于海拔 2200~2650 米之间的高山区。植被类型以冷杉-杜鹃矮林及高山草甸为主，局部存原始冷杉林；珍稀树种有红豆杉、润楠，栖息林麝、斑羚、血雉等保护动物，偶见黑熊活动痕迹。该区域景观特征为喀斯特地貌发育，多高山湖泊，形成“山顶苔原-山腰针叶林-谷底灌丛”的垂直景观。

（2）植物多样性

攀枝花市自然生态环境类型多样，野生植物种类繁多，资源丰富。攀枝花市记录维管植物 2200 余种，森林覆盖率为 34.6%，活立木蓄积量约 3200 万 m^3 。植被以干热河谷稀树灌草丛（海拔 1000~1400 米）、云南松-栎类混交林（1400~1800 米）、半湿润常绿阔叶林（1800~2200 米）及高山冷杉-杜鹃林（2200~2650 米）为典型类型。境内分布国家级保护植物 29 种，其中国家 I 级重点保护物种包括攀枝花苏铁（*Cycas panzhihuaensis*）、红豆杉（*Taxus chinensis*）；II 级保护物种有润楠（*Machilus nanmu*）、桫欏木（*Noelia insignis*）等。特色资源涵盖药用植物 700 余种，观赏植物 300 余种。

攀枝花市植被呈现显著的垂直地带性分异，记录维管植物 2200 余种，森林覆盖率 34.6%（2023 年）。垂直梯度上，海拔 1000~1400 米干热河谷带以旱生稀树灌草丛为基底；1400~2200 米中山带依次过渡为云南松-麻栎混交林和石栎-青冈常绿阔叶林；2200 米以上高山区发育冷杉-杜鹃矮林及羊茅草甸。水平方向上，西部

金沙江河谷旱生性突出（车桑子覆盖度>60%），东部雅砻江谷地残存干性栎林；受人类活动影响，低海拔区 30%原生植被被经济果林替代，中高山区人工林占比达 18%，导致生态均质化。境内分布 29 种国家级保护植物，攀枝花苏铁和红豆杉为 I 级重点保护植物。

此外，攀枝花市草地资源丰富，草地资源总面积 12.7 万公顷（占土地 17.1%），划分为 4 类：干热河谷灌丛草地（<1400 米，扭黄茅-车桑子为主，覆盖度 30~50%，载畜能力 0.3 羊单位/公顷）、山地稀树草丛草地（1400~1800 米，云南松疏林下禾草群落）、山地草甸草地（1800~2200 米，羊茅-野古草建群，覆盖度 60~70%）及高山草甸（>2200 米，嵩草-苔草群落，含珍稀花卉）。现状存在河谷草地超载率达 120%（侵蚀模数>5000 t/km²·a）、高山草甸 30%区域遭毒杂草入侵、草地连通性不足制约生态廊道功能等突出问题。

（3）动物多样性

攀枝花市境内地形复杂，山高林密，有利于动物的生长繁殖，种类多，分布广。全市已记录陆生脊椎动物 5 纲 32 目 89 科 514 种，占四川省物种总数的 36.7%，其中兽类 76 种、鸟类 382 种。国家重点保护物种丰富，含国家 I 级保护动物 4 种：兽类以林麝、川金丝猴为代表；鸟类包括黑颈鹤和绿尾虹雉。国家 II 级保护动物 46 种，涵盖兽类 14 种及鸟类 32 种。另有省级重点保护物种 21 种。区域动物多样性呈现显著垂直梯度：干热河谷兽类多样性低，高山森林与草甸带物种丰富度高；二滩湿地为候鸟迁徙关键节点，但栖息地破碎化制约种群连通性。

9.1.1.3 环境质量

（1）环境空气

根据攀枝花市生态环境局发布的《2024 年攀枝花市生态环境质量简报》，2024 年攀枝花市环境空气质量良好，全年空气质量 141 天优、212 天良、13 天轻度污染，优良率 96.4%。空气主要污染物中，攀枝花市 SO₂ 平均浓度为 18 μg/m³，同比下降 5.3%；NO₂ 平均浓度 24 μg/m³，同比下降 7.7%；PM₁₀ 平均浓度为 44 μg/m³，同比下降 6.4%；PM_{2.5} 平均浓度为 25 μg/m³，同比下降 15%；CO 日平均第 95 百分位浓度为 1.7mg/m³，同比下降 15%；O₃ 日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位浓度为 143 μg/m³，同比上升 1.4%。

（2）地表水环境

根据攀枝花市生态环境局发布的《2024 年攀枝花市生态环境质量简报》，2024 年攀枝花市地表水水质总体优。全市 10 个地表水监测断面中，龙洞、倮果、金江、大湾子、雅砻江口、二滩、柏枝断面水质优，水质类别为 I 类；昔街大桥、湾滩电站、观音岩断面水质优，水质类别为 II 类。与去年同期比较，龙洞、倮果、雅砻江口、二滩、柏枝、昔街大桥、湾滩电站、观音岩断面水质均无明显变化，其中龙洞、倮果、雅砻江口、二滩、柏枝断面仍为 I 类，昔街大桥、湾滩电站、观音岩断面仍为 II 类；金江、大湾子水质类别均由 II 类变为了 I 类。

（3）声环境

根据攀枝花市生态环境局发布的《2024 年攀枝花市生态环境质量简报》，攀枝花市 2024 年城市区域昼间平均等效声级为 52.2dB，总体水平等级为二级，评价为“较好”。

9.1.1.4 社会环境

攀枝花市下辖 3 个市辖区、2 个县，共 11 个街道、23 个镇、15 个乡。截至 2022 年末，攀枝花市户籍总人口 106.91 万人，其中农业人口 51.09 万人，非农业人口 55.82 万人。共有 42 个民族，其中汉族占全市人口的 86.6%，41 个少数民族中人口较多的彝族占 8.89%，其次是傈僳族、苗族、纳西族、白族、傣族、满族等。

2024 年，攀枝花市实现地区生产总值 1395.24 亿元，按不变价格计算，比上年增长 6.3%。分产业看，第一产业增加值 102.14 亿元，比上年增长 3.6%；第二产业增加值 790.14 亿元，比上年增长 6.4%；第三产业增加值 502.96 亿元，比上年增长 6.8%。

9.1.2 环境保护目标

攀枝花市森林资源禀赋突出，全市森林蓄积量达 3200 万立方米，森林覆盖率为 34.6%；天然草原面积 190.5 万亩（占土地总面积 17.1%）。境内共建有各级自然保护地 5 类 7 个，总面积 68.5 万亩，其中自然保护区 2 个，森林公园 1 个，湿地公园 1 个，风景名胜区 2 个，地质公园 1 个。

在本阶段资源普查选点时，充分考虑了对上述攀枝花市市内诸多生态环境敏感区域及文物保护单位和寺庙等社会环境敏感区域的避让。绝大部分场址不涉及敏感区符合环境保护要求，部分场址仅涉及敏感区域的实验区，涉及敏感区域的

场址规划需要与保护区相关管理部门积极沟通协调，并征得相关管理部门批准同意，项目方可建设。

根据环境影响分析结果，在光伏电站建设不同阶段采取相应的环境保护对策措施，同时工程应制定施工期和运行期的环境监测计划及环境管理，以确保各项环保措施的有效实施，从而在很大程度上减免工程兴建对环境的不利影响，将环境损失造成的潜在影响降至最低。

通过环境保护措施设计，不降低工程区域环境质量，同时达到国家制定的相关环境保护规范和标准。具体如下：

(1) 环境质量保护目标

- 1) 地表水：达到《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。
- 2) 环境空气：达到《环境空气质量标准》(GB3095-1996)二级标准。
- 3) 声环境：达到《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。
- 4) 工频电场、工频磁场：执行《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中 50Hz 频率的公众暴露控制限值。

环境质量标准见下表。

环境质量标准

表 9.1.2-1

水环境		环境空气		声环境		工频电场、工频磁场	
(GB3838-2002) III类标准		(GB3095-1996)二级标准		(GB3096-2008) 2 类标准		《电磁环境控制限值》(GB8702—2014)50Hz 标准	
项目	标准值 (mg/L)	项目	标准值 (mg/m ³)	项目	标准值 dB(A)	项目	标准值
pH 值	6~9	TSP	日均 0.3	昼间	60	工频电场	4kV/m
COD _{Cr}	≤20	SO ₂	日均 0.15	夜间	50	工频磁场	0.1mT
BOD ₅	≤4		时均 0.50				
氨氮	≤1.0	NO ₂	日均 0.08				
石油类	≤0.05		时均 0.20				
粪大肠菌群	≤10000 (个/L)						

(2) 污染防治目标

- 1) 污水排放标准：执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996)新污染源第二类污染物最高允许排放浓度一级标准。

2) 废气：施工期达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值。

3) 噪声：施工期噪声排放达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011); 运行期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。

主要污染物排放标准

表 9.1.2-2

废(污)水		废气		噪声			
《污水综合排放标准》 (GB8978-1996) 一级标准		《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 新污染源大气污染物无组织排放 监控浓度		《建筑施工场界环境 噪声排放标准》 (GB12523-2011)		《工业企业厂界噪声排 放标准》 (GB12348-2008)	
项目	标准值 (mg/L)	项目	标准值(mg/m ³)	标准值 dB(A)		项目	标准值 dB(A)
				昼间	夜间		
COD _{Cr}	100	TSP	1.0	70	55	昼间	60
BOD ₅	20					夜间	50
SS	70						
石油类	5						
氨氮	15						

(3) 生态保护目标

优化施工布置，控制施工占地，减少对工程地区现有林地、草地的占压和破坏；加强施工管理，优化施工工艺，减轻工程活动对当地动植物造成的不利影响，维护工程及周边区域的生态完整性和生物多样性。以不减少区域内濒危珍稀动植物种类、不破坏生态系统完整性、不增加土壤侵蚀强度为目标。

9.1.3 规划选址要求

9.1.3.1 国土空间总体规划约束与功能区定位

根据《攀枝花市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，光伏基地布局须服从主体功能区定位和城乡建设边界，基地选址优先在符合发展定位、资源承载允许的区域布局；严禁占用城市建设用地、永久基本农田及规划的重大基础设施预留地。基地选址还应与各县（区）国土空间总体规划的分区管控要求一致，规划实施过程中，任何基地的选址都应取得相应国土、规划的合规性意见。

9.1.3.2 农业发展与耕地保护约束

攀枝花市鼓励规模化、现代化农业发展，推动高标准农田和农业园区建设。光伏基地选址应避免占用耕地，尤其是核心保有耕地和高质量商品粮产区；对于不得已需占用的，必须严格落实耕地占补平衡、先补后占与耕地质量保护措施，并优先考虑“光伏+农业”（农光互补）模式，在不降低农田生产能力的前提下整合布局，保障农业生产的连续性与收益。

9.1.3.3 生态保护红线、自然保护地及重要生态敏感区约束

光伏基地选址必须严格避让生态保护红线、各类自然保护地。重点生态功能区和生态敏感区（如重要候鸟栖息地等）。规划选址应与地方生态红线及自然保护地主管部门及时对接，核对选址与地方生态保护红线和自然保护地的区位关系，不得涉及生态保护红线和自然保护地。对于考经生态保护红线及自然保护地边界的光伏基地选址，应保障光伏基地边界距离生态保护红线或自然保护地边界至少300m，同时在规划实施阶段对该场址提出更高要求的生态保护措施和影响减缓措施，进行生物多样性影响评估并设置保护缓冲带，确保规划实施不对重要的生态敏感区域造成影响。

9.1.3.4 水资源、河流湿地约束要求

光伏基地禁止在河道、湖泊、重要湿地与其生态缓冲带内布局选址；低洼易涝区、河道防洪影响区内不得选址。靠近重要水源保护区的项目需开展取排水影响论证，并在施工及运行期确保不改变地表径流格局和地下水补给条件，严格采取水污染防治措施。

9.1.3.5 风景名胜与文化遗产保护约束

光伏基地规划选址应避免占用风景名胜区、风貌保护区和文物保护单位；接近旅游开发区的项目应按景观影响最小化原则设计布局，选用反光组件并实施视线遮挡与植被恢复措施，保障旅游资源与地方文化景观不受影响。

9.1.3.6 电网接入与基础设施配套约束

光伏基地选址应兼顾电网消纳能力、并网条件及交通施工和运维通达性，规划场址优先向现有变电站、输电通道附近集约布局以降低线路损耗和土地利用，同时防止对总打基础设施走廊产生交叉冲突，确保“先备后建”，规划应在取得

电网消纳意见后实施。

9.1.4 环境保护对策措施要求

9.1.4.1 规划实施阶段重点关注的环境要素

（1）水环境保护

光伏电站建设过程中涉及地基开挖、道路修建、组件清洗及施工生活用水。应重点关注施工期水污染问题，避免污染物进入附近径流。运行期则需关注组件清洗过程中的水资源消耗和废水排放，避免含有清洗剂的废水直接排入河流。措施上应实行雨污分流、设置沉淀池与截排水沟、清洗废水回用等措施，确保部队区域地表水和地下水补给系统造成不利影响。

（2）大气环境保护

施工期主要污染物为施工扬尘、运输车辆尾气和少量焊接废气等。需重点关注高山地区干旱多风气候下的扬尘扩散问题。措施上应采用施工场地洒水降尘、加盖防尘布、车辆封闭运输等，避免扬尘对周边农田和居民点产生不利影响。运行期需重点防范运维道路通行中的尾气排放和光伏组件反射眩光问题，应优先采用低反射镀膜组件，避免对周边居民、道路交通及鸟类迁徙造成干扰。

（3）声环境保护

施工期噪声主要来源于挖掘机、打桩机、运输车辆等设备。需重点关注施工噪声的传播。措施上要求合理安排施工时间，避免夜间施工，并在施工工区外围设置隔声屏障。运行期电站本体噪声较小，仅逆变器和升压站设备可能产生噪声对周边环境造成影响。应优先布设在远离居民点的区域，并采取消声、隔振等措施，保证厂界噪声达标。

（4）电磁环境影响

光伏电站涉及逆变器、电缆和升压站设施，可能产生电磁辐射。需重点关注电磁辐射强度对周边敏感目标的影响。措施要求选用符合国家电磁辐射标准的设备，合理布置电气设施，确保电磁环境满足规范要求。

（5）生态环境保护

攀枝花市地处金沙江流域干热河谷，生态环境脆弱，需重点关注光伏项目对植被破坏、土地占用、野生动物栖息地的影响。施工期严格控制场地平整扰动范

围，减少对天然植被的破坏，避让珍稀保护动植物分布区、重要野生动物栖息地等生态敏感区。运行期应结合“光伏+生态”模式，进行植被恢复和土地综合利用，例如光伏板下发展耐阴牧草，防止水土流失。

9.1.4.2 外部限制性因素制约

（1）湿地公园与水源保护区

湿地公园作为鸟类栖息地和水源涵养区，光伏基地规划选址必须避让。运行期严格控制清洗废水和生活污水的排放，不得进入湿地及其缓冲带。若项目临近湿地公园，应增加环境监测频次并设置生态隔离带。

（2）鸟类保护区与迁徙通道

攀枝花市部分区域位于候鸟迁徙通道，施工和运行对鸟类生存的干扰是规划实施过程中需重点解决的问题。基地选址应避让鸟类保护区和重要迁徙通道。若选址无法完全避让，应采用防眩光组件、增设驱鸟装置，并在运行期建立鸟类监测机制，必要时调整运行管理措施。

（3）生态保护红线与自然保护地

光伏基地规划选址必须严格避让生态保护红线和自然保护地，不得在其范围内选址。若项目位于生态保护红线边缘地带，需在设计和实施中设立最小间距，设置缓冲带，防止建设活动对红线内生态系统造成影响。

9.1.4.3 其他环境保护措施要求

（1）“三同时”制度要求

光伏电站所有环保措施必须与主体工程同步设计、同步施工、同步投运，确保各类污染控制设施有效运行。

（2）生态恢复与水土保持

施工完成后，需立即开展土地平整和植被恢复，优先采用乡土树种和灌草植被。光伏面板下方可事实草地恢复或农牧结合，实现生态与经济效益双赢。

（3）施工期环境管理

严格落实施工废弃物分类收集和处理，禁止随意倾倒丢弃。危险废物需委托有资质的单位收集处理。施工因地设置污水收集与处理设施，生活垃圾集中清运，杜绝二次污染。

（4）运行期环境监测与应急管理

建立长期环境监测机制，包括水、大气、噪声、电磁和生态监测，特别是鸟类活动和植被恢复情况。制定突发环境事件应急预案，确保在极端天气、洪涝灾害或设备故障时能够快速响应。

（5）退役与资源回收利用

光伏项目服务期满后拆除组件、支架、电缆和配套设施，需妥善处理或回收，避免形成新的固体废弃物，造成环境污染。土地应恢复原有功能或转作他用，确保土地资源可持续利用。

9.2 水土保持

9.2.1 项目水土保持初步分析评价

从水土保持角度看，光伏与果园共存具有显著合理性。该模式通过“板上发电、板下种植”的立体开发，实现土地资源高效利用。果园植被形成天然水土保持层，有效涵养水源、固土防蚀；光伏板阵列的遮荫作用可降低地表水分蒸发，减轻雨滴溅蚀，其支撑结构还能起到微地形拦蓄作用。两者协同形成工程措施与植物措施相结合的综合防护体系，在能源生产的同时增强区域水土保持功能。

本工程所在的区域属于金沙江下游国家级水土流失重点治理区且工程不可避免。从水土保持角度，在通过采取优化施工方案，尽可能减少工程占地和土石方量；提高一级截排水工程、拦挡工程的工程等级和防洪标准；提高植物措施标准；执行水土流失防治一级标准并提高林草覆盖率 1~2 个百分点等措施的前提下，工程建设基本满足水土保持要求，工程选址不存在重大制约性因素。

9.2.2 水土流失防治标准及目标

根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》(办水保[2013]188 号)、《四川省水利厅关于印发<四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果>的通知》（川水函[2017]482 号），工程所在区域属于金沙江下游国家级水土流失重点治理区。

按照《全国水土保持区划（试行）》（办水保〔2012〕512 号），工程所属区域水土保持区划属于西南岩溶区。

因此根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018），本工程水土流失防治标准执行西南岩溶区一级标准。同时因本项目无法避让国家级水土流失重点治理区，经修正后的水土流失防治目标如下表。

水土流失防治目标值表

表 9.2.2-1

序号	指标	西南岩溶区
1	水土流失治理度（%）	97
2	土壤流失控制比	0.85
3	渣土防护率（%）	92
4	表土保护率（%）	95
5	林草植被恢复率（%）	96
6	林草覆盖率（%）	21

9.2.3 水土保持措施

9.2.3.1 升压站工程区

施工前，布设施工围挡措施以严格控制施工范围，对升压站占地范围进行表土剥离，集中堆存在规划的表土堆存场内进行防护。施工期间，沿站内道路及建筑物周边布设雨水管网，沿围墙外四周修筑浆砌石截排水沟，末端修建浆砌石沉沙池，顺接入进站道路排水边沟；在升压站内临时堆土周边及边坡坡脚布设土袋拦挡；在临时堆土表面及裸露地表采取无纺布苫盖；在临时堆土周边及挖方边坡坡脚修建临时排水沟，末端布设临时沉沙池。施工后期，对土袋挡墙进行拆除；对挖方边坡采取浆砌石护坡；对绿化区域实施表土回覆和土地整治后，对升压站内建筑物周边非硬化区域采取场地绿化措施。

9.2.3.2 光伏阵列（含箱变）工程区

施工前，布设施工围挡措施以严格控制施工范围，对接地槽开挖扰动范围进行表土剥离，堆放于沟槽一侧作业带内。施工期间，对汇水面较大的光伏阵列上游侧修筑浆砌石截排水沟，出口接入天然沟道；对接地槽作业带内临时堆放的表土、一般回填土表面及地表采取无纺布苫盖及铺垫，并定期养护；对施工占压扰动地表区域采取棕榈垫临时铺垫措施。施工后期，对绿化区域进行表土回覆和土地整治后，采取绿化措施。

9.2.3.3 集电线路工程区

施工前，对塔基占用的区域进行表土剥离，堆存于塔基施工临时场地一侧；施工期间，对临时堆土料（含表土）、机械器材占压等区域进行铺垫隔离、临时苫盖和拦挡；施工后期进行土地整治，对塔基区域回铺表土，撒播草籽恢复植被。

9.2.3.4 道路工程区

施工前，对道路开挖扰动区域实施表土剥离，运至临近的表土堆存场集中堆存；施工期间，对碾压路段进行铺垫隔离，对临时堆土及裸露边坡进行临时苫盖、拦挡，沿道路一侧永临结合布设排水沟及沉沙池，道路沿线汇水较大区域与自然沟道结合处设置圆管涵；施工后期进行土地整治，对开挖扰动路面及填方边坡回铺表土，对挖方边坡喷播植草进行防护，对碾压段路面撒播草籽恢复植被。

9.2.3.5 施工生产生活区

施工前，布设施工围挡措施以严格控制施工范围，对该区占地范围进行表土剥离，集中堆存在规划的表土堆存场内进行防护。施工期间，对临时堆土及填方坡脚采取土袋挡墙拦挡；在施工场地周边开挖临时排水沟，末端布设临时沉沙池；对临时堆料区域采取无纺布苫盖及铺垫措施。施工后期，对场地进行表土回覆、土地整治措施。

9.2.3.6 表土堆存场区

施工前，布设施工围挡措施以严格控制堆放范围。施工期间，在堆土表面及地表采取无纺布苫盖及铺垫，堆土坡脚采用土袋挡墙进行挡护，并在堆土表面采取临时撒草绿化措施；在堆土四周布设临时排水沟，与堆存场地周边临时排水沟衔接，共用临时沉沙池。施工后期，对表土堆存场地采取土地整治、撒播植草方式恢复植被。

9.2.4 水土保持监测

9.2.4.1 监测范围

根据《生产建设项目水土保持监测与评价标准》(GB/T 51240-2018)，生产建设项目水土保持监测范围应包括水土保持方案确定的水土流失防治责任范围，以及项目建设与生产过程中扰动与危害的其他区域。本项目为建设类项目，结合项

目特点，确定项目水土保持监测范围为水土流失防治责任范围，包括升压站工程区、光伏阵列（含箱变）工程区、集电线路工程区、道路工程区、施工临时设施场地区、和表土堆存场区 6 个监测分区。

9.2.4.2 监测内容

依据《生产建设项目水土保持监测与评价标准》（GB/T 51240-2018）、《水利部办公厅关于进一步加强生产建设项目水土保持监测工作的通知》（办水保〔2020〕161 号），监测内容包括水土流失影响因素、水土流失状况、水土流失危害和水土保持措施等。

9.2.4.3 监测方法

本工程采取调查监测、定位观测与遥感监测相结合的方法进行监测，对施工过程中的水土流失强度动态变化、水土流失变化等采用定位观测，对水土流失危害和水土保持措施防治效果等采用调查监测法进行监测，对地形、地貌、植被、施工占地面积、扰动面积、植被破坏面积、水土流失面积、重大水土流失事件等水土流失生态环境变化采用遥感监测。

9.2.4.4 监测频次

依据《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）、《生产建设项目水土保持监测与评价标准》（GB/T 51240-2018）、《水利部办公厅关于进一步加强生产建设项目水土保持监测工作的通知》（办水保〔2020〕161 号）等，水土保持监测频次如下：

（1）降雨、风力等气象资料应每月统计 1 次。地形地貌状况施工扰动前应监测 1 次。地表组成物质应在施工扰动前和设计水平年各监测 1 次。植被状况应在施工扰动前监测 1 次。

（2）正在使用的弃渣场等，监测频次为每 2 周不应少于 1 次，其他时段每月不应少于 1 次。

（3）扰动土地面积、水土流失状况、水土流失面积、土壤流失量、潜在土壤流失量监测频次每月不应少于 1 次；遇暴雨、大风等天气应对土壤流失量进行加测。

（4）水土流失防治成效应至少每季度监测 1 次，其中临时措施应至少每月监

测 1 次。

(5) 卫星遥感监测应在施工扰动前开展 1 次，施工期每年不应少于 1 次。

水土流失危害应结合上述监测内容一并开展。

9.3 综合评价结论及建议

攀枝花市位于四川省南部，是长江上游重要水源涵养地和生物多样性保护关键区域。该地区拥有全丰富的自然资源，全市森林覆盖率达到 34.6%，同时拥有各级自然保护地 5 类 7 个。苏铁保护区保存全球唯一原生攀枝花苏铁群落，二滩湿地为黑颈鹤国内最大内陆越冬地，生态服务功能价值极高。

光伏发电对生态环境的影响包括生态干扰和水土资源压力。光伏阵列大面积铺设改变地表反照率，可能会导致局地温度上升，加速冻土退化与草甸旱化；大面积光伏面板的铺设可能阻隔重要野生动物的迁徙路径；同时光伏板镜面反射易误导斑头雁、黑颈鹤等鸟类飞行方向。

从环境保护角度分析，对后续光伏资源开发提出以下建议：

(1) 强化选址统筹适配性，严格遵循市域国土空间总体规划划定成果，光伏项目禁止进入生态保护红线区、基本草原、有林地、自然保护区核心区等。建议采用 GIS 多因子叠置分析，将重要野生动物栖息地等区域纳入禁止建设区，确保开发空间与生态安全格局协调。推行“三规合一”机制，将光伏电场道路与农村公路升级改造统筹实施，减少新增地表扰动。电网接入优先利用现有水电送出通道，采用“分区汇集、集中送出”模式，避免重复建设。

(2) 推广生态修复型开发模式，在草场退化区推广“草光互补”模式，适当增加支架高度及增大板间距，确保乡土草种（垂穗披碱草）恢复盖度。试点“光伏+生态牧业”，允许板下适度放牧。重点推进水风光蓄一体化开发，依托雅砻江、金沙江流域大型水电站调节能力，配套光伏建设。建立废旧组件回收体系，配套布局凉攀枝花市循环产业园区。

(3) 在规划阶段应统筹考虑资源条件与外部约束，科学制定光伏项目的分期开发方案。规划阶段应充分评估攀枝花市土地资源承载能力与环境敏感性，优先利用荒山、废弃矿区、低效用地，合理分期推进项目实施；结合生态保护红线、自然保护地及农业发展布局，明确阶段性开发边界；同时与电网规划与消纳能

力衔接，依据输电通道建设和电网接入条件，合理安排光伏装机规模和投运时序。分期开发方案还应兼顾区域交通规划、施工组织及运维条件，确保光伏基地建设在可持续利用土地和生态环境承载的前提下，实现能源开发与区域协调发展。

从水土保持角度分析，对后续光伏资源开发提出以下建议：

（1）在项目内部规划中，应顺应自然地形布置光伏阵列，最大限度减少土地开挖和平整，从源头控制水土流失风险。

（2）将水保措施深度融入工程设计，建立以“渗、滞、蓄”为主的生态排水系统，如植草沟、雨水塘等，替代传统“快排”模式。对施工道路、升压站等区域实施高标准边坡防护和植被恢复，形成全场地、全过程的水土流失防控体系。

10 开发布局及时序

10.1 开发布局

10.1.1 布局原则

(1) 本报告主要对近中期光伏项目进行开发布局，展望远期结合消纳市场负荷需求、储能等调节能力有序开发；

(2) 本地电网“1+N”布局应基于四川省、攀枝花市电网现状和“十五五”电网发展规划，以及对应通道的送出能力。

10.1.2 项目布局

接入本地电网：近期具备接入本地电网条件的光伏项目主要依托东区—西佛寺 220kV 变、米易县—禹王宫 220kV 变、合力 220kV 变、西区一庄上 220kV 变，仁和区一庄上 220kV 变、西佛寺 220kV 变、新钒 220kV 变、甘泉 500kV 变，盐边—盐边 500kV 变、西佛寺 220kV 变、安宁 220kV 变、立柯 220kV 变实现送出消纳。

10.2 开发时序

10.2.1 制定原则

攀枝花市光伏发电基地规划开发时序制定主要按照“片区开发、分期实施”的思路进行，按照“适度超前，资源统筹，统筹用送，源网协调”的原则，充分考虑四川省和攀枝花市的社会经济发展规划和能源发展规划，根据规划区域实际资源条件、建设条件、接入条件、发电效益、投资效益、前期工作等方面进行综合评价分析，制定科学、统一、具有一定指导意义的开发时序。主要遵循以下原则：

- (1) 接入电力系统条件好及消纳能力强的区域（场址）优先开发；
- (2) 具有就近接入具有季以上调节能力水电站的区域（场址）优先开发；
- (3) 配置储能（抽水蓄能、新型储能）的区域（场址）优先开发；
- (4) 交通运输、施工安装条件好的片区（场址）优先开发；
- (5) 工程投资低、经济效益好的片区（场址）优先开发；
- (6) 分片区整体开发，分期实施；

(7) 充分考虑项目的可实施性。

10.2.2 开发时序

(1) 2027 水平年

综合攀枝花市电网建设及规划情况，预计攀枝花市 2027 水平年可开发建设光伏装机规模达 159 万 kW，全部光伏装机规模接入本地电网。

(2) 2030 水平年

2030 水平年考虑攀西地区 1000 千伏特高压交流送出工程及盐边 500kV 变电站投运后，预计 2030 水平年攀枝花市新增开发建设光伏规模 417 万 kW，累计开发光伏 576 万 kW。远期可根据光伏资源分布情况、消纳市场负荷需求，统筹规划布局水电站、抽水蓄能和新型储能等调节能力，为国家实现双碳目标提供重要的清洁能源支撑点。

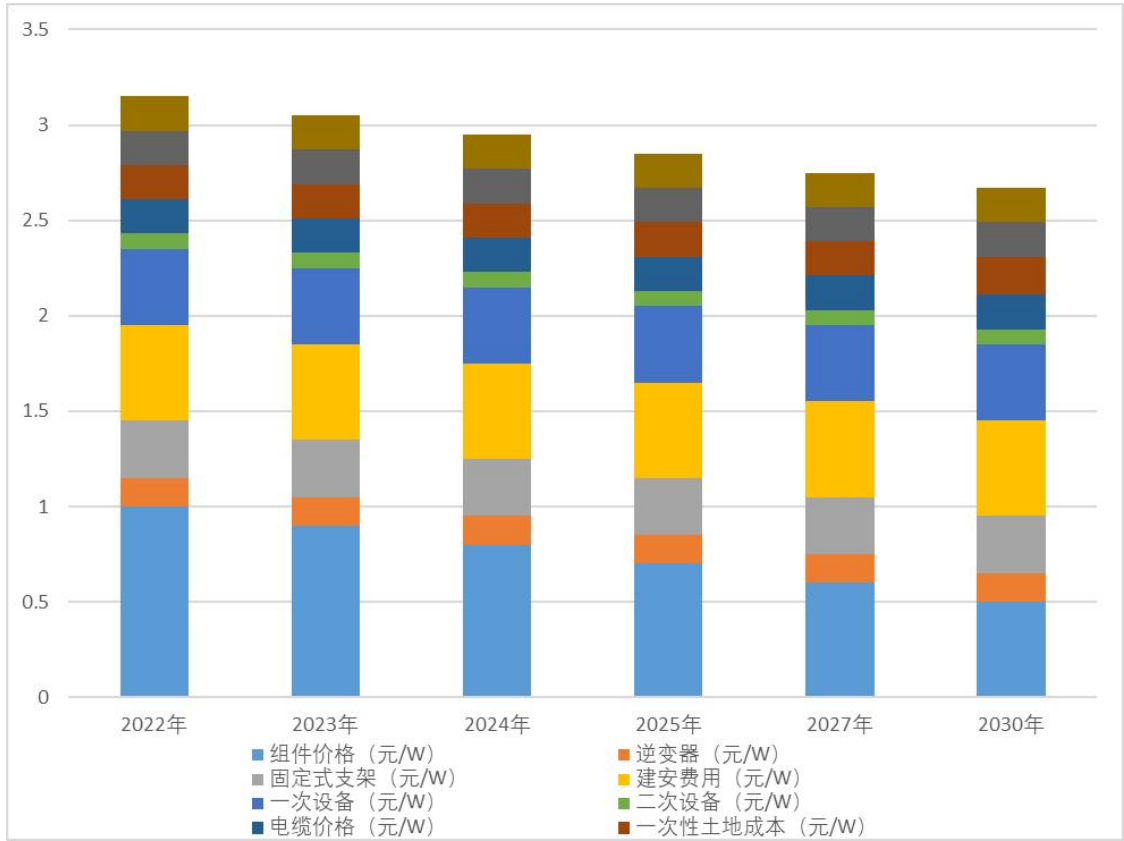
考虑远期光伏行业技术进步，单晶双面组件功率由目前 500~600Wp 提升至 700Wp 以上，通过采用大尺寸、高效率光伏组件，更高功率密度的逆变器，光伏单位面积装机规模将大幅增加。远期盐边县光伏规模由 255 万 kW 可增加至 300 万 kW，接入盐边 500kV 变电站，攀枝花市光伏总规模将达到约 620 万 kW。

11 投资匡算及综合效益

11.1 投资匡算

(1) 光伏本体投资匡算

光伏电站本体静态投资匡算主要包括：施工辅助工程、设备及安装工程、建筑工程、其他费用。考虑到建安费用主要为人工费用、土石方工程费用及常规钢筋水泥费用等，未来下降空间不大。组件、逆变器等关键设备成本随着技术进步和规模化效益，仍有一定下降空间。接网、土地、项目前期开发费用等属于非技术成本，根据国家、省、资源地相关政策、实际情况实施。结合 2025 年全国光伏项目投资水平，随着产业链各环节新建产能的逐步释放，组件价格回归合理水平，初步预测到 2027 年降至 2750 元/kW 左右，2030 年降至 2670 元/kW 左右（容配比按 1:1.2 估算）。结合项目经验，当容配比在 1.05~1.3 范围内变化时，光伏电站交流侧单位千瓦投资将在上述水平基础上提升 3%~20%。



备注：按容配比 1：1.2 估算。

图 11.1-1 2022-2030 年我国地面光伏系统初始全投资变化趋势

根据中华人民共和国能源行业标准，《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）和《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）规程规范文件，结合现行国家、地方及可再生能源行业有关政策规定，按照规划阶段工作深度要求，参照 2025 年第 4 季度的价格水平，并结合未来光伏技术进步、区域项目开发经验，进行各水平年光伏电站投资匡算。

不同水平年光伏电站主要设备价格预测表

表 11.1-1

项目	序号	设备名称	型号规格	单位	2027 年	2030 年	2035 年及以后
光伏	1	电池组件	单晶单面	元/Wp	0.7	0.6	0.5
	2	光伏支架	固定式	元/Wp	0.3	0.3	0.29
	3	箱变		元/W	0.15	0.15	0.14
	4	逆变器	组串式	元/W	0.15	0.15	0.14

（2）其他投资

在目前光伏项目的本体投资的基础上，新型储能暂按 10%*2h 考虑，暂估算 1500（2030 年）~1600（2027 年）元/kWh。暂按送出工程投资分摊（约占本体投资的 7.5%），增加 10%*2h 储能投资（约占本体投资的 7.5%）。

综合分析，各规划项目投资匡算如下表所示。2027 水平年各光伏项目交流侧单位千瓦投资约在 3507.5 元/kW，2030 水平年各光伏项目交流侧单位千瓦投资约在 3277.5 元/kW。

11.2 上网电价

关于印发《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(川发改价格〔2025〕480 号)中提出，新能源参与电力市场交易后，在市场外建立可持续发展价格结算机制。对纳入机制的电量（以下简称“机制电量”），由电网企业按照可持续发展价格（以下简称“机制电价”）与市场交易均价之差开展差价结算（差价为负数时，在发电企业市场化结算费用中作相应扣除）。

2025 年、2026 年全省增量新能源项目机制电量年度竞价总规模，按存量项目优先利用小时数和增量装机规模确定，各增量新能源项目年度机制电量通过竞价形成。存量集中式新能源项目年度机制电量上限规模按照现行新能源项目优先电量规模（风电 400 小时，光伏 300 小时）确定。

四川省 2026 年机制电价结果公示为光伏 0.372997 元/kWh，机制电量外其他电量参考交易电价，经算数平均计算不同月上网电价，综合测算运行期内全年上网电价。

11.3 财务分析

11.3.1 财务评价方案

针对不同水平年建设的光伏项目，在光伏本体投资的基础上，按照送出工程投资分摊(约占本体投资的 7.5%)，增加 10%*2h 储能投资(约占本体投资的 7.5%)，以资本金内部收益率 6%反算光伏规划项目成本电价；对比分析四川省 2025 年光伏电价政策，适度展望未来电价趋势，分析光伏规划项目本体市场竞争力。

11.3.2 财务评价边界参数

依据国家发改委和建设部 2006 年 7 月 3 日以发改投资〔2006〕1325 号文颁布的《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）、《投资项目可行性研究指南》及现行有关光伏和可再生能源的财税规定进行。

具体计算参数如下：

（1）资金筹措

光伏工程建设资本金按总投资的 30%计，其余资金从银行借款。

（2）贷款条件

长期借款年利率为 3.5%，流动资金借款年利率为 3.0%，还款方式为等额本息。

（3）流动资金

电站流动资金按每千瓦 30 元估算，其中 30%使用资本金，其余 70%从银行借款。

（4）上网电量

根据各项目上网电量计算成果。

（5）基准收益率

全部投资的财务基准收益率采用 8%。

（6）计算期

计算期采用 26 年，其中建设期 1 年，经营期 25 年。

（7）总成本费用计算

发电总成本费用包括折旧费、摊销费、利息支出和经营费，其中经营费包括修理费、保险费、职工工资及福利费、住房公积金、劳保统筹费、材料费和其他费用。

（8）税金

增值税税率按 13% 计算，形成固定资产的增值税在成本中抵扣。

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为基础征收，按规定本工程的税率分别采用 5% 和 3%、2%。

（9）利润

根据国家发改委《西部地区鼓励类产业目录(2020 版)》，2030 年 12 月 31 日前按 15% 税率征收企业所得税，之后按 25% 计算。同时，实行所得税减免政策“三免三减半”。

（10）上网电价

本报告结合财务评价基本方案、敏感性分析方案进行资本金财务内部收益率 6% 反算电价。

财务评价边界参数

表 11.3.2-1

编号	项目	取值	备注
1	基本参数		
1.1	计算期	建设期 1 年，运营期 25 年	
1.2	资本金比例	30%	
1.3	资本金基准收益率	6%	现行
1.4	自有流动资金比例	30%	
1.5	长期借款利率	3.5%	现行
1.6	短期借款利率	3.0%	现行
1.7	借款偿还期	15 年	
1.8	还本付息方式	等额还本利息照付	
2	成本费用		
2.1	残值率	5%	
2.2	折旧年限	20 年	
2.3	维修费率	运营期第 1~3 年，质保期内为 0.2%；第 4~8 年为 0.4%；第 9 年~20 年为 0.6%；之后为 0.8%。	
2.4	保险费率	0.25%	
2.5	人员数量	5 人/10 万 kW	
2.6	人均工资	10 万	

编号	项目	取值	备注
2.7	综合福利费	60%	
2.8	租地费	4 元/kW	
2.9	材料费	10 元/kW	
2.10	储能更换费用	按储能投资的 30%考虑	
2.11	其他费用	20 元/kW	
3	收入及税金		
3.1	增值税税率	13%	现行
3.2	城市维护建设税	5%	现行
3.3	教育费附加	5%	现行 (含地方教育税金附加)
3.4	企业所得税	25%	现行

11.3.3 财务评价计算

针对不同水平年拟接入本地电网的光伏项目，在光伏本体投资的基础上，按照送出工程投资分摊（约占本体投资的 7.5%），增加 10%*2h 储能投资（约占本体投资的 7.5%）。经测算，拟接入本地电网的光伏项目以资本金内部收益率 6% 反算电价在 0.2335~0.2553 元/kWh 范围内变化，平均值为 0.2437 元/kWh，对比目前四川省光伏电价较具备竞争力。

在此基础上，若考虑未来市场价格波动、送出投资变化等因素导致光伏项目投资在 0~±10%变化时，光伏项目以资本金内部收益率 6%反算平均电价在 0.265~0.2897 元/kWh 范围内变化，对比目前四川省光伏电价较具备竞争力。

若考虑资源分析的不确定性、不同弃电率导致光伏电站发电量在 0~±10%变化时，拟接入本地电网的光伏项目以资本金内部收益率 6%反算平均电价在 0.2595~0.2837 元/kWh 范围内变化，对比目前四川省光伏电价较具备竞争力。

11.3.4 财务评价结论

针对不同水平年拟接入本地电网的光伏项目，在光伏本体投资的基础上，按照送出工程投资分摊（约占本体投资的 7.5%），增加 10%*2h 储能投资（约占本体投资的 7.5%）。经测算，拟接入本地电网的光伏项目以资本金内部收益率 6% 反算电价在 0.2335~0.2553 元/kWh 范围内变化，平均值为 0.2437 元/kWh，对比目前四川省光伏电价较具备竞争力。当电量、投资在 0~±10%变化时，对比目前四川省光伏电价仍具备一定竞争力。

11.4 综合效益

（1）经济效益分析

本光伏规划项目全部建设后将引进总投资（含送出工程）超过 190 亿元，同时也可增加地方政府财政税收。“1+N”建设模式也必然带动相关产业（如矿业、农牧业等）的发展，对增加就业、增收创收、城市发展等都有积极作用。

（2）社会效益分析

打造具有攀枝花市特色的光伏项目，因地制宜开展“光伏+旅游业”“光伏+农业”“光伏+矿业”等多种形式的综合开发利用，通过产业聚集、优势互补、配套协作形成完整的“1+N”产业格局，形成攀枝花市新的经济增长点。

（3）环境效益

光伏项目开发利用对攀枝花市能源结构优化调整具有重要意义。规划光伏项目全部建成后，预计每年节约标准煤约 2150 万吨，减排温室 CO₂ 气体 6000 万吨，SO₂ 气体 0.9 万吨，氮氧化物 1.2 万吨，烟尘减排量 2225 万吨，具有较好的环保效益。

12 规划实施和保障措施

12.1 规划实施方案

12.1.1 指导思想

根据《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》（川发改能源规[2021]181号），四川省光伏、风电资源开发以习近平生态文明思想为指导，贯彻落实新发展理念，围绕实现双碳目标，坚持生态优先、绿色发展，坚持市场化配置资源，坚持基地化、规模化、集约化开发，加快光伏、风电资源开发，构建绿色低碳、安全高效的能源体系，增强清洁能源供应保障力，更好发挥光伏和风电在应对气候变化和能源转型变革中的作用，推动高质量发展。

12.1.2 组织管理

为了能够准确实现建设目标，保证开发建设有序高效，成立建设协调推进领导小组，负责全面协调推进光伏项目相关事宜；成立开发建设领导小组，负责规划、建设及实施管理工作，制定项目相关政策和管理办法等。建立政府落实、技术管理机构技术支撑下的监测评价和监督管理工作机制。

后评估全过程的监督，确保各项目主要光伏产品达到相应技术产品指标要求。各区县能源主管部门负责选择具备能力的机构（或企业）建立项目集中监测评价技术系统。

建议能源主管部门依托技术管理支撑机构进行检查、验收，重点验收项目所采用产品、电力送出工程建设、生态保护及土地综合利用、地方政府服务和收费等。加大对光伏发电建设运行的全过程监督，建立信息化管理系统，建立健全建设运行状况定期发布、工作激励等制度。

进一步深化数字化技术与光伏项目的融合，促进光伏规划、开发、建设、运维、管理等全流程数字化提升，推动攀枝花市可再生能源高质量发展。

（1）促进攀枝花市“光伏智能建造”应用实践

推进物联网、大数据、BIM（建筑信息模型）等先进信息技术在建设工程的设计、建设施工等阶段的应用实践，实现全产业链数据集成，为全生命周期管理提供支持。设计阶段推动三维正向设计与移交，为“光伏数字孪生体”打好基础。

建设施工阶段推动进度管理、资源管理、质量管理、安全管理、设备管理、采购管理等的信息化与数字化，积极采用先进的建造技术，保证施工质量、提高建设效率。施工过程中可预设预埋先进传感器、物联网等设备，为后续智慧运维提供智慧化的基础设施。



图 12.1.2-1 基于数字孪生的建设管理平台示意

（2）建设攀枝花市“智慧光伏”示范项目

推进“智慧光伏”建设，开展电站数字化、智能巡检、无人化管理等标准体系与管理规范建设。推动新能源集控中心、数据中心建设；开展光伏智慧运维平台、新型智能运维技术、新能源出力预测、新一代调度自动化系统等技术应用，实现设备全生命周期管理，智能化检修、运维。选取攀枝花市内典型的电站开展光伏电站数字化、少人化无人化管理，设备间互联互通、协同优化，光伏电站智能化调度、运维等示范应用。

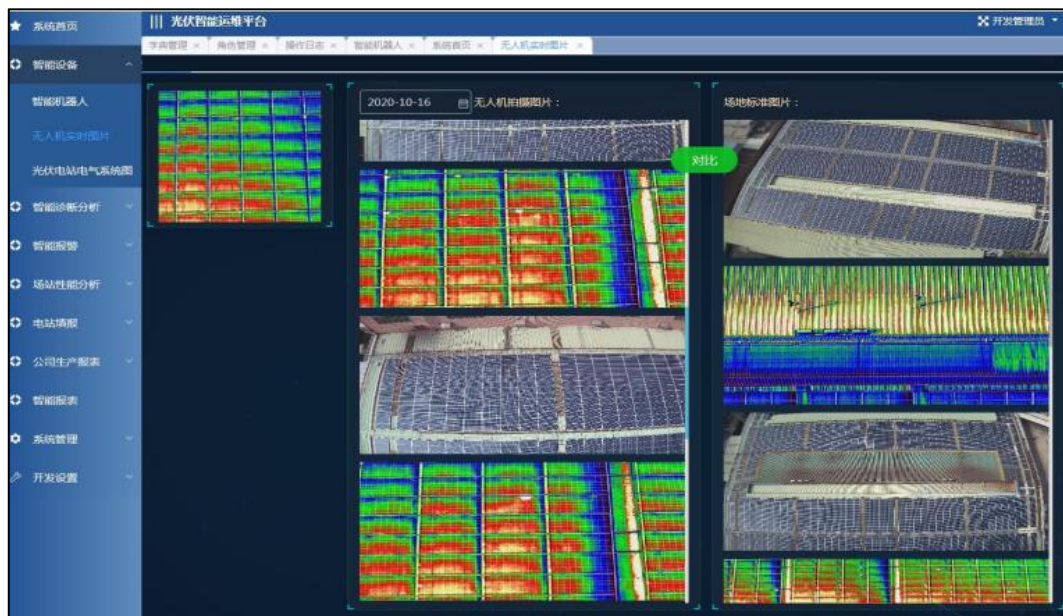


图 12.1.2-2 光伏电站无人机自动巡检

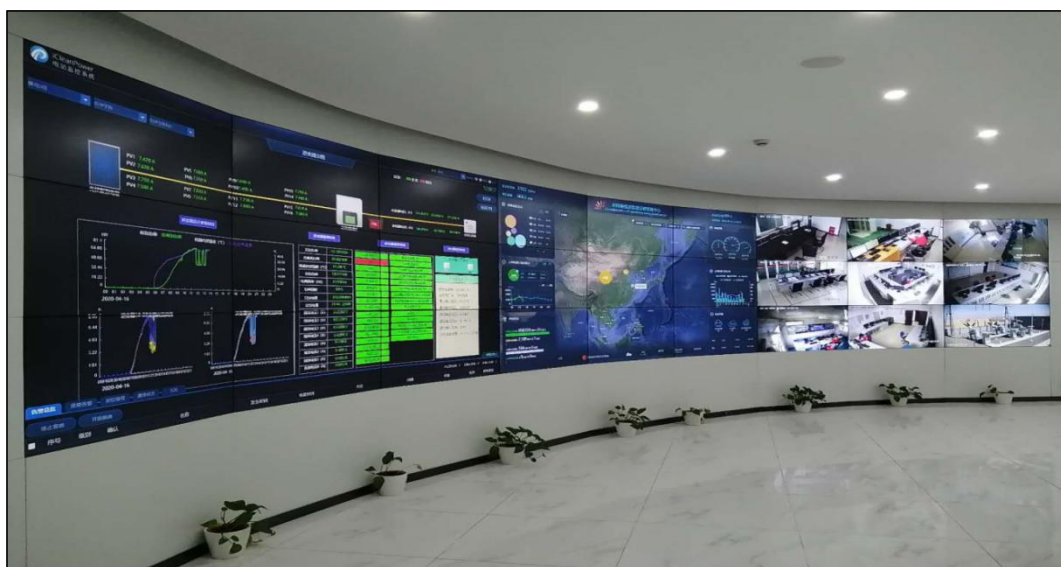


图 12.1.2-3 光伏项目集中监控平台示意

12.1.3 优选配置

投资企业优选是项目建设非常重要的环节，项目规划实施执行企业招商创新模式，采取竞争性优选方式，制定公开透明的评优原则与流程，主要围绕投资能力、技术先进性、经营业绩、项目前期工作深度等要素进行综合评价，本着公开、公平、公正和客观、科学、择优的原则，阳光操作。优选工作主要遵循国家、地方有关光伏发电工程投资、建设与运行管理方面的政策文件，多个投资主体通过综合评价、项目竞标、电价竞争等市场化方式，由政府按照规定程序授予光伏、风电资源开发权，成为光伏、风电资源开发的项目法人。

12.1.4 技术先进绿色发展

攀枝花市光伏发电项目将以丰富的资源禀赋为发展基础，以“高标准、高质量”建设为技术要求，以“技术一流、生态友好、智慧高效、综合利用”为开发建设原则，以“智慧光伏、多能互补”为品牌名片，以全市太阳能资源特点为基础，发挥自身比较优势，积极探索适应攀枝花地区光伏项目建设的“新时代共享发展新模式”，探索促进光伏发电技术进步、成本下降与产业升级的有效途径。攀枝花市光伏项目“高标准、高质量”建设，计划要求各光伏项目发电设备均采用先进技术产品，技术标准应达到世界一流、国内先进水平，起到引领示范作用。

12.2 保障措施

（1）建立领导小组，加强组织协调

成立攀枝花市光伏发电项目建设领导小组，建立统一协调的管理机制。领导小组切实担负起项目建设的指导、协调职责，建立统筹协调、实施监督的管理机制以及高效规范、科学推进的工作机制，充分发挥联络、协作、沟通作用，研究和解决项目建设过程中的重大问题，保障项目总体规划方案的实施。

（2）发挥市场作用，优化资源配置

出台建立相关优惠政策，加大政府与社会资本合作，鼓励并引导各类市场主体积极参与光伏发电项目的投资和建设；遵循市场规律，顺应自然规律，根据规划区域的生态条件，提高各类资源的利用率，优化配置。

（3）组织实施年度开发方案，建立规划实施和调整机制

努力争取国家、四川省批复增加年度光伏发电建设规模，认真落实土地利用政策；做好电源建设与电网规划同步的协调工作，保障电站电力顺利送出；规范建设标准，严格实施管理，简化项目审批，协调支持政策，确保年度开发方案付诸实施。及时掌握规划执行情况，坚持利于项目建设的原则，适时对规划项目进行滚动调整。以攀枝花市太阳能资源特点为基础，发挥自身比较优势，为企业量身定做具备吸引力的投资条件，做好专业投资服务，为企业提供更多的增值服务，正确引导企业投资方向，实施重点突破的招商引资策略。

13 结论及建议

13.1 结论

(1) 太阳能资源

本次太阳能资源分析、光伏开发潜力普查将按照“数字分析、综合平衡、统筹规划”为总体思路，基于收集的太阳能辐射数据、区域地形、数字高程、地面覆盖物、自然保护区、交通基础设施等信息，采用 GIS 叠加技术，使用成都院自主知识产权的《光伏数字规划与选址系统》数字化软件开展攀枝花市光伏开发潜力及规划选址工作，主要从太阳能理论蕴藏量、光伏资源可开发量、光伏技术可开发量、光伏规划规模四个层次进行分析。

根据测算，攀枝花市太阳能理论蕴藏量 10.79 万亿 kWh/年。攀枝花市光伏资源可开发区域总面积约为 3744km²，光伏资源可开发量约为 12564.2 万 kW。光伏技术可利用面积约为 422.7km²，光伏技术可开发量为 1419.2 万 kW。

(2) 规划选址和建设条件

根据选定的光伏技术可开发区域，排查各区域的地形地貌、工程地质、交通运输等建设条件，确定具备光伏开发条件的场址。本阶段在攀枝花市区域内集中式光伏规划场址 73 个，其中农光互补光伏项目 58 个，一般光伏 15 个。项目总规划用地面积约 162.01km²，约占攀枝花市总面积的 2%。土地属性主要为果园（占比 51.76%）、天然牧草地（占比 20.41%）、其他草地（占比 16.3%）、其他园地（占比 7.2%）、人工灌木林地（占比 4.3%）、茶园（占比 0.03%），规划规模 576 万 kW，其中农光互补涉及规模 340 万 kW（不含十三五已建光伏，规划规模包含十四五期已建、在建、优选光伏项目）。

场址不涉及生态保护红线、限制性林地、永久基本农田、自然保护区、风景名胜區、水源保护区、耕地及标注恢复属性且坡度小于 25 度的耕地后备资源等限制开发区域，同时避开了国省干道、宅基地、河岸、铁路等一定范围。总体来看，各规划场址基本不存在制约工程建设的重大工程地质问题或工程地质问题易于解决，初步判断为较适宜的工程场址。交通运输条件、建设施工条件相对较好。

(3) 建设方案和发电量估算

1) 规划规模。本阶段在攀枝花市区域内集中式光伏规划场址 73 个，其中农

光互补光伏项目 58 个，一般光伏 15 个。项目总规划用地面积约 162.01km²，约占攀枝花市总面积的 2%。土地属性主要为果园（占比 51.76%）、天然牧草地（占比 20.41%）、其他草地（占比 16.3%）、其他园地（占比 7.2%）、人工灌木林地（占比 4.3%）、茶园（占比 0.03%），规划规模 576 万 kW，其中农光互补涉及规模 340 万 kW（不含十三五已建光伏，规划规模包含十四五期已建、在建、优选光伏项目）。

2）远期发展。考虑远期光伏行业技术进步，单晶双面组件功率由目前 500~600Wp 提升至 700Wp 以上，通过采用大尺寸、高效率光伏组件，更高功率密度的逆变器，光伏单位面积装机规模将大幅增加。远期盐边县光伏规模由 255 万 kW 可增加至 300 万 kW，接入盐边 500kV 变电站，攀枝花市光伏总规模将达到约 620 万 kW。

3）光伏电站初步建设方案

攀枝花市光伏项目将以丰富的资源禀赋为发展基础，以“高标准、高质量”建设为技术要求，以“技术一流、生态友好、智慧高效、综合利用”为开发建设原则，积极探索适应国内西南区域山地复杂地区光伏项目建设的“新时代共享发展新模式”，探索促进光伏发电技术进步、成本下降与产业升级的有效途径，打造国家重要清洁能源基地。攀枝花市光伏基地“高标准、高质量”建设，计划要求各光伏项目发电设备均采用先进技术产品，技术标准应达到世界一流、国内先进水平，起到引领示范作用。

4）发电量估算

根据光伏电站初步建设方案规划设计，本阶段暂采用容配比 1.2 进行规划布置，经计算，各规划光伏场址首年系统效率在 83%~86%范围内。光伏电站运营期 25 年，光伏组件首年衰减按 1%，每年输出功率下降 0.4%计算。光伏项目年平均总发电量约为 98.79 亿 kWh。

（4）开发模式

攀枝花市光伏项目主要采用“1+N”开发模式，遵循“生态优先，绿色发展”“多能互补、综合开发”“统筹规划、科学布局”“综合开发，共享发展”的原则，贯彻新发展理念、融入新发展格局。全市以农业、旅游业发展为主，结合攀枝花市丰富的光伏资源，积极探索适应山地复杂地形区域、果光互补的新光伏建

设模式，推进光伏发电多元布局，加快光伏在多领域的应用，促进地区能源绿色低碳转型，在保证生态保护的前提下，实现地方经济的全面高质量发展和社会长治久安。

重点研究在仁和区推广“光伏+果园”模式，依托现代农业综合产业园等发展果光互补项目，在不改变土地利用性质和不影响芒果生长的前提下，科学、合理、高效的将果园设施和太阳能发电结合，实现原有土地增值，果光项目将生态农业、绿色发电结合，最大限度利用资源，在获取高效农业、绿色发电经济效益的同时，实现节能减排的社会效益。

（5）电源出力特性分析

对比分析各县（区）代表光伏电站出力与不同区域光伏项目互补出力特性主要表现为：各县（区）代表光伏电站出力年平均出力系数主要集中在 0.212~0.218。代表光伏电站出力系数大于 0.8 时，设计保证率为 8.5%~9.2%，即出力系数大于 0.8 的概率为 8.5%~9.2%。代表光伏出力系数为 0.8 时，累计电量占比达到 94.5%~95.1%，同时也说明，通道容量为装机容量的 0.8 倍时，弃电率为 4.9%~5.5%。代表光伏全年无明显的月际差异，呈现冬春季略大，夏秋季略小的特点。代表光伏各月日内出力趋势较为一致，一般在中午出力达到峰值，夜间出力为 0，昼夜差异大。

（6）投资匡算和综合效益

充分考虑场址区域现场地形地貌、场址坡向、遮挡影响、布置条件以及其他因素，并结合未来光伏技术进步、区域项目开发经验，进行各水平年光伏电站投资匡算。结合 2025 年全国光伏项目投资水平，随着产业链各环节新建产能的逐步释放，组件价格回归合理水平，初步预测到 2027 年降至 2750 元/kW 左右，2030 年降至 2670 元/kW 左右（容配比按 1:1.2 估算）。结合项目经验，当容配比在 1.05~1.3 范围内变化时，光伏电站交流侧单位千瓦投资将在上述水平基础上提升 3%~20%。

针对不同水平年拟接入本地电网的光伏项目，在光伏本体投资的基础上，按照送出工程投资分摊（约占本体投资的 7.5%），增加 10%*2h 储能投资（约占本体投资的 7.5%）。经测算，拟接入本地电网的光伏项目以资本金内部收益率 6% 反算电价在 0.2335~0.2553 元/kWh 范围内变化，平均值为 0.2437 元/kWh，对比目前四川省光伏电价较具备竞争力。当电量、投资在 0~±10%变化时，对比目前四川

省光伏电价仍具备一定竞争力。

经济效益方面，本光伏基地规划项目全部建设后将引进总投资（含送出工程）达到 190 亿元，同时也可增加地方政府财政税收。“1+N”建设模式也必然带动相关产业（如矿业、农牧业等）的发展，对增加就业、增收创收、城市发展等都有积极作用。**社会效益方面**，打造具有攀枝花市特色的光伏项目，因地制宜开展“光伏+旅游业”“光伏+农业”“光伏+矿业”等多种形式的综合开发利用，通过产业集聚、优势互补、配套协作形成完整的“1+N”产业格局，形成攀枝花市新的经济增长点。光伏项目开发利用对攀枝花市能源结构优化调整具有重要意义。**环境效益方面**，规划光伏项目全部建成后，预计每年节约标准煤约 2150 万吨，减排温室气体 CO₂ 气体 6000 万吨，SO₂ 气体 0.9 万吨，氮氧化物 1.2 万吨，烟尘减排量 2225 万吨，具有较好的环保效益。

（7）开发布局及时序

充分考虑四川省和攀枝花市的社会经济发展规划和能源发展规划，根据规划区域实际资源条件、建设条件、接入条件、发电效益、投资效益、前期工作等方面进行综合评价分析，制定科学、统一、具有一定指导意义的开发时序。

“十五五”期间，预计攀枝花市 2027 水平年可开发建设光伏装机规模达 159 万 kW，全部光伏装机规模接入本地电网。2030 水平年考虑攀西地区 1000 千伏特高压交流送出工程及盐边 500kV 变电站投运后，预计 2030 水平年攀枝花市新增开发建设光伏规模 417 万 kW，累计开发光伏 576 万 kW。远期可根据光伏资源分布情况、消纳市场负荷需求，统筹规划布局水电站、抽水蓄能和新型储能等调节能力，为国家实现双碳目标提供重要的清洁能源支撑点。

13.2 建议

（1）加强太阳能资源数据观测

由于规划范围内太阳能观测数据较少，本阶段主要采用 Solargis 数据库辐射数据进行规划，存在一定的不确定性。考虑到规划光伏项目面积分布较广，且境内地形较为复杂，为进一步落实规划场址资源情况，建议下阶段进一步加强太阳能资源数据观测。

（2）稳步推进氢能、压缩空气储能等示范性项目建设

积极探索及促进氢能、压缩空气储能等与新能源融合发展，在确保能源安全的前提下，以需求为导向，优先考虑含氢能制输储用、抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能等新型储能示范的项目。高比例可再生能源并网下，氢能、压缩空气等的电力支撑效益显著，有望成为部分地区主要的调节电源重要选项之一，可以起到利用可再生能源消纳可再生能源作用。围绕发展壮大新能源产业，坚持规模外送和本地消纳，统筹规划建设了一批示范效益好、综合性强的光伏+储能项目，全力开创新能源产业发展局面。

攀枝花市处于电网末端，电网稳定能力较弱，为促进新能源更多开发和更好消纳，提升新能源对电力保供和系统安全稳定运行的支撑能力，建议储能容量按装机容量配置 10%以上、连续储能时长 2 小时以上配置新型储能设施。

（3）光伏资源开发与果园地利用实证基地

光伏项目作为能源生产空间要素，只有与国土空间规划成果相匹配，才能够加快推动项目落地实施。由于攀枝花市有大量果园地，通过果光互补实证基地示范，积极探索光伏资源开发与果园地利用新模式。按照市场化原则，采取产业联动融合模式推进光伏资源开发，探索试验发展“光伏+芒果园综合利用”，“高坡度草地光伏”等项目。

（4）统筹协调电网工程发展建设，保障光伏项目开发建设

光伏项目应尽快与国家电网四川省电力公司、攀枝花市电力公司启动沟通协调机制，进一步开展地区消纳和送出专项规划研究。光伏开发建设领导小组开展各片区相关电网接入专题规划，确定最终接入系统方案。建议加强光伏规划建设与电网规划、电网建设衔接，保障光伏项目有序开发。

（5）光伏项目配套工程敏感因素排查

配套输电线路、汇集站目前未进行敏感因素排查，建议设计阶段复核。

（6）滚动修编规划成果

随着技术进步和土地利用改变，建议后续每 3-5 年开展滚动普查。

（7）光伏行业发展带动光伏装机密度提升

考虑远期光伏行业技术进步，单晶双面组件功率由目前 500~600Wp 提升至 700Wp 以上，通过采用大尺寸、高效率光伏组件，更高功率密度的逆变器，光伏

单位面积装机规模将大幅增加。远期盐边县光伏规模由 255 万 kW 可增加至 300 万 kW，接入盐边 500kV 变电站，攀枝花市光伏总规模将达到约 620 万 kW。

（8）推动“光伏+建筑”开发模式

结合市委市政府有关工作部署，攀枝花市正积极推进城乡建设领域绿色低碳试点城市创建，按照“一城两域一带多点”的整体规划思路，加快推进建筑可再生能源利用是试点城市申创中重要内容。

光伏+建筑开发模式产生的是绿色能源，且不占用土地。光伏阵列一般安装在闲置的屋顶或外墙上，无需额外占用土地，这对于土地昂贵的城市建筑尤其重要；夏天是用电高峰的季节，也正好是日照量最大、光伏系统发电量最多的时期，对电网可以起到调峰作用。

按照攀枝花市屋顶分布式光伏可开发区域总面积 169.36 万平方米，以每平方公里 3.8 万 kW 装机密度测算结果，计算可得全市屋顶分布式光伏技术可开发量约为 6.44 万 kW。