

四川攀枝花市风电项目规划报告

(2015~2025 年)

中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司
2016 年 05 月

主管院长： 张现平

主管院总工： 董德兰

风电分院： 师和平

项目设总： 李庆庆

批 准： 董德兰

核 定： 吉超盈 师和平 王社亮 王志硕

审 查： 王海华 吕 昶 李建华 李振作

胡向阳

校 核： 刘军涛 李云虹 杨 婷 王丽萍

王逸民

编 写： 李庆庆 李 勇 卢锬明 李玉坤

李安旗

目 录

1 概述	1
1.1 规划背景.....	1
1.2 规划依据.....	2
2 地区概况	4
2.1 自然地理概况.....	4
2.2 社会经济概况.....	7
2.3 攀枝花市新能源概况.....	8
2.4 电力系统概况.....	10
2.5 交通条件.....	12
3 规划风电场场址选址	15
3.1 风能资源概述.....	15
3.1.1 四川风能资源.....	15
3.1.2 攀枝花市风能资源.....	15
3.2 风电场场址选择.....	16
3.2.1 风电场选址原则.....	16
3.2.2 风电场场址选择.....	17
3.3 风电在本区域电力建设中的地位.....	22
4 建设条件	23
4.1 区域气象站资料分析.....	23
4.1.1 攀枝花气象站.....	23
4.1.2 仁和区气象站.....	25
4.1.3 盐边县气象站.....	30
4.1.4 米易气象站.....	33
4.2 规划风电场.....	33
4.2.1 仁和区.....	33
4.2.2 盐边县.....	59

4.2.3 米易县.....	92
4.2.4 西区.....	错误! 未定义书签。
4.3 工程地质.....	113
4.3.1 区域地质.....	113
4.3.2 规划风电场场址区工程地质条件.....	116
4.3.3 气象、水文地质条件.....	122
4.3.4 不良地质作用及地质灾害.....	122
4.3.5 小结.....	123
4.4 交通运输及施工安装条件.....	123
4.4.1 交通运输.....	123
4.4.2 施工安装条件.....	124
5 规划装机容量.....	128
5.1 风电场场址范围.....	128
5.2 规划风电场装机容量.....	131
6 风电场送出规划方案.....	133
6.1 负荷预测.....	133
6.1.1 四川电网.....	133
6.1.2 攀枝花电网.....	133
6.2 电网规划.....	133
6.2.1 四川电网.....	133
6.2.2 攀枝花电网.....	135
6.3 供电范围初步分析.....	135
6.4 风电场送出总体规划方案.....	137
6.5 各风电场送出规划的建议.....	137
7 环境影响初步评价.....	138
7.1 环境现状.....	138
7.1.1 自然环境.....	138
7.1.2 社会环境.....	138
7.2 与自然保护区、矿产资源、军事设施及文物古迹的关系.....	138

7.3 风电场环境影响初步预测及对策措施.....	139
7.3.1 建设施工期环境影响评价及减排措施.....	139
7.3.2 运行期环境影响评价及减排措施.....	142
7.3.3 风电场水土保持设计.....	144
7.4 风电场环境影响总体评价.....	145
7.5 风电场建设环保效益分析.....	145
8 投资匡算.....	147
8.1 编制原则及依据.....	147
8.1.1 编制原则.....	147
8.1.2 编制依据.....	147
8.1.3 主要机电设备参考价格.....	147
8.2 投资匡算及分期投资.....	148
9 财务评价.....	152
9.1 概述.....	152
9.2 财务评价.....	152
9.2.1 财务投资和资金筹措.....	152
9.2.2 总成本费用计算.....	152
9.2.3 财务评价结论.....	153
10 开发顺序.....	154
10.1 风电场开发顺序.....	154
11 结论及下阶段工作建议.....	155
11.1 结论.....	155
11.2 下阶段工作建议.....	156

1 概述

1.1 规划背景

我国一贯重视和支持风电、光伏等可再生能源的开发和利用，通过制定《可再生能源法》及其配套政策，建立前期工作技术标准体系等措施，明确新能源发展的战略目标，逐步消除发展市场障碍，确立保障新能源发展的激励措施，提高新能源工程的建设质量，从而推动新能源的商业化和规模化发展。

目前，风电已成为我国继煤电和水电之后的重要能源，但占比仍然偏低，国内仍有大量风能、太阳能资源未被开发。随着特高压线路陆续建成、国家并网政策推动，必将大幅提高风电并网率，从而带动利润增长，刺激风电装机的积极性。总而言之，持续受到政策扶持，风电等可再生能源有望再次迎来快速发展期。

2015年12月，国家发改委发布了《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》，按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为4类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价，四川省位于IV类资源区，2016年风电标杆电价水平为0.60元/千万时。

攀枝花市是四川省直辖市，位于西南川滇交界部，具有气候区域性差异大，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。本规划在梳理攀枝花市风电开发现状的基础上，综合考虑风能资源、工程地质、环境影响、施工建设条件、投资效益等因素，提出攀枝花市风电的规划成果，对促进攀枝花市风电有序开发建设具有重要的指导意义。

国家能源局将攀枝花市纳入国家第一批新能源创建示范城市，大力促进各类新能源技术在全市的规模化应用，推动资源节约型和环境友好

型社会建设，发挥可再生能源在调整能源结构和保护环境方面的积极作用。攀枝花市委、市政府整体部署，以创建攀西国家级战略资源创新开发试验区为抓手，充分利用各类可再生能源资源，形成多元化的可再生能源利用体系，建设一批具有攀枝花特色的新能源应用示范工程，探索资源型重化工业城市发展和利用新能源可再生能源的成功之路，实现建设低碳、清洁、绿色、可持续的美丽攀枝花的战略目标。

1.2 规划依据

按照下列有关规程规范、技术管理规定及办法进行规划报告编制工作：

(1) 国家发展和改革委员会办公厅《关于印发风电场工程前期工作有关规定的通知》，发改办能源[2005]899号，2005年5月9日，附件二《风电场工程规划报告编制办法》；

(2) 《关于印发风电特许权项目前期工作管理办法及有关技术规定的通知》，发改能源[2003]1403号，2003年9月30日，附件《风电场场址选择技术规定》、《风电场风能资源测量和评估技术规定》、《风电场场址工程地质勘察技术规定》；

(3) 《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710-200；

(4) 国家发改委、国土资源部和国家环保总局《风电场工程建设用地及环境保护管理暂行办法》，发改能源[2005]1511号，2005年8月；

(5) 《国家发改办委办公厅关于落实风电发展政策有关要求的通知》发改办能源[2009]224号，2009年2月1日；

(6) 《国家能源局关于规范风电建设和市场秩序的通知》，国能新能[2009]218号，2009年8月4日；

(7) 《可再生能源发展“十二五”规划》

(8) 国家能源局《太阳能发电发展“十二五”规划》

(9) 中电投四川电力有限公司关于《四川省攀枝花市新能源规划前置工作委托协议》。

2 地区概况

2.1 自然地理概况

(1) 四川省

四川地处中国西部，是西南、西北和中部地区的重要结合部，是承接华南华中、连接西南西北、沟通中亚南亚东南亚的重要交汇点和交通走廊。辖区面积 48.6 万平方千米，居中国第 5 位，辖 21 个市（州），183 个县（市、区），是我们国家的资源大省、人口大省、经济大省。据 2014 年人口变动抽样调查资料测算，全年常住人口 8140.2 万人。其中，城镇人口 3768.9 万人，乡村人口 4371.3 万人，城镇化率 46.3%。

四川地处长江上游，地势总体上呈西高东低走势，地貌类型以平原、丘陵、山地和高原为主，中部为四川盆地，盆周为丘陵、山地，西部是向青藏高原过渡的川西高原。气候温和、湿润，年平均气温 14~19℃ 之间，年平均降水量 900~1200 毫米，全年日照时数约为 1000~1600 小时。

四川是全国优势资源富集区之一，水力资源富甲天下，钒、钛等 11 种矿产储量居全国之冠，生物资源种类繁多，旅游资源得天独厚。

四川省能源资源丰富，以水能、煤炭和天然气为主，占四川一次能源生产总量的 99.96%。其中水能资源最为丰富，理论蕴藏量达 1.43 亿千瓦，占全国的 21.2%，仅次于西藏；技术可开发量 1.03 亿千瓦，占全国的 27.2%，经济可开发量 76112 兆瓦，占全国的 31.9%，均居全国首位。水能资源集中分布于川西南山地的大渡河、金沙江、雅砻江三大水系，约占全省水能资源蕴藏量的 2/3，也是全国最大的水电“富矿区”。全省四种常规能源（水能、煤、天然气、石油）的总储量中，水能资源超过了 80%，是四川未来经济发展的重要支柱。

煤炭资源保有储量 97.33 亿吨，探明储量约占全国总储量的 0.9%。

天然气资源远景资源量为 7.19 万亿立方米，累计探明地质储量为 7590.56 亿立方米。四川省属贫油省份，四川盆地累计探明新增地质储量 6796 万吨。生物能源比较丰富，每年可供开发利用的有人畜粪便、薪柴、秸秆、沼气等生物质。泥炭资源初步查明储量约 20 亿吨。此外，太阳能、风能、地热资源也较为丰富。

四川省地质条件复杂，矿产资源丰富且种类齐全。已发现各种金属、非金属矿产 132 种，探明一定储量的有 94 种，有 32 种矿产保有储量居全国前 5 位。其中：钛矿、钒矿、硫铁矿等 7 种矿产居全国第一位，以钒、钛具有世界意义，钛储量占世界总储量的 82%、钒储量占世界总储量的 1/3；天然气、锂矿、芒硝等 11 种矿产居全国第二位；铂族金属、铁矿等 5 种居全国第三位；炼镁用白云岩、轻稀土矿等 8 种矿产居全国第四位；磷矿居全国第五位。四川矿产资源的特点：一是分布相对集中，区域特色明显。二是以中、低位的贫矿为主，富矿少，多数矿床易采，选矿性好。三是共生、伴生组分多，综合利用效益高。四是资源种类齐全，但多数矿种储量不足。

四川省林业资源主要集中在雅砻江、大渡河、金沙江等水系的上游地区，全省森林覆盖率达到 34.8%。森林面积居全国第 4 位，是我国三大林区、五大牧区之一和长江上游最大的水源涵养区。植被类型多样，有被称为“活化石”的水杉、银杉、红杉等珍稀树种，其种类占了中国的 1/5 以上。全省高等植物万余种，约占全国总数的 1/3，其中维管植物 9250 多种，居全国第二位，松杉植物种类居全国之首。天然中药材就达 4500 余种，是国家中药现代化科技产业基地。四川省动物资源十分丰富，仅脊椎动物就有 1100 余种，占全国所产总数的 40%左右，其中鸟类和兽类约占全国的一半。

四川旅游资源独特。境内有九寨沟、黄龙、峨眉山—乐山大佛、青

城山—都江堰和大熊猫栖息地 5 处世界自然文化遗产，是我国唯一拥有世界自然遗产、文化遗产、文化与自然遗产三类遗产俱全的省份。有剑门蜀道、贡嘎山、西岭雪山、石海洞乡、天台山、龙门山、白龙湖等 15 个国家级重点风景名胜区，有省级风景名胜区 75 处。有全国重点文物保护单位 62 处，省级重点文物保护单位 227 处。三星堆、金沙遗址古蜀文明玄妙神奇，武侯祠三国文化、杜甫草堂诗词文化博大精深，最后的香格里拉—稻城亚丁、海螺沟、四姑娘山、蜀南竹海风光旖旎。民族风情多姿多彩，泸沽湖母系氏族文化、康定跑马山转山会、凉山彝族火把节等独具魅力。

（2）攀枝花

攀枝花市是中国四川省直辖市，位于中国西南川滇交界部，金沙江与雅砻江交汇于此。东、北面与四川省凉山彝族自治州的会理、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 千米，南离昆明 351 千米，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。

攀枝花市总面积 7440.40 平方千米，辖东区、西区、仁和区、米易县、盐边县。全市有 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。全市总人口 123 万，其中城市人口 75.19 万，城镇化率 63.01%。

攀枝花市地处攀西裂谷中南段，属侵蚀、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(4195.5 米)，最低点位于仁和区平地镇师庄(937 米)，相

对高差 3258.5 米，一般相对高差 1500~2000 米。

攀枝花市属南亚热带—北温带的多种气候类型，被称为“南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 19.7—20.5℃，是四川省年平均气温、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。一般 6 月上旬至 10 月为雨季，11 月至翌年 5 月为旱季，无霜期达 300 天以上。

攀枝花市共发现矿产 76 种，探明储量的矿产 39 种，得到开发利用的矿种 45 种。其中，钒钛磁铁矿探明储量 73.37 亿吨，钒资源探明储量 1547 万吨，占全国钒资源的 61%，占世界的 11%，列世界第三、中国第一；钛资源探明储量 5.38 亿吨，占全国钛资源的 75%，占世界的 35%，列世界第一。

其他矿产储量情况：煤保有储量 36947 万吨，熔剂石灰石保有储量 29493 万吨，冶金用白云岩保有储量 36374 万吨，晶质石墨保有储量 1539 万吨，饰面用花岗石资源储量 8375 万立方米，苴却砚石资源储量 2098 万吨。

全市有大小河流 95 条，分属金沙江水系和雅砻江水系，年过境流量达 1102 亿立方米，水能资源可开发量达到 700 万千瓦。

2.2 社会经济概况

(1) 四川省

经国家统计局审定，2015 年实现地区生产总值（GDP）30103.10 亿元，按可比价格计算，比上年增长 7.9%。其中，第一产业增加值 3677.30 亿元，增长 3.7%；第二产业增加值 14293.24 亿元，增长 7.8%；第三产业增加值 12132.56 亿元，增长 9.4%。三次产业对经济增长的贡献率分别

为 12.22%、47.48%和 40.3%。

(2) 攀枝花

攀枝花市面对复杂多变的国内外环境，坚持“稳中求进、提质增效、争先进位、跨越提升”的工作基调，积极克服宏观经济持续下行等不利因素，迎难而上，奋力拼搏，经济社会发展稳中有进、稳中向好，保持平稳发展的态势。2015 年全市实现地区生产总值（GDP）925.18 亿元，按可比价计算，增长 8.1%。其中：第一产业增加值 31.31 亿元，增长 4.1%；第二产业增加值 661.03 亿元，增长 8.5%；第三产业增加值 232.85 亿元，增长 7.2%。

全年东区实现地区生产总值 377.04 亿元，增长 7.5%；西区 105.8 亿元，增长 8.4%；仁和区 198.01 亿元，增长 8.3%；米易县 131.21 亿元，增长 10.2%；盐边县 113.12 亿元，增长 8%。

2.3 攀枝花市新能源概况

(1) 攀枝花市新能源发展现状及水平

攀枝花新能源开发起步晚，发展快“从无到有，从小到大，从设想到规划、从规划到实施”，经过近五年的工作，目前取得阶段性成果。截至 2014 年底，全市能源总生产 992.7 万吨标煤，2014 年消费能源 1529.2 万吨标煤。全市新能源生产消费 84.39 万吨标煤，占全市能源消费总量的 5.52%（以国家发改委新能源示范城市统计口径计算），若大型水电也算新能源的话，新能源消费占全市能源消费总量的 30%以上。

一是水电项目整体推进。已建设水电装机 356 万千瓦（二滩 330 万千瓦、小水电 26 万千瓦），在建电站装机 300 万千瓦（观音岩电站是跨省电站）。装机 300 万千瓦的观音岩水电站在 2016 年实现全部机组发电；装机 60 万千瓦桐子林电站 2016 年全部完工；装机 56 万千瓦金沙电站取得电站环评批复，正在开展三通一平前期施工准备工程建设；装机 34.5

万千瓦银江电站取得路条，正在开展可研设计工作。

二是风电项目加快推进。十二五期间，全市共有 9 个风电场项目纳入国家十二五风电核准计划，总装机 56.4 万千瓦，总投资 50 亿元。2015 年，攀枝花市有 6 个风电场项目建设，总装机 35 万千瓦，总投资 30 亿元，其中，竣工投运 14.5 万千瓦（4.95 万千瓦的天佑新能源攀枝花仁和干坝子风电场项目、装机 4.95 万千瓦的天佑新能源攀枝花仁和桃树平风电场项目、装机 4.6 万千瓦的四川能投攀枝花盐边大面山风电场），2016 年底可再竣工投运 9.9 万千瓦（装机 4.95 万千瓦的天佑江峡新能源攀枝花仁和老公山风电场项目、装机 5 万千瓦的天佑江峡新能源攀枝花仁和麻栗坪风电场项目），其余项目也将在明后年全部竣工。

三是首个集中上网式太阳能项目并网发电。攀枝花市共有 5 个太阳能集中式光伏项目建设，总装机 8.91 万千瓦，总投资 8 亿元，已建设 3.91 万千瓦（金勇公司屋顶 0.5 万千瓦、攀枝花学院屋顶 0.21 万千瓦、中电建攀枝花盐边万家山 3 万千瓦光伏电站、省能投攀枝花盐边县大面山赖山垭口 0.2 万千瓦光伏项目）。中电国际攀枝花中电光伏西区 5 万千瓦光伏项目 2015 年 8 月开工建设。

四是沼气、垃圾发电等其它新能源资源稳步推进。一是 1.2 万千瓦城市生活垃圾焚烧发电厂项目可研编制完成，正在开展项目前期工作，预计最快将于明年开工建设；二是沼气。截止 2014 年上半年，全市已建沼气池 8.9 万口，年替代标煤约 6.5 万吨以上。

（2）攀枝花新能源开发的主要思路

攀枝花具有丰富的水能资源，富集的煤炭资源，得天独厚的太阳能资源，潜力巨大的风能资源，前景广阔的生物质资源，是全省重要的综合能源基地之一。十三五能源发展的主要思路是：水火互济，风光互补，煤气互换，沼气、垃圾发电、其它生物质能源共同发展，电网与能源开

发齐头并进。优先发展水电、优化发展火电、扶持天然气发展（逐步实现以天然气消费替代原煤消费），重点推进风力资源开发，综合利用太阳能资源，适度发展沼气、垃圾发电、其它生物质能源（小桐子）。到 2020 年，全市形成以水电为支柱、火电为支撑、风电、太阳能光伏发电、垃圾发电为补充，沼气能、天然气、太阳能光热应用全面突破的能源发展格局。重点建设仁和、盐边、米易风电场、光伏发电利用等项目，规模化开发利用风电、太阳能等新能源资源。

2.4 电力系统概况

（1）四川电网

四川电网电源结构以水电为主、火电为辅。截至 2014 年底，四川全口径发电装机容量为 7874 万千瓦，其中水电装机容量为 6293 万千瓦，占总装机的 79.9%；其中季调节及以上的水电装机总容量达到 2587 万千瓦（含外送电站），约占四川水电总装机的 41%。火电装机容量 1547 万千瓦，占总装机的 19.6%；其中火电单机容量 60 万千瓦机组达到 660 万千瓦，占火电总装机容量的 43%；单机容量 30 万千瓦以上机组达到 1091 万千瓦，占火电总装机容量的 71%。新能源装机容量 50 万千瓦，占总装机的 0.5%。

2014 年，四川省全口径发电量为 3136 亿千瓦时，同比增长 19.8%；其中水电发电量达到 2578 亿千瓦时，占总发电量的 82.2%，同比增长 27.4%。2014 年四川省全社会用电量 2015 亿千瓦时，较 2013 年上涨 3.4%；人均用电量 2475 千瓦时；全社会最大负荷为 3720 万千瓦，同比增长 4.8%；全网年利用小时约为 5417 时。

四川省网架结构不断加强。“十二五”前四年四川电网共新增 500 千伏变电站 16 座，新增变电容量 3275 万千伏安，新增 500 千伏交流输电线路共 5205 千米。新增 220 千伏变电站 97 座，新增变电容量 3576 万千

伏安，新增 220 千伏交流输电线路共 8025 千米。四川电网已建成二滩、茂县、九石雅、康定、瀑布沟、平武、木里、锦屏和溪洛渡九大水电集中送出通道，省内形成的 500 千伏“梯格形”主网架覆盖了全省 21 个市州。

截至 2014 年底，四川电网与外区电网形成“4 交 4 直”的联网格局，额定送电容量约 2850 万千瓦。其中通过向家坝—上海、锦屏—苏南、溪洛渡—浙西 3 回±800 千伏特高压直流与华东电网联网，额定送电容量共 2160 万千瓦；通过德阳-宝鸡±500 千伏直流与西北电网联网，额定送电容量 300 万千瓦；通过 4 回 500 千伏交流线路与重庆电网联网，最大外送容量 370 万千瓦。2014 年全年外送电量 1117 亿千瓦时。

四川水电发展迅猛，但龙头水库电站建设进度相对缓慢，日、周调节和径流式水电仍占大多数，水电整体调节性能仍较差，丰枯期电量比达到约 2:1。因此，四川电网目前已经表现出丰水期时段性缺电，枯水期结构性缺电。具体表现为：枯水期全网电力、电量均不能满足用户的需求，电网不得不采取限电措施；丰水期受高温天气的影响，电网在高峰时段电力供应不足，全网电量供应充分，弃水电量保持在较高水平。

四川省水电总体调节能力较差，水电装机容量利用率较低，2014 年全省装机容量 7874 万千瓦，最大负荷 3720 万千瓦，装机与最大负荷之比为 2.117。根据《西部水电开发及东送规划研究报告》的研究成果，随着瀑布沟水库电站的投产以及中型河流龙头水库的逐步建成，电网内水电站群的调节能力有所改善，届时电网所需装机容量与最大负荷之比减小为 1.3 左右；2020 年随着双江口、两河口大型水库电站的投产，水电站群装机容量利用率提高，电网所需装机容量与最大负荷之比降低到 1.28 左右。

（2）攀枝花电网

攀枝花电网位于四川电网西南部，通过 500 千伏环网（二滩--普提--橄榄--甘泉--石板箐）与四川电网并网运行。电网结构呈现由西向东狭长走向，网内电源主要分布在西部地区，负荷中心主要位于中部和东部地区。

攀枝花电网供电范围涉及攀枝花市三区两县及凉山州会理等部分地区。用电负荷主要以攀钢集团、攀煤集团、钒钛高新区等大型工业用户为主，工业负荷占比约 90%。

截止 2014 年年末，攀枝花总装机容量 4665.938 兆瓦，其中：火电 1084.5 兆瓦，占总装机容量的 23.2%；水电 3579.285 兆瓦，占总装机容量的 76.7%；光伏发电 2.153 兆瓦，占总装机容量的 0.1%。

截至 2014 年 12 月，攀枝花电网共有变电站 84 座。其中 500 千伏变电站 3 座，变电容量 550 万千伏安。220 千伏变电站有 10 座，变压器 22 台，变电容量 408 万千伏安。110 千伏变电站有 29 座，变压器 60 台，变电容量 248.85 万千伏安。35 千伏变电站有 37 座，变压器 65 台，变电容量 54.58 万千伏安。10 千伏配变 3775 台，变电容量 63.18 万千伏安。

截止 2014 年 12 月，攀枝花电网 500 千伏线路有 10 条，线路总长度为 418.737 千米。220 千伏线路有 37 条，线路总长度为 548.455 千米。110 千伏线路有 81 条，线路总长度为 849.527 千米。35 千伏线路有 105 条，线路总长度为 833.938 千米。10 千伏线路 360 条，线路总长度为 5069.785 千米，平均供电半径为 9.2 千米，最大供电半径为 48.4 千米（盐边县 1 条农网 10 千伏线路）。

2.5 交通条件

攀枝花市交通运输形成了铁路、公路为支撑，航空，水运为辅助的多方式共同发展格局。

攀枝花市铁路现有成昆铁路和渡口铁路支线。成昆铁路纵贯南北，

境内里程 142 千米，是对外交通运输的主干线。渡口支线全长 35 千米，沿金沙江北岸，贯穿攀钢集团、矿务局、水泥厂等国家大型企业，是原材料产品销售的运输线。

攀枝花市辖两江一河一库（金沙江、雅砻江、安宁河和二滩水库），水上航道经整治通航里程有望达到 366.4 千米。

攀枝花市保安营机场已于 2003 年 12 月正式通航，目前已开通成都、重庆、北京、深圳等航线。

全市公路总里程 4739.03 千米，按行政等级分：高速公路 195.4 千米、国省道 445.6 千米，县、乡、村公路 4098.03 千米；按技术等级分：二级以上等级公路 522.6 千米、三级公路 172.1 千米、四级公路 2632.7 千米、等外路 1411.6 千米。我市二级及以上公路占全市公路总里程的 11%，三级公路占比 3.6%，四级公路占比 55.6%，等外公路占比 29.8%。水运通航里程 133 千米。铁路线路两条，合计里程 177 千米。航空机场航线 3 条，可达成都、重庆和北京。出租车 1477 辆，公交车 603 辆，运营线路 35 条，年客运量约 1.2 亿人次。

附：攀枝花市行政区域划分图



3 规划风电场场址选址

3.1 风能资源概述

3.1.1 四川风能资源

四川风能资源理论储量为 0.884 亿千瓦，属风能资源贫乏地区。全省有效风能资源由西往东逐渐减少，盆地内最为贫乏。风能资源主要分布在川西高原和盆周山区，海拔高度 1000~3000 米。具体地区包括凉山州、甘孜州、阿坝州、攀枝花市，以及盆周山区的广元、巴中、达州、绵阳、广安等，其中凉山州资源量较大、开发条件较好。

3.1.2 攀枝花市风能资源

攀枝花市气候资源独具特色。攀枝花市位于东经 $101^{\circ} 08' \sim 102^{\circ} 05'$ 、北纬 $27^{\circ} 05' \sim 27^{\circ} 21'$ ，境内年均气温 $19.7 \sim 20.9^{\circ}\text{C}$ ，年日照时数 2300~2700 小时，年降雨量 780~1700 毫米，无霜期 300 天以上，形成了光热充足，雨量集中，气温年较差小、日较差大、小气候复杂多样的南亚热带为基带的立体气候。

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和 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图 3.1。

攀枝花市的风能资源主要分布南部、东南部、东部山区，其中仁和区、盐边县和米易县的南部区域风能资源最为丰富。西部、中部区域中仅有小部分山脊可开发利用，但地形起伏较大，海拔较高。

根据规划区域内 MERRA 再分析资料计算成果，攀枝花市部分区域风能资源较丰富，规划风电场区域 80 米高度年平均风速为 3.02~6.33 米/秒，风功率密度为 21~189 瓦/平方米，该区域多数风电场风功率密度等级为 1 级，个别区域风功率密度等级达到 2 级。参考攀枝花市已有风电场的预可研、可研报告进行分析，规划风电场区域 70 米高度年平均风速为 5.40~7.50 米/秒，风功率密度为 170~261 瓦/平方米。MERRA 再分析资料与现有测风塔风速经过对比分析，发现 MERRA 再分析资料风资源结论会存在较大的偏差，本阶段评估以企业测风塔实测风速为准。

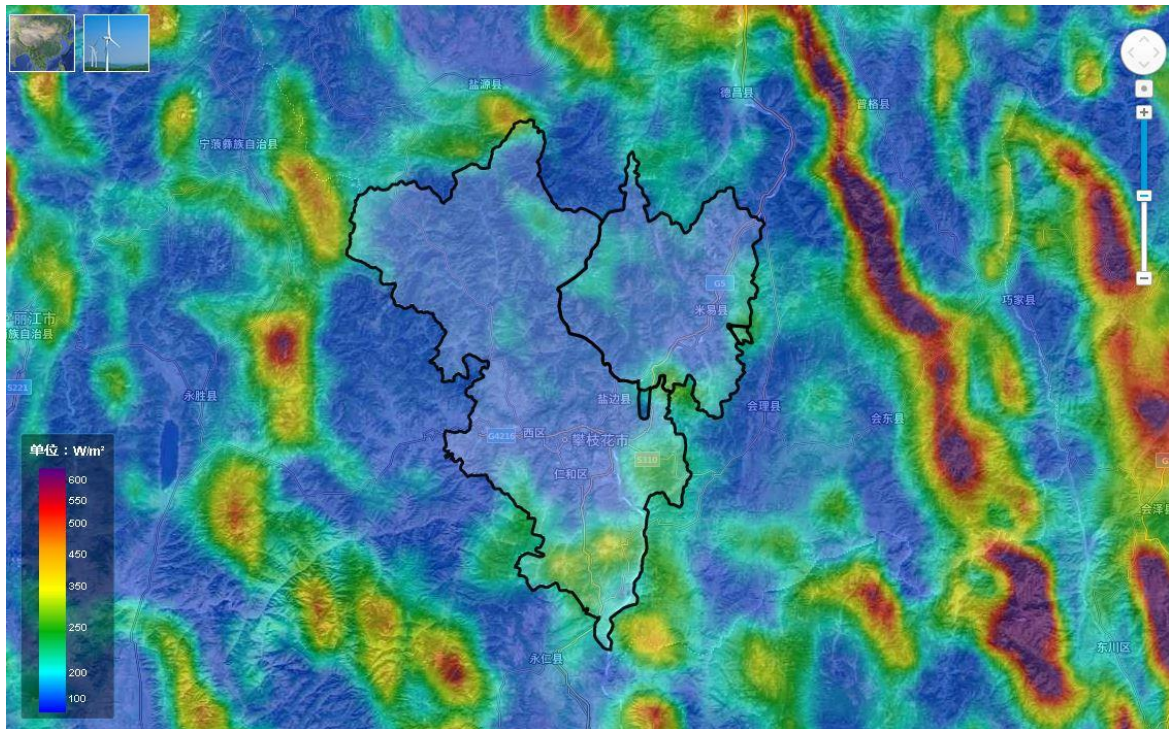


图 3.1 攀枝花市风能资源分布图

3.2 风电场场址选择

3.2.1 风电场选址原则

风电场规划选址应综合考虑风电场区域风能资源、地形、地质、交通运输、电网接入、环境影响等条件，需要遵循以下原则：

(1) 根据风能资源评估和分区结果，选择区域风能资源较为丰富的区域，充分利用风能资源发电；

(2) 规划风电场址区域应具有较为开阔的场地，地形尽可能单一且平坦，减少周边障碍物和复杂地形下多变的湍流强度对风电机组造成干扰；

(3) 规划场址区域应具有良好的交通运输条件，便于风电设备的运输、安装及维护；

(4) 规划场址选择要避让压覆矿产区、生态环境脆弱区、自然保护区、文物保护区、军事禁区等敏感区域；

(5) 规划场址区域应尽可能靠近电网，便于送出和减少电损及电缆铺设成本。

3.2.2 风电场场址选择

根据现有测风资料分析结果，攀枝花市风能资源主要集中在仁和区、盐边县、米易县等区域，风能资源较为丰富，故本次规划风电场选址主要在以上区域。

本次规划本着优先开发风能资源条件较好的区域的原则，仁和区拟选了乌喇么、五丘田、迤沙拉、坝塘、石窝铺、二风场等六个场址；盐边县拟选的风电场主要分为南、北两部分 17 个风电场，南部为大面山一期、大面山二、三期风电场、新九、桐子林、益民；北部为格萨拉、温泉、国胜、渔门、红宝、红果、箐河、共和、惠民、永兴、鳧鱼风电场。米易县拟选了南宁上、天鹅抱蛋、龙肘山、马鹿寨等四个场址。

同时，结合攀枝花市电力输送、交通运输等情况，划定出攀枝花市各风电场规划区域。攀枝花市风电项目各规划区域范围示意图见图 3.1。

本次规划风电场总占地面积 1523 平方千米，总规划装机容量 1840

兆瓦，其中仁和区占地面积 691 平方千米，规划装机容量 650 兆瓦；盐边县占地面积 633 平方千米，规划装机容量 890 兆瓦；米易县占地面积 199 平方千米，规划装机容量 300 兆瓦。

根据现场踏勘调查，仁和区太平乡西北部区域，发现存在烟煤矿采空区及林业防火区域，在后期选址中应予以合理避让。盐边县的国胜风电场、共和风电场、鳧鱼风电场、米易县马鹿寨风电场范围涉及白坡山自然保护区和二滩森林公园保护区域，场址需要进一步落实。

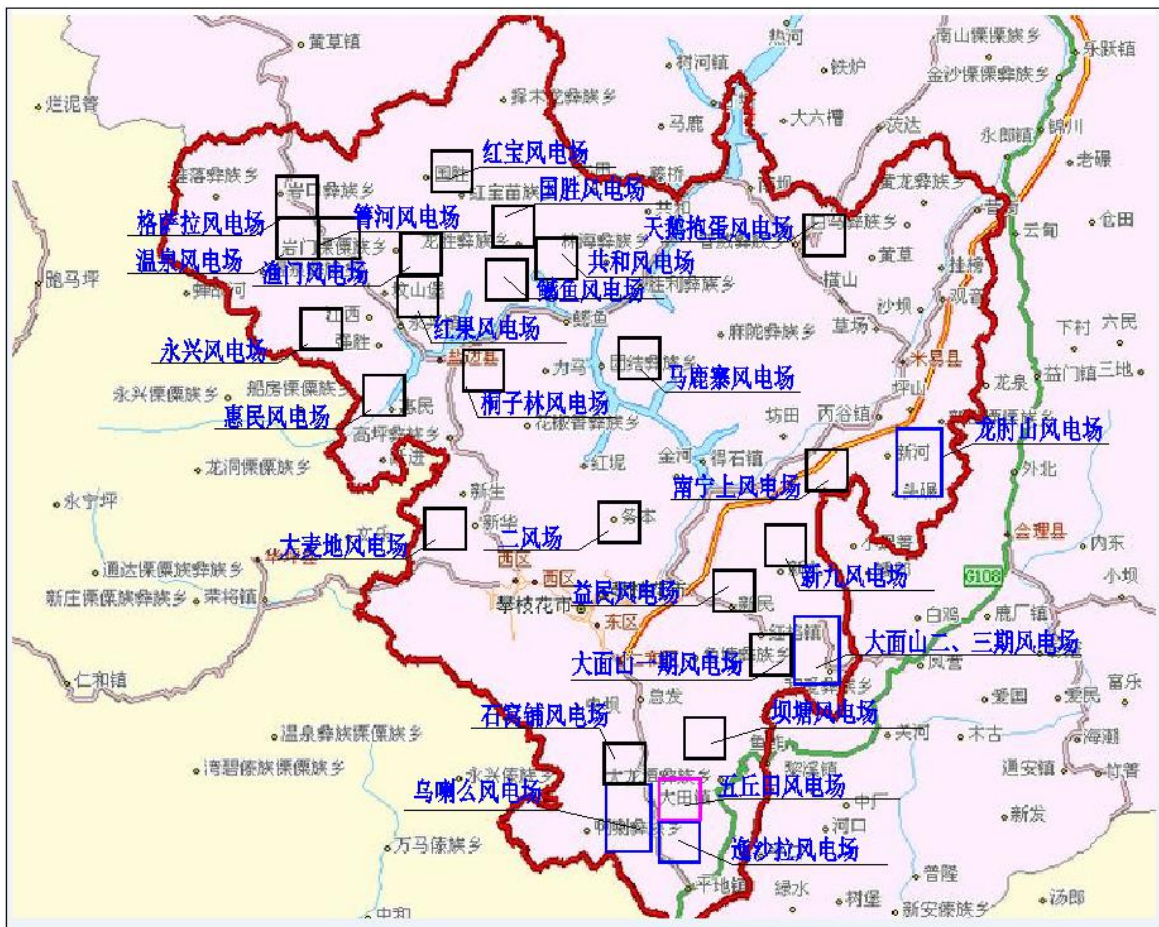


图 3.1 攀枝花风电项目规划区域范围示意图

表 3.1 仁和区规划风电场范围坐标

区域范围	风电场区域	角点	经度	纬度	面积(平方千米)
仁和区	乌喇么区域	WLM-01	101° 40' 18"	26° 18' 30"	218
		WLM-02	101° 36' 38"	26° 18' 38"	
		WLM-03	101° 35' 29"	26° 17' 02"	
		WLM-04	101° 37' 45"	26° 13' 40"	
		WLM-05	101° 40' 41"	26° 14' 24"	
		WLM-06	101° 44' 19"	26° 13' 07"	
		WLM-07	101° 46' 07"	26° 10' 50"	
		WLM-08	101° 49' 14"	26° 09' 47"	
		WLM-09	101° 50' 39"	26° 11' 10"	
		WLM-10	101° 46' 43"	26° 14' 22"	
		WLM-11	101° 47' 06"	26° 15' 11"	
		WLM-12	101° 44' 42"	26° 20' 34"	
	五丘田区域	WQT-01	101° 46' 54"	26° 16' 24"	150
		WQT-02	101° 47' 49"	26° 15' 02"	
		WQT-03	101° 53' 53"	26° 17' 46"	
		WQT-04	101° 53' 44"	26° 20' 42"	
		WQT-05	101° 51' 08"	26° 22' 25"	
		WQT-06	101° 49' 56"	26° 23' 43"	
		WQT-07	101° 46' 23"	26° 22' 23"	
	迤沙拉区域	YSL-01	101° 47' 55"	26° 14' 50"	80
		YSL-02	101° 53' 54"	26° 17' 45"	
		YSL-03	101° 54' 15"	26° 16' 19"	
		YSL-04	101° 52' 52"	26° 13' 40"	
		YSL-05	101° 53' 12"	26° 12' 21"	
		YSL-06	101° 50' 41"	26° 11' 08"	
		YSL-07	101° 50' 04"	26° 12' 32"	
	坝塘区域	BT-01	101° 51' 28"	26° 22' 09"	40
		BT-02	101° 53' 01"	26° 21' 29"	
		BT-03	101° 54' 55"	26° 21' 29"	
		BT-04	101° 55' 26"	26° 22' 29"	
		BT-05	101° 55' 44"	26° 25' 03"	
		BT-06	101° 53' 11"	26° 25' 36"	
		BT-07	101° 51' 15"	26° 25' 38"	
石窝铺区域	SWP-01	101° 38' 24"	26° 23' 42"	130	
	SWP-02	101° 38' 00"	26° 21' 39"		
	SWP-03	101° 39' 46"	26° 20' 50"		
	SWP-04	101° 38' 40"	26° 19' 08"		
	SWP-05	101° 39' 48"	26° 18' 36"		
	SWP-06	101° 44' 27"	26° 20' 47"		
	SWP-07	101° 42' 29"	26° 24' 05"		
	SWP-08	101° 36' 25"	26° 31' 29"		
	SWP-09	101° 32' 01"	26° 28' 06"		

区域范围	风电场区域	角点	经度	纬度	面积(平方千米)
	二风场区域	EF-01	101° 37' 01"	26° 37' 13"	80
		EF-02	101° 40' 17"	26° 36' 54"	
		EF-03	101° 43' 12"	26° 38' 28"	
		EF-04	101° 43' 34"	26° 42' 43"	
		EF-05	101° 38' 31"	26° 42' 07"	

表 3.2 盐边县规划风电场范围坐标

区域范围	风电场区域	角点	经度	纬度	面积(平方千米)
盐边县	大面山一期区域	DM-01	101° 51' 58"	26° 32' 17"	30
		DM-02	101° 54' 28"	26° 32' 21"	
		DM-03	101° 56' 04"	26° 29' 49"	
		DM-04	101° 56' 07"	26° 28' 49"	
		DM-05	101° 52' 47"	26° 28' 38"	
	大面山二、三期区域	HG-01	101° 56' 19"	26° 33' 09"	100
		HG-02	102° 01' 57"	26° 33' 40"	
		HG-03	102° 02' 41"	26° 29' 20"	
		HG-04	102° 01' 59"	26° 28' 10"	
		HG-05	102° 01' 34"	26° 25' 37"	
		HG-06	101° 59' 44"	26° 26' 08"	
		HG-07	101° 59' 04"	26° 27' 16"	
		HG-08	101° 56' 23"	26° 28' 30"	
	新九区域	XJ-01	101° 59' 56"	26° 41' 28"	40
		XJ-02	102° 02' 54"	26° 40' 25"	
		XJ-03	102° 02' 57"	26° 36' 39"	
		XJ-04	102° 00' 41"	26° 36' 39"	
	桐子林区域	TZ-01	101° 36' 43"	27° 10' 27"	33
		TZ-02	101° 34' 12"	27° 08' 34"	
		TZ-03	101° 37' 23"	27° 05' 08"	
		TZ-04	101° 41' 13"	27° 01' 28"	
	益民区域	YM-01	101° 51' 43"	26° 34' 09"	35
		YM-02	101° 55' 32"	26° 35' 08"	
		YM-03	101° 55' 23"	26° 32' 32"	
		YM-04	101° 51' 57"	26° 32' 26"	
	格萨拉区域	GSL-01	101° 11' 43"	27° 10' 01"	40
		GSL-02	101° 16' 16"	27° 11' 18"	
		GSL-03	101° 22' 39"	27° 09' 47"	
GSL-04		101° 20' 23"	27° 05' 48"		
GSL-05		101° 09' 00"	27° 04' 15"		
国胜区域	GS-01	101° 36' 43"	27° 10' 27"	40	
	GS-02	101° 34' 12"	27° 08' 34"		
	GS-03	101° 37' 23"	27° 05' 08"		
	GS-04	101° 41' 13"	27° 01' 28"		

区域范围	风电场区域	角点	经度	纬度	面积(平方千米)
		GS-05	101° 44' 25"	27° 04' 17"	
	温泉区域	WQ-01	101° 08' 58"	27° 04' 15"	35
		WQ-02	101° 20' 26"	27° 05' 49"	
		WQ-03	101° 21' 34"	26° 54' 52"	
		WQ-04	101° 17' 19"	26° 53' 34"	
	箐河区域	JH-01	101° 22' 36"	27° 09' 48"	
		JH-02	101° 30' 26"	27° 05' 33"	
		JH-03	101° 28' 44"	26° 59' 00"	
		JH-04	101° 21' 05"	27° 00' 19"	
	红果区域	HG-01	101° 33' 10"	26° 46' 12"	35
		HG-02	101° 42' 20"	26° 48' 38"	
		HG-03	101° 45' 54"	26° 48' 38"	
		HG-04	101° 48' 22"	26° 46' 17"	
		HG-05	101° 35' 56"	26° 42' 22"	
	红宝区域	HB-01	101° 24' 14"	27° 12' 50"	35
		HB-02	101° 28' 34"	27° 15' 21"	
		HB-03	101° 37' 31"	27° 12' 19"	
		HB-04	101° 32' 51"	27° 08' 02"	
		HB-05	101° 25' 52"	27° 10' 02"	
	渔门区域	YM-01	101° 32' 09"	26° 53' 26"	35
		YM-02	101° 38' 04"	26° 56' 40"	
		YM-03	101° 42' 27"	26° 48' 53"	
		YM-04	101° 32' 41"	26° 46' 34"	
	共和区域	GH-01	101° 41' 52"	27° 01' 20"	35
		GH-02	101° 44' 33"	27° 04' 19"	
		GH-03	101° 45' 05"	27° 06' 40"	
		GH-04	101° 47' 40"	27° 05' 58"	
		GH-05	101° 45' 26"	27° 01' 57"	
	惠民区域	HM-01	101° 22' 10"	26° 46' 19"	35
		HM-02	101° 23' 09"	26° 47' 25"	
		HM-03	101° 24' 41"	26° 48' 07"	
		HM-04	101° 26' 20"	26° 44' 52"	
		HM-05	101° 23' 59"	26° 43' 27"	
	永兴区域	YX-01	101° 20' 11"	26° 53' 46"	35
		YX-02	101° 23' 38"	26° 55' 49"	
YX-03		101° 27' 10"	26° 51' 05"		
YX-04		101° 24' 32"	26° 49' 21"		
鲢鱼区域	GY-01	101° 36' 57"	27° 01' 50"	35	
	GY-02	101° 37' 40"	27° 02' 29"		
	GY-03	101° 41' 04"	27° 01' 11"		
	GY-04	101° 45' 37"	27° 01' 47"		
	GY-05	101° 44' 28"	26° 59' 14"		
	GY-06	101° 42' 28"	26° 58' 02"		
	GY-07	101° 38' 53"	26° 58' 45"		

表 3.3 米易县规划风电场范围坐标

区域范围	风电场区域	角点	经度	纬度	面积(平方千米)
米易县	南宁上区域	ANS-01	101° 57' 20"	26° 44' 18"	49
		ANS-02	101° 58' 28"	26° 44' 08"	
		ANS-03	101° 58' 39"	26° 42' 17"	
		ANS-04	102° 00' 16"	26° 41' 44"	
		ANS-05	102° 00' 24"	26° 42' 38"	
		ANS-06	102° 01' 51"	26° 43' 08"	
		ANS-07	102° 01' 22"	26° 46' 58"	
		ANS-08	101° 57' 18"	26° 45' 03"	
	天鹅抱蛋区域	TE-01	101° 58' 43"	27° 02' 49"	30
		TE-02	102° 00' 44"	27° 02' 58"	
		TE-03	102° 00' 51"	27° 06' 01"	
		TE-04	102° 00' 08"	27° 06' 31"	
		TE-05	101° 58' 45"	27° 06' 38"	
	龙肘山区域	LZS-01	102° 08' 50"	26° 43' 45"	90
		LZS-02	102° 11' 34"	26° 43' 36"	
		LZS-03	102° 12' 13"	26° 46' 01"	
		LZS-04	102° 13' 31"	26° 56' 41"	
		LZS-05	102° 10' 06"	26° 57' 02"	
	马鹿寨区域	MLZ-01	101° 45' 41"	26° 51' 59"	30
		MLZ-02	101° 47' 26"	26° 54' 05"	
MLZ-03		101° 44' 37"	26° 55' 51"		
MLZ-04		101° 44' 06"	26° 54' 56"		

关于新九、益民、共和、桐子林、永兴、惠民及鳧鱼风电场的拐点坐标，待进一步测风之后，制定详细的拐点坐标。

3.3 风电在本区域电力建设中的地位

根据现阶段电力供需关系和电力市场的发展，加快发展风电对推进地区经济社会可持续发展具有重要意义。

(1) 环境污染是我国现阶段经济发展过程中最迫切需要解决的问题，化石、煤炭能源的生产和消费是环境污染的主要来源，目前，全市绝大部分的二氧化硫和氮氧化物排放来自化石能源的生产和消费。随着能源重化工工业的不断发展，煤炭消费量将大幅增加，治理其所造成的

环境污染和生态破坏的压力十分沉重，因此，加快发展风电，提高可再生能源在能源消费中的比例，是环境保护的必然选择。

(2) 发展风电是开拓地区经济增长领域和创造更多就业机会的有效途径。开发和利用风能资源，只要是基于当地资源和人力物力，以促进地区经济发展具有重要意义，同时，快速发展的风电产业也是一个新的经济增长领域。开发 200 兆瓦风电，每年可发电约 3.7 亿千瓦时，新增工业产值 2.3 亿元，风电产业的发展还可同时拉动地区制造业等产业的经济增长，可带来更多的就业岗位，促进就业和边远地区脱贫致富。

(3) 加快发展风电是地区能源工业可持续发展的有力保证。《中华人民共和国可再生能源法》中已经明确：为了促进可再生能源的开发利用，增加能源供应，改善能源结构，保障能源安全，保护环境，实现经济社会的可持续发展。国家将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展，因此加快发展本地区的风电将为推动地区地方经济建设提供有力的政策保证。

4 建设条件

4.1 区域气象站资料分析

4.1.1 攀枝花气象站

攀枝花国家基本站：自 1977 年开始观测，纬度： $26^{\circ} 35' N$ 、经度： $101^{\circ} 43' E$ ，海拔 1191.1 米。应市政府要求更换地址，2013 年 1 月开始新址观测，纬度： $26^{\circ} 35' N$ 、经度： $101^{\circ} 43' E$ （经纬度未精确到秒，所以基本无变化）海拔 1224.8 米。

攀枝花市位于东经 $101^{\circ} 08' \sim 102^{\circ} 05'$ 、北纬 $27^{\circ} 05' \sim 27^{\circ}$

21'，境内年均气温 19.7~20.9℃，年日照时数 2300~2700 小时，年降雨量 780~1700 毫米，无霜期 300 天以上，形成了光热充足，雨量集中，气温年较差小、日较差大、小气候复杂多样的南亚热带为基带的立体气候。

攀枝花气象站近 30 年各基本气象要素资料见表 4.1.1，各风电场风速分布见图 4.1.1。

表 4.1.1 攀枝花气象站近 30 年基本气象要素统计表

序号	项 目	单 位	数 量
			攀枝花市
1	多年平均气温	℃	20.9
2	多年最高月平均气温	℃	40.4
3	多年最低月平均气温	℃	0.4
4	年平均风速	米/秒	1.4
5	年平均相对湿度	%	57
6	平均气压	百帕	878.5
7	平均日照时数	小时	2660.7
8	日照百分率	%	59
9	辐射曝辐值	兆焦/平方米	591.2
11	年平均降水量	毫米	845.5

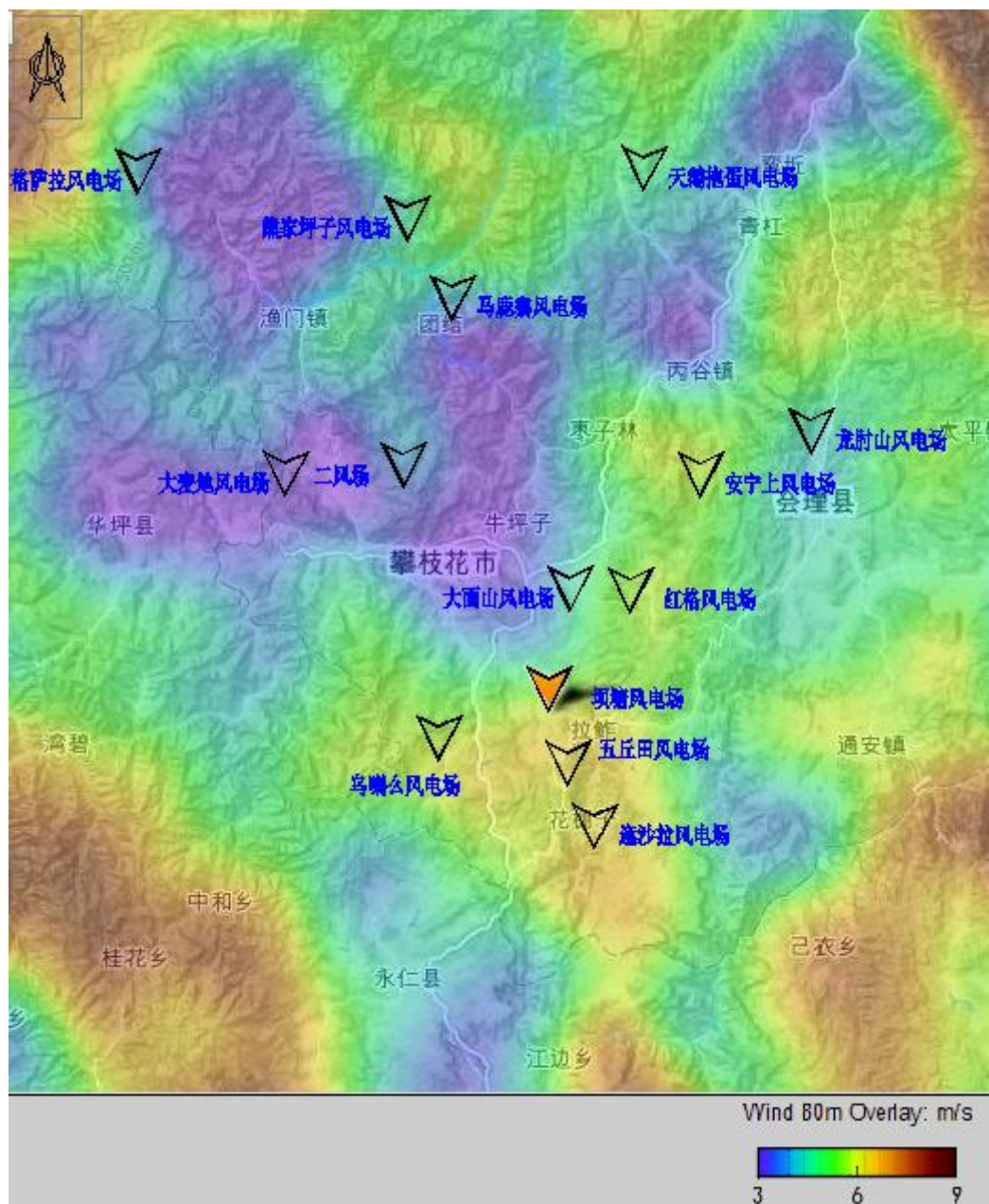


图 4.1.1 区域风电场风速分布

4.1.2 仁和区气象站

4.1.2.1 气象站基本情况

仁和气象站位于北纬 $26^{\circ}30'$ ，东经 $101^{\circ}44'$ ，海拔高度 1108.0 米。仁和气象站年平均降水量在 800 毫米左右，年平均气温 20.3°C ，无霜期 300 天以上，年日照时数达 2700 小时以上。全年无室外导线复冰，无冻土。

气象站地处金沙江右岸支流大河河谷内,1965.5.1~1979.12.31 为基本站,1988.1.1~1997.12.31 为辅助站,有自 1966 年以来长系列多项目气象观测资料。1965 年 3 月,云南省气象局在仁和区老街建立云南省楚雄气象总站工作组,5 月开始正式观测;同年 11 月与 1964 年 11 月建立的四川省气象局渡口工作组合并,称四川省气象局渡口工作组;1966 年 2 月,撤销工作组,建立四川省渡口市气象台;1971 年 7 月改为渡口市气象局;1978 年 6 月渡口市气象局搬至炳草岗新建,在原渡口市气象局站址建立了渡口市郊区气象站;1982 年 3 月,郊区气象站改为渡口市仁和区气象站;1987 年 3 月,更名为仁和区气象站;1987 年 7 月起改称攀枝花市仁和区气象局,现为国家一般气象站。2005 年 9 月,建成 CAWS600 型自动气象站,10 月 1 日开始试运行。2007 年 1 月 1 日,自动气象站进入单轨运行。

收集气象站各常规气象项目资料并进行统计,各项目统计成果见表 4.1.2-1。

表 4.1.2-1 仁和气象站主要气象要素特征值表(1996-2013 年)

项 目	仁和气象站
气象站观测场海拔高度(米)	1108.0
累年年平均气压(百帕)	885.6
年极端最高气温均值(℃)	40.8
年平均水汽压(百帕)	14.3
年平均相对湿度(%)	61
冬季相对湿度(%)	56
夏季相对湿度(%)	71
年最小相对湿度(%)	0
年平均风速(米/秒)	0.9
冬季平均风速(米/秒)	0.9
夏季平均风速(米/秒)	0.9
实测最大(定时)风速(米/秒)	15(2 分钟)
一日最大降水量(毫米)	106.3
年平均降水量(毫米)	761.6
最多年降水量(毫米)	1241.8

项 目	仁和气象站
最少年降水量（毫米）	444.2
最大积雪深度（厘米）	/
平均雨日数(>=0.1毫米)(天)	98.5
年平均雾日数（天）	0.3
年平均霜日数（天）	40.5
年平均冰雹日数（天）	0.5
年平均雷暴日数（天）	66.3
年最多雷暴日数（天）	76
年平均雪日数（天）	0.0
年平均积雪日数（天）	无
年平均大风日数（天）	16.3
年平均日照时数（小时）	2709.2
冻土深度（厘米）	无冻土

4.1.2.2 多年年平均风速

仁和气象站自 1966 年建站以来已有 40 多年的气象观测资料，根据收集的资料情况，本阶段选取近 30 年（1984~2013）的气象资料进行统计。仁和气象站 1984-2013 年平均风速统计值见表表 4.1.2-2，年平均风速变化直方图见图 4.1.2-1。

表 4.1.2-2 仁和气象站（1984.1~2013.12）年年平均风速统计表

单位：米/秒

年份	平均风速	年份	平均风速
1981	1.3	1999	0.8
1982	1.3	2000	0.8
1983	1.5	2001	0.8
1984	1.2	2002	0.8
1985	1	2003	1.1
1986	0.9	2004	1.2
1987	0.7	2005	1.3
1988	0.7	2006	1.4
1989	0.7	2007	1.3
1990	0.6	2008	1.3
1991	0.7	2009	1.3
1992	0.6	2010	1.5
1993	0.6	2011	1.4
1994	0.6	2012	1.3
1995	0.5	2013	1.3

1996	0.5	近 10 年平均	1.33
1997	0.8	近 20 年平均	1.03
1998	0.7	近 30 年平均	0.94

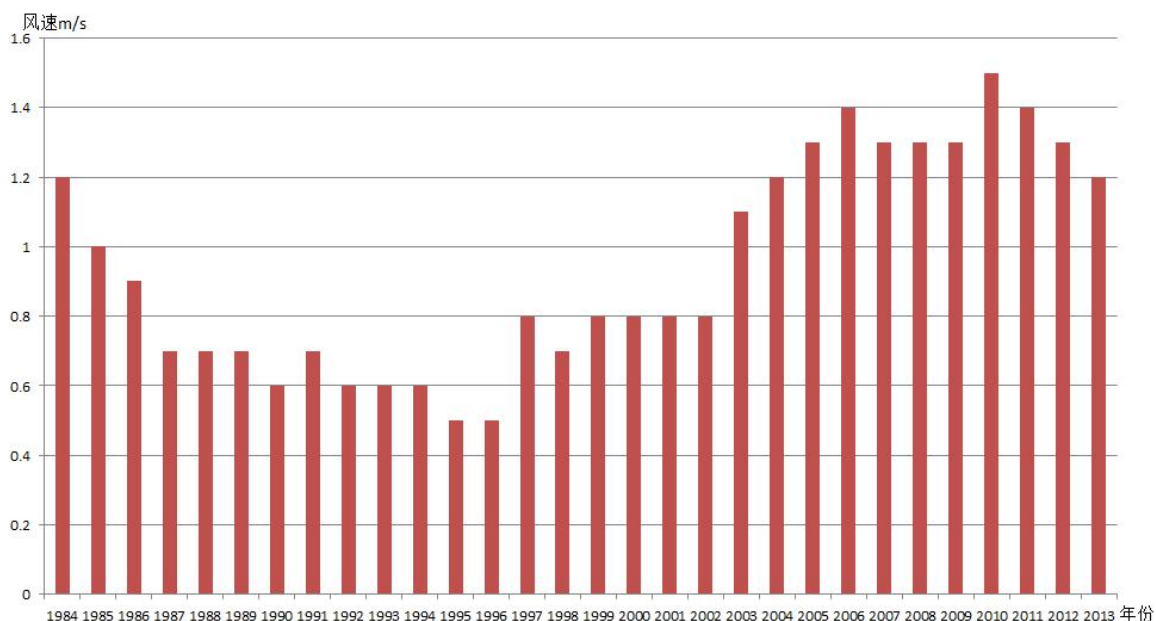


图 4.1.2-1 仁和气象站近 30 年平均风速分布直方图

从图表可以看出，从1984年至2002年，仁和气象站年平均风速变化起伏较大，经了解分析，一方面与全球气候的变化有一定关系，另一方面测风仪周边不断变化的建构物布局对风速也有一定影响。但是，经过2005年主要测风设备进行了更换且测风数据由人工观测过渡为自动观测后，近8年气象站风速变化起伏较小。

4.1.2.3 多年月平均风速

仁和气象站 1984~2013 年各月平均风速统计见表 4.1.2-3，各月平均风速变化直方图见图 4.1.2-2。由图表中可以看出，该地区大风月集中在每年 2~6 月份，小风月集中在每年 9~12 月份，即春夏季风大，秋冬季风小。

表4.1.2-3 仁和气象站30年月平均风速表（1984-2013）

单位：米/秒

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平
风速	0.8	1.1	1.4	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.95

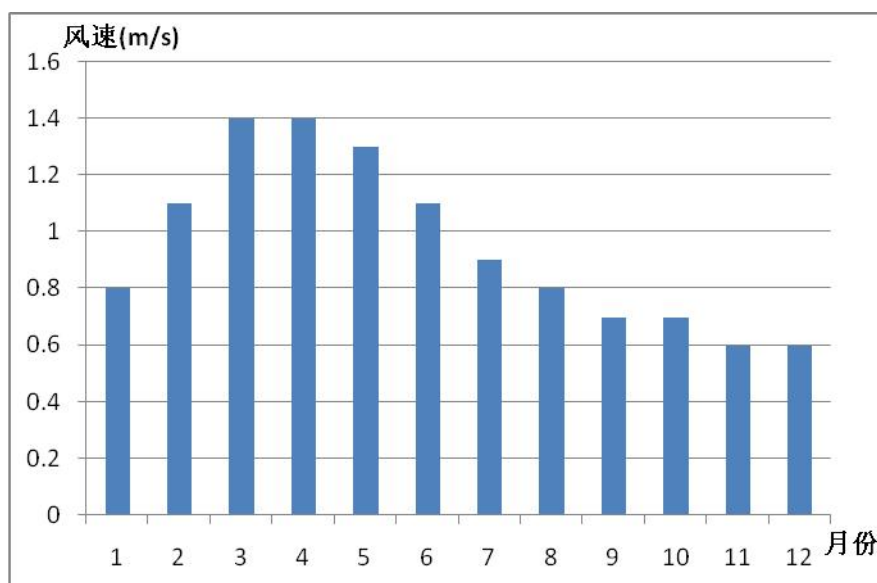


图4.1.2-2 仁和气象站30年月平均风速变化直方图

4.1.2.4 风向玫瑰图

统计仁和气象站1984~2013年时间段的多年平均风向频率，其风向玫瑰图见图4.1.2-3。根据统计结果测风同期主导风向为SE，相应频率为6%，次主导风能风向为SSE，相应频率为5%。

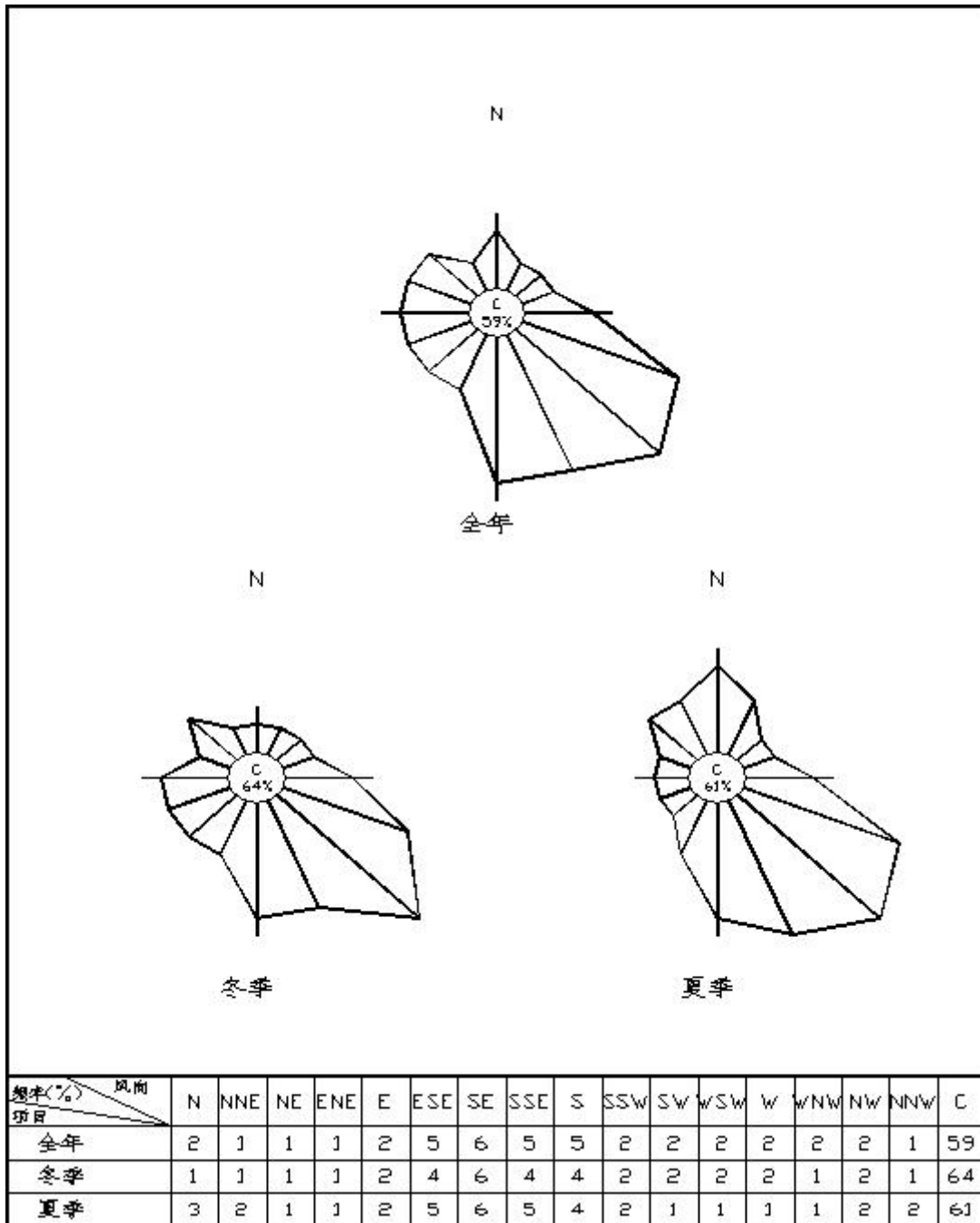


图4.1.2-3 仁和区气象站多年风向玫瑰图

4.1.3 盐边县气象站

4.1.3.1 气象站基本情况

盐边县气象站位于攀枝花市盐边县县城东北部的山坡上，观测点海拔高程 1140.3 米，测风高度距地面 10.5 米。盐边气象站于 1997 年 12

月建站，1998年开始风速观测，属于国家气象观测一般站，记录有完整连续的气象资料，可作为分析本地区风能资源的参证站。盐边气象站位于县城东北部的山坡上，周围都是乡村民房。测站位于河谷内，附近2千米以内均有高山分布。

盐边气象站原为1957年12月在现攀枝花市东区银江镇成立的“四川省盐边县攀枝花气候站”，1962年迁至盐边县城西郊，1997年因二滩水电站建设随县城搬迁到盐边县桐子林镇，盐边气象站自1997年搬迁后到目前为止仅有17年的气象观测资料。

4.1.3.2 多年年平均风速

本阶段选取1998~2014年气象资料进行分析，盐边气象站1998~2013年年平均风速变化直方图见图4.1.3-1。

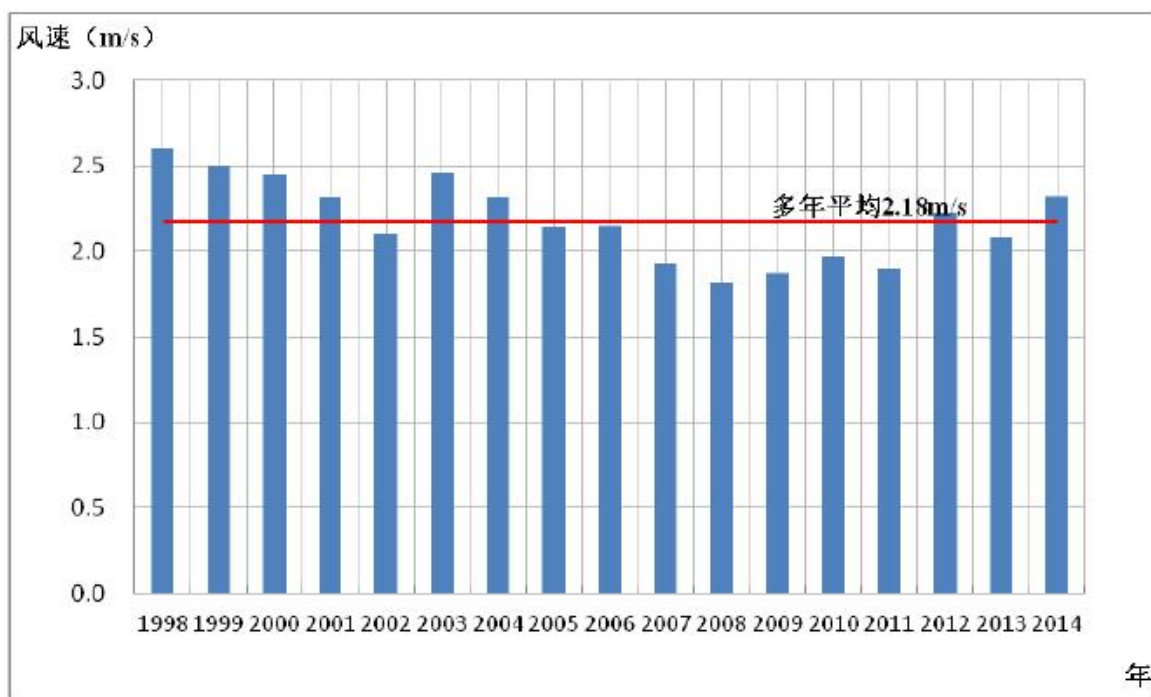


图 4.1.3-1 盐边气象站多年平均风速分布直方图

从上图可以看出，近17年以来气象站风速在平均风速2.18米/秒上下波动，1998~2007年有逐渐下降趋势，2008年以后有逐渐上升趋势，整体来看风速有下降趋势。

4.1.3.3 多年月平均风速

盐边气象站 1998~2013 年各月平均风速直方图见图 2.1-6。

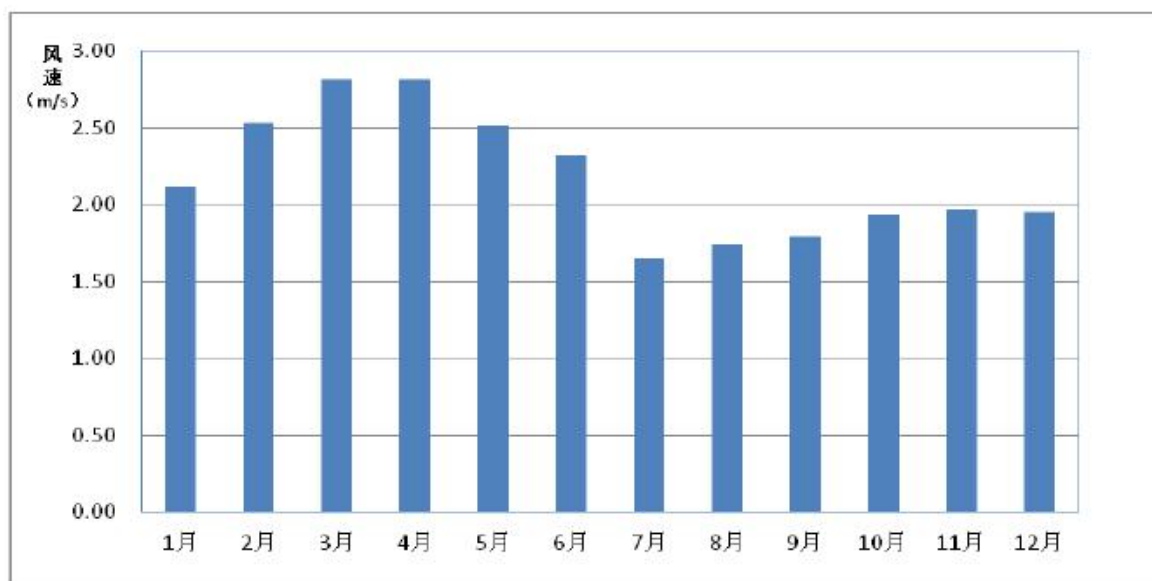


图4. 1. 3-2 盐边气象站多年（1998~2013）月平均风速变化直方图

由上图可以看出该地区大风月集中在 1~6 月份，小风月集中在 7~12 月份。即冬春季风大，夏秋季风小。

4.1.3.4 风向玫瑰图

根据盐边气象站资料，该地区风向玫瑰图见图 4. 1. 3-3。由图可以看出，该地区主导风向为北东北（NNE）风，占全年的 15%。

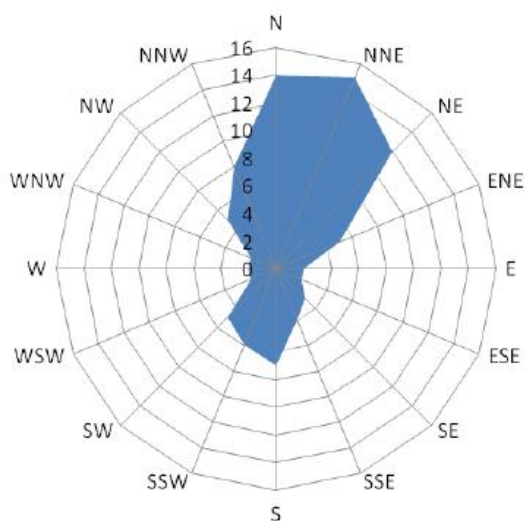


图4. 1. 3-3 盐边气象站多年风向玫瑰图

4.1.4 米易气象站

米易县气象站位于北纬 26°55'，东经 102°07'，平均海拔 1136.9 米，区站号 56670。米易县气象站 2012 年自攀莲镇青皮村迁至草场乡克朗村，现址在米易县县城北面的小山上，四周地势东、南、西三面低洼北面有小山。北面 100 米处是草场乡政府，东面 50 米处是安宁河，南面 200 米是高速公路收费处，西面 80 米是住宅区。

米易属南亚热带干热河谷立体气候，年均气温 19.9 °C，极端最高气温 41.2 °C，极端最低气温-2.4 °C。境内雨量充足，年降雨量 1101.2 毫米，年最多降水量 1488.2 毫米，年最少降水量 746.3 毫米，年平均气压 887.1 百帕，年平均水汽压 15.1 百帕。境内光照充足，光照时数 2217.3~2413.5 小时，热量丰富，无霜期 301.8~313.7 天，冬暖春温高，夏秋季节凉，冬春逆温显著，是天然的“大地温室”，是全国少有的热作区。

4.2 规划风电场

4.2.1 仁和区

4.2.1.1 地区概况

仁和区地处攀西大裂谷，位于川滇交界处。地理坐标为北纬 26° 06' -26° 47'、东经 101° 24' -101° 56' 之间。东临会理县，南接云南省永仁县，西靠云南省华坪县，北连盐边县。

仁和区属南亚热带立体气候，四季不分明，昼夜温差大，气候干燥，日照长等特点。年平均气温 20.4 度，年积温达 7450 度，年日照时数达 2745 小时，无霜期 300 天以上。仁和区风功率密度分布图见图 4.2.1.1。

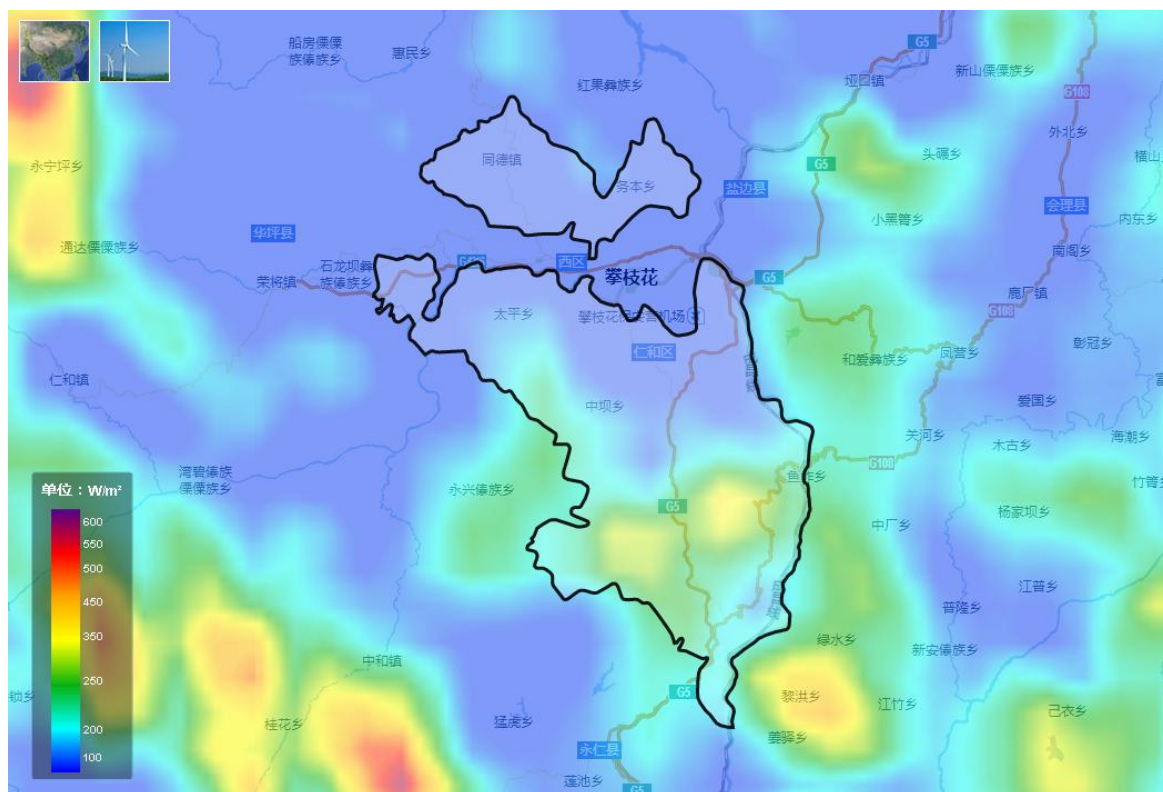


图 4.2.1.1 仁和区风功率密度分布图

4.2.1.2 乌喇么风电场

乌喇么风电场场址位于攀枝花市南部约 33 千米处，仁和区政府西南约 25 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 35' 29'' \sim 101^{\circ} 50' 39''$ ，北纬 $26^{\circ} 09' 47'' \sim 26^{\circ} 20' 34''$ ，地面海拔高程 1450~2380 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与东侧国道 G5、省道 S214 相通，对外交通较为便利。乌喇么风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.1.2-1。

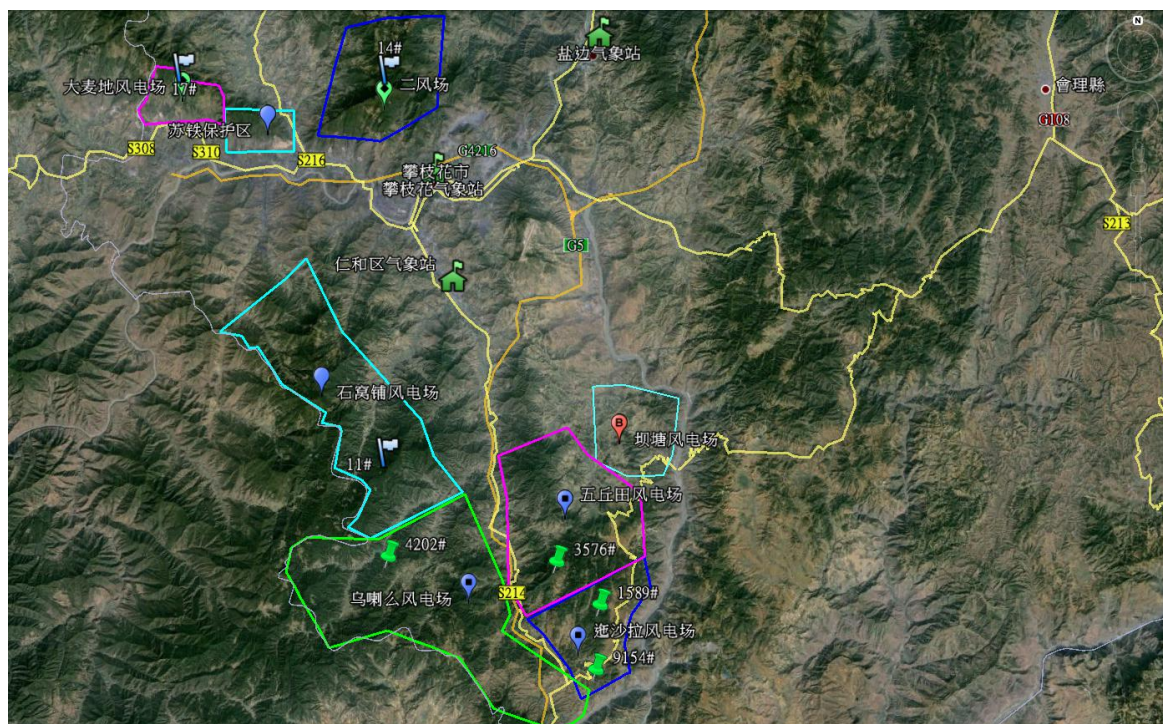


图 4.2.1.2-1 乌喇么风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

乌喇么风电场设立两座 70 米高测风塔（编号为 9154#、4202#），测风塔基本情况见表 4.2.1.2-1。

表 4.2.1.2-1 测风塔基本情况

测风塔	塔高 (米)	测风时段	高程 (米)	坐标	测风塔配置(米)
9154#	70	2013.01.01~ 2013.03.31	1889	N 26° 12.012' E 101° 51.181'	风速仪: 70、50、30、10 风向标: 70、10 气压计: 7 温度计: 10
4202#	70	2013.10.1~ 2014.9.30	1928	N 26° 19' 42.66" E 101° 49' 13.80"	风速仪: 70、50、30、10 风向标: 70、10 气压计: 7 温度计: 10

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

各测风塔各高度月平均风速、风功率密度统计见表 4.2.1.2-2。根据 9154#、4202#测风塔测风资料统计，85 米高度年平均风速为 5.76~5.90 米/秒，年平均风功率密度为 212~269 瓦/平方米。

表4.2.1.2-2 各测风塔各高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

测风塔	高度 (米)	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
9154#	50	风速	6.4	7.9	6.6	6.5	5.9	5.3	4.9	3.9	3.7	4.2	5.1	5.1	5.44
		风功率	218	312	215	251	214	155	135	61	58	91	125	136	163
	70	风速	6.6	8.1	6.7	6.6	5.9	5.3	4.8	3.7	3.6	4.1	5.3	5.4	5.48
		风功率	230	324	221	256	211	158	135	60	58	93	139	151	170
	85	风速	6.9	8.4	7.0	6.9	6.3	5.6	5.1	3.9	3.9	4.3	5.4	5.5	5.76
		风功率	290	407	277	326	272	200	167	75	78	113	164	181	212
4202#	50	风速	6.4	7.9	6.6	6.5	5.9	5.3	4.9	3.9	3.7	4.2	5.1	5.1	4.91
		风功率	218	312	215	251	214	155	135	61	58	91	125	136	189
	70	风速	6.6	8.1	6.7	6.6	5.9	5.3	4.8	3.7	3.6	4.1	5.3	5.4	5.60
		风功率	230	324	221	256	211	158	135	60	58	93	139	151	235
	85	风速	6.9	8.4	7.0	6.9	6.3	5.6	5.1	3.9	3.9	4.3	5.4	5.5	5.90
		风功率	290	407	277	326	272	200	167	75	78	113	164	181	269

备注：85 米高度风速、风功率密度由 windgraper 软件推算值

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

4202#测风塔 80m 高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.2-2。

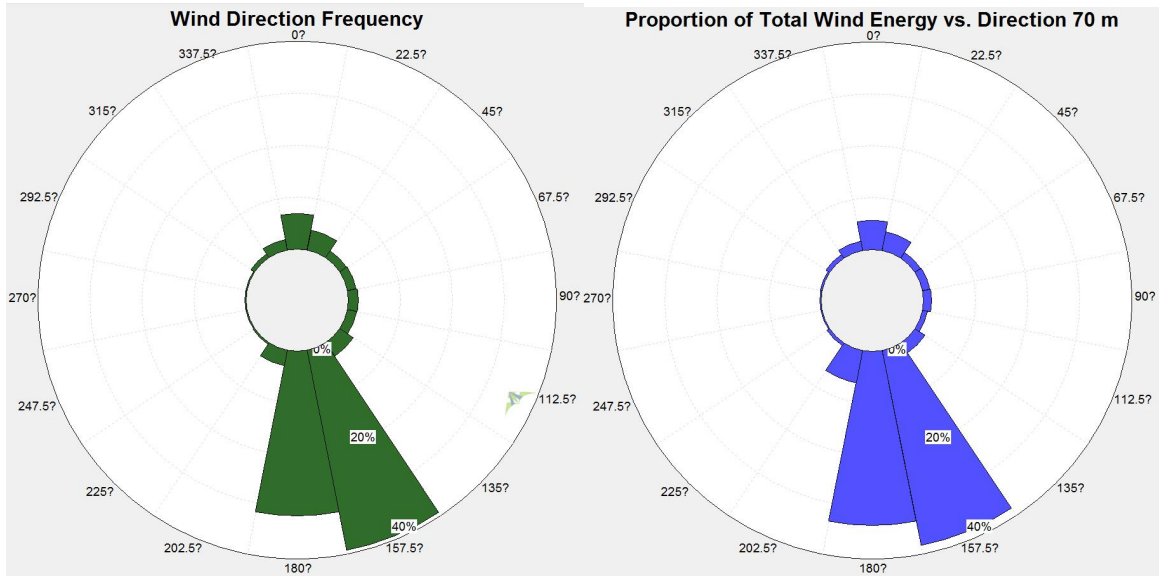


图 4.2.1.2-2 4202#测风塔 70m 高度年风向和风能玫瑰图

从图 4.2.1.2-2 可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为南东南（SSE）、南（S），主风能为南东南（SSE）、南（S）。

4202#测风塔 70 米高度风速风功率密度分布直方图见图 4.2.1.2-3。从风速分布看，4202#测风塔有效风速 2.5~25 米/秒，小时数为 7290 小时，占全数据的 83.32%，其中 9.5~20 米/秒，时数为 822 小时，占全数据的 9.4%，基本无大于 20.0 米/秒的风速。

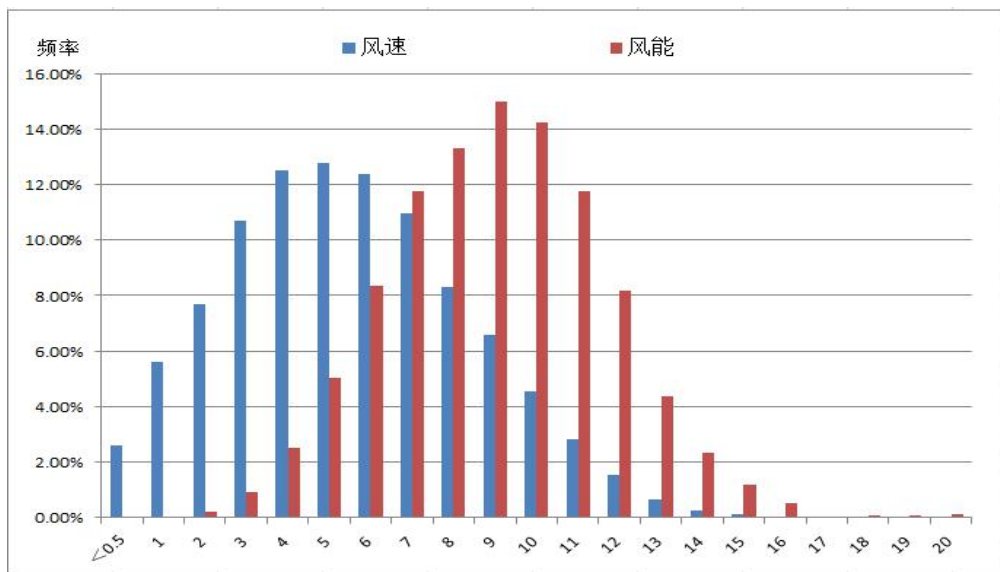


图 4.2.1.2-3 4202#70 米风速风功率密度频率分布直方图

③风力资源综合评价

从以上分析可知，乌喇么风电场主风向和主风能方向一致，以南东南（SSE）、南（S）风的风速、风能最大和频次最高，冬春季风大，夏秋季风小。

该风电场 85 米高度年平均风速为 5.76~5.90 米/秒，年平均风功率密度为 212~269 瓦/平方米。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 70 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 31.1 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

4.2.1.3 五丘田风电场

五丘田风电场场址位于攀枝花市南部约 33 千米处，仁和区政府东南约 22 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 46' 23'' \sim 101^{\circ} 53' 53''$ ，北纬 $26^{\circ} 15' 02'' \sim 26^{\circ} 23' 43''$ ，地面海拔高程 1380~2490 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与西侧国道 G5、省道 S214 相通，对外交通较为便利。五丘田风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.1.3-1。

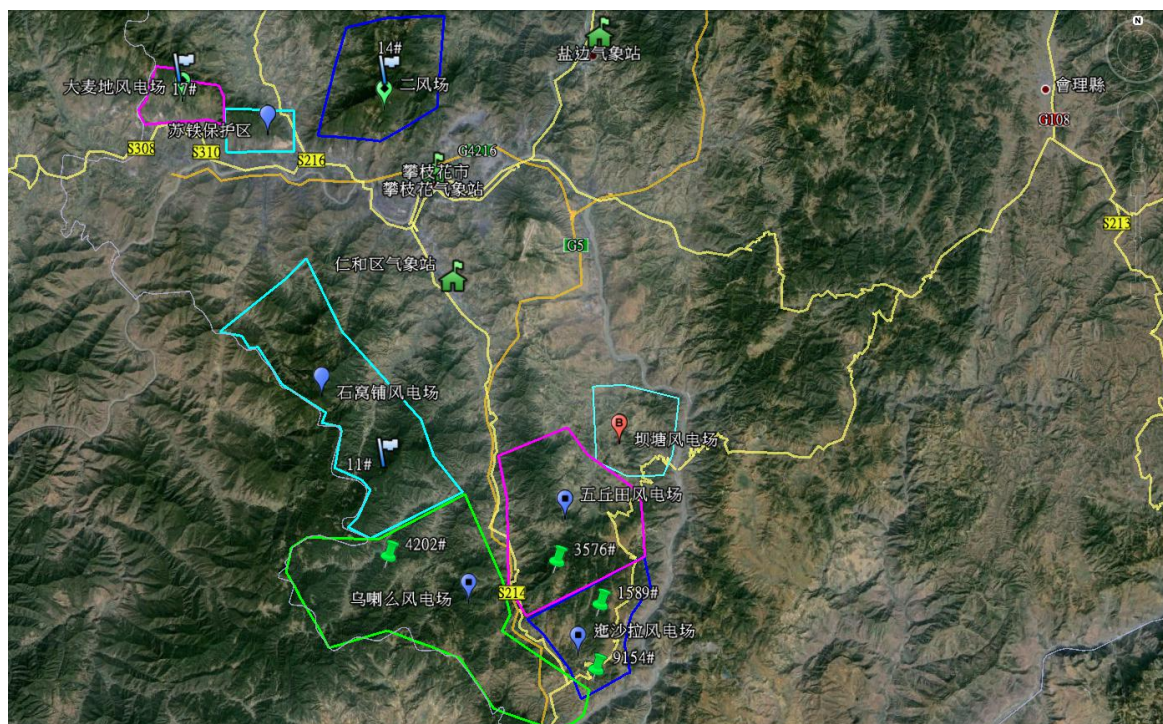


图 4.2.1.3-1 五丘田风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

五丘田风电场设立一座 70 米高测风塔（编号为 3576#），测风塔基本情况见表 4.2.1.3-1。

表 4.2.1.3-1 测风塔基本情况

测风塔	塔高 (米)	测风时段	高程 (米)	坐标	测风塔配置(米)
3576#	70	2012.07.01 ~ 2013.06.30	2508	N 26° 16' 57.96" E 101° 49' 10.98"	风速仪: 70、70、50、10 风向标: 70、10 气压计: 7 温度计: 10

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

3576#测风塔 70 米高度月平均风速、风功率密度统计见表 4.2.1.3-2。根据 3576#测风塔测风资料统计，70 米高度年平均风速为 7.50 米/秒，年平均风功率密度为 261 瓦/平方米。

表 4.2.1.3-2 3576#测风塔70米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

高度	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
70米	风速	7.0	5.6	6.9	7.7	8.3	8.3	8.2	9.0	7.8	7.0	6.7	7.1	7.5
	风功率	213	117	197	253	297	308	301	371	265	255	250	315	261

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

3576#测风塔 70 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.3-2。

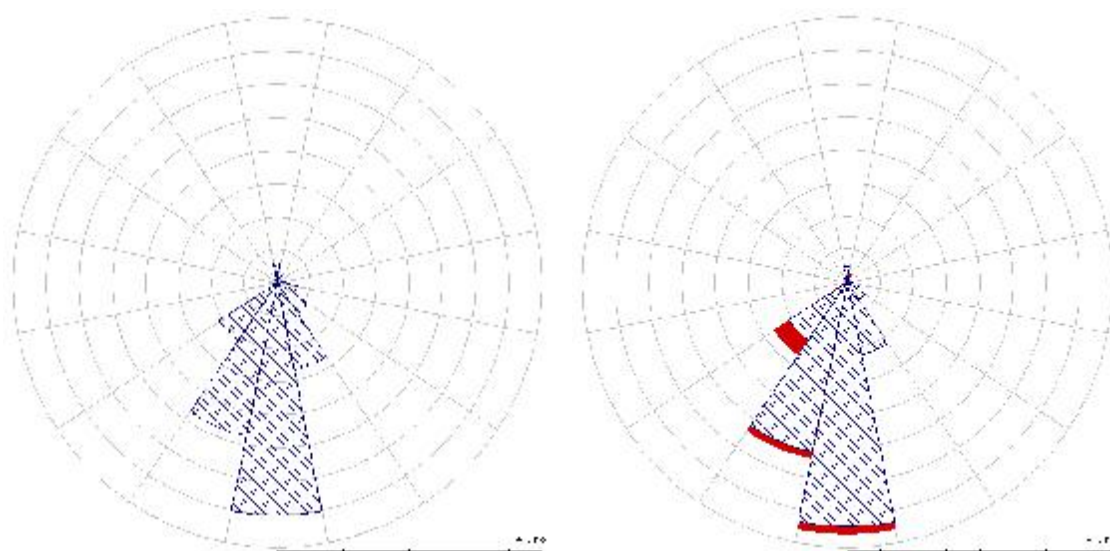


图 4.2.1.3-2 3576#测风塔 70 米高度年风向和风能玫瑰图

从图 4.2.1.3-2 可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为南（S）、南西南（SSW），主风能为南（S）、南西南（SSW）。

3576#测风塔70米高度风速风功率密度分布直方图见图4.2.1.3-3。从风速分布看，3576#测风塔有效风速2.5~25.0米/秒，时数为8048小时，其中9.5~20米/秒，时数为2057小时，无大于20.0米/秒的风速。从以上可以看出，本风场有效风速时段长，无效风速时段较短，全年大部分时间均可发电，无破坏性风速。

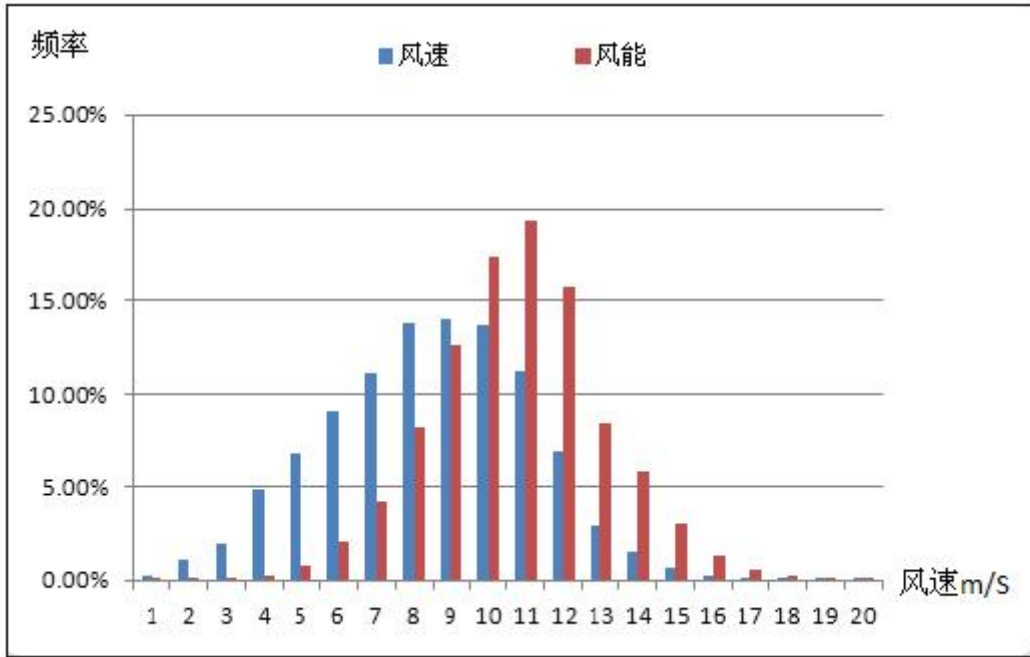


图 4.2.1.3-3 3576#测风塔 70 米风速风功率密度频率分布直方图

③风力资源综合评价

从以上分析可知，五丘田风电场主风向和主风能方向一致，以南(S)、南西南(SSW)风的风速、风能最大和频次最高，冬春季风大，夏秋季风小。

该风电场 70 米高度年平均风速为 7.50 米/秒，年平均风功率密度为 261 瓦/平方米。50 米高度年平均风速为 6.70 米/秒，年平均风功率密度为 197 瓦/平方米。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 2 级。

该风电场 70 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 29.4 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005)标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

4.2.1.4 迤沙拉风电场

迤沙拉风电场场址位于攀枝花市南部约 40 千米处，仁和区政府东南约 29 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 47' 55'' \sim 101^{\circ} 54' 15''$ ，北纬

26° 11' 08" ~ 26° 17' 45"，地面海拔高程 1720~2180 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与西侧国道 G5、省道 S214 相通，对外交通较为便利。迤沙拉风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.1.4-1。

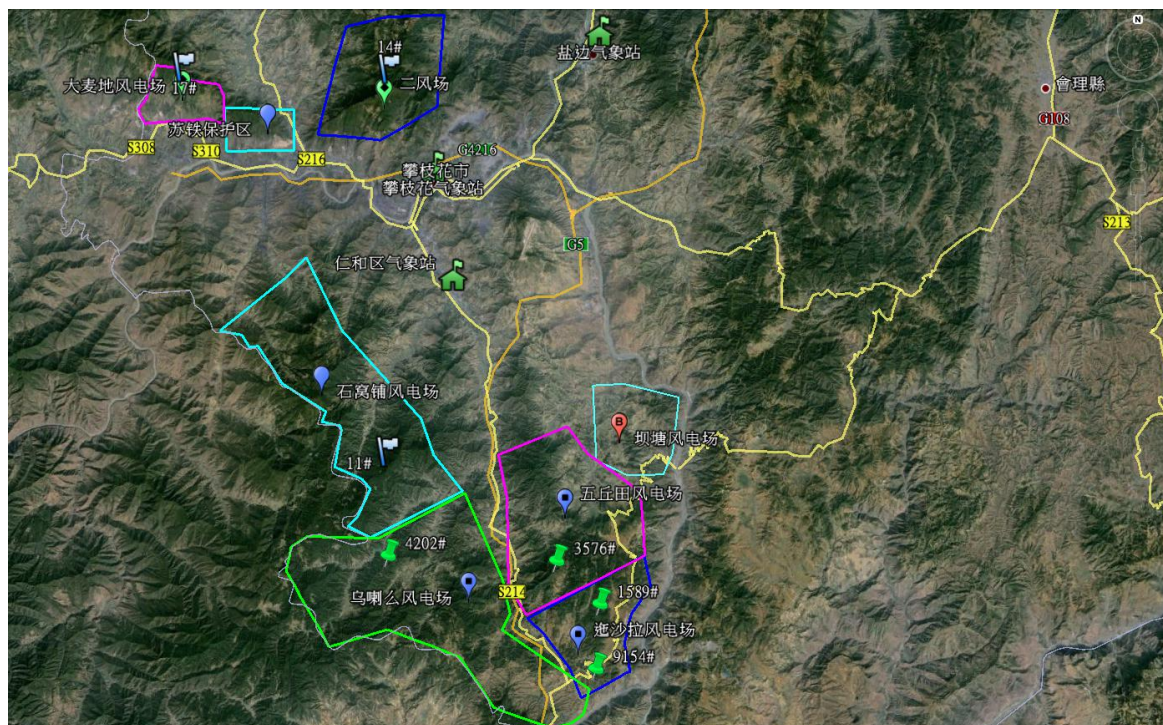


图 4.2.1.4-1 迤沙拉风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

迤沙拉风电场设立两座 70 米高测风塔（编号为 9154#、1589#），测风塔基本情况见表 4.2.1.4-1。

表 4.2.1.4-1 测风塔基本情况

测风塔	塔高 (米)	测风时段	高程 (米)	坐标	测风塔配置(米)
9154#	70	2013.01.01 ~ 2013.03.31	1889	N 26° 12.012' E 101° 51.181'	风速仪: 70、50、30、10 风向标: 70、10 气压计: 7 温度计: 10
1589#	70	2011.12.01 ~ 2012.08.31	1889	N 26° 14' 58.86" E 101° 51' 24.06"	风速仪: 70、70、50、10 风向标: 70、10 气压计: 7 温度计: 10

(3) 风能资源

① 平均风速及风功率密度

各测风塔各高度月平均风速、风功率密度统计见表 4.2.1.4-2。根据 9154#、1589#测风塔测风资料统计，70 米高度年平均风速为 5.48~6.90 米/秒，年平均风功率密度为 170~226 瓦/平方米。

表 4.2.1.4-2 各测风塔各高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

测风塔	高度 (米)	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
9154#	50	风速	6.4	7.9	6.6	6.5	5.9	5.3	4.9	3.9	3.7	4.2	5.1	5.1	5.44
		风功率	218	312	215	251	214	155	135	61	58	91	125	136	163
	70	风速	6.6	8.1	6.7	6.6	5.9	5.3	4.8	3.7	3.6	4.1	5.3	5.4	5.48
		风功率	230	324	221	256	211	158	135	60	58	93	139	151	170
	85	风速	6.9	8.4	7.0	6.9	6.3	5.6	5.1	3.9	3.9	4.3	5.4	5.5	5.76
		风功率	290	407	277	326	272	200	167	75	78	113	164	181	212
1589#	70	风速	6.1	8.1	8.6	8.0	7.3	7.0	5.6	5.7	3.2				(6.9)
		风功率	152	295	355	322	234	221	142	146	32				(226)

备注：85 米高度风速、风功率密度由 windgrapher 软件推算值，()为不完全统计。

② 风速、风向特性

a) 风向及风速特性

1589#测风塔 70 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.4-2。

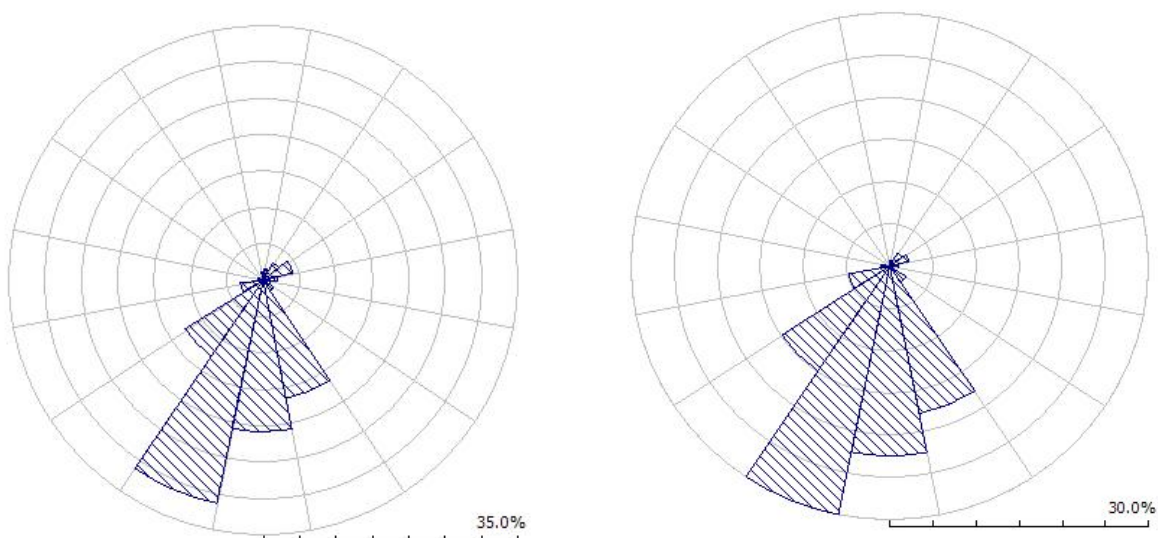


图 4.2.1.4-2 1589#测风塔 70 米高度年风向和风能玫瑰图

从图 4.2.1.4-2 可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为南西南（SSW）、南（S），主风能为南西南（SSW）、南（S）。

1589#测风塔 70 米高度风速风功率密度分布直方图见图 4.2.1.4-3。从风速分布看，1589#测风塔有效风速 2.5~25 米/秒，时数为 5638 小时（按 9 个月数据计），占已插补齐全数据的 92.85%，其中 9.5~20 米/秒，时数为 1065 小时（按 9 个月数据计），占已插补齐全数据的 17.54%，无大于 20.0 米/秒的风速。

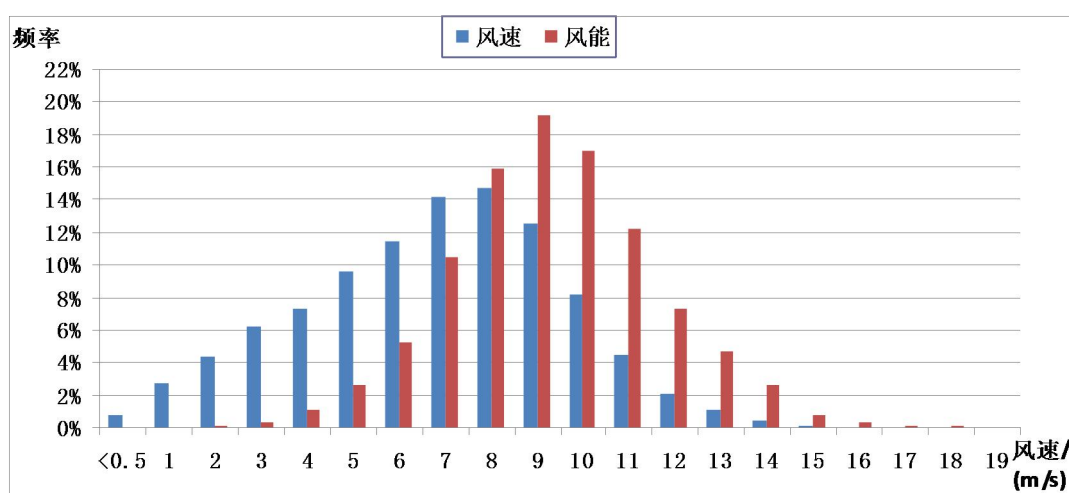


图 4.2.1.4-3 1589#测风塔 70 米风速风功率密度频率分布直方图

③风力资源综合评价

从以上分析可知，迤沙拉风电场主风向和主风能方向一致，以南西南（SSW、南（S）风的风速、风能最大和频次最高，冬春季风大，夏秋季风小。

该风电场 70 米高度年平均风速为 5.48~6.90 米/秒，年平均风功率密度为 170~226 瓦/平方米。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 2 级。

该风电场 70 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 29.4 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

4.2.1.5 坝塘风电场

坝塘风电场场址位于攀枝花市南部约 25 千米处，仁和区政府东南约 18 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 51' 15'' \sim 101^{\circ} 55' 44''$ ，北纬 $26^{\circ} 21' 29'' \sim 26^{\circ} 25' 38''$ ，地面海拔高程 1050~1700 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与西侧国道 G5、省道 S214 相通，对外交通较为便利。坝塘风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.1.5-1。

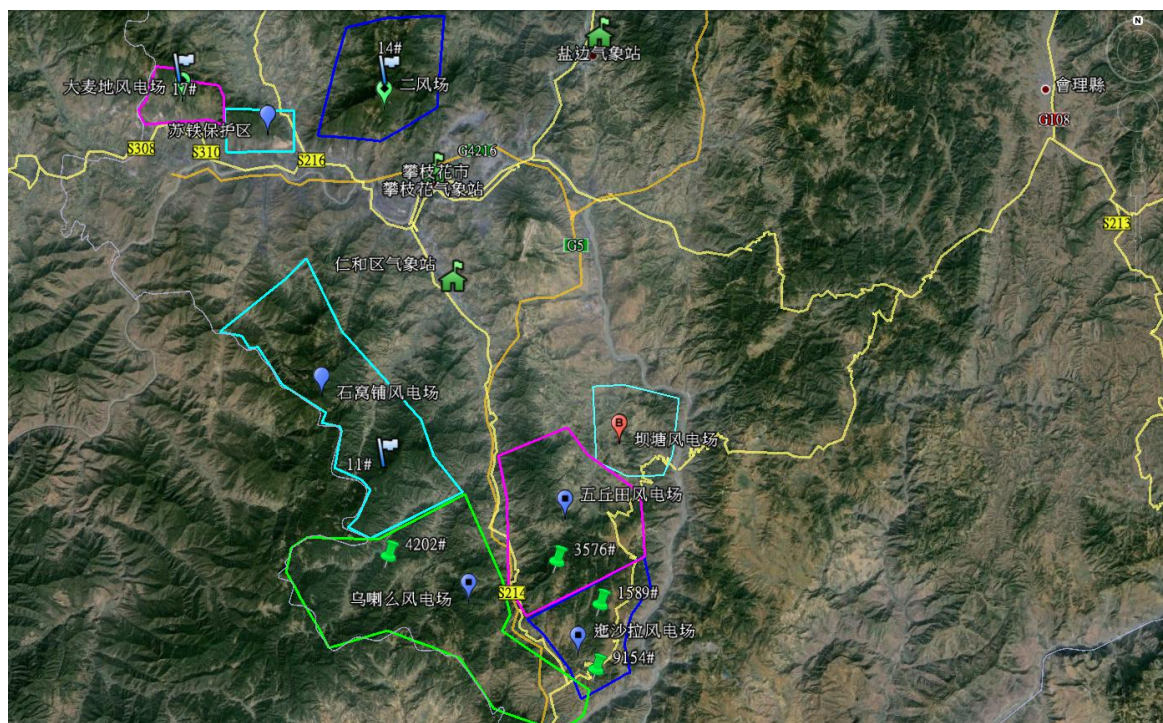


图 4.2.1.5-1 坝塘风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风点情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 9#测风点（N $26^{\circ} 23' 59''$ ，E $101^{\circ} 51'$

59") 近 34 年 (1981~2014 年) 逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》(GB/T 18710-2002), 结合本次收集到测风点资料情况, 采用以下方法计算风电场的空气密度:

风场测风有压力和温度的记录, 空气密度按下式计算:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中: P——年平均大气压力;

R——气体常数 (287J/kg·K);

T——年平均开氏绝对温度 (°C+273)。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计, 得到该风电场的多年平均气温为 17.13°C, 多年平均气压为 808.80 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.971 千克/立方米。

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

9#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.1.5-1。根据9#测风点测风资料统计, 80米高度年平均风速为6.05米/秒, 年平均风功率密度为167瓦/平方米, 年有效风速 (3.0~21.0米/秒), 时数为8216小时, 风速频率占全年的93.70%。

表4.2.1.5-1 9#测风点80米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速: 米/秒, 风功率密度: 瓦/平方米)

项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	6.5	7.4	7.9	7.6	6.7	5.8	5.1	4.6	5.0	5.3	5.3	5.6	6.05
风功率	185	271	336	306	211	131	94	70	79	96	107	126	167

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

9#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.5-2。

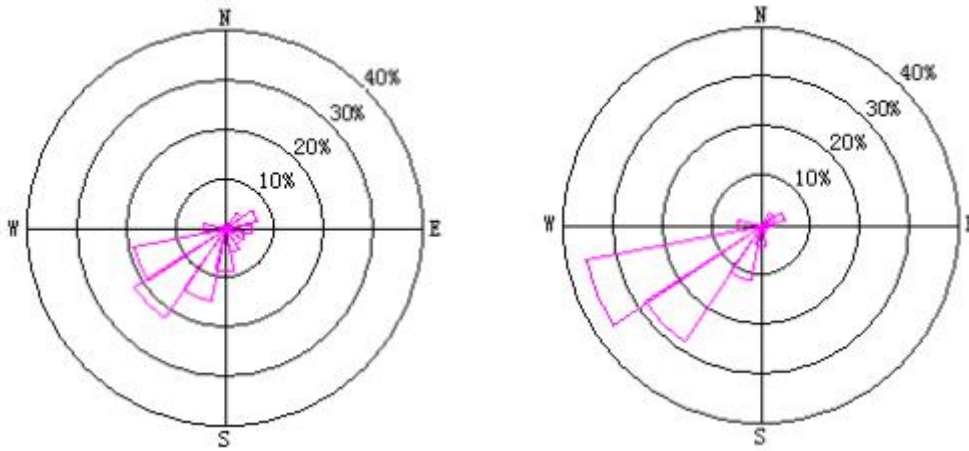


图 4.2.1.5-2 9#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 18.87%和 21.94%；主风能为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 36.08%和 28.06%。

9#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.3，从风速分布看，风速主要集中在 3~9 米/秒风速段，风能主要集中在 6~12 米/秒风速段。

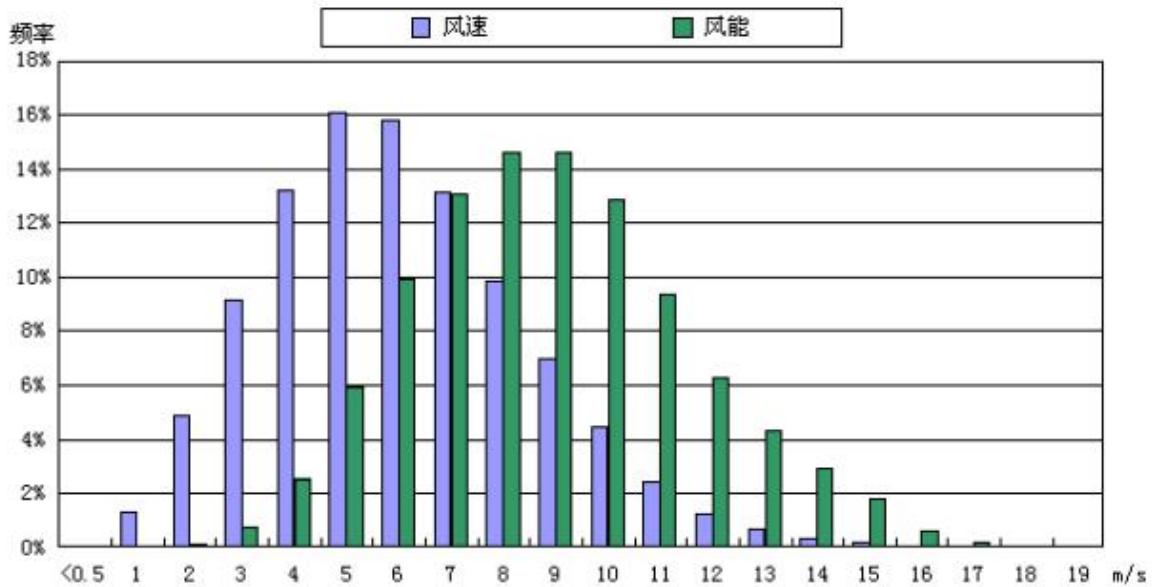


图 4.2.1.5-3 9#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7

月~10月份,也就是说,春季风大,夏秋季风小。但各年尚不完全相同,在总趋势下存在一些偶然因素影响。9#测风点80米高度风速、风功率密度年变化曲线见图4.2.1.5-4。

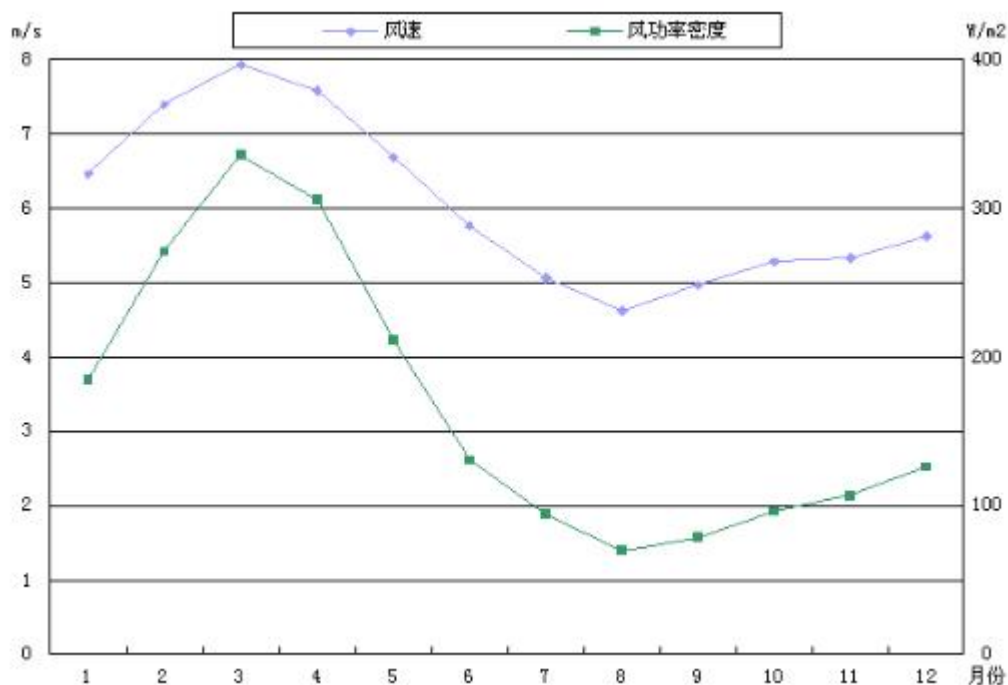


图 4.2.1.5-4 9#测风塔80米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的,难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异,就总体情况而言,本风场风速从凌晨2时逐渐增大,至上午9时左右达到峰值,之后逐渐减小,至午夜1时减至最小。9#测风点80米高度风速、风功率密度日变化曲线见图4.2.1.5-5。

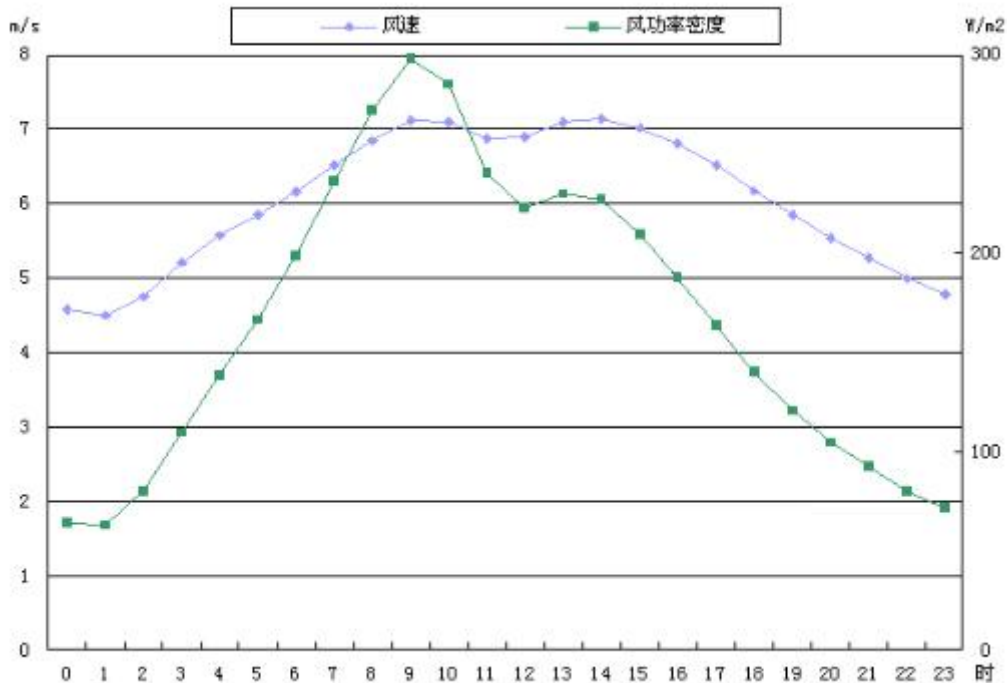


图 4.2.1.5-5 9#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据攀枝花气象站近 11 年（2003~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 29.6 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=16.63$ 为分布位置参数； $\alpha=0.3007$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 39.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，坝塘风电场主风向和主风能方向一致，以西西南（WSW）、西南（SW）风的风速、风能最大和频次最高，春季风大，夏秋季风小，风速由清晨至中午增大，夜晚减小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 3~9 米/秒，破坏性风速少，全年均可发电。80 米高度年平均风速为 6.05 米/秒，年平均风功率密度为 167 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 8216 小时。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 2 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.1.6 石窝铺风电场

石窝铺风电场场址位于攀枝花市西南部约 20 千米处，仁和区政府西南约 12 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 32' 01'' \sim 101^{\circ} 44' 27''$ ，北纬 $26^{\circ} 18' 36'' \sim 26^{\circ} 31' 29''$ ，地面海拔高程 1400~2360 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与东侧国道 G5、省道 S214 相通，对外交通较为便利。石窝铺风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.1.6-1。

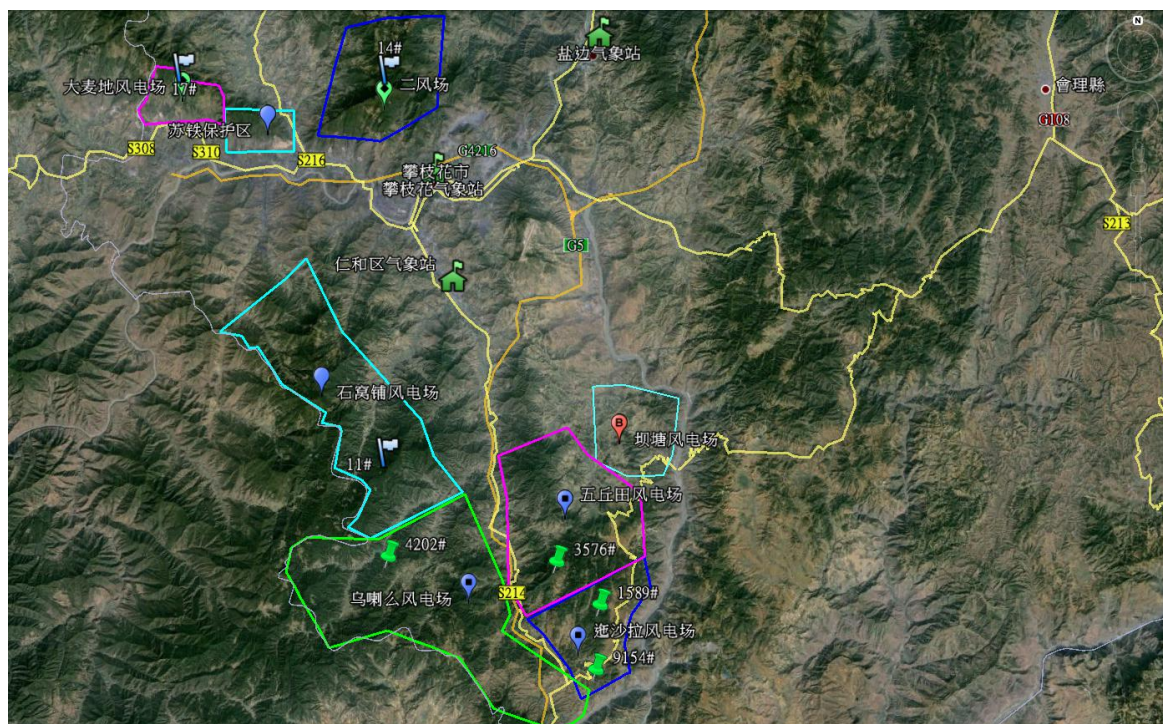


图 4.2.1.6-1 石窝铺风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风点情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 11#测风点（N 26° 21' 49" ， E 101° 40' 38" ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002），结合本次收集到测风点资料情况，采用以下方法计算风电场的空气密度：

风场测风有压力和温度的记录，空气密度按下式计算：

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中：P——年平均大气压力；

R——气体常数（287J/kg·K）；

T ——年平均开氏绝对温度 ($^{\circ}\text{C}+273$)。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计，得到该风电场的多年平均气温为 17.35°C ，多年平均气压为 811.44 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.974 千克/立方米。

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

11#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.1.6-1。根据11#测风点测风资料统计，80米高度年平均风速为5.66米/秒，年平均风功率密度为139瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0米/秒）时数为8003小时，风速频率占全年的91.29%。

表4.2.1.6-1 11#测风点80米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	6.0	6.9	7.4	7.0	6.2	5.4	4.8	4.4	4.7	5.0	5.0	5.2	5.66
风功率	152	222	276	252	177	110	80	62	70	83	91	105	139

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

2#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.6-2。

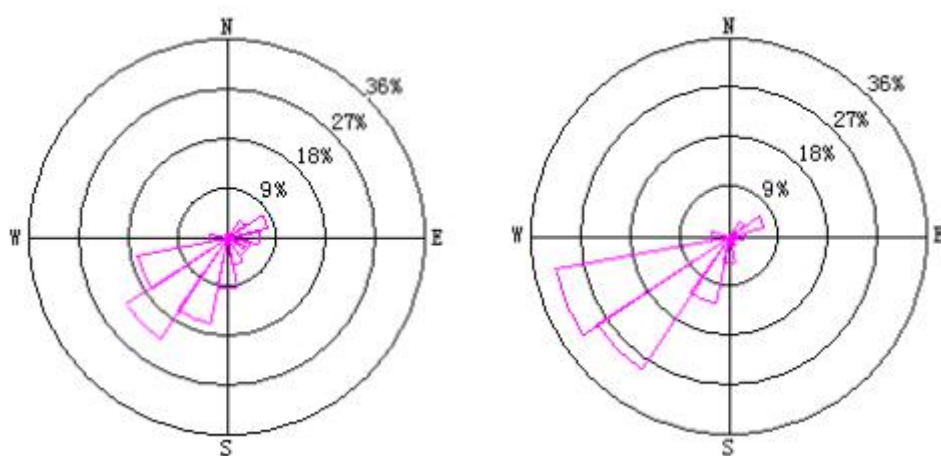


图 4.2.1.6-2 11#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 16.68%和 22.05%；主风能为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 32.14%和 28.89%。

11#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.1.6-3，从风速分布看，风速主要集中在 3~8 米/秒风速段，风能主要集中在 5~11 米/秒风速段。

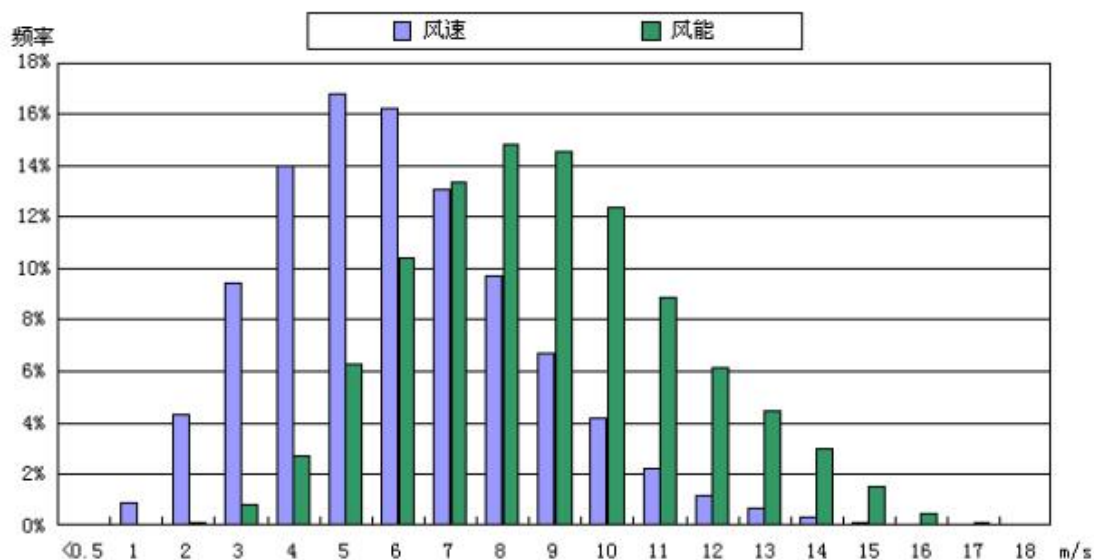


图 4.2.1.6-3 11#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7 月~10 月份，也就是说，春季风大，夏秋季风小。但各年尚不完全相同，在总趋势下存在一些偶然因素影响。11#测风点 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线见图 4.2.1.6-4。

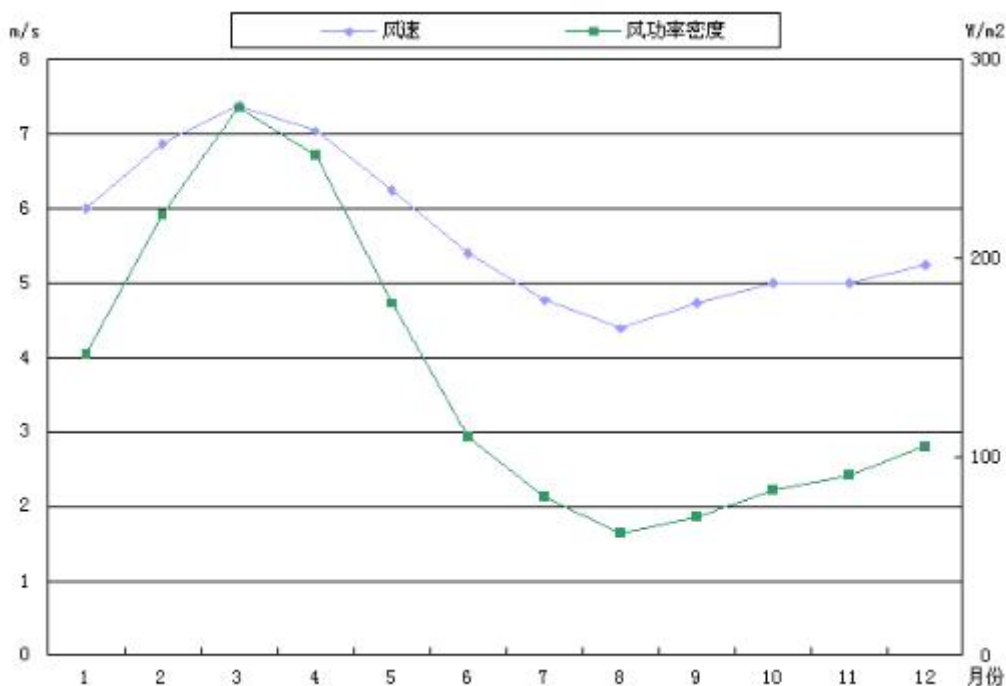


图 4.2.1.6-4 11#测风塔 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的，难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异，就总体情况而言，本风场风速从凌晨2时逐渐增大，至午后14时左右达到峰值，之后逐渐减小，至午夜1时减至最小。11#测风点80米高度风速、风功率密度日变化曲线见图4.2.1.6-5。

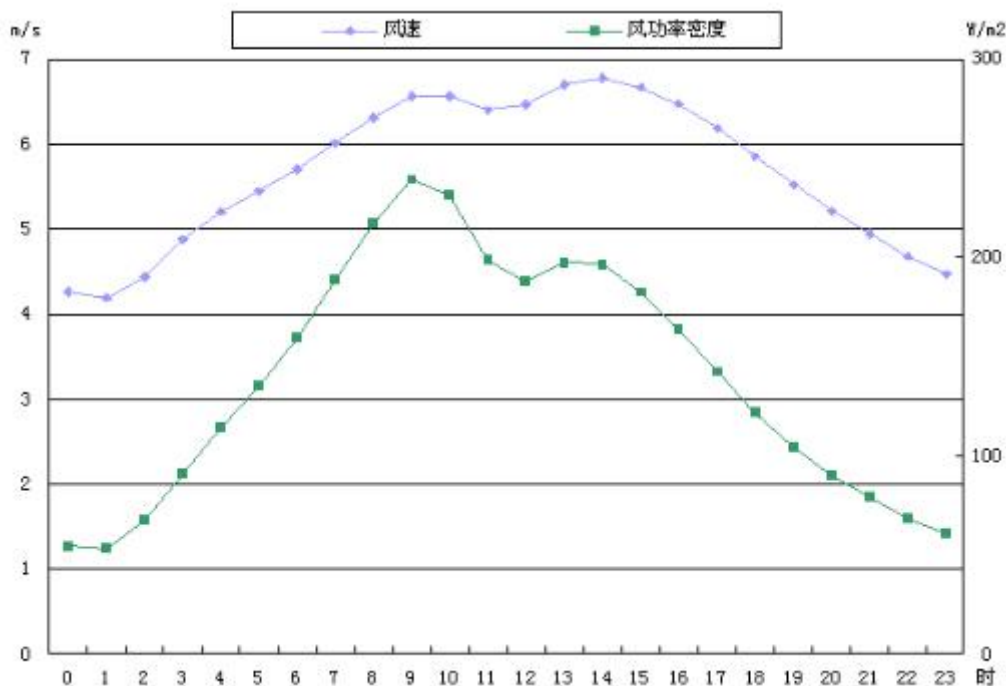


图 4.2.1.6-5 11#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据攀枝花气象站近 11 年（2003~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 29.6 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=16.63$ 为分布位置参数； $\alpha=0.3007$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 39.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，石窝铺风电场主风向和主风能方向一致，以西西南（WSW）、西南（SW）风的风速、风能最大和频次最高，春季风大，夏

秋季风小，风速由清晨至午后增大，夜晚减小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 3~8 米/秒，破坏性风速少，全年均可发电。80 米高度年平均风速为 5.66 米/秒，年平均风功率密度为 139 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 8003 小时。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.1.7 二风场

二风场场址位于攀枝花市西北部约 9 千米处，仁和区政府西北约 18 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 37' 01'' \sim 101^{\circ} 43' 34''$ ，北纬 $26^{\circ} 36' 54'' \sim 26^{\circ} 42' 43''$ ，地面海拔高程 1650~2770 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与西南侧省道 S216、S310 相通，对外交通较为便利。二风场预计 100 兆瓦（测风期范围涉及上仁和同德、布德、务本等乡镇）。二风场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.1.7-1。

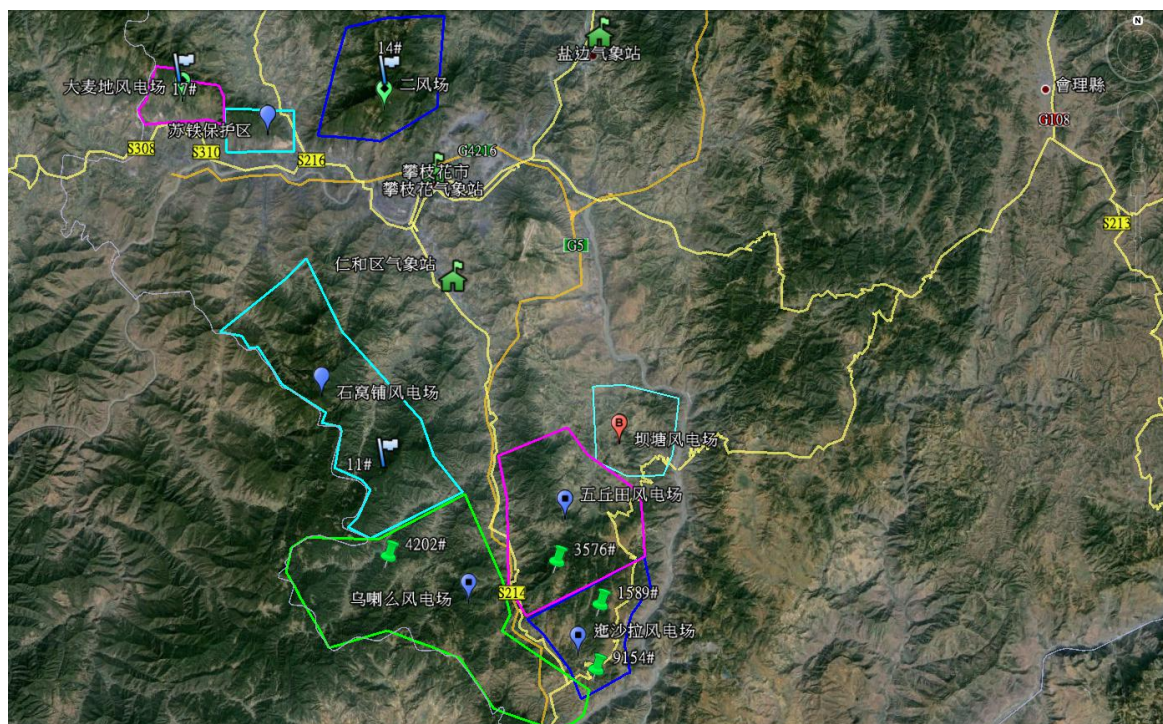


图 4.2.1.7-1 二风场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风点情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 14#测风点（N 26° 39' 24" ， E 101° 40' 46" ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 风能资源

①平均风速及风功率密度

14#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.1.7-1。根据14#测风点测风资料统计，80米高度年平均风速为3.34米/秒，年平均风功率密度为28瓦/平方米，年有效风速(3.0~21.0米/秒)时数为6176小时，风速频率占全年的70.45%。

表4.2.1.7-1 14#测风点80米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	3.6	4.2	4.4	4.2	3.7	3.1	2.7	2.5	2.7	2.9	3.0	3.1	3.34
风功率	32	47	58	52	34	20	14	11	13	15	18	21	28

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

14#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.7-2。

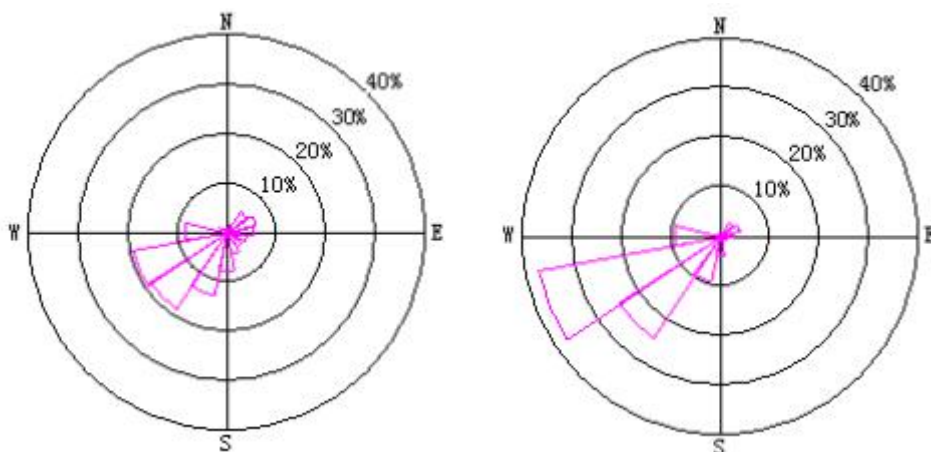


图 4.2.1.7-2 14#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 19.22%和 18.62%；主风能为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 37.37%和 24.62%。

③风力资源综合评价

从以上分析可知，二风场主风向和主风能方向一致，以西西南（WSW）、西南（SW）风的风速、风能最大和频次最高。

该风电场 80m 高度年平均风速为 3.34 米/秒，年平均风功率密度为 28 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 6176 小时。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

由于本规划风电场为山区地形，以 MERRA 再分析资料对风能资源进行初步分析，其风资源结论会存在较大的偏差，下阶段是否进行开发，以企业测风塔实测风速为准。

4.2.2 盐边县

4.2.2.1 地区概况

盐边县位于凉山州西部，青藏高原东南缘，雅砻江下游西岸，东经 $100^{\circ} 42' - 102^{\circ} 03'$ ，北纬 $27^{\circ} 06' - 28^{\circ} 16'$ 。东临米易县，凉山彝族自治州会理县，南接攀枝花市郊，西与云南省华坪、宁蒗彝族自治县接壤，北与凉山彝族自治州盐源县毗邻。

盐边县属南亚热带干河谷气候区，具有典型的南亚热带干旱季风气候特点，冬暖、春温高、夏秋凉爽，气温年差较小；太阳辐射强，日照充足，热量丰富、四季分明；干雨季分明，干季蒸发量大，雨季集中，雨量充沛，多夜雨、雷阵雨；区域性小气候复杂多样，热量雨量分面不均。由低海拔到高海拔呈立体气候特征分布。盐边县风功率密度分布图见图 4.2.2.1。

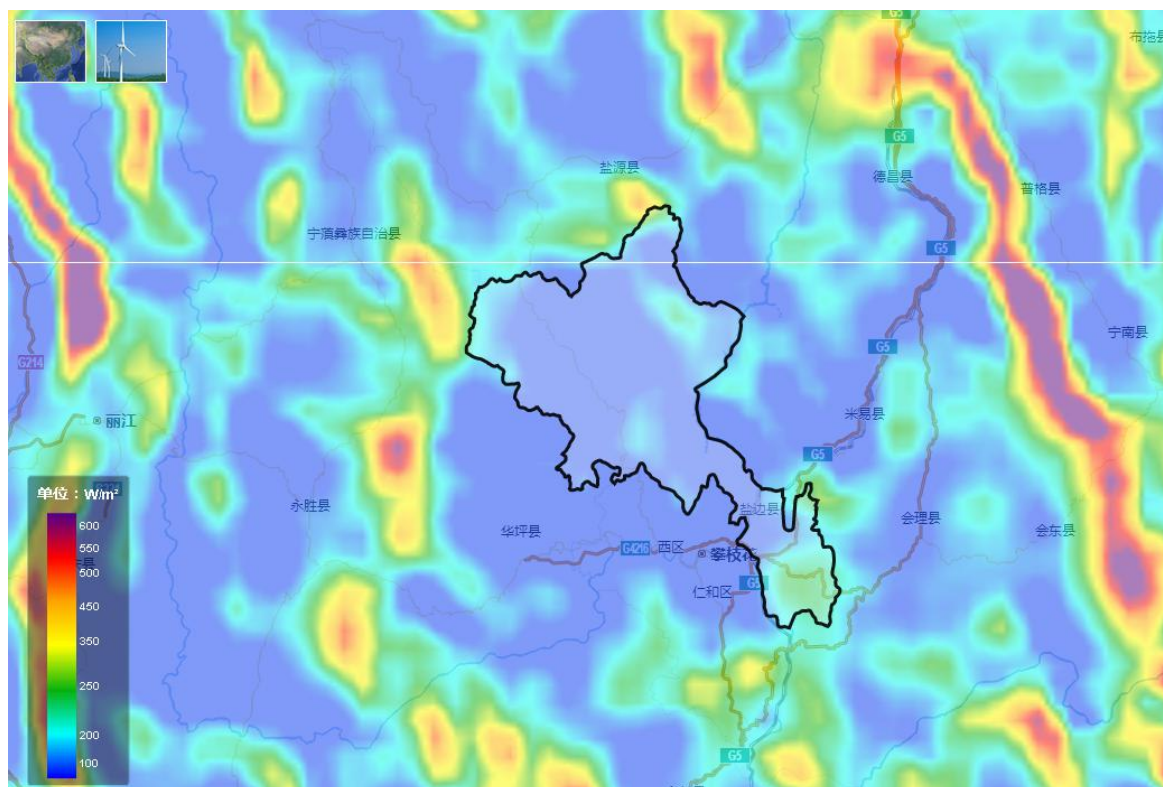


图 4.2.2.1 盐边县风功率密度分布图

4.2.2.2 大面山一期风电场

大面山一期风电场场址位于攀枝花市东南部约 19 千米处，盐边县东南约 18 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 51' 58'' \sim 101^{\circ} 56' 07''$ ，北纬 $26^{\circ} 28' 38'' \sim 26^{\circ} 32' 21''$ ，地面海拔高程 1100~1560 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S310 从场区东北侧通过，对外交通较为便利。大面山风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.2-1。

大面山风电场规划装机容量为 190 兆瓦，其中大面山一期风电场已建成，装机容量为 46 兆瓦，大面山二期工程在建，大面山三期工程已核准。

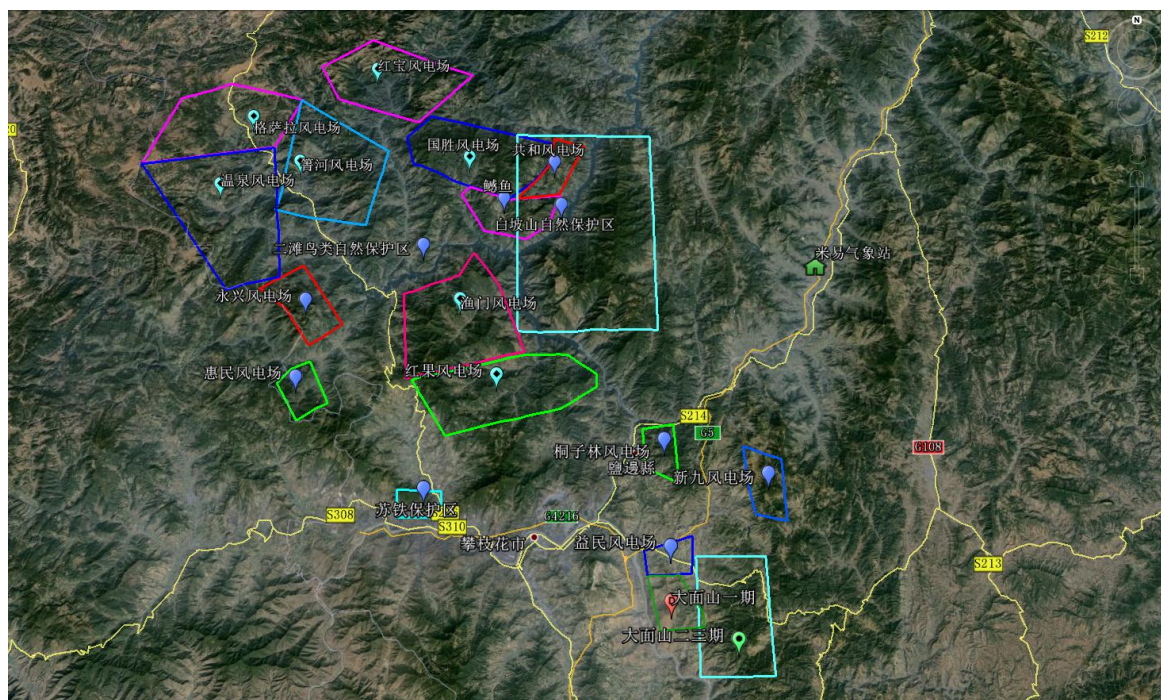


图 4.2.2.2-1 大面山风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

大面山风电场设立两座 70 米高测风塔（编号为 0332#、0436#），测风塔基本情况见表 4.2.2.2-1。

表 4.2.2.2-1 测风塔基本情况

测风塔	塔高 (米)	测风时段	高程 (米)	坐标	测风塔配置(米)
0332#	80	2011.12.01 ~ 2012.11.31	1594	N 26°31.921' E 101°53.376'	风速仪: 80、70、50、10 风向标: 80、10
0436#	80	2011.12.01 ~ 2012.11.31	1584	N 26°30.307' E 101°53.587'	风速仪: 70、50、30、10 风向标: 70、10

(3) 风能资源

① 平均风速及风功率密度

各测风塔各高度月平均风速、风功率密度统计见表 4.2.2.2-2。根据 0332#、0436#测风塔测风资料统计，80 米高度年平均风速为 5.50~5.70 米/秒，年平均风功率密度为 199~206 瓦/平方米。

表4.2.2.2-2 各测风塔各高度平均风速、风功率密度统计表

(风速: 米/秒, 风功率密度: 瓦/平方米)

测风塔	高度 (米)	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
0332#	80	风速	7.6	8.4	8.5	6.9	6.4	4.2	3.9	2.5	3.2	4.4	5.7	4	5.5
		风功率	356	436	502	252	212	93	85	27	51	96	190	96	199
	70	风速	7.5	8.3	8.4	6.8	6.3	4.2	4	2.5	3.2	4.2	5.5	3.9	5.4
		风功率	333	416	473	244	202	90	82	26	49	86	176	89	188
	50	风速	6.7	7.7	7.6	6.4	5.9	3.9	3.7	2.4	2.9	3.9	4.9	3.6	5
		风功率	236	328	349	202	165	74	65	21	38	68	123	70	144
0436#	80	风速	7.7	8.3	8.4	7	6.8	4.6	4.4	2.6	3.6	4.8	6.1	4.6	5.7
		风功率	339	391	455	253	246	125	117	34	72	126	201	124	206
	70	风速	7.6	8.2	8.3	6.9	6.7	4.6	4.4	2.6	3.5	4.6	5.9	4.5	5.7
		风功率	321	376	435	246	236	120	111	32	67	116	188	115	196
	50	风速	7.5	8.1	8.2	6.9	6.7	4.6	4.4	2.7	3.6	4.6	5.8	4.3	5.6
		风功率	311	363	423	241	232	117	106	31	64	110	180	104	189

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

0436#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.2.2-2。

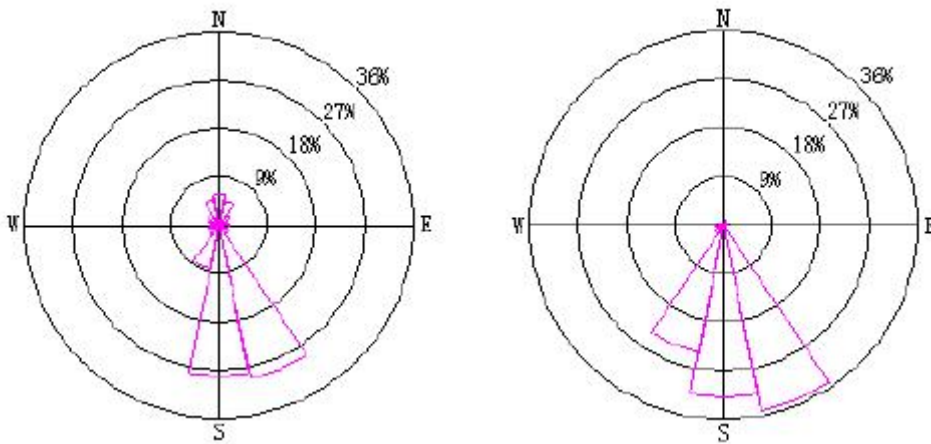


图 4.2.2.2-2 0436#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图 4.2.2.2-2 可以看出, 该地区主风向和主风能方向一致, 主风向为南东南 (SSE)、南 (S), 主风能为南东南 (SSE)、南 (S)。

0436#测风塔 80 米高度风速风功率密度分布直方图见图 4.2.2.2-3。

从风速分布看, 0436#测风塔有效风速 3~25 米/秒小时数为 6671 小时,

其中 3~25 米/秒之间的风速频率为 75.9%，风能频率为 99.8%。

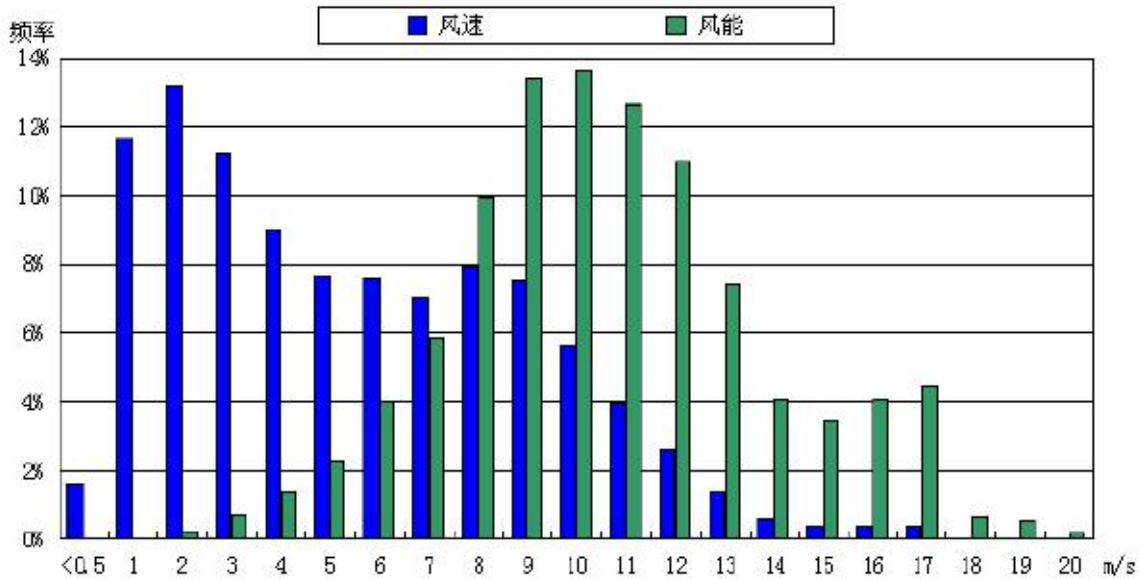


图 4.2.2.2-3 0436#测风点 80 米风速风功率密度频率分布直方图

③风力资源综合评价

从以上分析可知，大面山风电场主风向和主风能方向一致，以南东南（SSE）、南（S）风的风速、风能最大和频次最高，冬春季风大，夏秋季风小。

该风电场 80 米高度年平均风速为 5.50~5.70 米/秒，年平均风功率密度为 199~206 瓦/平方米。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 29.0 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

4.2.2.3 大面山二三期风电场

大面山二三期风电场场址位于攀枝花市东南部约 27 千米处，盐边县东南约 23 千米处，地理坐标为东经 101° 56' 19" ~102° 02' 41"，

北纬 $26^{\circ} 25' 37'' \sim 26^{\circ} 33' 40''$ ，地面海拔高程 1220~2470 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S310 从场区内通过，对外交通较为便利。大面山风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.3-1。



图 4.2.2.2-1 大面山风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

大面山风电场设立两座 70 米高测风塔（编号为 0332#、0436#），测风塔基本情况见表 4.2.2.2-1。

表 4.2.2.2-1 测风塔基本情况

测风塔	塔高 (米)	测风时段	高程 (米)	坐标	测风塔配置(米)
0332#	80	2011.12.01 ~ 2012.11.31	1594	N $26^{\circ}31.921'$ E $101^{\circ}53.376'$	风速仪: 80、70、50、10 风向标: 80、10
0436#	80	2011.12.01 ~ 2012.11.31	1584	N $26^{\circ}30.307'$ E $101^{\circ}53.587'$	风速仪: 70、50、30、10 风向标: 70、10

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

各测风塔各高度月平均风速、风功率密度统计见表 4.2.2.2-2。根据 0332#、0436#测风塔测风资料统计，80 米高度年平均风速为 5.50~5.70 米/秒，年平均风功率密度为 199~206 瓦/平方米。

表4.2.2.2-2 各测风塔各高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

测风塔	高度 (米)	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
0332#	80	风速	7.6	8.4	8.5	6.9	6.4	4.2	3.9	2.5	3.2	4.4	5.7	4	5.5
		风功率	356	436	502	252	212	93	85	27	51	96	190	96	199
	70	风速	7.5	8.3	8.4	6.8	6.3	4.2	4	2.5	3.2	4.2	5.5	3.9	5.4
		风功率	333	416	473	244	202	90	82	26	49	86	176	89	188
	50	风速	6.7	7.7	7.6	6.4	5.9	3.9	3.7	2.4	2.9	3.9	4.9	3.6	5
		风功率	236	328	349	202	165	74	65	21	38	68	123	70	144
0436#	80	风速	7.7	8.3	8.4	7	6.8	4.6	4.4	2.6	3.6	4.8	6.1	4.6	5.7
		风功率	339	391	455	253	246	125	117	34	72	126	201	124	206
	70	风速	7.6	8.2	8.3	6.9	6.7	4.6	4.4	2.6	3.5	4.6	5.9	4.5	5.7
		风功率	321	376	435	246	236	120	111	32	67	116	188	115	196
	50	风速	7.5	8.1	8.2	6.9	6.7	4.6	4.4	2.7	3.6	4.6	5.8	4.3	5.6
		风功率	311	363	423	241	232	117	106	31	64	110	180	104	189

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

0436#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.2.2-2。

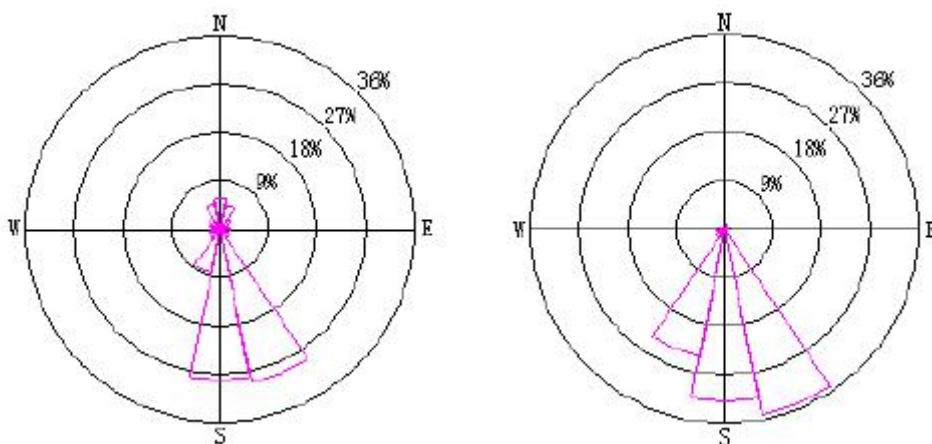


图 4.2.2.2-2 0436#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图 4.2.2.2-2 可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为南东南（SSE）、南（S），主风能为南东南（SSE）、南（S）。

0436#测风塔 80 米高度风速风功率密度分布直方图见图 4.2.2.2-3。从风速分布看，0436#测风塔有效风速 3~25 米/秒小时数为 6671 小时，其中 3~25 米/秒之间的风速频率为 75.9%，风能频率为 99.8%。

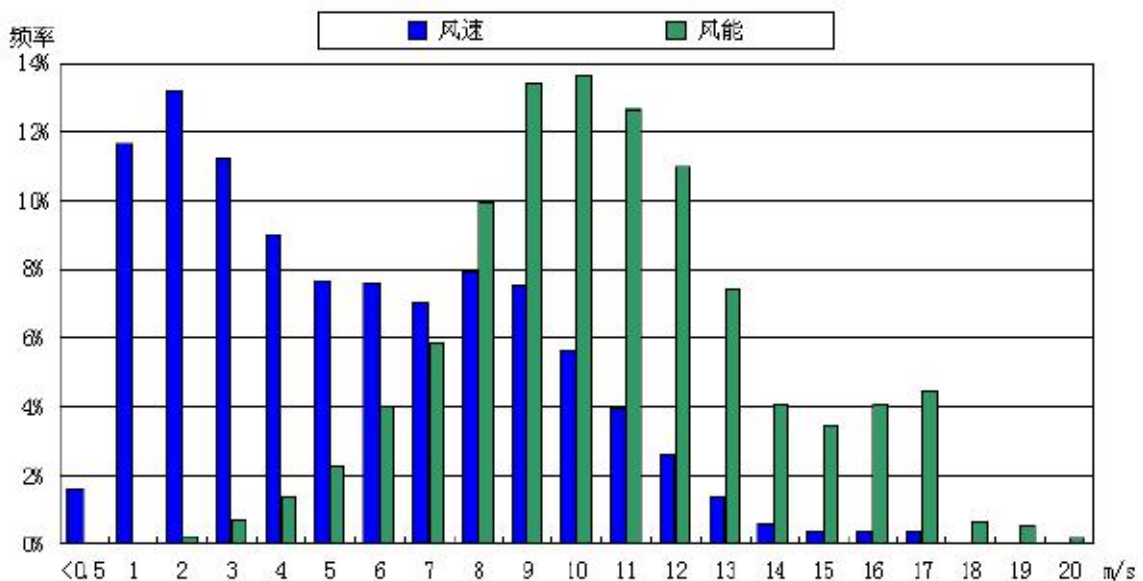


图 4.2.2.2-3 0436#测风点 80 米风速风功率密度频率分布直方图

③风力资源综合评价

从以上分析可知，大面山二三期风电场主风向和主风能方向一致，以南东南（SSE）、南（S）风的风速、风能最大和频次最高，冬春季风大，夏秋季风小。

该风电场 80 米高度年平均风速为 5.50~5.70 米/秒，年平均风功率密度为 199~206 瓦/平方米。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 29.0 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005)标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

4.2.2.4 新九风电场

新九风电场场址位于攀枝花市东北部约 30 千米处，盐边县以东约 16 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 59' 56'' \sim 102^{\circ} 02' 57''$ ，北纬 $26^{\circ} 36' 39'' \sim 26^{\circ} 41' 28''$ ，地面海拔高程 1940~2900 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。国道 G5 从场区西侧通过，对外交通较为便利。新九风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.4-1。

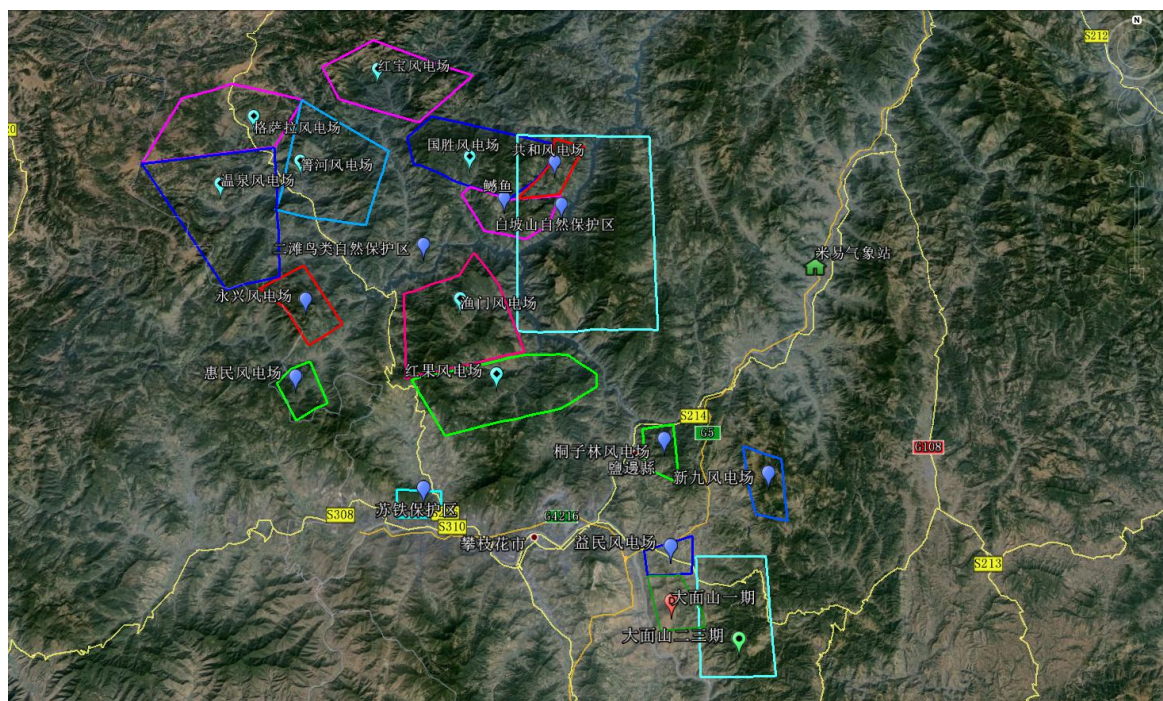


图 4.2.2.4-1 新九风电场与攀枝花市相对位置示意图

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80m 高度年平均风速为 4.6~5.9 米/秒，风功率密度为 111~180 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.5 桐子林风电场

桐子林风电场场址位于攀枝花市东北部约 19 千米处，盐边县以东约 3 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 34' 12'' \sim 101^{\circ} 41' 13''$ ，北纬 $27^{\circ} 01' 28'' \sim 27^{\circ} 10' 27''$ ，地面海拔高程 1330~2030 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S214 从场区西侧通过，对外交通较为便利。桐子林风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.5-1。

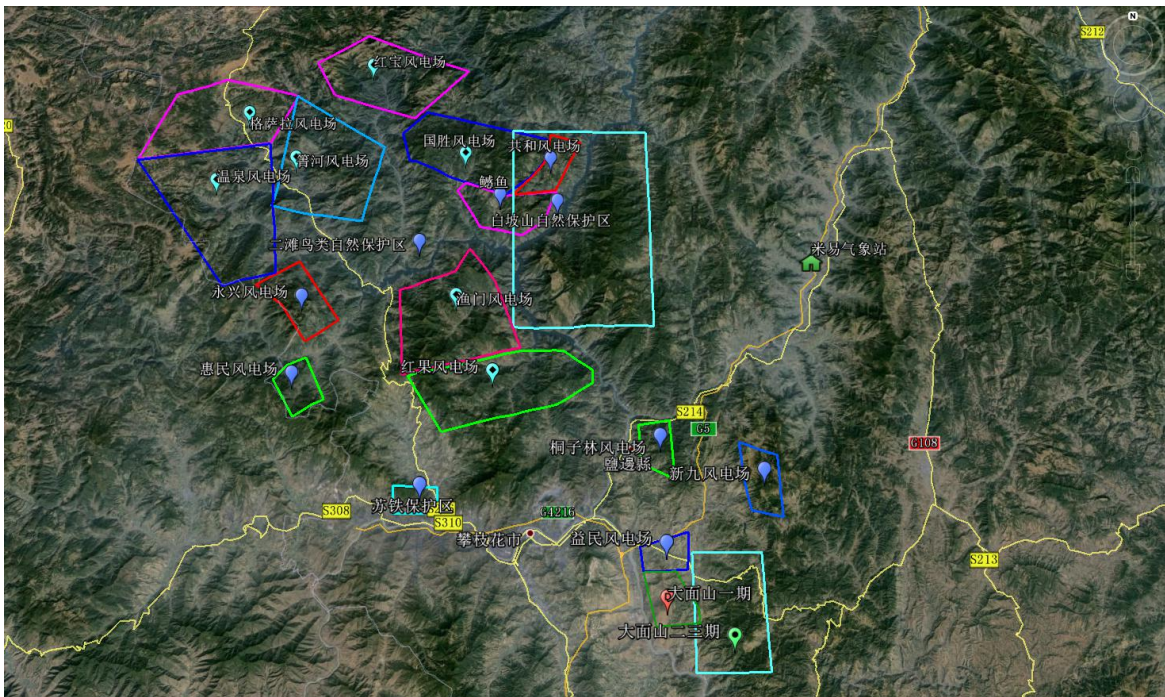


图 4.2.2.5-1 桐子林风电场与攀枝花市相对位置示意图

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80m 高度年平均风速为 4.74~5.39 米/秒，风功率密度为 127~169 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.6 益民风电场

益民风电场场址位于攀枝花市东南部约 17 千米处，盐边县以南约 14 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 51' 43'' \sim 101^{\circ} 55' 32''$ ，北纬 $26^{\circ} 32' 26'' \sim 26^{\circ} 35' 08''$ ，地面海拔高程 1100~1570 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S310 从场区内穿过，对外交通较为便利。益民风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.6-1。

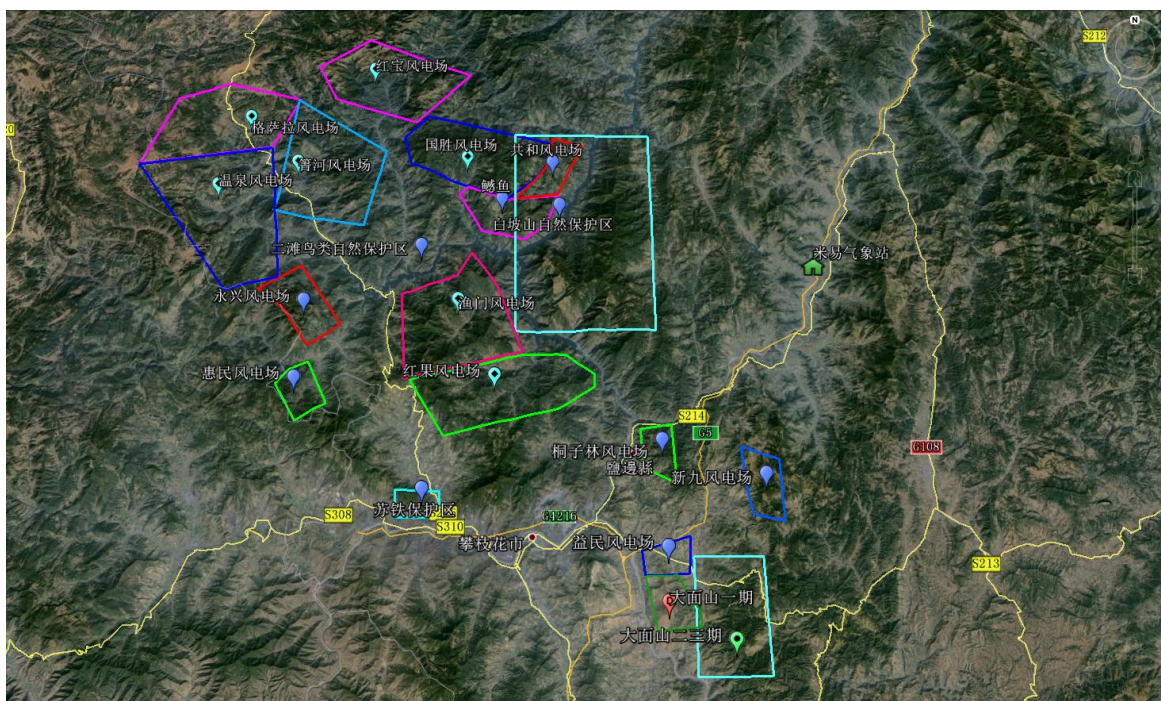


图 4.2.2.6-1 益民风电场与攀枝花市相对位置示意图

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80m 高度年平均风速为 4.34~5.06 米/秒，风功率密度为 154~207 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.7 格萨拉风电场

格萨拉风电场场址位于攀枝花市西北部约 57 千米处，盐边县西北约 80 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 08' 15'' \sim 101^{\circ} 14' 16''$ ，北纬 $27^{\circ} 00' 28'' \sim 27^{\circ} 10' 57''$ ，地面海拔高程 2600~3240 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与东侧省道 S216 相通，对外交通较为便利。格萨拉与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.7-1。

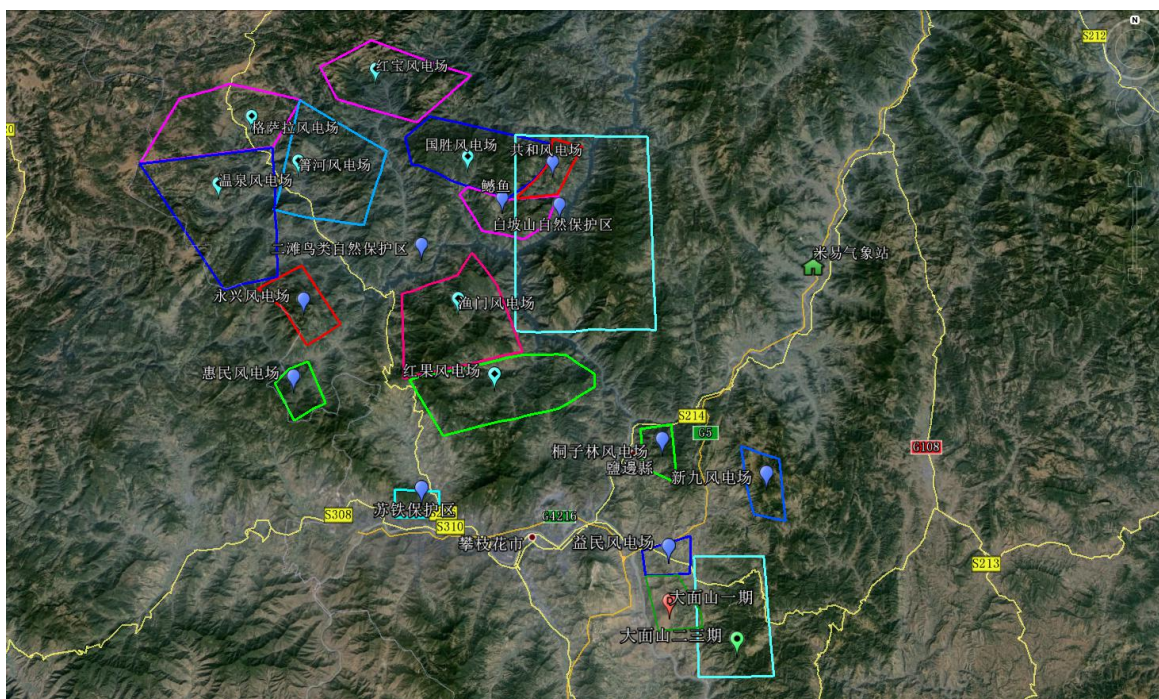


图 4.2.2.7-1 格萨拉与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风点情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 13#测风点（N $27^{\circ} 08' 40''$ ，E $101^{\circ} 13' 24''$ ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》(GB/T 18710-2002), 结合本次收集到测风点资料情况, 采用以下方法计算风电场的空气密度:

风场测风有压力和温度的记录, 空气密度按下式计算:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中: P——年平均大气压力;

R——气体常数 (287J/kg·K);

T——年平均开氏绝对温度 (°C+273)。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计, 得到该风电场的多年平均气温为 15.23°C, 多年平均气压为 748.9 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.905 千克/立方米。

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

13#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.2.6-1。根据13#测风点测风资料统计, 80米高度年平均风速为6.21米/秒, 年平均风功率密度为170瓦/平方米, 年有效风速(3.0~21.0米/秒)时数为8268小时, 风速频率占全年的94.34%。

表4.2.2.6-1 13#测风点80米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速: 米/秒, 风功率密度: 瓦/平方米)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	7.2	8.1	8.6	7.9	6.5	5.4	4.8	4.5	4.8	5.2	5.6	6.1	6.21
风功率	224	317	373	313	182	101	70	58	66	86	117	146	170

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

13#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.2.6-2。

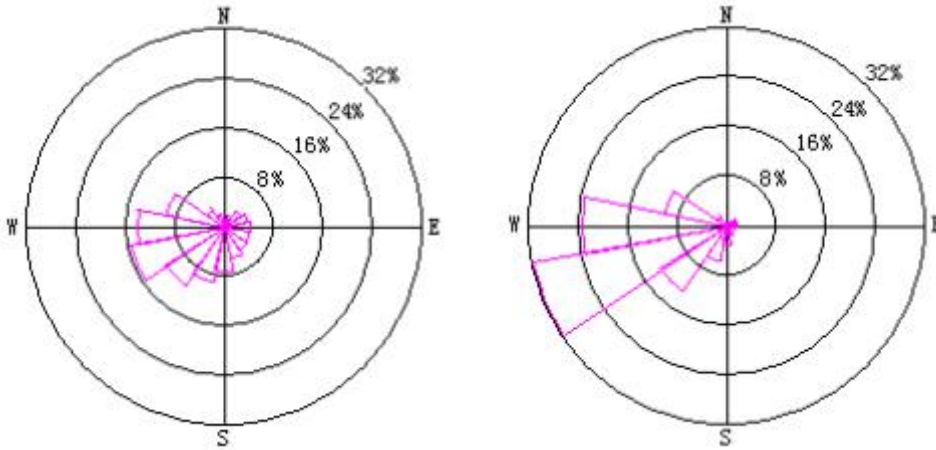


图 4.2.2.6-2 13#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为西西南（WSW）、西（W），分别占全年的 15.50%和 14.09%；主风能为西西南（WSW）、西（W），分别占全年的 31.83%和 23.50%。

13#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.2.6-3，从风速分布看，风速主要集中在 3~9 米/秒风速段，风能主要集中在 6~12 米/秒风速段。

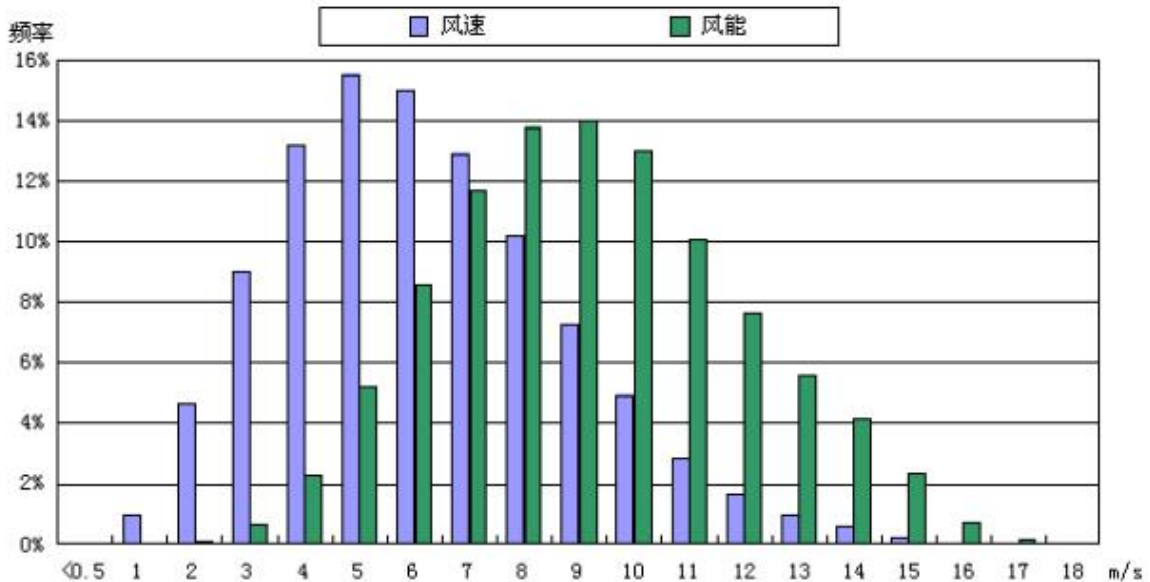


图 4.2.2.6-3 13#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7

月~10月份,也就是说,春季风大,夏秋季风小。但各年尚不完全相同,在总趋势下存在一些偶然因素影响。13#测风点80米高度风速、风功率密度年变化曲线见图4.2.2.6-4。

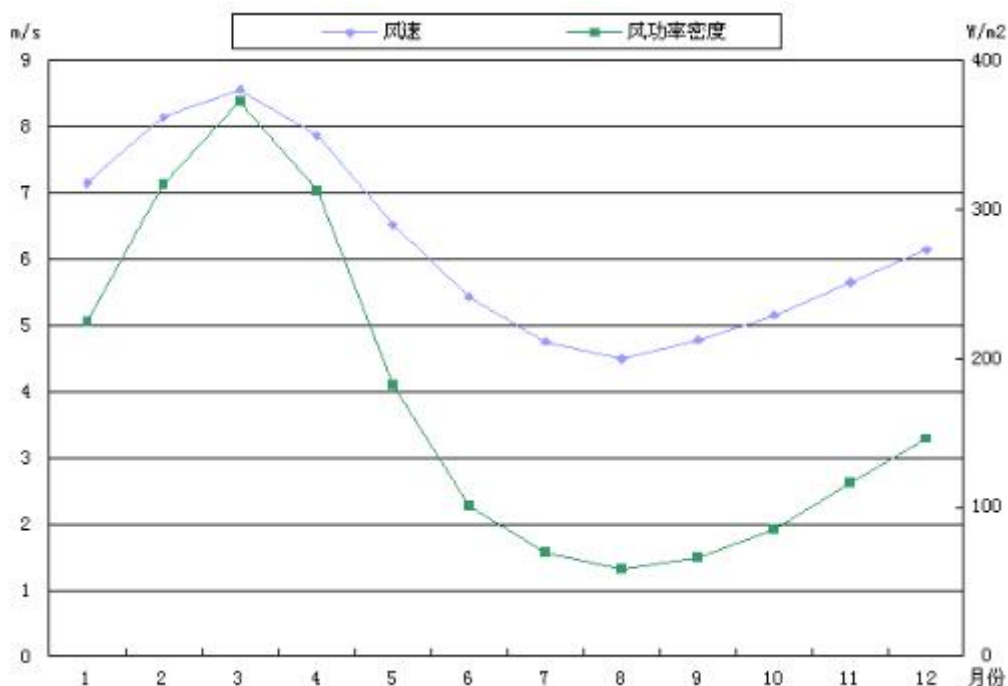


图 4.2.2.6-4 13#测风塔 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的,难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异,就总体情况而言,本风场风速从凌晨2时逐渐增大,至上午9时左右达到峰值,之后逐渐减小,至午夜1时减至最小。13#测风点80米高度风速、风功率密度日变化曲线见图4.2.2.6-5。

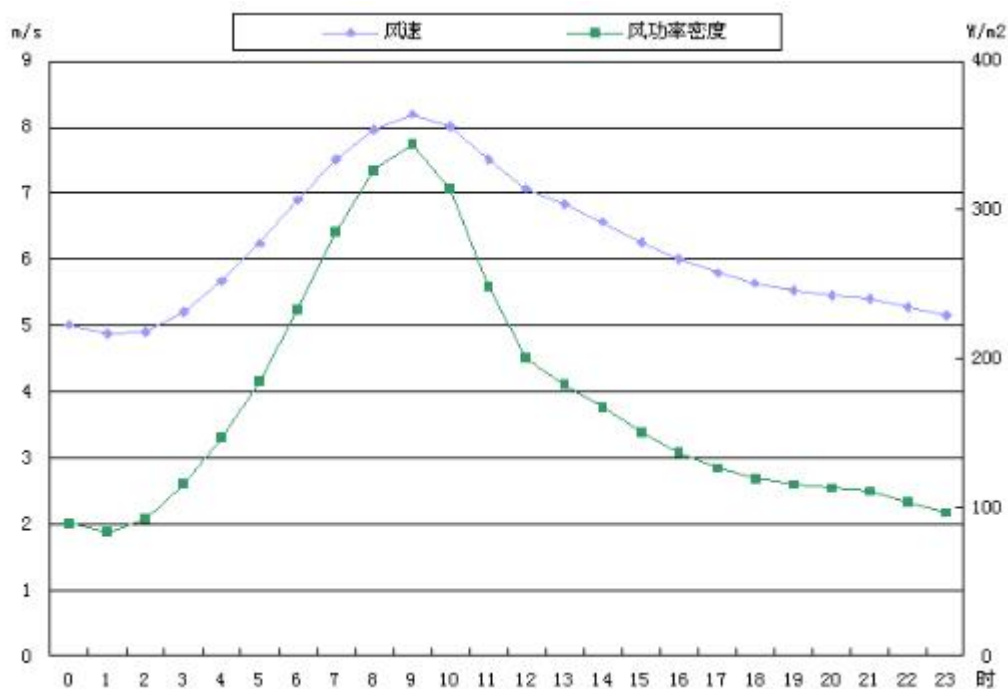


图 4.2.2.6-5 13#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据攀枝花气象站近 11 年（2003~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 29.6 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=16.63$ 为分布位置参数； $\alpha=0.3007$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 39.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，格萨拉风电场主风向和主风能方向一致，以西西南（WSW）、西（W）风的风速、风能最大和频次最高，春季风大，夏秋季风小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 3~9 米/秒，破坏性风速少，全年均可发电。80 米高度年平均风速为 6.21 米/秒，年平均风功率密度为 170 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 8268 小时，依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 2 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.8 国胜风电场

国胜风电场场址位于攀枝花市北部约 56 千米处，盐边县西北约 49 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 34' 12'' \sim 101^{\circ} 44' 25''$ ，北纬 $27^{\circ} 01' 28'' \sim 27^{\circ} 10' 27''$ ，地面海拔高程 1700~3020 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与西侧省道 S216 相通，对外交通较为便利。国胜与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.8-1。

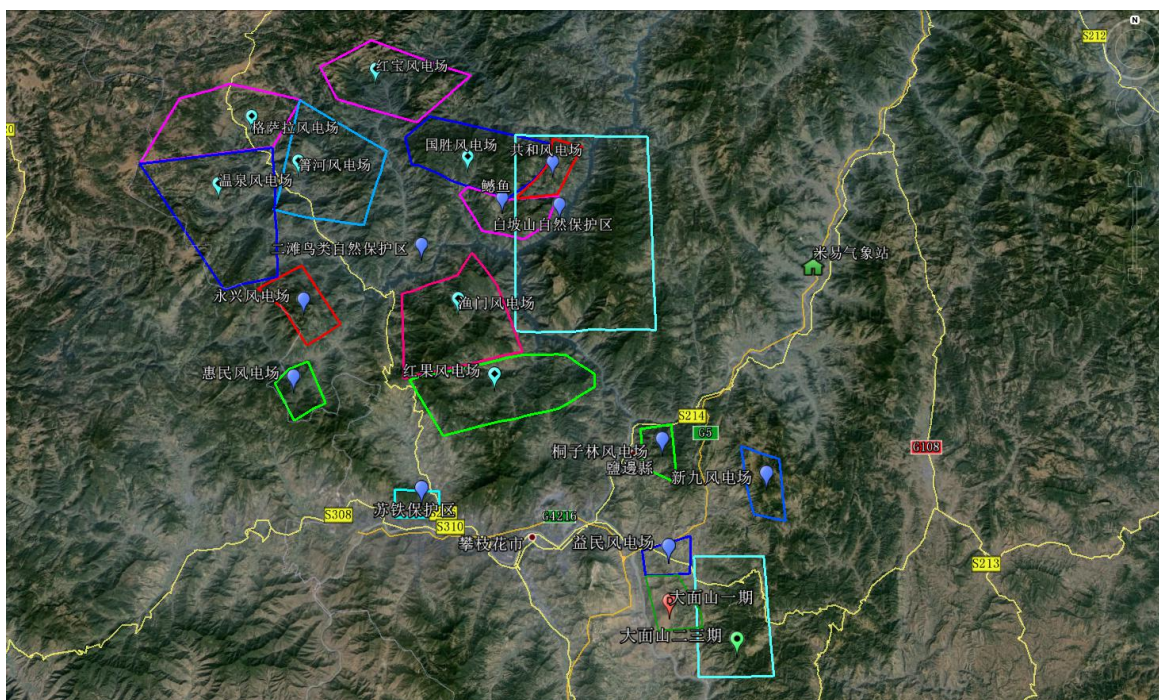


图 4.2.2.8-1 国胜与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风点情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 16#测风点（N 27° 04' 37" ， E 101° 40' 23" ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002），结合本次收集到测风点资料情况，采用以下方法计算风电场的空气密度：

风场测风有压力和温度的记录，空气密度按下式计算：

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中：P——年平均大气压力；

R——气体常数（287J/kg·K）；

T ——年平均开氏绝对温度 ($^{\circ}\text{C}+273$)。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计，得到该风电场的多年平均气温为 16.55°C ，多年平均气压为 771.5 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.928 千克/立方米。

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

16#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.2.7-1。根据13#测风点测风资料统计，80米高度年平均风速为 5.31 米/秒，年平均风功率密度为 108 瓦/平方米，年有效风速 ($3.0\sim 21.0$ 米/秒) 时数为 8076 时，风速频率占全年的 92.14% 。

表4.2.2.7-1 16#测风点80米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	5.9	6.8	7.1	6.6	5.6	4.8	4.2	4.0	4.3	4.6	4.8	5.1	5.31
风功率	134	194	229	193	120	71	50	42	49	60	74	89	108

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

16#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.2.7-2。

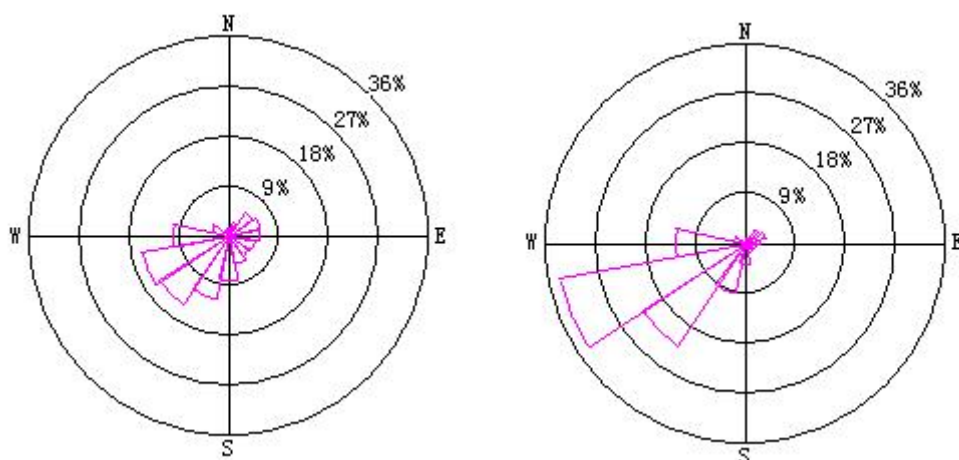


图 4.2.2.7-2 16#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 15.96%和 14.97%；主风能为西西南（WSW）、西南（SW），分别占全年的 33.80%和 22.17%。

16#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.2.5-3，从风速分布看，风速主要集中在 3~8 米/秒风速段，风能主要集中在 5~11 米/秒风速段。

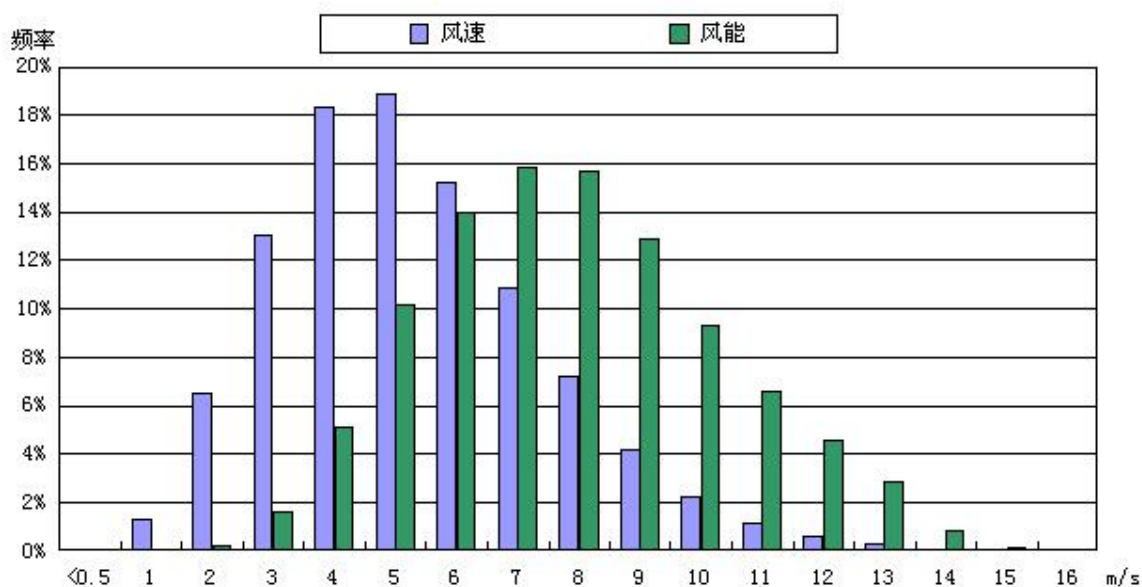


图 4.2.2.7-3 16#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7 月~10 月份，也就是说，春季风大，夏秋季风小。但各年尚不完全相同，在总趋势下存在一些偶然因素影响。16#测风点 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线见图 4.2.2.7-4。

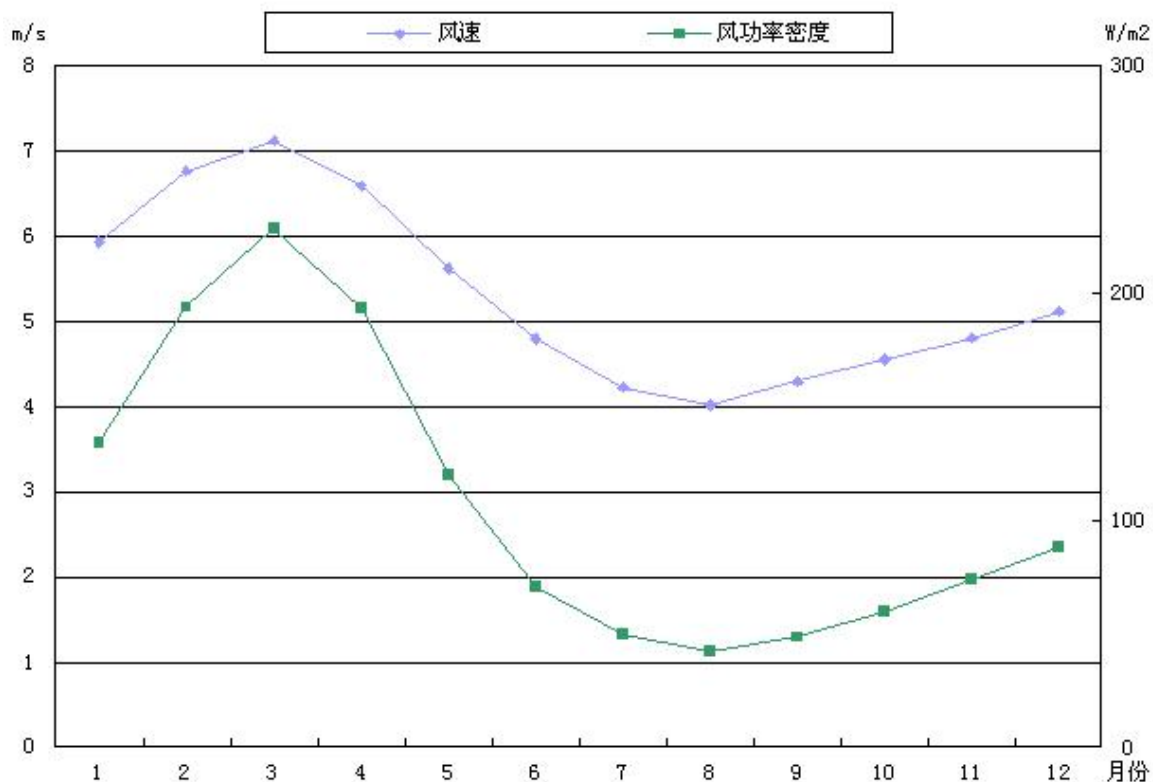


图 4.2.2.7-4 16#测风塔 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的，难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异，就总体情况而言，本风场风速从凌晨2时逐渐增大，至上午9时左右达到峰值，之后逐渐减小，至午夜1时减至最小。16#测风点80米高度风速、风功率密度日变化曲线见图4.2.2.7-5。

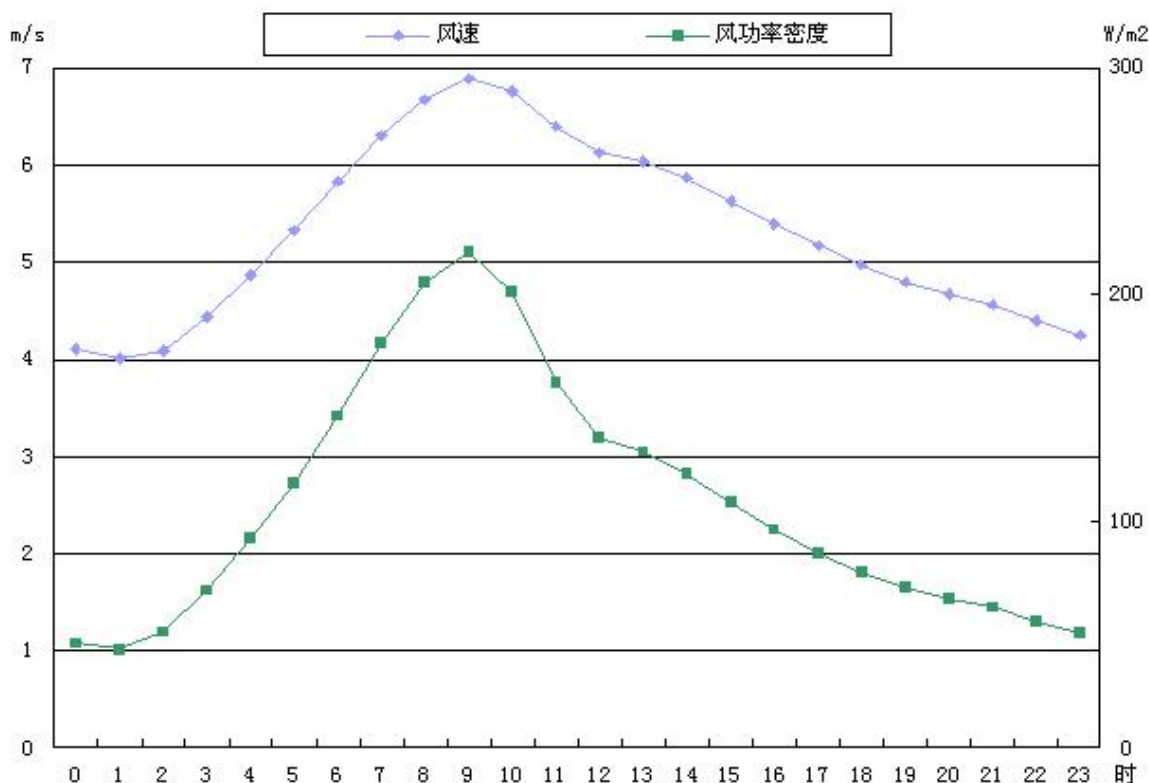


图 4.2.2.7-5 16#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据攀枝花气象站近 11 年（2003~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 29.6 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=16.63$ 为分布位置参数； $\alpha=0.3007$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 39.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒，小于 37.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，国胜风电场主风向和主风能方向一致，以西西南

(WSW)、西南(SW)风的风速、风能最大和频次最高,春季风大,夏秋季风小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 3 米/秒~8 米/秒,破坏性风速少,全年均可发电。80 米高度年平均风速为 5.31 米/秒,年平均风功率密度为 108 瓦/平方米,年有效风速(3.0 米/秒~21.0 米/秒)时数为 8076 时,依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 35.2 米/秒,小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005)标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据,建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔,以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.9 温泉风电场

温泉风电场场址位于攀枝花市西北部约 62 千米处,盐边县西北约 63 千米处,地理坐标为东经 $101^{\circ} 08' 58'' \sim 101^{\circ} 21' 34''$,北纬 $26^{\circ} 53' 34'' \sim 27^{\circ} 05' 49''$,地面海拔高程 1760~2800 米,为高山地貌,梁沟发育,局部山顶场地较为开阔,地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S216 从场区东北侧通过,对外交通较为便利。温泉风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.9-1。

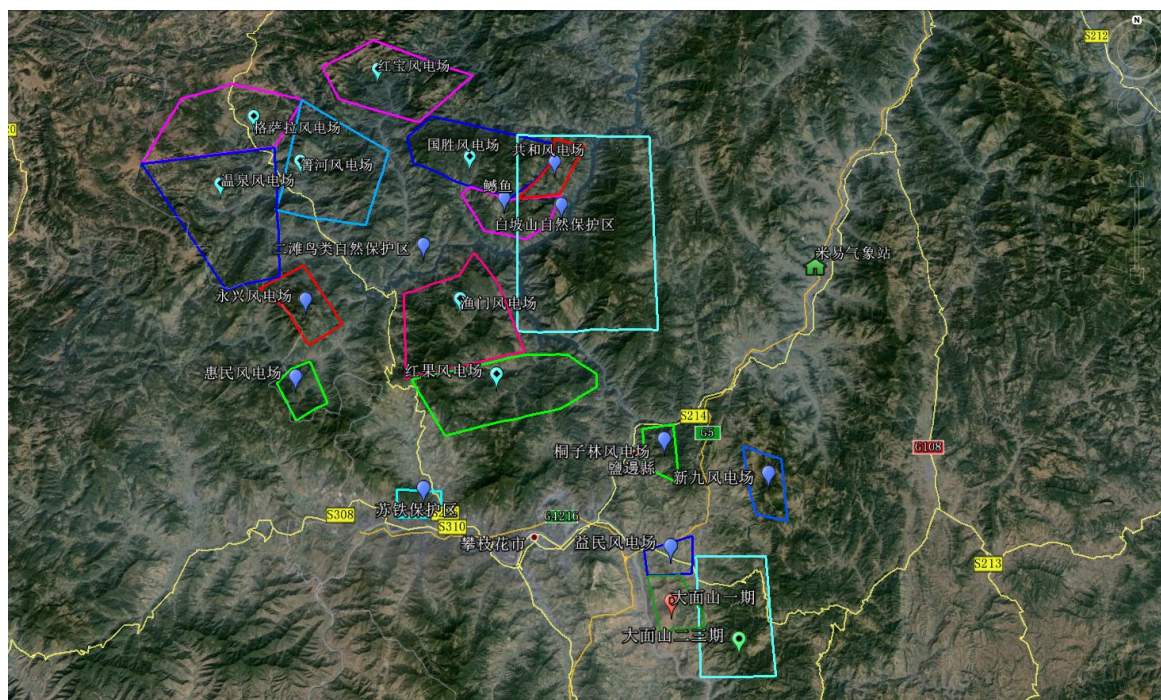


图 4.2.2.9-1 温泉风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 5.50~6.15 米/秒，风功率密度为 154~170 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.10 箐河风电场

箐河风电场场址位于攀枝花市西北部约 57 千米处，盐边县西北约 56 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 21' 05'' \sim 101^{\circ} 30' 26''$ ，北纬 $26^{\circ} 59' 00'' \sim 27^{\circ} 09' 48''$ ，地面海拔高程 1560~2500 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路

穿过。省道 S216 从场区西南侧通过，对外交通较为便利。箐河风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.10-1。

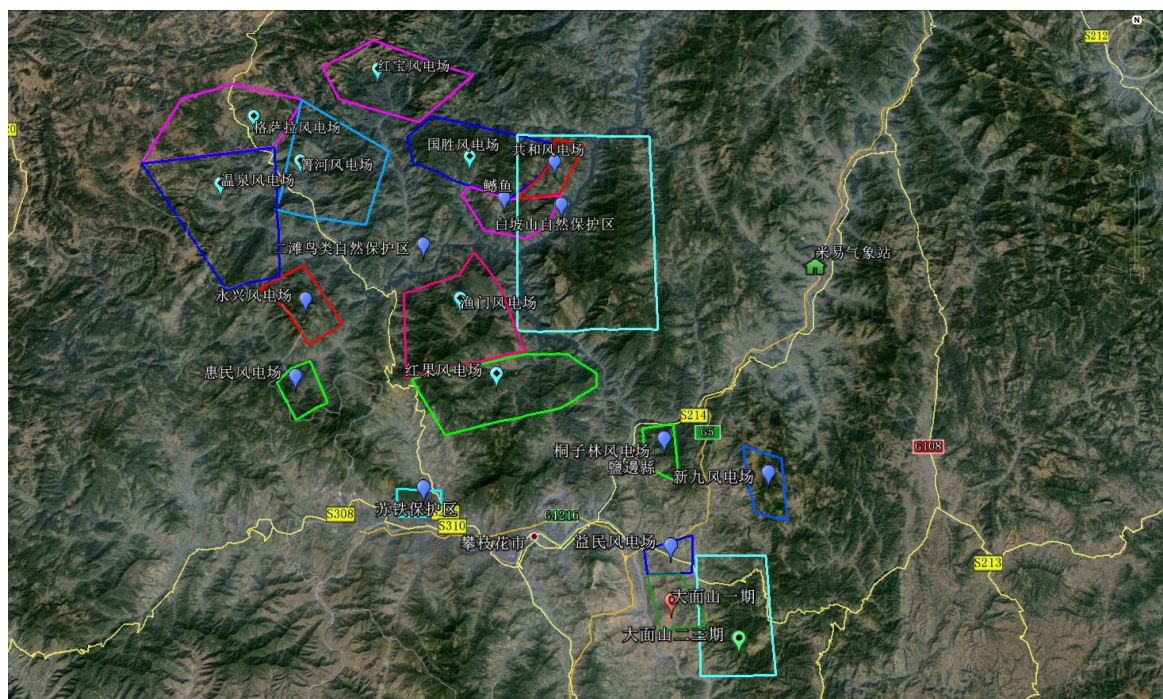


图 4.2.2.10-1 箐河风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 5.50~6.15 米/秒，风功率密度为 154~170 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.11 红果风电场

红果风电场场址位于攀枝花市以东约 19 千米处，盐边县西北约 16 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 33' 10'' \sim 101^{\circ} 48' 22''$ ，北纬 26°

42' 22" ~26° 48' 38" ，地面海拔高程 1280~2770 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S216 从场区西侧通过，对外交通较为便利。红果风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.11-1。

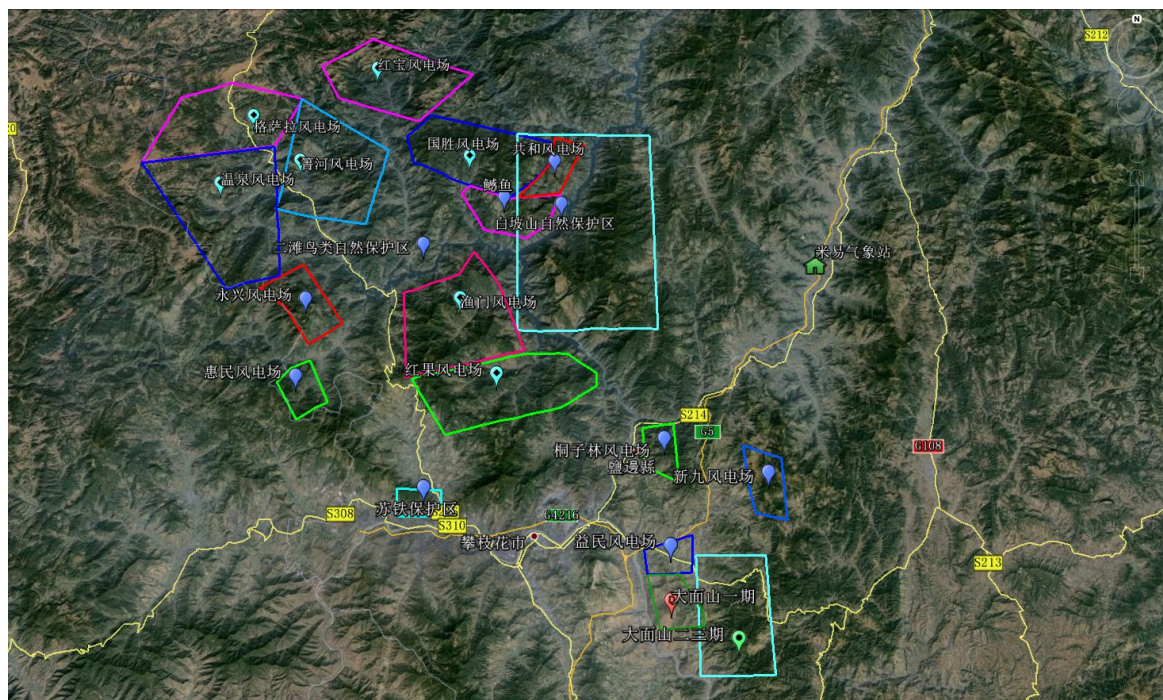


图 4.2.2.11-1 红果风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 4.80~5.50 米/秒，风功率密度为 95~170 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.12 渔门风电场

渔门风电场场址位于攀枝花市西北约 30 千米处，盐边县西北约 27 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 32' 09'' \sim 101^{\circ} 42' 27''$ ，北纬 $26^{\circ} 46' 34'' \sim 26^{\circ} 56' 40''$ ，地面海拔高程 1450~2940 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S216 从场区西侧通过，对外交通较为便利。渔门风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.12-1。

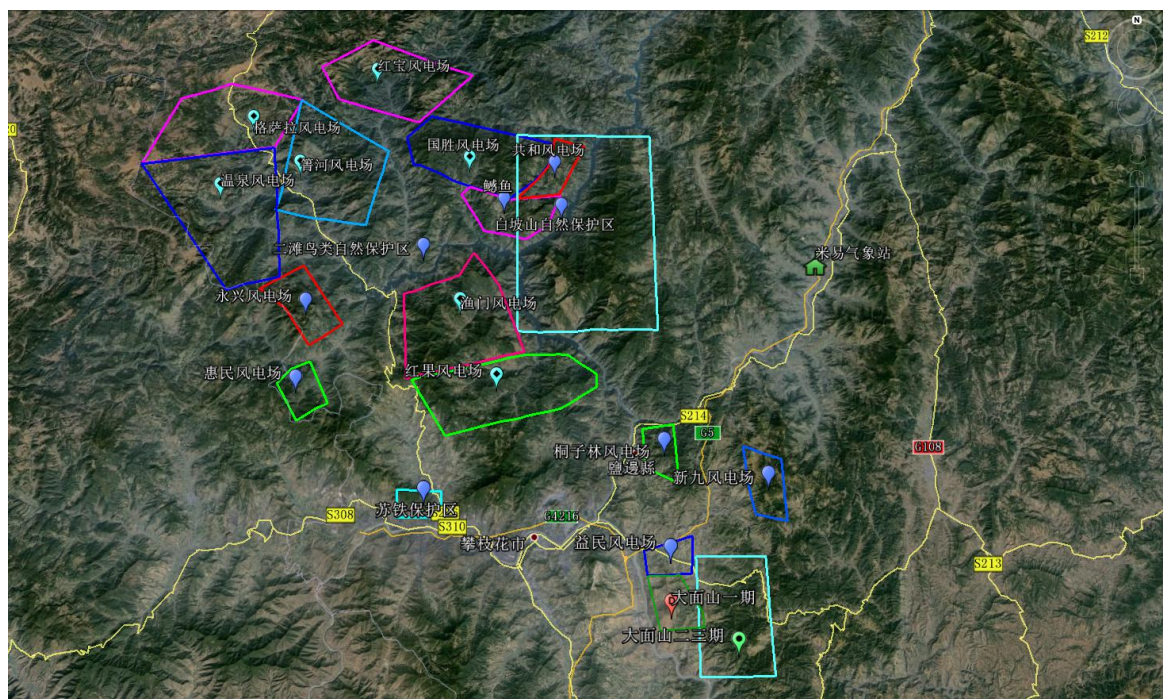


图 4.2.2.12-1 渔门风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 5.00~5.50 米/秒，风功率密度为 100~170 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估

整个风电场的风资源特性。

4.2.2.13 红宝风电场

红宝风电场场址位于攀枝花市西北约 69 千米处，盐边县西北约 61 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 24' 14'' \sim 101^{\circ} 37' 31''$ ，北纬 $27^{\circ} 08' 02'' \sim 27^{\circ} 15' 21''$ ，地面海拔高程 1800~3600 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。省道 S216 从场区西南侧通过，对外交通较为便利。红宝风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.13-1。

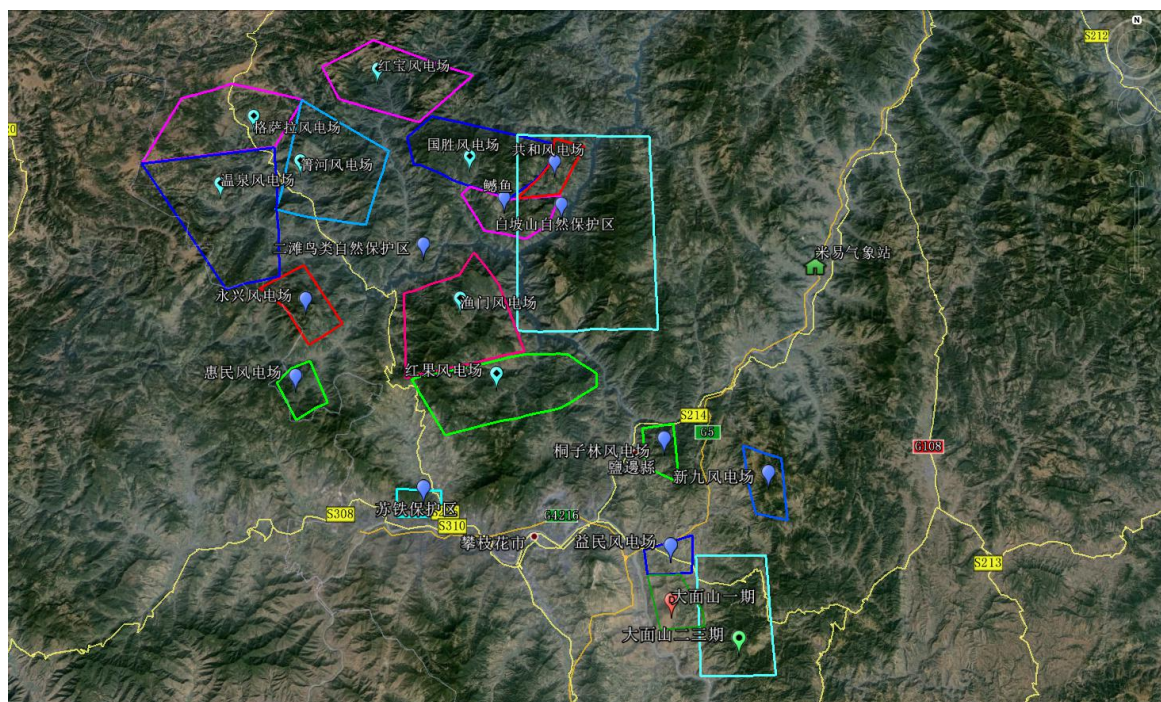


图 4.2.2.13-1 红宝风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 4.30~6.30 米/秒，风功率密度为 100~200 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.14 共和风电场

共和风电场场址位于攀枝花市东北约 51 千米处，盐边县西北约 42 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 41' 52'' \sim 101^{\circ} 47' 40''$ ，北纬 $27^{\circ} 01' 20'' \sim 27^{\circ} 06' 40''$ ，地面海拔高程 1630~2370 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过，对外交通较为便利。共和风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.14-1。

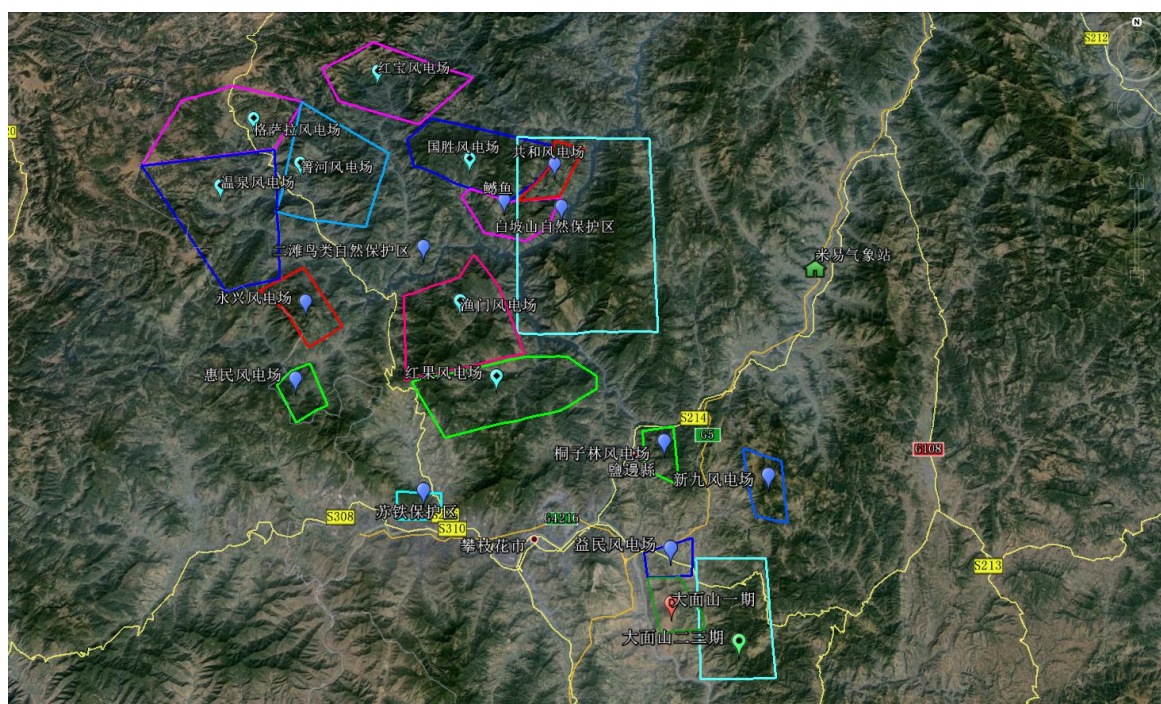


图 4.2.2.14-1 共和风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析,规划区域 80 米高度年平均风速为 4.90~6.22 米/秒,风功率密度为 95~191 瓦/平方米,该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据,建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔,核实已有测风塔测风情况,以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.15 惠民风电场

惠民风电场场址位于攀枝花市西北约 36 千米处,盐边县西北约 44 千米处,地理坐标为东经 $101^{\circ} 22' 10'' \sim 101^{\circ} 26' 20''$,北纬 $26^{\circ} 43' 27'' \sim 26^{\circ} 48' 07''$,地面海拔高程 1500~2400 米,为高山地貌,梁沟发育,局部山顶场地较为开阔,地形起伏较大。场址内有简易道路穿过,对外交通较为便利。惠民风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.15-1。

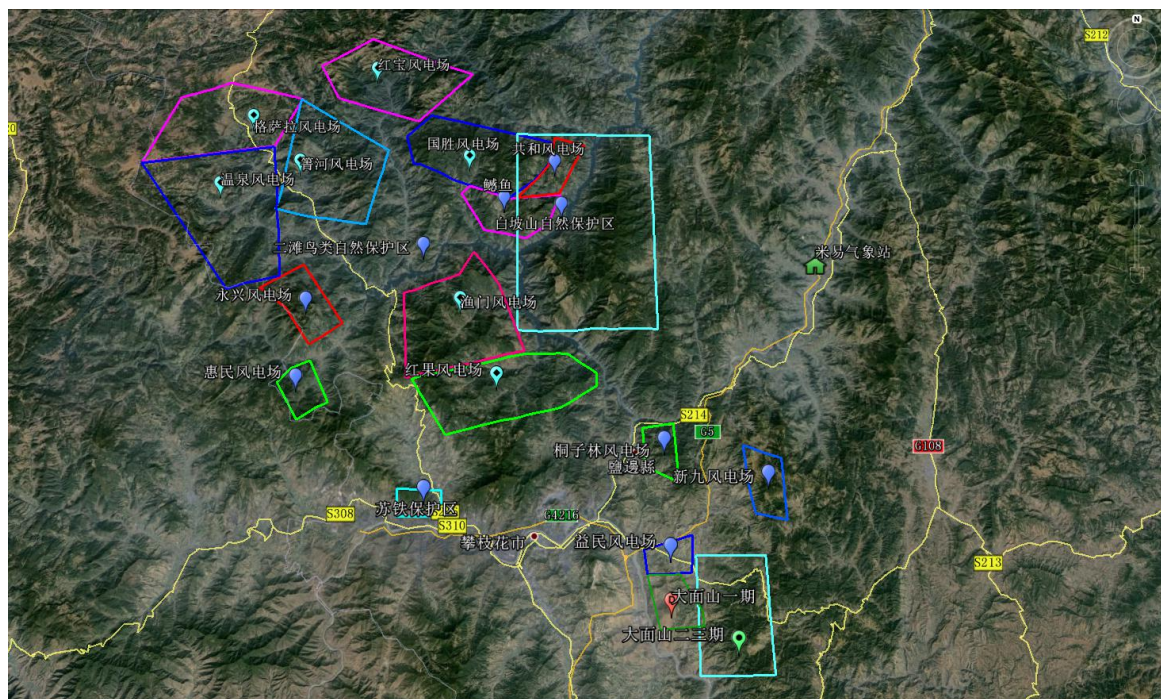


图 4.2.2.15-1 惠民风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

①风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 3.94~4.50 米/秒，风功率密度为 95~180 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.16 永兴风电场

永兴风电场场址位于攀枝花市西北约 42 千米处，盐边县西北约 47 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 20' 11'' \sim 101^{\circ} 27' 10''$ ，北纬 $26^{\circ} 49' 21'' \sim 26^{\circ} 55' 49''$ ，地面海拔高程 1400~2680 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过，省道 S216 从场区东侧通过，对外交通较为便利。永兴风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.16-1。

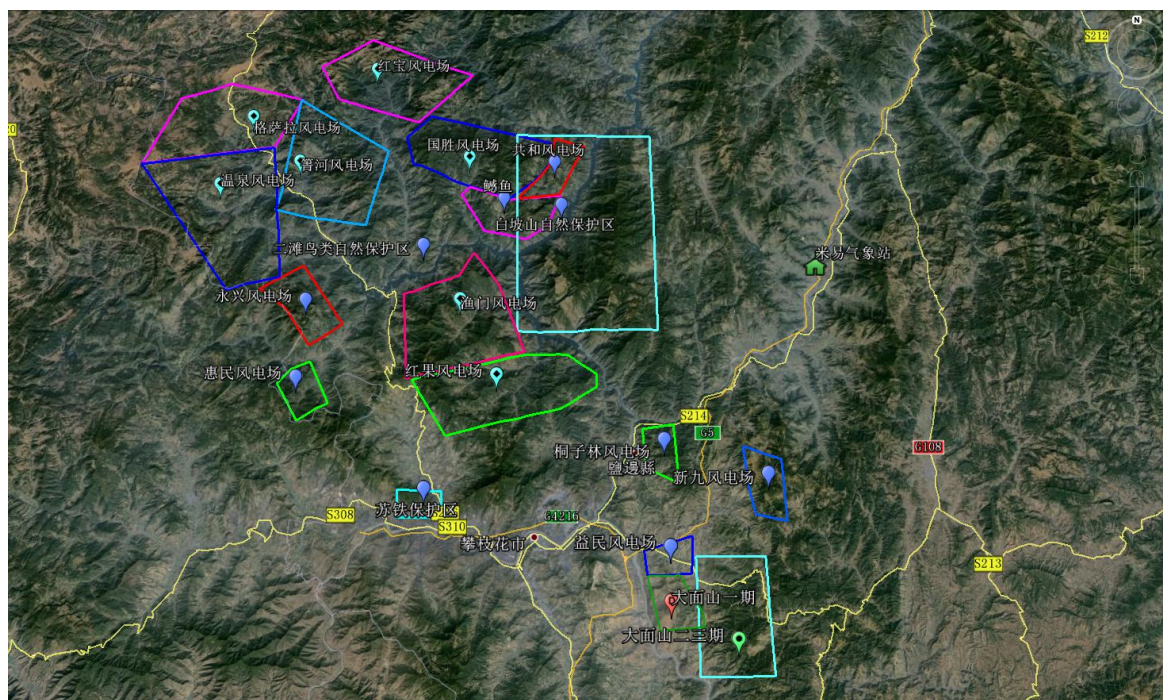


图 4.2.2.16-1 永兴风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

① 风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析,规划区域 80 米高度年平均风速为 3.50~4.52 米/秒,风功率密度为 77~100 瓦/平方米,该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据,建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔,核实已有测风塔测风情况,以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.2.17 鳧鱼风电场

鳧鱼风电场场址位于攀枝花市以北约 45 千米处,盐边县西北约 36 千米处,地理坐标为东经 $101^{\circ} 36' 57'' \sim 101^{\circ} 45' 37''$,北纬 $26^{\circ} 58' 02'' \sim 27^{\circ} 02' 29''$,地面海拔高程 1620~2670 米,为高山地貌,梁沟发育,局部山顶场地较为开阔,地形起伏较大。场址内有简易道路

穿过，对外交通较为便利。鳧鱼风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.2.17-1。

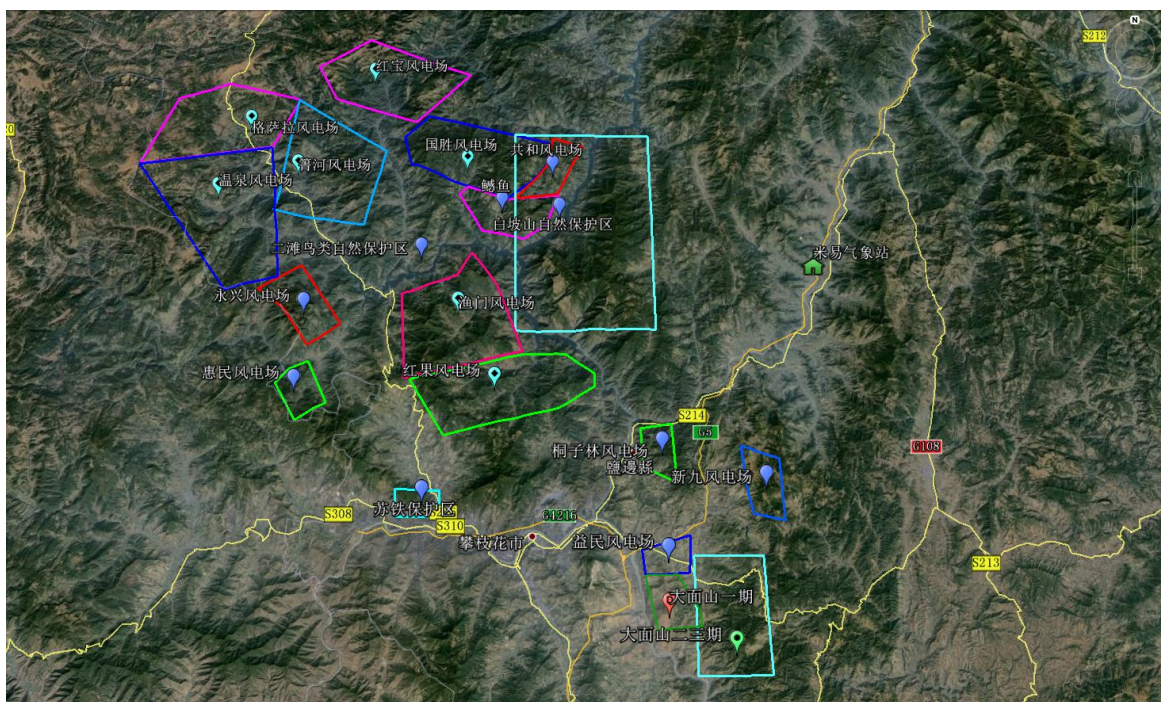


图 4.2.2.17-1 鳧鱼风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

①风力资源综合评价

现根据规划区域内格林威治云平台资料进行分析，规划区域 80 米高度年平均风速为 4.26~6.32 米/秒，风功率密度为 77~225 瓦/平方米，该区域风电场风功率密度等级为 1 级。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，核实已有测风塔测风情况，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.3 米易县

4.2.3.1 地区概况

米易县位于青藏高原东南缘、四川省西南角，是攀枝花市的北大门。地理位置东经 $101^{\circ} 44'$ ~ $102^{\circ} 15'$ 、北纬 $26^{\circ} 42'$ ~ $27^{\circ} 10'$ ，境内东西最大跨距 52.5 千米，南北最大纵距 73.2 千米，成昆电气化铁路、214 省道及西攀高速纵贯南北，县内公路网络四通八达，县政府所在地攀莲镇南距攀枝花市 78 千米、北距西昌市 157 千米。全县辖区面积 2153 平方千米。

米易属南亚热带干热河谷立体气候，年均气温 19.9°C ，极端最高气温 41.2°C ，极端最低气温 -2.4°C 。境内雨量充足，年降雨量 1101.2 毫米，年最多降水量 1488.2 毫米，年最少降水量 746.3 毫米，年平均气压 887.1 百帕，年平均水汽压 15.1 百帕。境内光照充足，光照时数 2217.3~2413.5 小时，热量丰富，无霜期 301.8~313.7 天，冬暖春温高，夏秋季节凉，冬春逆温显著，是天然的“大地温室”，是全国少有的热作区。米易县风功率密度分布图见图 4.2.3.1。

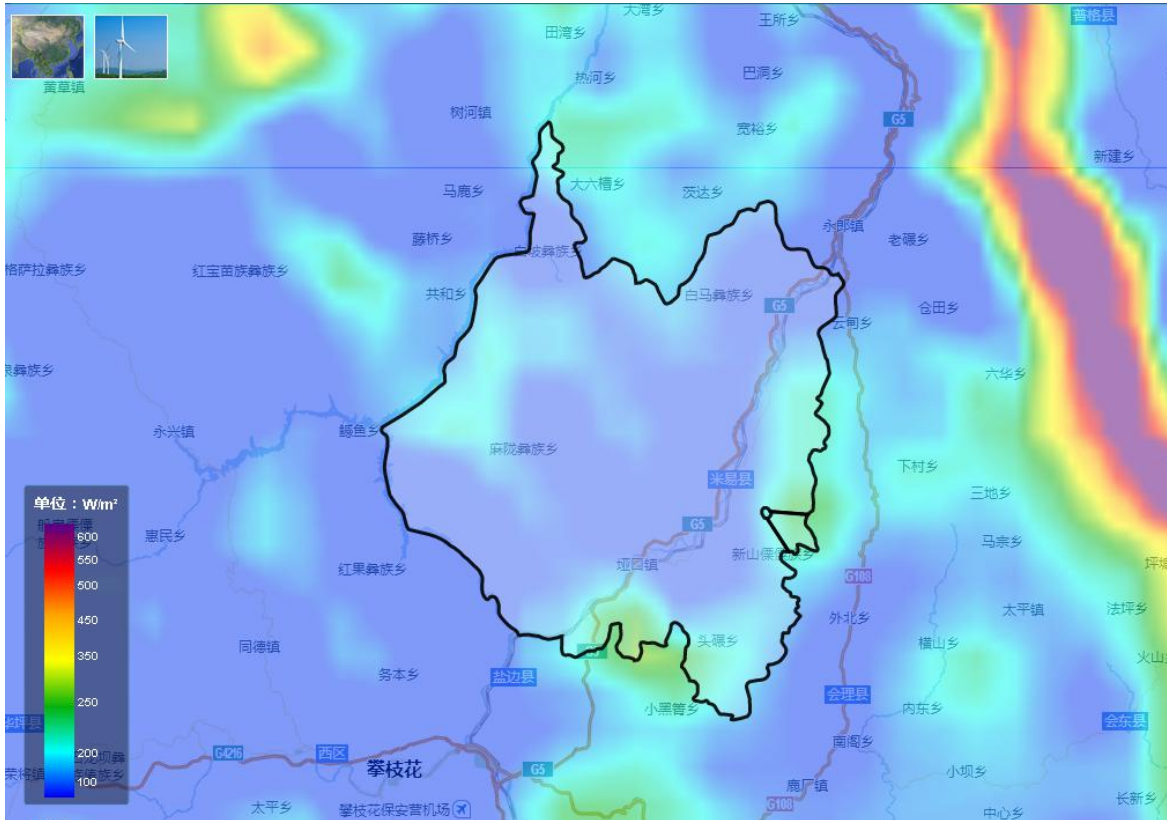


图 4.2.3.1 米易县风功率密度分布图

4.2.3.2 南宁上风电场

南宁上风电场场址位于攀枝花市东北部约 32 千米处，米易县西南约 18 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 57' 18'' \sim 102^{\circ} 01' 51''$ ，北纬 $26^{\circ} 41' 44'' \sim 26^{\circ} 46' 58''$ ，地面海拔高程 1250~2580 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。场区通过场内道路与西北侧国道 G5 相通，对外交通较为便利。南宁上风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.3.2-1。

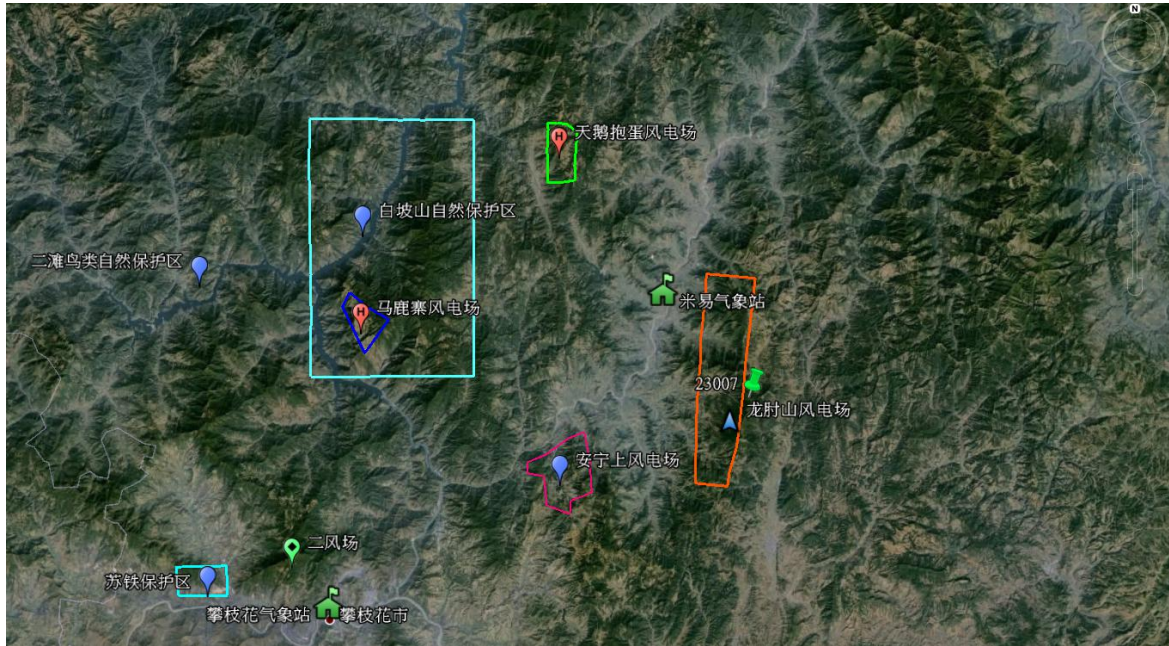


图 4.2.3.2-1 南宁上风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 3#测风点（N 26° 43' 09" ， E 102° 01' 04" ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002），结合本次收集到测风点资料情况，采用以下方法计算风电场的空气密度：

风场测风有压力和温度的记录，空气密度按下式计算：

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中：P——年平均大气压力；

R——气体常数（287J/kg·K）；

吨——年平均开氏绝对温度（℃+273）。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计，得到该风电场的多年平均气温为 16.09℃，多年平均气压为 801.06 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.966 千克/立方米。

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

3#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.3.2-1。根据3#测风点测风资料统计，80米高度年平均风速为6.11米/秒，年平均风功率密度为172瓦/平方米，年有效风速（3.0米~21.0米/秒）时数为8228小时，风速频率占全年的93.87%。

表4.2.3.2-1 3#测风点80米高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	6.6	7.5	8.0	7.5	6.6	5.8	5.1	4.8	5.1	5.4	5.4	5.7	6.11
风功率	195	284	345	306	208	128	94	76	86	103	116	134	172

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

3#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.3.2-2。

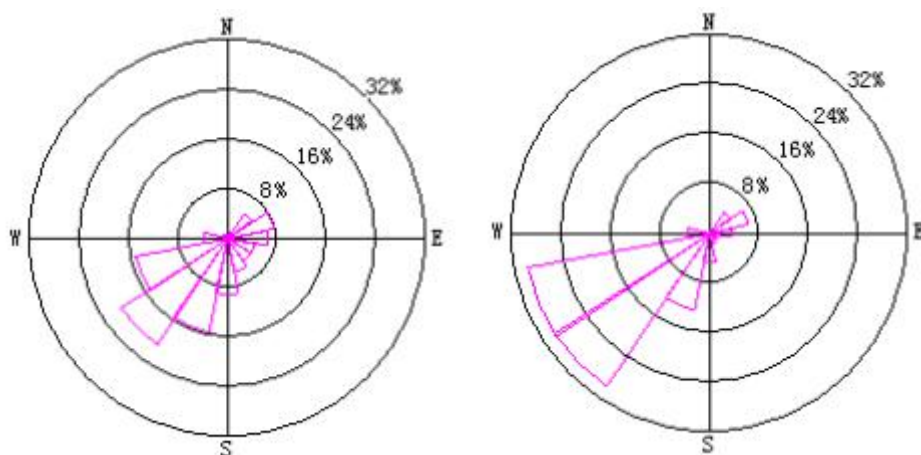


图 4.2.3.2-2 3#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向基本一致，主风向为南西南（SS 瓦）、西南（S 瓦），分别占全年的 15.34%和 20.42%；主风能为

西西南（瓦 S 瓦）、西南（S 瓦），分别占全年的 29.82%和 29.70%。

3#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.3.2-3，从风速分布看，风速主要集中在 3~9 米/秒风速段，风能主要集中在 6~13 米/秒风速段。

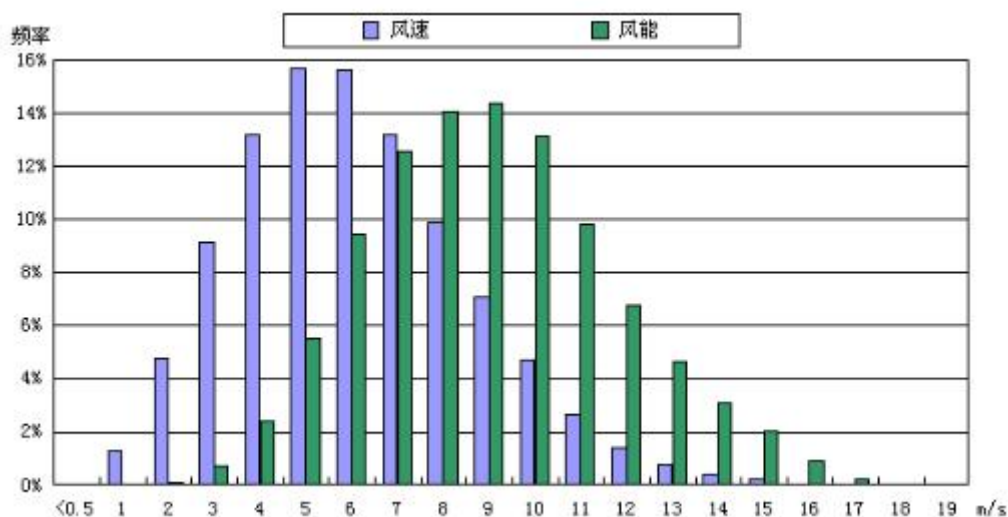


图 4.2.3.2-3 3#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7 月~10 月份，也就是说，春季风大，夏秋季风小。但各年尚不完全相同，在总趋势下存在一些偶然因素影响。3#测风点 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线见图 4.2.3.2-4。

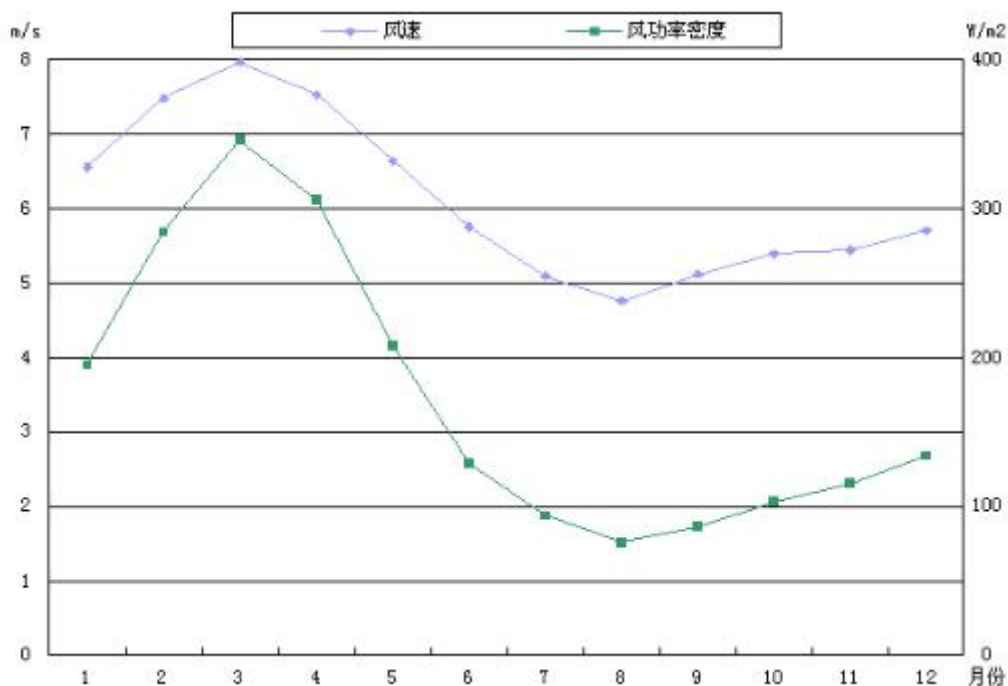


图 4.2.3.2-4 3#测风塔 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的，难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异，就总体情况而言，本风场风速从凌晨2时逐渐增大，至上午9时左右达到峰值，之后逐渐减小，至午夜1时减至最小。3#测风点80米高度风速、风功率密度日变化曲线见图4.2.3.2-5。

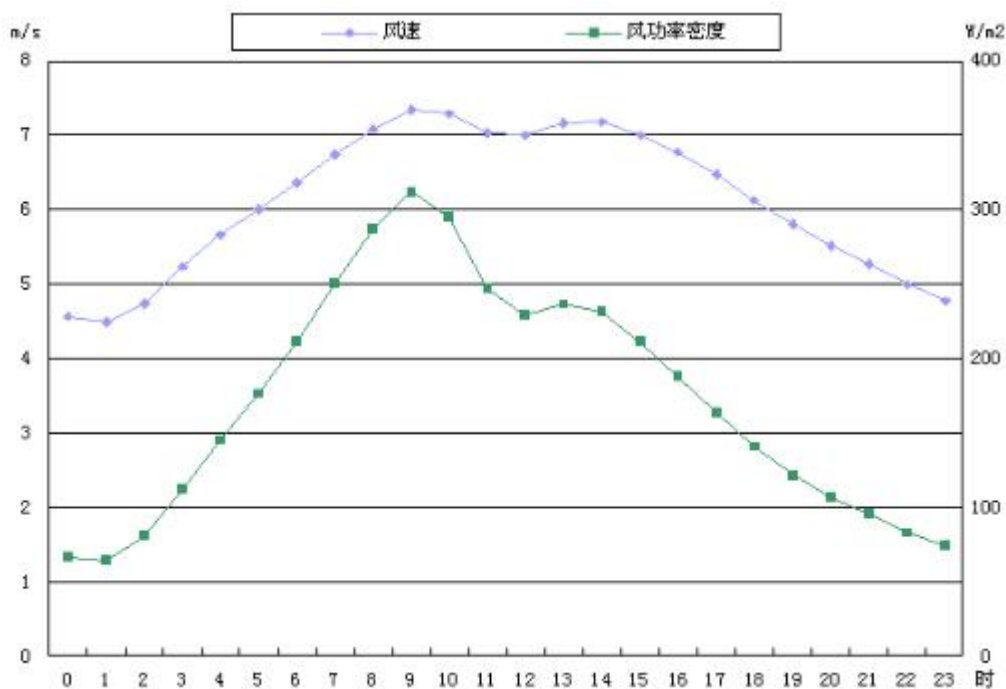


图 4.2.3.2-5 3#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据米易县气象站近 9 年（2006~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 33.4 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=18.53$ 为分布位置参数； $\alpha=0.2630$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 44.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最大风速分别为 39.6 米/秒，小于 42.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，南宁上风电场主风向和主风能方向一致，以西西南（瓦 S 瓦）、西南（S 瓦）风的风速、风能最大和频次最高，春季风大，夏秋季风小，风速由清晨至午后增大，夜晚减小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 3~9 米/秒，破坏性风速少，全年均可发电。80 米高度年平均风速为 6.11 米/秒，年平均风功率密度为 172 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 8228 小时。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 2 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 39.6 米/秒，小于 42.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC II 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.3.3 天鹅抱蛋风电场

天鹅抱蛋风电场场址位于攀枝花市东北部约 60 千米处，米易县西北约 23 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 58' 43'' \sim 102^{\circ} 00' 51''$ ，北纬 $27^{\circ} 02' 49'' \sim 27^{\circ} 06' 38''$ ，地面海拔高程 1900~2810 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。天鹅抱蛋风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.3.3-1。

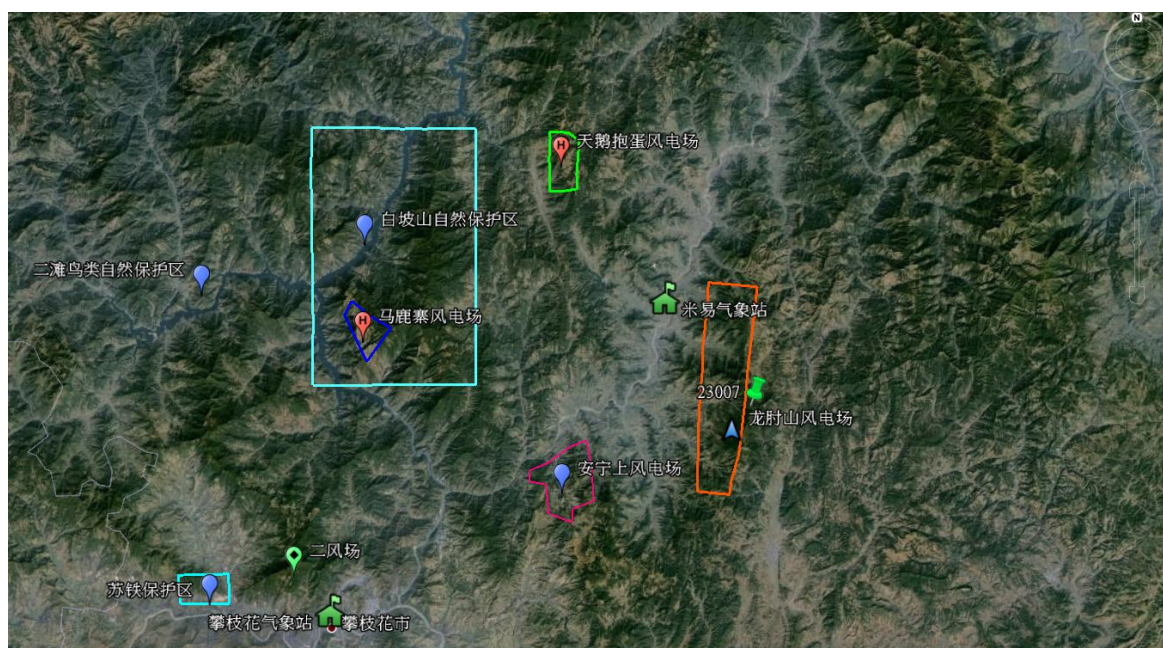


图 4.2.3.3-1 天鹅抱蛋风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 6#测风点（N 27° 04' 55" ， E 101° 59' 54" ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002），结合本次收集到测风点资料情况，采用以下方法计算风电场的空气密度：

风场测风有压力和温度的记录，空气密度按下式计算：

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中：P——年平均大气压力；

R——气体常数（287J/kg·K）；

T——年平均开氏绝对温度（℃+273）。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计，得到该风电场的多年平均气温为 14.18℃，多年平均气压为 783.54 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.951 千克/立方米。

(3) 风能资源

①平均风速及风功率密度

6#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.3.2-1。根据6#测风点测风资料统计，80米高度年平均风速为4.84米/秒，年平均风功率密度为85瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0米/秒）时数为7739小时，风速频率占全年的88.28%。

表4.2.3.2-1 测风点不同高度平均风速、风功率密度统计表

(风速: 米/秒, 风功率密度: 瓦/平方米)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	5.3	6.0	6.3	5.9	5.1	4.5	4.0	3.8	4.1	4.3	4.4	4.6	4.84
风功率	103	148	172	146	95	59	43	37	42	51	60	69	85

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

6#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.3.3-2。

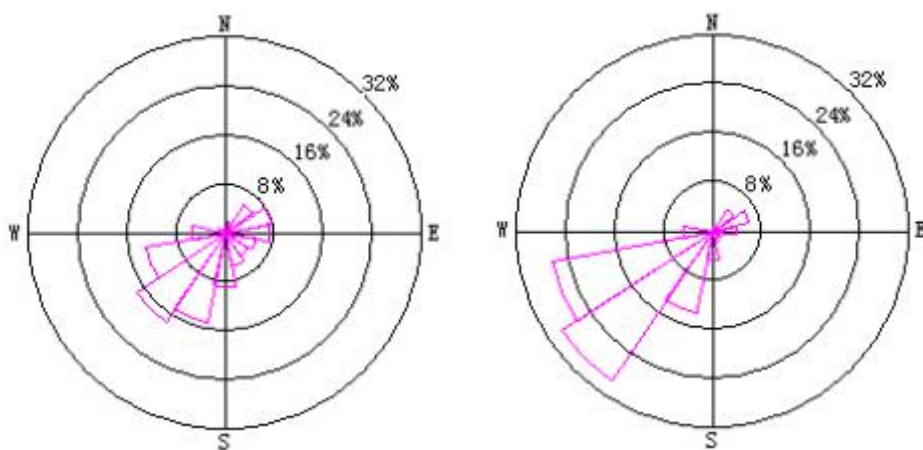


图 4.2.3.3-2 6#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出, 该地区主风向和主风能方向基本一致, 主风向为南西南 (SS 瓦)、西南 (S 瓦), 分别占全年的 14.83% 和 17.42%; 主风能为西西南 (瓦 S 瓦)、西南 (S 瓦), 分别占全年的 26.64% 和 29.37%。

6#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.3.3-3, 从风速分布看, 风速主要集中在 2~8 米/秒风速段, 风能主要集中在 4~10 米/秒风速段。

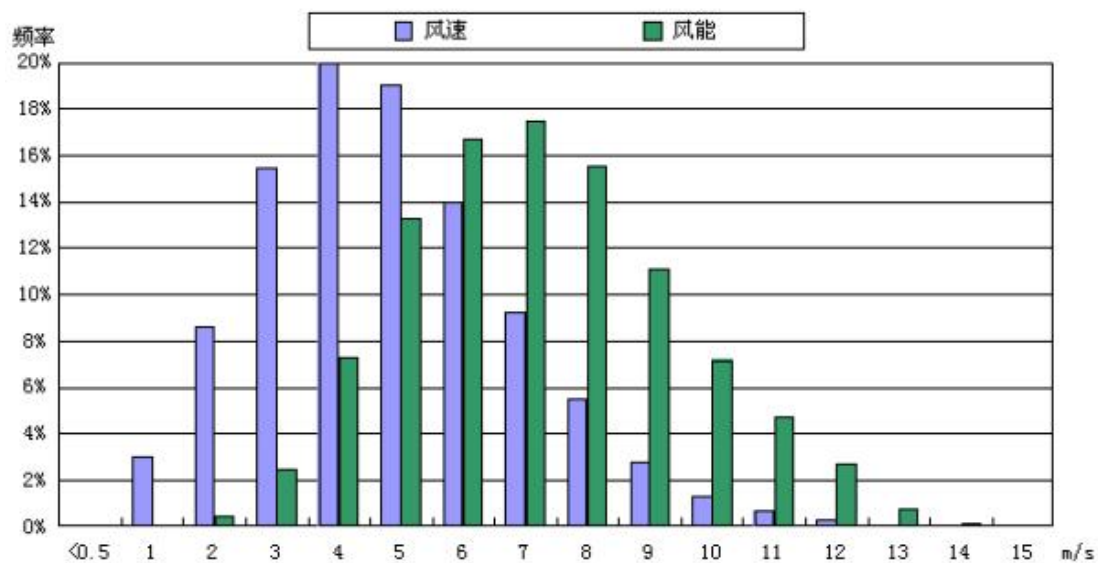


图 4.2.3.3-3 6#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7 月~10 月份，也就是说，春季风大，夏秋季风小。但各年尚不完全相同，在总趋势下存在一些偶然因素影响。6#测风点 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线见图 4.2.3.3-4。

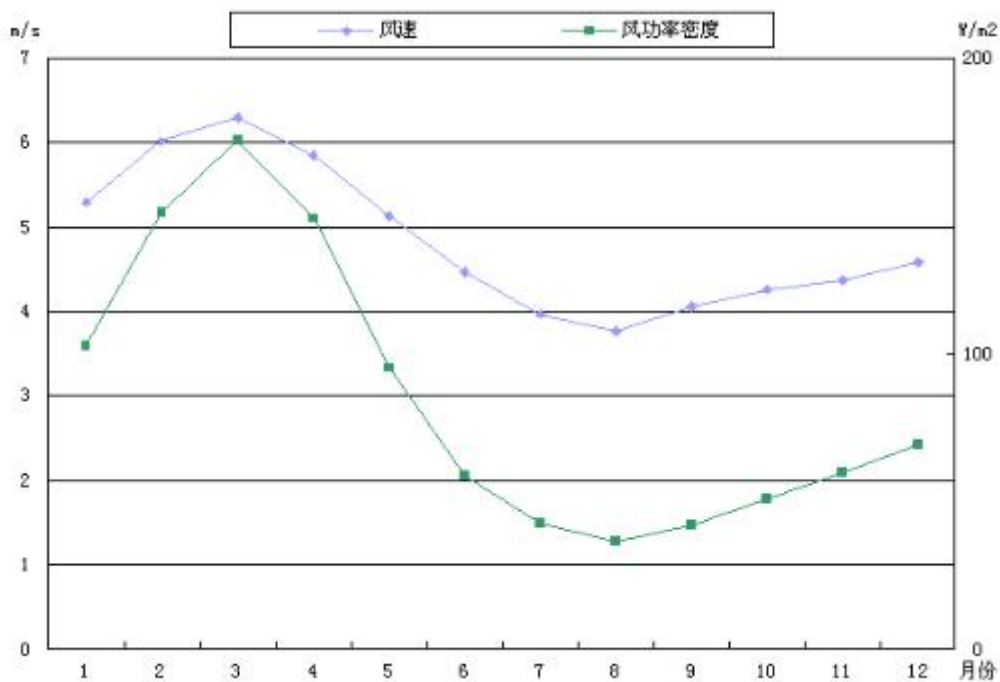


图 4.2.3.3-4 6#测风塔 80 米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的，难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异，就总体情况而言，本风场风速从凌晨2时逐渐增大，至上午9时左右达到峰值，之后逐渐减小，至午夜1时减至最小。6#测风点80米高度风速、风功率密度日变化曲线见图4.2.3.3-5。

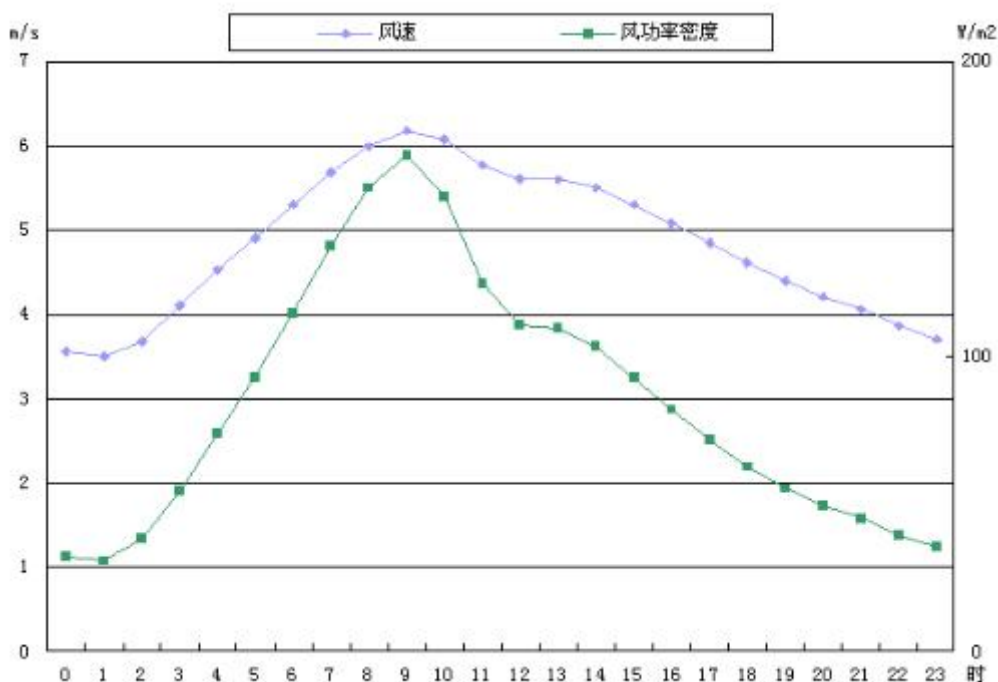


图 4.2.3.3-5 6#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据米易县气象站近 9 年（2006~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 33.4 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=18.53$ 为分布位置参数； $\alpha=0.2630$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 44.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最

大风速分别为 39.6 米/秒，小于 42.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，天鹅抱蛋风电场主风向和主风能方向一致，以西南（瓦 S 瓦）、西南（S 瓦）风的风速、风能最大和频次最高，春季风大，夏秋季风小，风速由清晨至午后增大，夜晚减小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 2~8 米/秒，破坏性风速少，全年均可发电。80 米高度年平均风速为 4.84 米/秒，年平均风功率密度为 85 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 7739 小时。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 39.6 米/秒，小于 42.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC II 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.2.3.4 龙肘山风电场

龙肘山风电场场址位于攀枝花市东北部约 50 千米处，米易县以东约 8 千米处，地理坐标为东经 $102^{\circ} 08' 50'' \sim 102^{\circ} 13' 31''$ ，北纬 $26^{\circ} 43' 36'' \sim 26^{\circ} 57' 02''$ ，地面海拔高程 2120~3580 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。龙肘山风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.3.4-1。

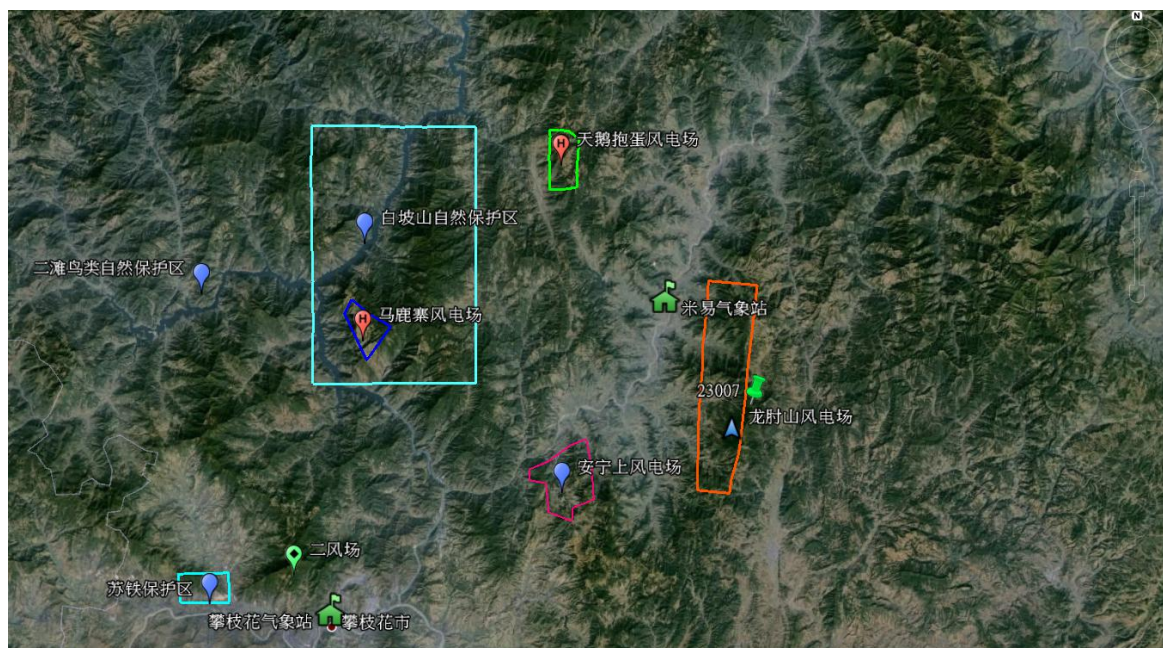


图 4.2.3.4-1 龙肘山风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

龙肘山风电场设立一座 70 米高测风塔（编号为 23007#），测风塔基本情况见表 4.2.3.4-1。

表 4.2.3.4-1 测风塔基本情况

测风塔	塔高 (米)	测风时段	高程 (米)	坐标	测风塔配置
23007#	70	2011.08.01 ~ 2012.07.31	3214	N 26°49'5.84" E 102°12'56.38"	风速仪: 70 米、50 米、30 米、 10 米 风向标: 70 米、10 米 气压计: 8 米 温度计: 8 米

(3) 风能资源

① 平均风速及风功率密度

各测风塔各高度月平均风速、风功率密度统计见表 4.2.3.4-2。根据 23007#测风塔测风资料统计，70 米高度年平均风速为 7.4 米/秒，年平均风功率密度为 302 瓦/平方米。

表 4.2.3.4-2 各测风塔各高度平均风速、风功率密度统计表

(风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米)

测风塔	高度	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
23007#	50米	风速	11.4	11.6	10.5	8.7	7.2	5.7	6.7	4.1	6.1	6.2	6.1	6.3	7.5
		风功率	719	768	637	377	256	140	202	66	168	180	173	260	329
	70米	风速	10.9	11.1	10.1	8.4	7.0	5.6	6.6	4.1	6.1	6.1	5.9	7.0	7.4
		风功率	631	679	561	334	243	133	195	64	165	168	162	284	302

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

23007#测风塔 70 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.1.2-2。

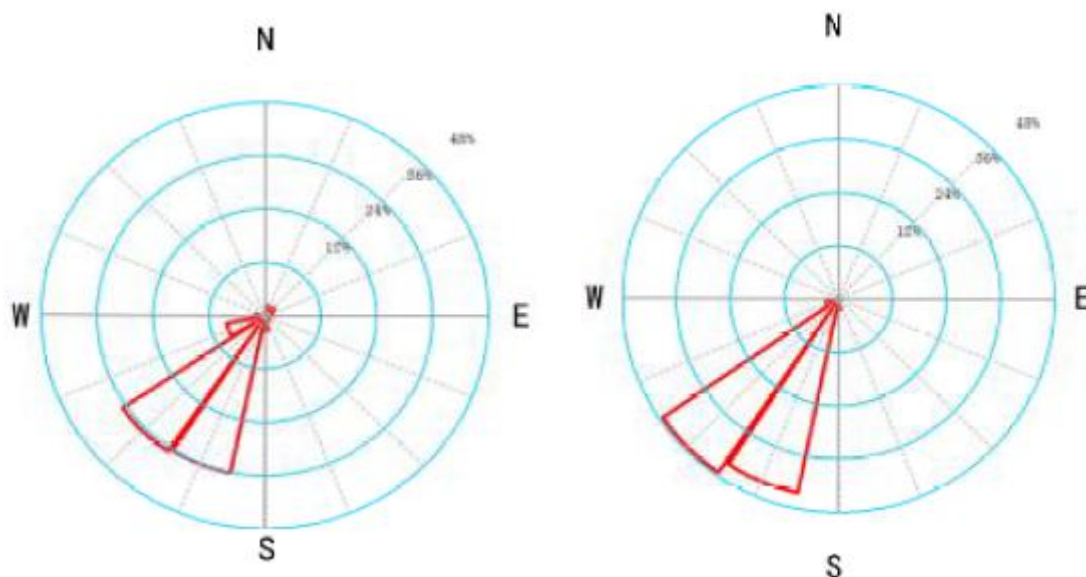


图 4.2.3.4-2 23007#测风塔 70 米高度年风向和风能玫瑰图

从图 4.2.3.4-2 可以看出，该地区主风向和主风能方向一致，主风向为西南（S 瓦）、南西南（SS 瓦），主风能为西南（S 瓦）、南西南（SS 瓦）。

23007#测风塔 70 米高度风速风功率密度分布直方图见图 4.2.3.4-3。从风速分布看，23007#测风塔有效风速 3.5~25 米/秒小时数为 8000 小时，风速基本集中在 3.5~12.4 米/秒之间，风能基本集中在 8.5~15.4 米/秒风速段内之间。

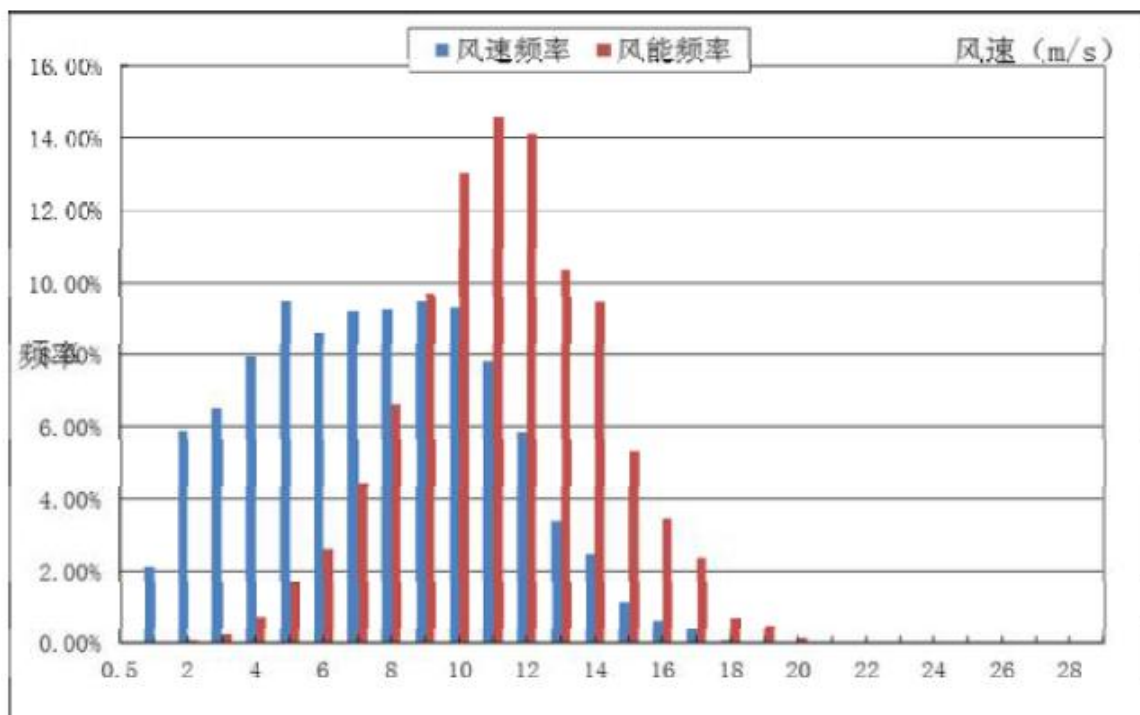


图 4.2.3.4-3 23007#测风塔 70 米风速风功率密度频率分布直方图

③风力资源综合评价

从以上分析可知，龙肘山风电场主风向和主风能方向一致，以西南（S 瓦）、南西南（SS 瓦）风的风速、风能最大和频次最高，冬春季风大，夏秋季风小。

该风电场 70 米高度年平均风速为 7.4 米/秒，年平均风功率密度为 302 瓦/平方米。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 3 级。

该风电场 70 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 36.8 米/秒，小于 37.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC III 及以上安全等级的风力发电机。

4.2.3.5 马鹿寨风电场

马鹿寨风电场场址位于攀枝花市北部约 35 千米处，米易县以西约 34 千米处，地理坐标为东经 $101^{\circ} 44' 06'' \sim 101^{\circ} 47' 26''$ ，北纬 26°

51' 59" ~ 26° 55' 51" ，地面海拔高程 1700~3200 米，为高山地貌，梁沟发育，局部山顶场地较为开阔，地形起伏较大。场址内有简易道路穿过。马鹿寨风电场与攀枝花市相对位置示意图见图 4.2.3.5-1。

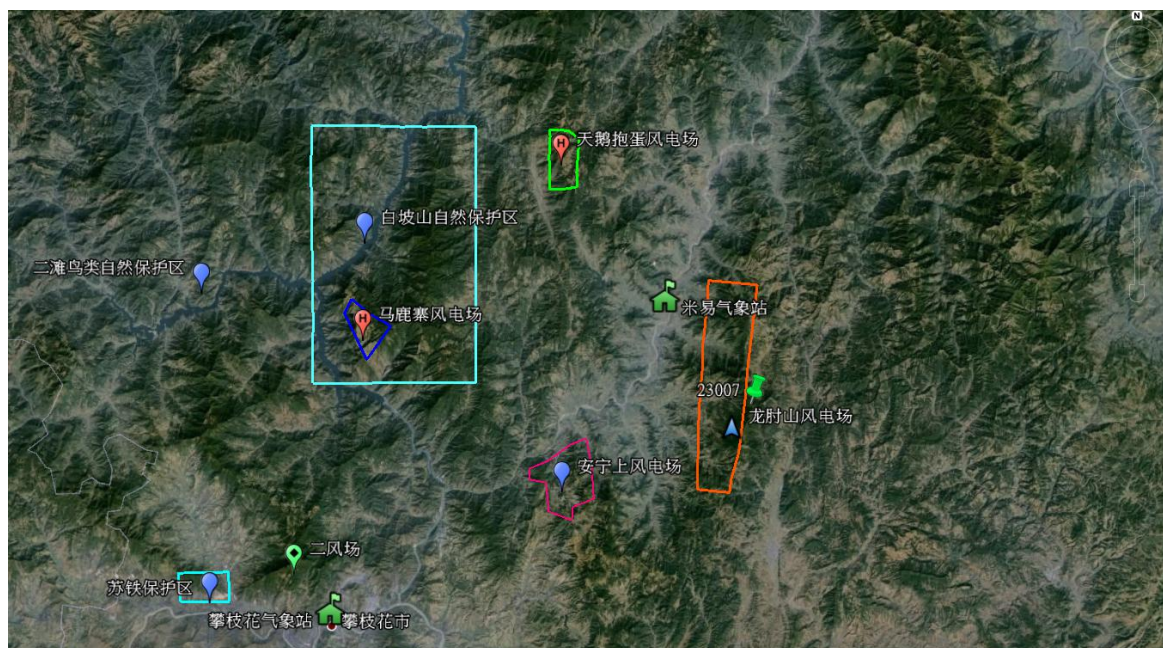


图 4.2.3.5-1 马鹿寨风电场与攀枝花市相对位置示意图

一、风能资源条件

(1) 测风塔情况

由于本次未收集到风电场附近测风资料，为了较为准确地评估风电场的风能资源情况，本次通过美国 3TIER 公司风能资源评估网站下载了风电场规划范围内代表位置 7#测风点（N 26° 53' 56" ， E 101° 45' 37" ）近 34 年（1981~2014 年）逐小时测风数据。本次将风电场代表位置称作测风点。

(2) 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002），结合本次收集到测风点资料情况，采用以下方法计算风电场的空气密度：

风场测风有压力和温度的记录，空气密度按下式计算：

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

式中：P——年平均大气压力；

R——气体常数（287J/kg·K）；

吨——年平均开氏绝对温度（℃+273）。

通过对测风点所下载的气温、气压数据进行统计，得到该风电场的多年平均气温为 14.72℃，多年平均气压为 785.60 百帕。求得本风电场的空气密度为 0.951 千克/立方米。

（3）风能资源

①平均风速及风功率密度

7#测风点80米高度月平均风速、风功率密度统计见表4.2.3.5-1。根据7#测风点测风资料统计，80米高度年平均风速为3.58米/秒，年平均风功率密度为34瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0米/秒）时数为6606小时，风速频率占全年的75.35%。

表4.2.3.5-1 测风点不同高度平均风速、风功率密度统计表

（风速：米/秒，风功率密度：瓦/平方米）

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	3.9	4.5	4.8	4.5	3.8	3.3	2.9	2.7	2.9	3.1	3.2	3.4	3.58
风功率	40	59	70	61	39	23	17	14	16	19	23	27	34

②风速、风向特性

a) 风向及风速特性

7#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图见图 4.2.3.5-2，各扇区风向、风能分布频率统计表见表 4.2.2。

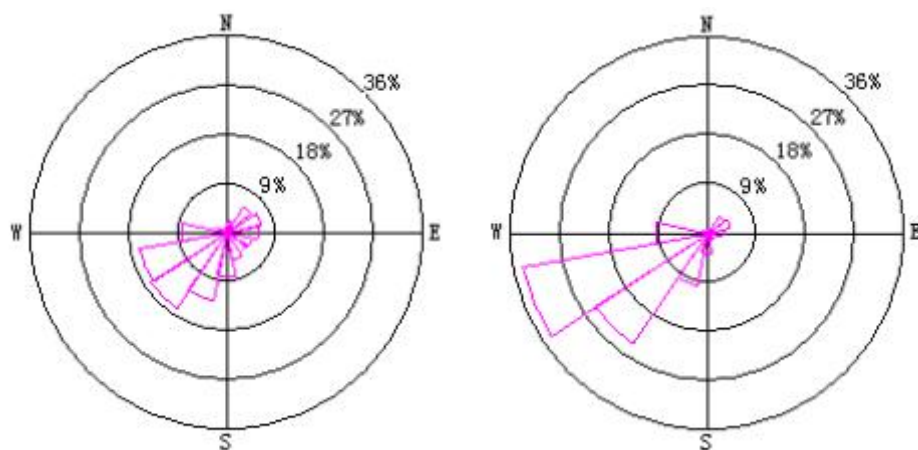


图 4.2.3.5-2 7#测风点 80 米高度年风向和风能玫瑰图

从图可以看出，该地区主风向和主风能方向基本一致，主风向为西西南（瓦 S 瓦）、西南（S 瓦），分别占全年的 16.43% 和 16.79%；主风能为西西南（瓦 S 瓦）、西南（S 瓦），分别占全年的 34.11% 和 24.55%。

7#测风点 80 米高度风速风能分布直方图见图 4.2.3.5-3，从风速分布看，风速主要集中在 2~6 米/秒风速段，风能主要集中在 3~8 米/秒风速段。

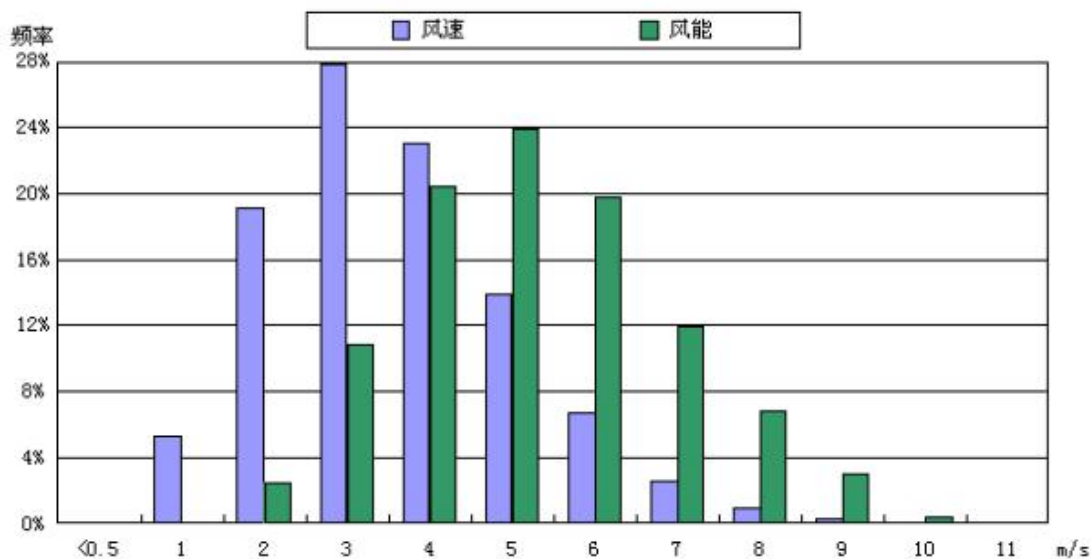


图 4.2.3.5-3 7#测风塔 80 米高度风速及风能分布直方图

b) 风速的年内变化

通常情况下，该地区大风月集中在 2 月~4 月份，小风月集中在 7

月~10月份,也就是说,春季风大,夏秋季风小。但各年尚不完全相同,在总趋势下存在一些偶然因素影响。6#测风点80米高度风速、风功率密度年变化曲线见图4.2.3.5-4。

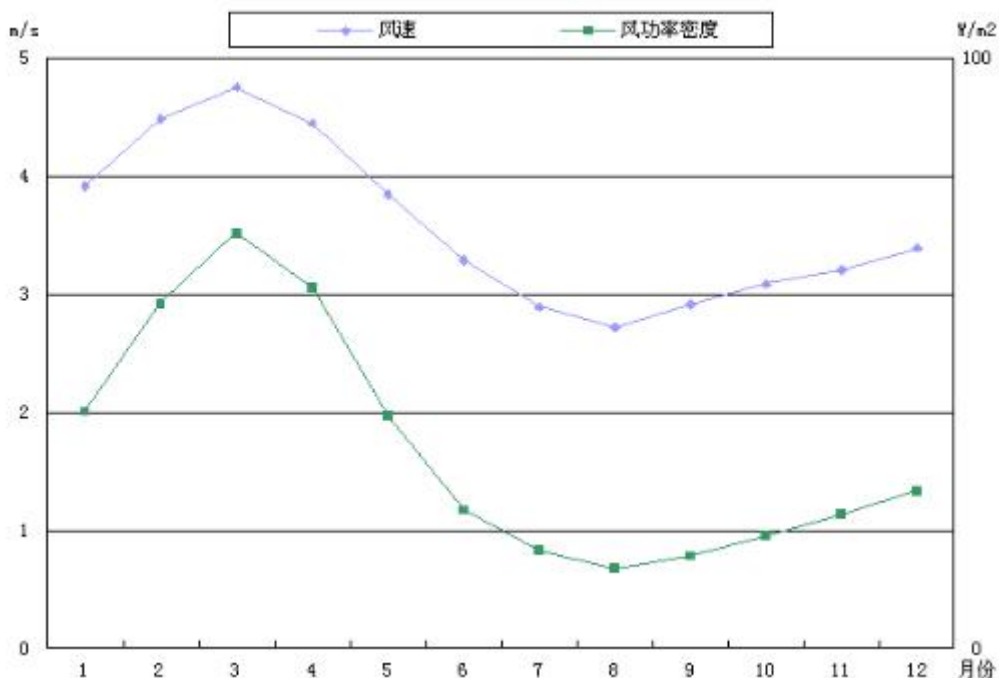


图 4.2.3.5-4 7#测风塔80米高度风速、风功率密度年变化曲线

c) 风速的日变化

风速一日之内的变化是十分复杂的,难以用一条曲线表示。不同季节风速日变化表现出明显的差异,就总体情况而言,本风场风速从凌晨2时逐渐增大,至上午9时左右达到峰值,之后逐渐减小,至午夜1时减至最小。

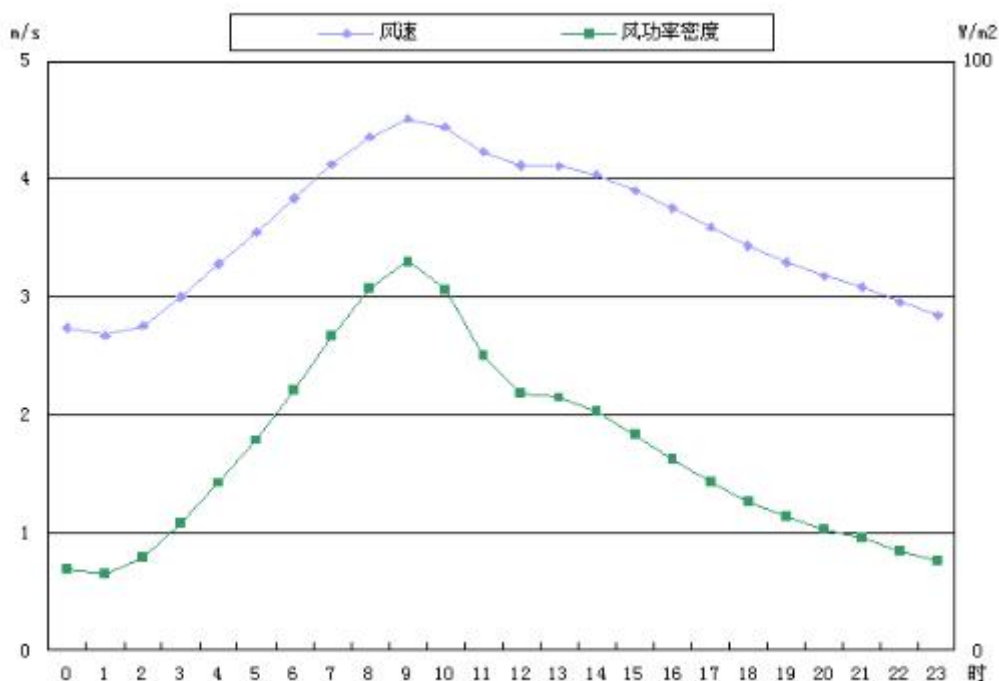


图 4.2.3.5-5 7#测风塔 80 米高度风速、风功率密度日变化曲线

③50 年一遇最大风速

根据米易县气象站近 9 年（2006~2014）实测年最大风速，采用极值 I 型概率分布统计出 50 年一遇 10 米高度最大风速为 33.4 米/秒。50 年一遇最大风速计算公式为：

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

式中： V 为风速； $u=18.53$ 为分布位置参数； $\alpha=0.2630$ 为分布尺度参数。

推算至风力发电机组轮毂 80 米高度 50 年一遇最大风速为 44.6 米/秒（切变指数取 0.14），折算到标准空气密度下 80 米高度 50 年一遇最大风速分别为 39.6 米/秒，小于 42.5 米/秒。

④风力资源综合评价

从以上分析可知，马鹿寨风电场主风向和主风能方向一致，以西西南（瓦 S 瓦）、西南（S 瓦）风的风速、风能最大和频次最高，春季风大，

夏秋季风小，风速由清晨至午后增大，夜晚减小。

该风电场 80 米高度风速频率主要集中在 2~6 米/秒，破坏性风速少，全年均可发电。80 米高度年平均风速为 3.58 米/秒，年平均风功率密度为 34 瓦/平方米，年有效风速（3.0~21.0 米/秒）时数为 6606 小时。依据《风电场风能资源评估方法》判定风电场风功率密度等级为 1 级。

该风电场 80 米高度折算到标准空气密度下的 50 年一遇最大风速分别为 39.6 米/秒，小于 42.5 米/秒。根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定该风电场适用 IEC II 及以上安全等级的风力发电机。

由于本次设计并未收集到风电场实测测风数据，建议下阶段在风电场内尽快设立测风塔，以便更加准确地评估整个风电场的风资源特性。

4.3 工程地质

4.3.1 区域地质

规划工程区域地处青藏高原东南缘，雅砻江下游川、滇两省交界处，盐边县地处横断山脉南缘，地形为攀西裂谷深切切割侵蚀中山类型，雅砻江、金沙江、安宁河在此交汇。区内山脉和主干河流受构造控制明显，山川呈南北延伸，东西排列，呈现出山原与峡谷交替出现逶迤连绵的地貌景观。地势南高北低西部地形切割较深，工程区属构造溶蚀中山地貌。测区高程一般在 950~3300 米间。

区域内地层出露较全，从元古界至新生界均有出露。出露地层由老至新主要为：上太古界-下元古界（Ar₃-Pt₁）的康定群地层；中元古界（Pt₂）的会理群、盐边群等地层；上元古界震旦系（Z、Z₂）地层岩性主要由白云岩、砂页岩及并层等组成；震旦系与寒武系（Z_ε）并层地层；寒武系与奥陶系（ ϵ O）并层地层；泥盆系（D）并层或未分地层；二叠系（P）并层地层；三叠系（T₃）地层岩性主要由碎屑岩夹火山岩地层等

组成；叠系与侏罗系（ T_3J ）并层；侏罗系（ J ）并层或未分地层；白垩系（ K_2 ）地层岩性主要由红色砂砾岩、泥岩等组成；第三系（ N ）地层岩性主要由砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等组成；第四系（ Q ）地层岩性主要由冲湖积及残坡积的碎石土、砂、砾石、粘土等松散堆积物组成；岩浆活动较为强烈，具明显的多期性，华力西期、加里东期、澄江期及晋宁期均有活动，尤以华力西期最为强烈。活动形式和岩石类型亦较复杂，主要表现为以大规模的基性火山喷发为主，所形成的基性喷出岩分布最广。出露地层主要由太古期-元古期辉长岩（ v_{1-2} ）、元古期石英闪长岩（ δO_2 ）、华力西期橄榄岩和辉长岩（ σ_4 、 v_4 ）、印支期花岗岩（ γ_5 ）等岩性组成（见图4.2.1）。

测区处于扬子准地台一级构造单元中康滇隆起，为川滇南北向构造带中段西侧与滇、藏“歹”字型构造复合地区，区域构造较复杂。新构造运动、深部构造变形、断裂活动、现代地壳变形等较强烈，属于构造稳定性差的地区。区域内主要构造线方向为近南北向，规模较大的断裂自东至西有：昔格达断裂带、桐子林断裂带、保果断裂带、纳拉箐断裂带，各断裂带分布位置见图4.2.2。

规划区地震带地震活动总体表现为频度高、强度大。地震的空间分布显示了明显的不均一性，但中强地震的震中呈条带性分布。区域内地震地质环境复杂，发育有四条具中等强度活动的近南北向发震断裂带，其中昔格达断裂带为强震发生带，其次是桐子林断裂带和保果断裂带、纳拉箐断裂带，它们分别构成了昔格达地震活动带和纳拉箐地震活动区。据历史地震记载，在北纬 $26^{\circ} 10' 00'' \sim 26^{\circ} 40' 00''$ 、东经 $101^{\circ} 20' 00'' \sim 102^{\circ} 10' 00''$ 范围内，自1900年至今共发生 ≥ 5 级地震6次，其中6.8级地震1次，4级 \sim 5级地震2次，3级 \sim 4级地震2次

根据1：400万《中国地震动峰值加速度区划图》及《中国地震动反

应谱特征周期区划图》(GB 18306-2001)资料,规划区域内的仁和区规划的乌喇么、五丘田、迤沙拉、坝塘、石窝铺、二风场等六个场址;盐边县规划的大面山、大面山、国胜风电场等三个场址;米易县规划的南宁上、天鹅抱蛋、龙肘山、马鹿寨等三个场址。计12个风电场场址区的地震动峰值加速度为 $0.10g$,盐边县的格萨拉场址区、米易县的龙肘山场址区计2个风电场场址区的地震动峰值加速度为 $0.15g$,14个风电场场址区的地震动反应谱特征周期为 0.45 秒,相对应的地震基本烈度为VII度,属区域构造稳定性较差区。

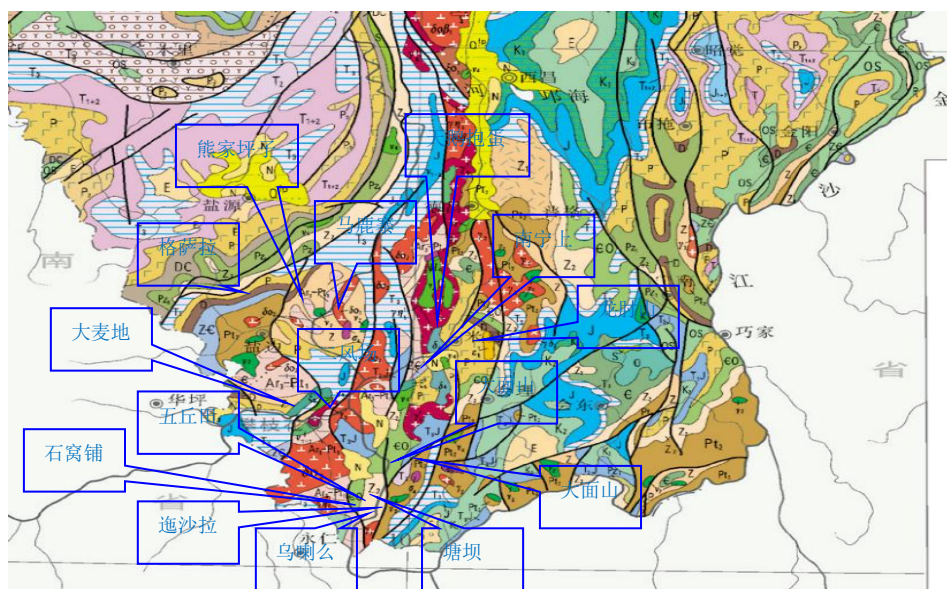


图 4.2.1 区域地质图

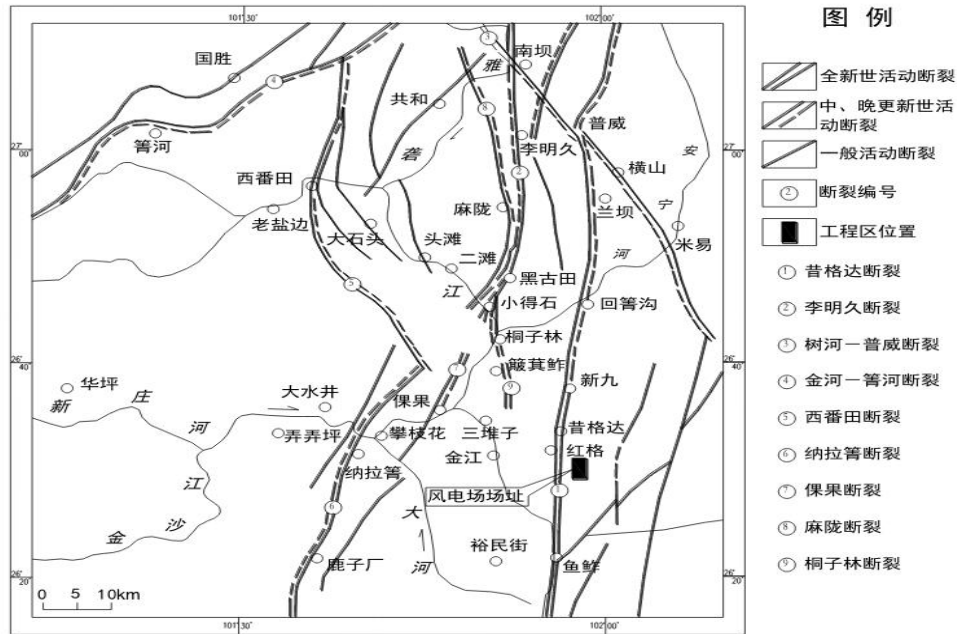


图 4.2.2 区域、活动断裂分布图

4.3.2 规划风电场场址区工程地质条件

4.3.2.1 地形地貌

攀枝花规划仁和区的乌喇么、五丘田、迤沙拉、坝塘、石窝铺、二风场等六个场址；盐边县拟选的风电场主要分为南、北两部分17个风电场，南部为大面山一期、大面山二、三期风电场、新九、桐子林、益民；北部为格萨拉、温泉、国胜、渔门、红宝、红果、箐河、共和、惠民、永兴、鲢鱼风电场；米易县拟的南宁上、天鹅抱蛋、龙肘山、马鹿寨等四个场址。规划合计27个风电场场址区同属受侵蚀、剥蚀低中山及丘陵、山原峡谷地貌，具有山高谷深，盆地交错分布的特点，地势总体由西北向东南倾斜，山脉走向近于南北。

场址区山脊顶部总体地势开阔，地面高程一般在1600~3300米左右，山脊顶部一般相对较为平缓。工程区内大小冲沟和水系较发育，受构造剥蚀和冲沟切割地形不完整。地表植被较发育，植被以松林、灌木为主，

局部低缓地带为耕地，沟底宽缓地带多有村落和乡镇分布，交通相对较为便利。

4.3.2.2 地层岩性

攀枝花规划的28个风电场场址区地层主要为第四系全新统松散堆积物和从元古界至新生界的岩石地层，各场址区地层岩性分述如下：

(1) 乌喇么风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积 (Q_4^{el+dl}) 的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上太古界-下元古界 (Ar_3-Pt_1) 的康定群地层、上元古界震旦系 ($Z、Z_2$) 白云岩、砂页岩及并层等地层、寒武系与奥陶系 ($\in O$) 并层地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般在1～3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密～密实状，稍湿～湿，推测厚度一般在3～5米。

(2) 五丘田风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积 (Q_4^{el+dl}) 的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上元古界震旦系 ($Z、Z_2$) 白云岩、砂页岩及并层等地层、寒武系与奥陶系 ($\in O$) 并层地层、第三系 (N) 砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般在1～3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密～密实状，稍湿～湿，推测厚度一般在3～5米。

(3) 迤沙拉风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积 (Q_4^{el+dl}) 的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上元古界震旦系

(Z、Z₂)白云岩、砂页岩及并层等地层、第三系(N)砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状，稍湿~湿，推测厚度一般在3~5米。

(4)坝塘风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积(Q₄^{el+dl})的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上元古界震旦系(Z、Z₂)白云岩、砂页岩及并层等地层、寒武系与奥陶系(ЄO)并层地层、第三系(N)砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状，稍湿~湿，推测厚度一般在3~5米。

(5)石窝铺电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积(Q₄^{el+dl})的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上太古界-下元古界(Ar₃-Pt₁)的康定群地层、震旦系与寒武系(ZЄ)并层地层及元古期石英闪长岩(δO₂)地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状，稍湿~湿，推测厚度一般在3~5米。

(6)二风场电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积(Q₄^{el+dl})的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上太古界-下元古界(Ar₃-Pt₁)的康定群地层、上元古界震旦系(Z、Z₂)白云岩、砂页岩及

并层等地层及太古期-元古期辉长岩 (v_{1-2})、元古期石英闪长岩 (δO_2)、华力西期辉长岩 (v_4)、印支期花岗岩 (γ_5) 等地层, 构成场址区基岩地层, 分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状, 稍湿~湿, 推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状, 稍湿~湿, 推测厚度一般在3~5米。

(7) 大面山一期风电场场址区: 山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积 (Q_4^{el+dl}) 的粉质粘土和碎石土, 黄褐色, 结构一般呈稍密~中密状, 稍湿~湿, 推测厚度一般约2.0米; 下部主要为上元古界震旦系 (Z 、 Z_2) 白云岩、砂页岩及并层等地层、寒武系与奥陶系 ($\in O$) 并层地层、第三系 (N) 砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等地层以及华力西期辉长岩 (v_4)、印支期花岗岩 (γ_5) 等地层, 构成场址区基岩地层, 分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状, 稍湿~湿, 推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状, 稍湿~湿, 推测厚度一般在3~5米。

(8) 大面山二三期风电场场址区: 山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积 (Q_4^{el+dl}) 的粉质粘土和碎石土, 黄褐色, 结构一般呈稍密~中密状, 稍湿~湿, 推测厚度一般约2.0米; 下部主要为上元古界震旦系 (Z 、 Z_2) 白云岩、砂页岩及并层等地层、第三系 (N) 砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等地层以及元古期石英闪长岩 (δO_2) 等地层, 构成场址区基岩地层, 分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状, 稍湿~湿, 推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状, 稍湿~湿, 推测厚度一般在3~5米。

(9) 格萨拉风电场场址区: 山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积 (Q_4^{el+dl}) 的粉质粘土和碎石土, 黄褐色, 结构一般呈稍密~中密状, 稍湿~湿, 推测厚度一般约2.0米; 下部主要为中元古界 (Pt_2)

的会理群、盐边群等地层、上元古界震旦系（Z、Z₂）白云岩、砂页岩及并层等地层、二叠系（P）并层地层以及华力西期辉长岩（v₄）等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般在1～3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密～密实状，稍湿～湿，推测厚度一般在3～5米。

（10）国胜风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积（Q₄^{el+dl}）的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为中元古界（Pt₂）的会理群、盐边群等地层、震旦系与寒武系（Z∈）并层地层、泥盆系（D）并层或未分地层以及元古期石英闪长岩（δ O₂）、力西期辉长岩（v₄）等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般在1～3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密～密实状，稍湿～湿，推测厚度一般在3～5米。

（11）南宁上风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积（Q₄^{el+dl}）的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为中元古界（Pt₂）的会理群、盐边群等地层、上元古界震旦系（Z、Z₂）白云岩、砂页岩及并层等地层以及华力西期辉长岩（v₄）、印支期花岗岩（γ₅）等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般在1～3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密～密实状，稍湿～湿，推测厚度一般在3～5米。

（12）天鹅抱蛋风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积（Q₄^{el+dl}）的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为中元古界（Pt₂）的会理群、盐边群等地层、上元古界震旦系（Z、Z₂）白云岩、砂页岩及

并层等地层以及元古期石英闪长岩（ δO_2 ）、力西期辉长岩（ v_4 ）、印支期花岗岩（ γ_5 ）等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状，稍湿~湿，推测厚度一般在3~5米。

（13）龙肘山风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积（ Q_4^{el+dl} ）的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为上元古界震旦系（ Z 、 Z_2 ）白云岩、砂页岩及并层等地层、寒武系与奥陶系（ $\in O$ ）并层地层、泥盆系（ D ）并层或未分地层、二叠系（ P ）并层地层、三叠系（ T_3 ）碎屑岩夹火山岩等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状，稍湿~湿，推测厚度一般在3~5米。

（14）马鹿寨风电场场址区：山脊和丘陵上部局部分布第四系全新统残、坡积（ Q_4^{el+dl} ）的粉质粘土和碎石土，黄褐色，结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般约2.0米；下部主要为中元古界（ Pt_2 ）的会理群、盐边群等地层、上元古界震旦系（ Z 、 Z_2 ）白云岩、砂页岩及并层等地层、第三系（ N ）砂砾岩、粘土夹褐煤、油页岩等地层以及元古期石英闪长岩（ δO_2 ）、力西期辉长岩（ v_4 ）等地层，构成场址区基岩地层，分布广泛、稳定。全风化岩体结构一般呈稍密~中密状，稍湿~湿，推测厚度一般在1~3米。下部的强风化岩体结构一般呈中密~密实状，稍湿~湿，推测厚度一般在3~5米。

盐边县其余风电场场址地质条件，待下阶段场址范围进一步落实后再做具体阐述分析。

4.3.3 气象、水文地质条件

攀枝花市属南亚热带—北温带的多种气候类型，被称为“南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，年降雨量780~1700毫米，无霜期300d以上，年平均气温19.7℃—20.5℃，是四川省年平均气温总热量最高的地区。一般最热月出现在5月，最冷月出现在12月或1月。一般6月上旬至10月为雨季，11月至翌年5月为旱季，无霜期达300天以上。形成了光热充足，雨量集中，气温年较差小、日较差大、小气候复杂多样的南亚热带为基带的立体气候。

区域内地表水系较为发育，金沙江与雅砻江区域内交汇，分布的江河多为地下水的最低侵蚀基准面。地下水按其赋藏的不同水文地质条件，主要分为孔隙性潜水、基岩裂隙水和岩溶管道水。其中孔隙性潜水主要赋存于第四系松散堆积物中，受降水及后缘地下水的补给，向低处沟谷及小溪排泄；基岩裂隙水主要赋存于风化裂隙和构造破碎带内，受地表水、孔隙性潜水、降水及后缘地下水补给，向低处沟谷和江河排泄；岩溶管道水赋存于地下岩溶管道内，受上部基岩裂隙水、降水及地表水补给，向低谷、河流、下游或以泉的形式排泄。

4.3.4 不良地质作用及地质灾害

规划风电场场址区的地基（岩）土体不具有砂土液化的条件，无振动液化问题。

规划各场址区多处于山脊和丘陵部位，受地形、岩性和地质构造的影响，其物理地质作用主要表现为岩体风化、滑坡、崩塌现象，而在陡壁处岩体卸荷作用明显。工程区局部地带岩溶发育，主要为溶隙、溶槽

及溶洞等岩溶现象，未发现规模较大的溶洞。建议下一阶段进一步分析评价坡体整体稳定性，并进一步落实有无采空区、地下天然洞穴及压覆矿产等问题对工程的影响，进行地质灾害危险性评估工作。

4.3.5 小结

(1) 规划区域内仁和区的乌喇么、五丘田、迤沙拉、坝塘、石窝铺、二风场等六个场址区；盐边县的大面山、大面山、国胜风电场等三个场址区；米易县规划的南宁上、天鹅抱蛋、龙肘山、马鹿寨等三个场址区；共计12个风电场场址区的地震动峰值加速度为0.10g。盐边县的格萨拉场址区、米易县的龙肘山场址区计共2个风电场场址区的地震动峰值加速度为0.15g，14个风电场场址区的地震动反应谱特征周期为0.45秒，相对应的地震基本烈度为Ⅶ度，属区域构造稳定性较差区。

(2) 各场址区地基（岩）土体地层主要为第四系全新统残坡积（ Q_4^{el+dl} ）的粉质粘土和碎石土，局部分布较。结构一般呈稍密～中密状，稍湿～湿，工程力学性质一般。元古界至新生界的岩石基岩地层，岩体地基工程力学性质好，是良好的地基持力层和下卧层。

(3) 规划风电场场址区无振动液化问题。建议下一阶段进一步分析评价各规划场址区坡体整体稳定性，并进一步落实采空区、地下天然洞穴及压覆矿产等问题对工程的影响，进行地质灾害危险性评估工作。

(4) 各规划风电场场址区具备修建风力发电站的工程地质条件，不存在制约工程建设的重大工程地质问题，为较适宜的工程场址。

(5) 建议在下阶段工作中，进一步查明各规划场址区的工程地质、水文地质条件，并对主要工程地质问题进行工程地质分析与评价。

4.4 交通运输及施工安装条件

4.4.1 交通运输

4.4.1.1 风电交通条件

攀枝花风电规划（2015-2025）项目位于攀枝花市境内的两县一区，仁和区包括乌喇么、五丘田、迤沙拉、坝塘、石窝铺、二风场六个风电场，规划装机容量 650 兆瓦；盐边县包括南部的大面山一期、大面山二、三期风电场、新九、桐子林、益民；北部的格萨拉、温泉、国胜、渔门、红宝、红果、箐河、共和、惠民、永兴、鳧鱼风电场等十七个风电场，规划装机容量 890 兆瓦；米易县包括南宁上、天鹅抱蛋、龙肘山、马鹿寨四个风电场，规划装机容量 300 兆瓦。总规划容量 1840 兆瓦，总占地面积 1523 平方千米。

本工程所涉及的风力发电设备广泛，目前投入商业化运行的风机单机容量大约从 1500~2000 千瓦多种，风机最重部件为主机机头，其单个机头最重约 50~80 吨，最长部件为叶片，单片长约 42~56 米，风机叶片和机组采用钢架包装后，用大型平板拖车通过国道、高速公路运至各风电场附近。

规划区域内成昆铁路、成昆高速和省道 S213、S214、S216、S308、国道 G5 纵贯全境，上述公路均可满足大件运输条件。风电场场外交通便利，建设条件良好。其中仁和区区域可经 S214 省道、G108 国道和乡镇道路运至风场周边村镇；盐边县区域可经 S216 省道、S308 省道和乡镇道路运至风场周边村镇；米易县区域可经 S216 省道、S214 省道和乡镇道路运至风场周边村镇。各个场区仅需修建进场道路和场内道路与现有道路连接，以满足设备一次运输到位和基础施工的需要。

4.4.2 施工安装条件

4.4.2.1 施工条件

各规划风电场周边村庄较多，施工用电拟采用从当地农网引接架空线路进入现场。在施工区设变压器，降压至 380V 以架空线架设至各用电处，作为施工生活用电电源。另需配置柴油发电机作为备用电源。

各规划风电场施工用水、生产、生活、消防用水可从风电场内的乡镇和村庄外运拉水。

各规划风电场离攀枝花市较近，施工主要建筑物材料来源充足，水泥、钢材、木材和油料、砂石料可从攀枝花市采购，运距约 20~60 千米，通过公路运至施工现场。

4.4.2.2 风力发电机组安装

一般风电机组的吊装选用 400~650 吨和 150 吨吊车共同完成吊装。此方法准备工作时间短、吊装快、运用灵活。由于不同风机安装方法不同且安装工艺复杂，技术要求高，所以应在厂家专业技术人员的指导下进行风电机组安装。设备安装单位应为专业施工队伍。施工单位应具备同类风电工程的施工经验。施工队伍机械装备、施工管理应现代化。

4.4.2.3 施工组织设计原则

风力发电场开工至风力发电机组全部安装调试完大约需 24 个月，逐台安装调试后即可投入运行。为满足每安装一台风力发电机就能上网发电的需求，配套工程的施工组织应合理安排顺序，应将升压站和集电线路安排在风力发电机组安装调试工作开始前完成施工。

其他工程如仓库、临时辅助建筑、风电机组地基处理，混凝土基础等项目的施工可以同步进行，平行建设。分部分项工程可以流水作业，

以加快进度，保证工期。

根据风电场建设、资源、技术和经济条件，对风电场主要工程的施工作出原则性的安排，为工程的施工招标提供依据，为单位工程施工方案指定基本方向。

首先要解决现场施工人员办公、生活设施的建设，以满足管理需要，提高工作效率，降低管理费用；其次，生产设施的施工建设要满足首台风机发电能力的形成，升压站（包括监控中心）必须具备送出条件。临建设施、场内道路、风电机组地基处理，混凝土基础等项目的施工可以同步进行，平行建设。其分部分项工程可以流水作业，以加快进度，保证工期。最后，塔架国内制作加工大约需3~8个月的时间，风电机组的制作供货周期大约需半年的时间，根据合理建设程序，应分期分批供货。吊装设备的准备工作应在首批设备到货前完成。

施工进度初步安排：根据当地的气候条件，土建工程每年3月至11月可以施工。

(1) 施工准备阶段主要完成场外公用道路、通水、通电，场地平整及临时房屋等设施的修建，施工人员及主要设备机械的进场，待准备阶段完成后，进行有关各项分项工程施工。

(2) 场内施工道路约需2~4个月时间。

(3) 升压站及监控中心土建需要5~8个月时间。

(4) 风电机组基础、箱式变电站基础及杆塔基础施工需要5~6个月。

(5) 架空线路、电力电缆、通信电缆的敷设需要8~10个月。

(6) 风力发电机组的安装需要8~10个月。

各风电场施工总工期为24个月，施工准备期4个月，主体工程工期20个月。第20个月底具备首台机组发电能力，第24个月底风机全部并

网发电。

5 规划装机容量

5.1 风电场场址范围

本次规划本着优先开发风能资源条件较好的区域的原则，仁和区拟选了乌喇么、五丘田、迤沙拉、坝塘、石窝铺、二风场等六个场址；盐边县拟选的风电场主要分为南、北两部分 17 个风电场，南部为大面山一期、大面山二、三期风电场、新九、桐子林、益民；北部为格萨拉、温泉、国胜、渔门、红宝、红果、箐河、共和、惠民、永兴、鳧鱼风电场；米易县拟选了南宁上、天鹅抱蛋、龙肘山、马鹿寨等四个场址。同时，结合攀枝花市电力输送、交通运输等情况，划定出攀枝花市各风电场规划区域。攀枝花市风电项目各规划区域范围示意图见图 5.1。

本地区风电场总规划容量 1840 兆瓦，总占地面积 1523 平方千米，其中仁和区规划装机容量 650 兆瓦，盐边县规划装机容量 890 兆瓦，米易县规划装机容量 300 兆瓦。

本次规划风电场区域包含在建的仁和区干坝子、桃树坪风电场各 49.5 兆瓦工程及盐边大面山一期风电场 46 兆瓦工程，在建风电场 2015 年并网投产；仁和区的老公山、麻栗坪风电场各 49.5 兆瓦在建，预计 2016 年并网投产。攀枝花市仁和区风电场开发现状示意图见图 5.2。

综合考虑攀枝花市各风电场的风能资源、工程地质、交通运输及施工安装条件等，确定出攀枝花市规划风电场场址范围及装机容量。规划风电总装机容量见表 5.1。

表 5.1 各规划风电场装机容量表

序号	区域	风电场	规划面积 (平方千米)	规划装机容量 (兆瓦)
1	仁和区	乌喇么	218	150
2		五丘田	143	150
3		迤沙拉	80	100
4		坝塘	40	50
5		石窝铺	130	100
6		二风场	80	100
7	盐边县	大面山一期	30	46
8		大面山二期	70	100
9		大面山三期	30	44
10		新九	40	50
11		桐子林	33	50
12		益民	35	50
13		格萨拉	40	50
14		国胜	40	50
15		温泉	35	50
16		箐河	35	50
17		红果	35	50
18		渔门	35	50
19		红宝	35	50
20		共和	35	50
21		惠民	35	50
22		永兴	35	50
23		鳧鱼	35	50
24		米易县	安宁上	49
25	天鹅抱蛋		30	50
26	龙肘山		90	130
27	马鹿寨		30	50
累计			1523	1840

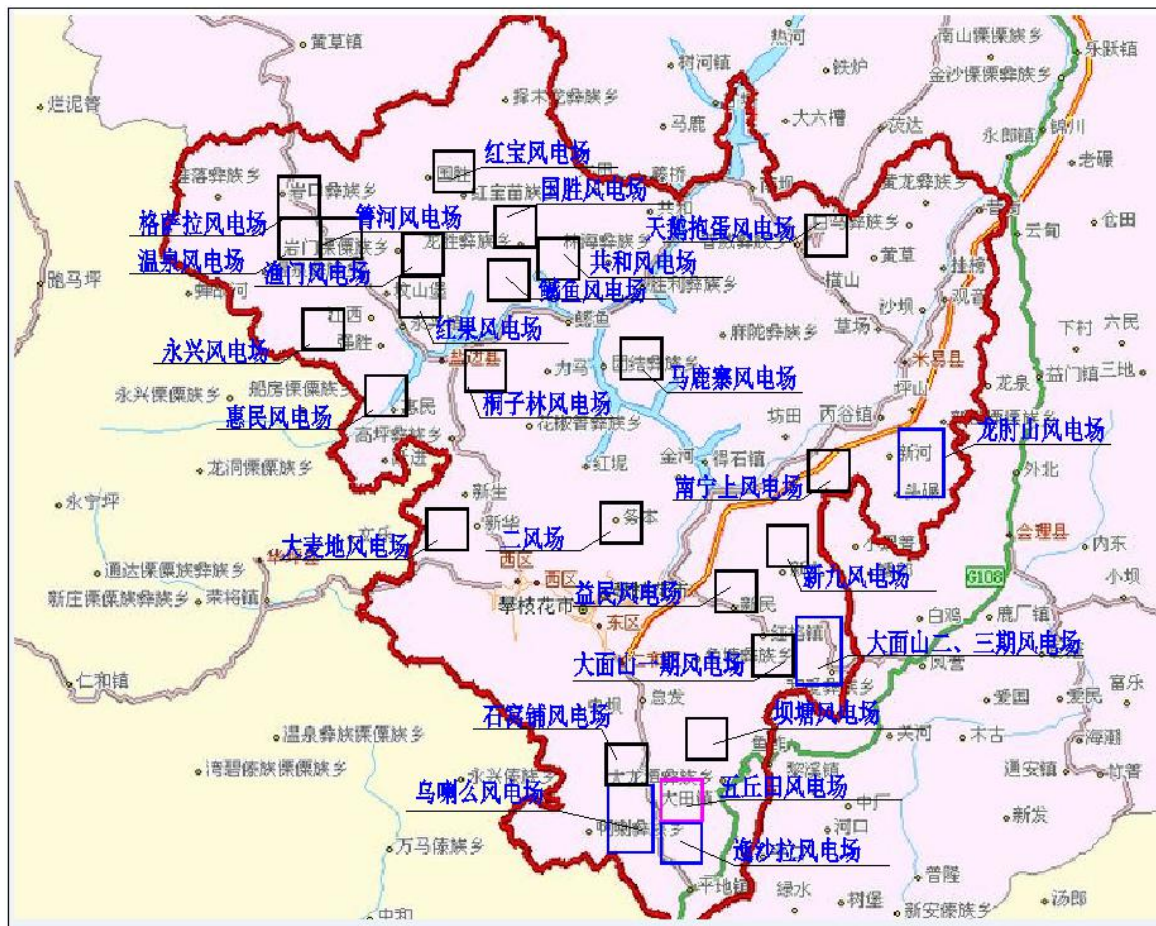


图 5.1 攀枝花风电项目规划区域范围示意图

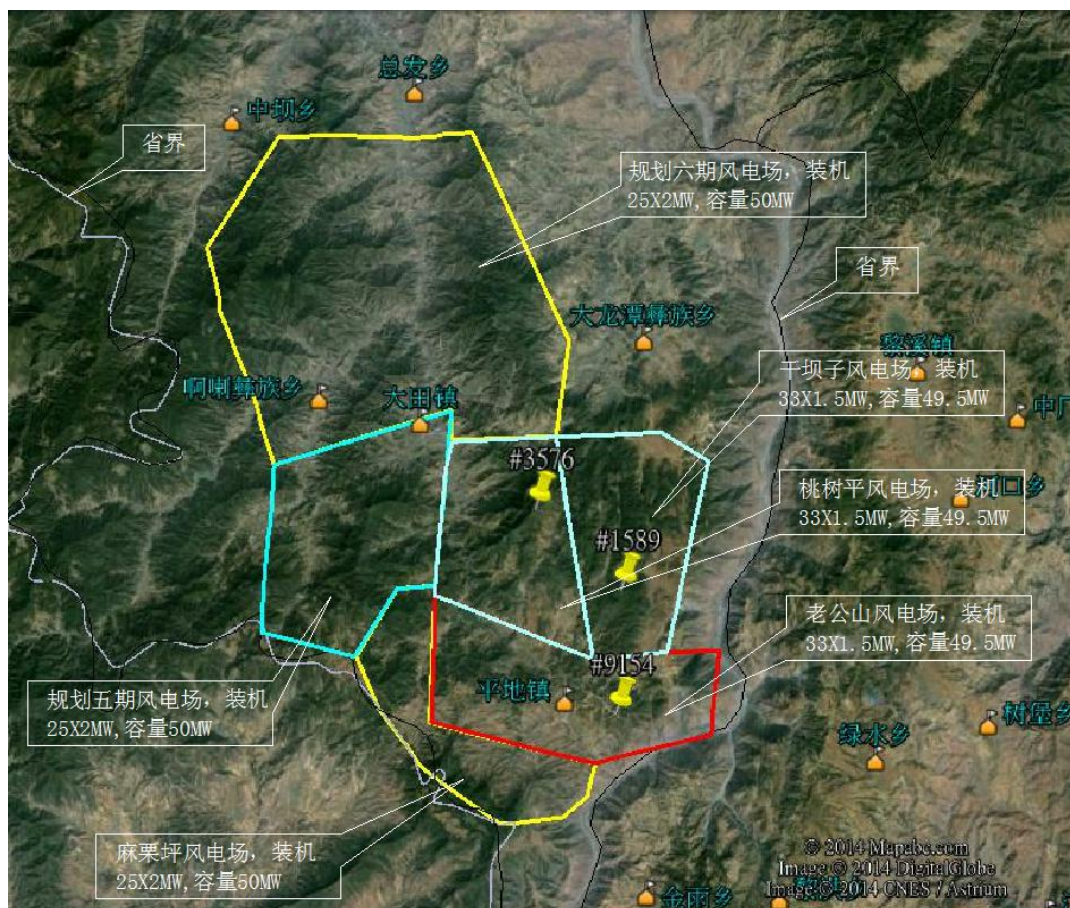


图 5.2 攀枝花市仁和区风电场开发现状示意图

5.2 规划风电场装机容量

根据《风电场规划报告编制办法》，对于平坦地形风电场，规划阶段可暂按照 5000 千瓦 / 平方千米来估算风电场装机容量，复杂地形风电场尚无标准可供参考，根据经验，复杂地形规划容量 1~3 兆瓦 / 平方千米。攀枝花风区各规划风电场规划面积约 1523 平方千米，风电场区域面积广阔。但考虑到本次规划并未收集到各风电场的实测数据，并且风电场地形复杂，风区内的风能指标受局部地形影响，因此本次攀枝花风区规划初拟装机容量按照 2.0 兆瓦风电机组，根据地形图初步布置，装机容量为 1840 兆瓦。由于攀枝花风区各规划风电场建设规模较大，因此风电场的建设需按分片、分期、连续性开发的原则实施规划。

结合各个规划风电场配套电网建设进程，攀枝花风区各规划风电场规划期内建设规模为：2020 年，累计装机容量 1390 兆瓦；2025 年，累

计装机容量 1840 兆瓦。

各规划风电场规划装机容量见表 5.2。

表5.2 各规划风电场规划装机容量表

序号	区域	风电场	规划面积 (平方千米)	规划装机容量 (兆瓦)	已有/在建装机容量 (兆瓦)	新增装机容量 (兆瓦)	累计装机容量 (兆瓦)	
1	仁和区	乌喇么	218	150		150	150	
2		五丘田	143	150	50	100	150	
3		迤沙拉	80	100	100	0	100	
4		坝塘	40	50		50	50	
5		石窝铺	130	100		100	100	
6		二风场	80	100		100	100	
7	盐边县	大面山一期	30	46	46	0	46	
8		大面山二期	70	100		100	100	
9		大面山三期	30	44		44	44	
10		新九	40	50		50	50	
11		桐子林	33	50		50	50	
12		益民	35	50		50	50	
13		格萨拉	40	50		50	50	
14		国胜	40	50		50	50	
15		温泉	35	50		50	50	
16		箐河	35	50		50	50	
17		红果	35	50		50	50	
18		渔门	35	50		50	50	
19		红宝	35	50		50	50	
20		共和	35	50		50	50	
21		惠民	35	50		50	50	
22		永兴	35	50		50	50	
23		鳧鱼	35	50		50	50	
24		米易县	安宁上	49	70		70	70
25			天鹅抱蛋	30	50		50	50
26			龙肘山	90	130		130	130
27	马鹿寨		30	50		50	50	
累计			1523	1840	196	1644	1840	

本次各规划风电场的装机容量只是依据目前风电场的前期工作进展情况和风资源的初步模拟数据所提出的，具体在实际开发建设风电场的过程中，随着测风工作的逐步深入和完善，个别风电场的规划容量有可能进行合理调整。

6 风电场送出规划方案

6.1 负荷预测

6.1.1 四川电网

在四川省社会经济快速发展的同时，四川电力工业同样呈现出了高速增长的趋势。“十二五”期间，四川全社会用电量仍维持了高速增长态势。2014年四川全社会用电量和最大负荷分别约为2015亿千瓦时和3720万千瓦。根据四川省社会发展规划和四川电网有关预测成果，四川省各水平年全社会用电量、用电负荷见表6.1。2020年四川全社会需电量约3150亿千瓦时，最高负荷5850万千瓦；2025年四川全社会需电量约3700亿千瓦时，最高负荷7100万千瓦。

表 6.1 四川省各水平年负荷预测成果

项目	2014	2020年	2025年
	实际	预测	预测
全社会需电量（亿千瓦时）	2015	3150	3700
最高负荷（万千瓦）	3720	5850	7100
利用小时数（时）	5417	5610	5580

6.1.2 攀枝花电网

攀枝花市用电负荷主要以攀钢集团、攀煤集团、钒钛高新区企业等大型工业用户为主，工业负荷占比约90%。根据国网攀枝花供电公司“十三五”地区电网规划成果，“十三五”期间供电量和供电负荷年均增长8%和9%，2020年供电量为195亿千瓦时，供电负荷320万千瓦。

6.2 电网规划

6.2.1 四川电网

随着雅砻江梯级锦屏一、二级和官地水电站以及大渡河梯级的黄金坪、泸定和大岗山等川西大型水电站相继建成投产外送，到2015年，围

绕四川主网各负荷中心将基本形成贯穿南北的梯格式双环网网架，每个环网均有大型水火电源接入，对电网的电压支撑作用更明显。

同时，川渝交流特高压网架在“十二五”期将有较大发展，到2015年川渝电网将形成雅安～乐山～重庆～万县～荆门2回交流特高压送电线路，其中四川省内规划了2座交流特高压变电站（分别为雅安和乐山特高压变电站），从而满足川西富余水电东送华中东四省。到2015年，川渝交流断面将形成3个通道、“2+4”的联网络局；其中2回乐山～重庆交流特高压线路，2回黄岩～万县500千伏线路，2回洪沟～板桥500千伏线路。

“十三五”期四川500千伏及以上电网发展的目标是力求构建全方位、立体式、能有效促进社会和经济可持续发展的坚强电网，整个电网供电可靠性更高、联系更为紧密、运行更为灵活、覆盖范围更广、交直流特高压骨干网架发展更具规模、能源流向更趋合理，电网发展与电源开发更协调。围绕四川主要负荷中心的500千伏主网架的建设相对趋于平缓，期间500千伏电网的建设将主要围绕川西雅砻江中游和大渡河中上游流域规划新增的大型梯级水电站的送出展开。由于雅砻江中游和大渡河中上游梯级电站距离四川主网较远，并且这些水电站送出走廊十分困难，因此考虑这些电站适当分组后集中通过交流特高压变电站汇集后以1000千伏线路送电至四川主网，为提高送电的可靠性，考虑长距离、大功率送电线路加装串补等电网新技术。

2025年四川网架结构与2020年网架结构基本相同。为满足雅砻江中游梯级杨房沟、楞古、孟底沟等电站的送出，规划建设雅中1000千伏交流特高压变电站，并新建2回雅中～乐山交流特高压线路，该工程规划“十三五”末至“十四五”初期投产。

为满足昌都电网负荷发展需求，同时兼顾远期其部分富裕水电外送

需要，2015 年左右将建设昌都电网与四川电网 500 千伏交流联网工程，联网工程初期降压至 220 千伏运行。初期四川电网通过联网工程向昌都电网送电的极限输电能力约 26 万千瓦。受四川电网西部送电通道极限输电能力限制，初期昌都电网不具备通过联网工程向四川电网送电能力。川藏联网工程将昌都~巴塘~乡城三个 500 千伏变电站连接起来，该工程建成后将实现把昌都电网和巴塘电网连入四川电网主网，将大大提高电网的供电能力和供电可靠性。更为重要的是，该工程将满足巴楚河等流域中小型电站送出和金沙江上游干流梯级水电站施工用电需要，并为川藏联网提供有力的电压支撑，为金沙江上游干流梯级电站和昌都部分藏电接入规划中的巴塘特高压站提供着落点和汇集点。昌都电网和巴塘电网连入四川电网主网后，巴塘县和芒康县的用电及金沙江上游干流梯级水电站施工用电可由四川主网提供。

6.2.2 攀枝花电网

“十三五”期间，攀枝花电网无 500 千伏建设项目；新增 220 千伏线路 11 条，新增线路长度 146.5 千米；新增 110 千伏线路 19 条，新增线路长度 189 千米；新增 35 千伏线路 12 条，新增线路长度 139.6 千米；新建 10 千伏线路 136 条，改造 10 千伏线路 296 条。

“十三五”期间，攀枝花电网规划新建 1 座 220 千伏变电站，新增主变 2 台，新增变电容量 48 万千伏安；新建 8 座 110 千伏变电站，新增主变 13 台，更换主变 2 台，新增变电容量 60.3 万千伏安；新建 7 座 35 千伏变电站，新增主变 7 台，更换主变 2 台，新增变电容量 7.805 万千伏安。

6.3 供电范围初步分析

四川攀枝花市风电项目规划分为近期、中期、远期：近期规划水平

年至2017年，规划新增装机容量380兆瓦，累计装机容量576兆瓦；中期规划水平年至2020年，规划新增装机容量570兆瓦，累计装机容量1146兆瓦；远期规划水平年至2025年，新增装机容量300兆瓦，累计装机容量14496兆瓦。

根据《攀枝花供电公司“十三五”配电网规划报告》，2016年~2020年地区盈余电力204兆瓦~2878兆瓦，2016年~2020年攀枝花地区一直处于电力盈余局面。因此，攀枝花规划风电的就地消纳空间有限，预计仅有少部分风电可于枯水期在攀枝花电网内消纳。

根据四川省电力电量平衡分析成果，2020年~2025年电网水电大多为径流式电站，枯水期受来水量较小的影响，在满足本省电网电力电量需求的情况下，枯水期所有外送电力电量规模均小于丰水期。攀枝花风电冬春出力大，夏季出力小，与水电出力过程具有互补性。因此，规划风电所发电量可对枯水期外送电量进行补偿。建议通过电网调控，利用网内水电调节能力，对规划风电电站的发电出力进行补偿，进而将风电与水电打捆外送，为东部地区提供绿色稳定的电力供应。同时水风互补运行模式有利于规划风电被电网接纳，有利于送出线路利用率和经济性的提高。2020年~2025年四川省在满足外送且未考虑风、光电点源电力的情况下，丰水期电力电量均有盈余，需要进一步研究攀枝花风电规划所发风电在外送及省内消纳可能性，建议根据结合水电特性与当地风电特性进一步开展专题研究丰、枯期风水互补为四川外送或内消带来的综合优势及效益。

目前，攀枝花地区经3回500千伏线路接入四川主网，3回500千伏线路最大送出为2700兆瓦，但四川省调控中心下发的稳定限额为178兆瓦，考虑到水电送出需求，规划风电场仅有少部分电力可通过该通道送入四川主网，因此建议新建线路接入四川主网或新建外送通道将风电

与水电打捆外送，以满足大规模风电的送出需求。

6.4 风电场送出总体规划方案

攀枝花市风电项目规划区域至 2025 年风电规划新增装机容量 1840 兆瓦，其中仁和区区域规划新增 2 个 150 兆瓦风电场、3 个 100 兆瓦风电场、1 个 50 兆瓦风电场，总装机容量为 650 兆瓦；盐边县区域规划新增 1 个 100 兆瓦风电场、1 个 46 兆瓦风电场，1 个 44 兆瓦风电场，14 个 50 兆瓦风电场，总装机容量为 900 兆瓦；米易县区域规划新增 2 个 50 兆瓦风电场、1 个 70 兆瓦风电场，1 个 130 兆瓦风电场，总装机容量为 300 兆瓦。根据攀枝花市风电规划目标，兼顾该地区及其附近区域的风电规划情况，提出攀枝花市风电规划的初步送出规划方案为，在仁和区区域新建 1 座容量为 650MV 安的仁和区风电 220 千伏升压站；在盐边县区域新建 2 座容量为 450MV 安的盐边县风电 220 千伏升压站；在米易县区域新建 1 座容量为 350MV 安的米易县风电 220 千伏升压站。4 座 220 千伏升压站通过各自的 1 条 220 千伏输电线路送入攀枝花市即将规划的 500 千伏升压站，通过 500 千伏输电线路外送通道实现与电网的连接和风电送出。各风电场送出的规划方案（接入系统规划方案）以电网主管部门审批的风电输电规划方案和风电场项目接入系统专题设计方案为准。

6.5 各风电场送出规划的建议

本次规划送出方案是根据风电装机规模提出的一个初步设想，鉴于本次规划装机较大且风电电站的接入对电力系统的安全稳定运行有较大影响，电站的送出方案应进行专题研究。攀枝花规划风电最终送出方案以电网主管部门审批的电站规划方案和电站接入系统专题设计方案为准。

7 环境影响初步评价

7.1 环境现状

7.1.1 自然环境

攀枝花市是中国四川省直辖市,位于中国西南川滇交界部,北纬 $26^{\circ}05'$ ~ $27^{\circ}21'$,东经 $101^{\circ}08'$ ~ $102^{\circ}15'$,金沙江与雅砻江交汇于此。东、北面与四川省凉山彝族自治州的会理、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749千米,南接昆明351千米,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。

规划风电场区域无其它工业,在风场场址范围内散布着一些村庄,其均布置在避风的低缓处。项目选址在山地海拔较高处,避开居民点,风电场周围无污染源,大气、水、声、生态环境状况良好。

总体来看,规划区内生态环境质量较好,但部分风电场生态相对脆弱,施工过程中应注意保护。

7.1.2 社会环境

攀枝花市总面积7440.40平方千米,辖东区、西区、仁和区、米易县、盐边县。全市有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。全市总人口123万,其中城市人口75.19万,城镇化率63.01%。

7.2 与自然保护区、矿产资源、军事设施及文物古迹的关系

据调查,仁和区太平乡西北部区域,发现存在烟煤矿采空区及林业

防火区域，在后期选址中应予以合理避让。盐边县的国胜风电场、米易县马鹿寨风电场范围涉及白坡山自然保护区和二滩森林公园保护区域，场址需要进一步落实。开发时，本着远离自然保护区的缓冲区，尽量避开实验区的原则。通过细致规划和认真实施，风电场的开发对自然保护区尽量不产生过多的影响。

风电场规划场址地下均无埋藏有价值文物和矿藏，也没有探矿或采矿权属及规划。经查阅有关矿产资源地质资料和实地踏勘，规划风电场场址不存在压覆已查明的重要矿产资源，符合有关环境保护规定。

本规划报告征询过攀枝花市各区县及国土、林业、环保等各部门意见，并与当地的其他规划相符合、相协调。

7.3 风电场环境影响初步预测及对策措施

通过对规划风电场工程环境影响初步分析，该工程建设对环境的影响施工期主要来自扬尘和施工噪音，运行期则主要来自风机运行产生的噪声。

7.3.1 建设施工期环境影响评价及减排措施

(1) 声环境

施工期噪声主要为施工机械设备所产生的施工噪音，如手风钻和混凝土搅拌车等。根据水电系统对作业场所噪声源强的监测资料，手风钻在露天作业时为 90~100 分贝，小型混凝土搅拌车为 91~102 分贝。根据几何发散衰减的基本公式计算出施工噪声为距声源 250 米处噪声即降到 55 分贝以下，满足《城市区域环境噪声标准》中的 II 级标准。据其它建设工程的施工经验，上述噪声仅对施工现场区域范围和周围 250 米内的地区有影响。施工过程中基础开挖、风机吊装等活动均选择在白天进行，噪声影响主要在白天；开挖石方用人工以风钻钻孔，进行的局部爆

破属于偶发噪声，具有强度高、持续时间短、瞬时影响等特点，由于均在地下，对地面影响不大。

(2) 环境空气

施工期需新建场内道路、塔架基础、地理电缆沟等涉及土方填挖过程中产生的扬尘对环境空气产生短时间的不良影响，扬尘量大小主要取决于风速及地表干湿状况。若在春季施工，风速较大，地表干燥，扬尘必然很大，将对风场区及周围（特别是下风向）环境空气中 TSP 产生严重污染。夏季施工，因风速小，加之地表较湿，不易产生扬尘，对区域环境空气质量的影响也相对较小。

此外，施工现场机械尾气的排放会对局部环境空气产生不良影响，随着施工的结束，这些影响也将消失，不会对环境产生较大影响。

通过上述分析可知，本项目施工期主要是扬尘污染，因此在施工期必须制订严格的施工措施：

① 施工措施

基础挖方必须堆放整齐，并由人工进行表面拍压。挖方不能随意占用临时土地，挖方占地和吊装场地共用，合理安排。

加强施工管理，认真搞好施工组织设计，科学规划施工场地，合理安排施工进度，将施工措施做深做细，尽量减少临时工程占地，缩短临时占地使用时间，及时恢复土地原有功能。

尽可能地缩短疏松地面裸露时间，合理安排施工时间，尽量避开大风和雨天施工。

施工机械和施工人员不得乱占土地，施工机械、土石及其他建筑材料不得乱停乱放，防止破坏植被，加剧水土流失。

施工机械必须按照施工路线行驶，不能随意碾压，增加破土面积。合理安排，减少车辆行驶次数。

施工应尽可能避开冬春等大风天气。

②大风天气施工管理措施

对施工、运输道路表面采取硬化措施，或采取洒水等方法处理，在干旱大风天气应加强洒水，适当增加洒水次数。另外，施工便道应补充利用现有的黑色路面以及铺设石屑、碎石路面，控制机动车碾压影响，从根本上减少扬尘的污染。

对于易散失材料的堆放加强管理，在其四周设置挡风墙（网），并合理安排堆垛位置，必要时在堆垛表面掺合外加剂或喷洒润滑剂以使材料稳定，减少可能的起尘量。

严禁在大风天气条件下进行易起尘的施工作业。

经过上述措施后能有效减轻扬尘对环境的影响。

（3）水环境

施工期废水主要是施工生产废水和施工人员产生的生活污水。工程施工生产废水主要由混凝土运输车、搅拌机和施工机械的冲洗以及机械修配、汽车保养等产生，但总量很小。施工布置较为分散，范围也较广。因此，生产废水从绝对量来说很小，从面上来说又相对较广，而且废水产生的时间也是不连续的，局部产生的少量废水在无法再利用的情况下，通过地表蒸发及下渗损耗，不会形成地表径流水流。因此，施工期生产废水的排放不会产生不利影响。

（4）固体废物

本项目施工期固体废物影响主要是风机基础、箱变基础等挖方、回填后的剩余量及施工人员生活垃圾。剩余方可用于场内冲沟及道路的铺垫，无需废弃；生活垃圾集中堆放，集中处理，对环境的影响较小。

（5）生态植被

风电场施工期对该区域的植被有一定影响，主要表现在场地平整和

风机基础底面开挖时将原来草皮铲除，挖土临时堆放地及弃土场对植被的压埋，临时占地在施工期的铲除地表植被。动物受施工影响，将迁往附近同类环境，鸟类受噪声影响也将迁往它处，因动物迁徙能力强，且同类环境易于在附近找寻，故物种种群与数量不会受到明显影响。施工期扰动了原地貌的稳定性，在永久征地、施工租地范围和埋设电缆线地段增加了水土流失量。

施工过程中加强管理。施工期间，在工程施工区设置警示牌，表明施工活动区，对施工人员加强生态保护教育，并采取有效的水土保持措施，如：施工临时占地进行施工占地恢复；临时弃土、土石料场风季用苫布遮盖；优化土方平衡，弃土及时清运，减少二次倒运和堆放；大规模土方工程和地下电缆工程应避开汛期等。

施工结束后，及时对施工碾压过的土地进行人工洒水，使土壤自然疏松，并减少人畜和车辆的影响。

7.3.2 运行期环境影响评价及减排措施

(1) 声环境

风电场运行期的噪声主要是风力发电机转动时产生的噪声，噪声影响分为单机影响和机群影响。单机噪声：为了达到距风机 150 米处的噪声值小于 45 分贝(A)的要求，厂商在制造时就采取了以下措施，风电机组选用隔音防震型，变速齿轮箱为减噪型，叶片用减速叶片等。一般所用风机风轮转速在 27 转/分钟，产生的噪声较小，据厂家介绍，离风机 50~150 米范围内，噪声级分别为 53~33 分贝(A)。由前面分析可知，不存在机群噪声影响。风机运行时的噪音经过距离衰减后，对周围环境的影响很小。

(2) 水环境

本项目运营期废水为职工生活废水，产生量少且经过集中处理后，可以喷洒场地防止扬尘，因此不会对水环境造成负面影响。

(3) 电磁辐射

一切电气设备在运行时都会产生电磁辐射，这种辐射叫做人工工频型辐射，辐射源包括发电机、电动机、输电线路、变电所等。就风力发电机而言，辐射源有发电机、变电所、输电线路等三部分。电磁辐射属物理性污染，目前已有许多成熟的抑制技术。发电机和变电所在设计时考虑了防磁、防辐射等要求，在选材时已将辐射降至最小。因此本工程运营期电磁污染产生的环境影响及可能引发的其他环境问题均可得到较为有效的控制，不会产生大的环境影响。

主要采取的电磁辐射的防治可采取如下抑制措施：

①电磁屏蔽技术：根据场源与屏蔽体相对位置选择屏蔽方式（主动场屏蔽、被动场屏蔽），被动屏蔽场应对屏蔽体进行接地处理；

②吸收法控制微波污染：对辐射场源敷设吸收材料；

③远距离控制和自动操作：对强辐射场源采用远距离操作和自动控制，有利于减少辐射能对操作人员的危害；

④线路滤波：为减少或消除电磁辐射能可能对供电系统电压或其他通讯系统的干扰，可采取线路滤波技术。

(4) 油污染分析

风电机在初装、调试及日常检修中要进行拆卸、加油清洗等，此时如不注意就会造成漏油、滴油、油布乱扔等现象，对植被、土壤形成污染。因此建设单位应加强环境意识教育，提高管理水平，避免漏油滴油，对产生的油布集中收集并暂时用钢制容器盛装，等条件成熟时送危废处理处置单位。不会对环境造成影响。

(5) 对动物的影响分析

动物受施工影响，将迁往附近同类环境，鸟类受噪声影响也将迁往它处，因动物迁徙能力强，且同类环境易于在附近找寻，故物种种群与数量不会受到明显影响。

(6) 光影影响分析

白天阳光照在旋转的叶片上投射下来的影子在房前屋后晃动，人无论在屋内外都笼罩在光影里，响声和光影使家人时常产生心烦、眩晕的症状，正常生活受到影响。本项目风电场场址附近及周围无居民点，因此不存在光影扰民现象，主要影响场内职工。

7.3.3 风电场水土保持设计

水土保持工作必须以预防为主、保护优先，实现可持续发展。把防治水土流失、保护和改善生态环境作为工作重点。在建设项目中的水土保持设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。在工程建设中，应贯彻谁开发谁保护，谁破坏谁治理的原则。

风电场的开发建设需要经历准备期、建设期和生产(运行)期等阶段。不同阶段造成的水土流失差异较大，水土流失多集中于建设期。由于风电场建设、修路、埋设电缆等过程中，开挖扰动地表，改变原地貌，破坏地表植被，经受降水和风的影响，直接形成地表剥蚀、扬尘飞沙和侵蚀冲沟，并使地层原有结构被破坏，植被退化，加剧了水土流失。到了生产(运行)期，则往往达到一定的影响量级，进入相对稳定的时期，水土流失较轻。

工程设计中采取如下水土保持措施：

风机区：土地整治，铺碎石防治风蚀；施工时土方采用遮盖措施，施工结束时恢复植被。

施工道路：土地整治、清除杂物，铺碎石防治风蚀；施工时土方采

用遮盖措施，道路两边做好护坡处理。

升压变电站区：土地整治，设围墙和排水系统；站区做好绿化和道路防护林；施工时土方采用遮盖和拦挡措施，施工结束时恢复植被。

施工生活区：土地整治，铺碎石防治风蚀；施工时土方采用遮盖措施，施工结束时恢复植被。

对开挖的地区植被先进行转移至它处保存，工程结束后逐步覆土夯实，恢复原有植被。

上述工程措施，土地整治和以植物措施为主，能够达到防治水土流失、保护生态环境的目标。对于其它水土流失比较严重的风电场，根据当地的实际情况，采取相应的水土保持措施。

7.4 风电场环境影响总体评价

规划的风电场场址内主要为山地，在当地建设风电场不但可以提供清洁能源，对电网电力起到补充作用，而且可以促进当地经济的发展，提供就业机会。

规划地区的风电场建设着重应做好水土保持工作。风电场应尽可能的减少征(租)地面积，减少沟渠的开挖面积，从而减少水土流失量及植被的破坏。

通过上述分析，在攀枝花地区建设风电场，采取相应的环保措施后，对当地的环境不会产生大的影响，工程的建设是可行的。

7.5 风电场建设环保效益分析

风力发电是清洁能源，其生产过程主要是利用当地自然风能转变为机械能，再将机械能转变为电能的过程，不排放任何有害气体。风力发电是环境效益最好的电源之一，是我国鼓励和支持开发的可持续发展的新能源。风电场建成后，既可以提供充足的电力，又不增加环境的压力，

还可为当地增加新的旅游景观。因此，风电场的建设具有明显的社会效益和环境效益。

本风电场工程建设对生态环境的影响主要来自施工期，在施工过程中，应认真实施环境生态保护及其它污染防治措施。

8 投资匡算

8.1 编制原则及依据

8.1.1 编制原则

参照国家、行业及四川省现行有关文件的规定、费用定额、费率标准等进行项目投资匡算编制。各风电场工程所采用的主要材料、主要设备的价格统一按2015年第四季度价格水平估算。

8.1.2 编制依据

(1) 国家发改委《风电场工程前期工作有关规定》，发改能源[2005]899号；

(2) 国家发改委《风电场工程投资估算编制办法》，发改能源[2003]1403号；

(3) 水电水利规划设计总院风电标委《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)；

(4) 水电水利规划设计总院风电标委《陆上风电场工程概算定额》(NB/T31010-2011)；

(5) 四川攀枝花市风电项目规划设计资料；

(6) 其他参考：当地相关政策、文件规定；

(7) 类似风电场工程项目的投资估算。

8.1.3 主要机电设备参考价格

2000千瓦风电机组（含运杂费）	4200元/千瓦
风电机组塔架（含基础环）	0.9万元/吨

2200千伏安箱式变	28万元/台
基本预备费	按3%计列
其他费用参照其它风电场估列	

8.2 投资匡算及分期投资

本次规划各风区风电场工程投资匡算以 2000 千瓦风电机组为计算依据，并参照已建成的风电场目前的建设投资水平，进行类比匡算。投资匡算及分期投资见表 8.1。

表 8-1 规划风电场投资匡算及分期投资表

分 项 内 容		风电场名称		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		乌喇么风电场	五丘田风电场	迤沙拉风电场	坝塘风电场	石窝铺风电场	二风场风电场	大面山一期风电场	大面山二期风电场	大面山三期风电场	新九风电场		
规划 2025 年累计装机总容量 (兆瓦)		150	150	100	50	100	100	46	100	44	50		
分期装机容量 (兆瓦)	2015 年装机容量 (兆瓦)	0	50	100	0	0	0	46	0	0	0		
	2017 年装机容量 (兆瓦)	50	100	0	50	0	0	0	100	44	0		
	2020 年装机容量 (兆瓦)	100	0	0	0	100	0	0	0	0	50		
	2025 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0		
规划风电场主要工程量	2000 千瓦风电机组 (台)	75	75	50	25	50	50	23	50	22	25		
	2200 千伏安箱式变电站 (台)	75	75	50	25	50	50	23	50	22	25		
	风机塔架 (万吨)	1.23	1.23	0.82	0.41	0.82	0.82	0.38	0.82	0.36	0.41		
	土石方 (万立方米)	11.33	11.33	7.55	3.78	7.55	7.55	3.47	7.55	3.32	3.78		
	混凝土 (万立方米)	4.17	4.17	2.78	1.39	2.78	2.78	1.28	2.78	1.22	1.39		
	钢筋 (万吨)	0.41	0.41	0.27	0.14	0.27	0.27	0.12	0.27	0.12	0.14		
规划风电场工程投资匡算	施工辅助工程费 (亿元)	0.48	0.48	0.32	0.16	0.32	0.32	0.15	0.32	0.14	0.16		
	设备及安装工程费 (亿元)	9.71	9.71	6.47	3.24	6.47	6.47	2.98	6.47	2.85	3.24		
	建筑工程费 (亿元)	1.29	1.29	0.86	0.43	0.86	0.86	0.40	0.86	0.38	0.43		
	其它费用 (亿元)	0.89	0.89	0.59	0.30	0.59	0.59	0.27	0.59	0.26	0.30		
	基本预备费 (亿元)	0.39	0.39	0.26	0.13	0.26	0.26	0.12	0.26	0.11	0.13		
	静态总投资 (亿元)	12.75	12.75	8.50	4.25	8.50	8.50	3.91	8.50	3.74	4.25		
	单位千瓦静态投资 (万元)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85		
工程固定资产分期投资匡算	2015 年投资 (亿元)	0.00	4.25	8.50	0.00	0.00	0.00	3.91	0.00	0.00	0.00		
	2017 年投资 (亿元)	4.25	8.50	0.00	4.25	0.00	0.00	0.00	8.50	3.74	0.00		
	2020 年投资 (亿元)	8.50	0.00	0.00	0.00	8.50	0.00	0.00	0.00	0.00	4.25		
	2025 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.50	0.00	0.00	0.00	0.00		

续表 8-1 规划风电场投资匡算及分期投资表

分 项 内 容		风电场名称									
		11 桐子林风电场	12 益民风电场	13 格萨拉风电场	14 国胜(熊家坪子) 风电场	15 温泉风电场	16 箐河风电场	17 红果风电场	18 渔门风电场	19 红宝风电场	20 共和风电场
规划 2025 年累计装机总容量 (兆瓦)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
分期装机容量(兆瓦)	2015 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2017 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2020 年装机容量 (兆瓦)	50	50	50	0	50	50	50	50	0	0
	2025 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	50	0	0	0	0	50	50
规划风电场 主要工程量	2000 千瓦风电机组 (台)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	2200 千伏安箱式变电站 (台)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	风机塔架 (万吨)	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
	土石方 (万立方米)	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78
	混凝土 (万立方米)	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39
	钢筋 (万吨)	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
规划风电场 工程投资匡算	施工辅助工程费 (亿元)	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
	设备及安装工程费 (亿元)	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
	建筑工程费 (亿元)	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	其它费用 (亿元)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
	基本预备费 (亿元)	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
	静态总投资 (亿元)	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25
	单位千瓦静态投资 (万元)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
工程固定资 产分期投资 匡算	2015 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2017 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2020 年投资 (亿元)	4.25	4.25	4.25	0.00	4.25	4.25	4.25	4.25	0.00	0.00
	2025 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	4.25	0.00	0.00	0.00	0.00	4.25	4.25

续表 8-1 规划风电场投资匡算及分期投资表

分 项 内 容		风电场名称						
		21 惠民风电场	22 永兴风电场	23 鳧鱼风电场	24 安宁上风电场	25 天鹅抱蛋风电场	26 龙肘山风电场	27 马鹿寨风电场
规划 2025 年累计装机总容量 (兆瓦)		50	50	50	70	50	130	50
分期装机容量 (兆瓦)	2015 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	0	0	0	0
	2017 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	0	0	80	0
	2020 年装机容量 (兆瓦)	0	0	0	70	50	50	0
	2025 年装机容量 (兆瓦)	50	50	50	0	0	0	50
规划风电场主要工程量	2000 千瓦风电机组 (台)	25	25	25	35	25	65	25
	2200 千伏安箱式变电站 (台)	25	25	25	35	25	65	25
	风机塔架 (万吨)	0.41	0.41	0.41	0.57	0.41	1.07	0.41
	土石方 (万立方米)	3.78	3.78	3.78	5.29	3.78	9.82	3.78
	混凝土 (万立方米)	1.39	1.39	1.39	1.95	1.39	3.61	1.39
	钢筋 (万吨)	0.14	0.14	0.14	0.19	0.14	0.35	0.14
规划风电场工程投资匡算	施工辅助工程费 (亿元)	0.16	0.16	0.16	0.22	0.16	0.42	0.16
	设备及安装工程费 (亿元)	3.24	3.24	3.24	4.53	3.24	8.41	3.24
	建筑工程费 (亿元)	0.43	0.43	0.43	0.60	0.43	1.12	0.43
	其它费用 (亿元)	0.30	0.30	0.30	0.41	0.30	0.77	0.30
	基本预备费 (亿元)	0.13	0.13	0.13	0.18	0.13	0.34	0.13
	静态总投资 (亿元)	4.25	4.25	4.25	5.95	4.25	11.05	4.25
	单位千瓦静态投资 (万元)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
工程固定资产分期投资匡算	2015 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2017 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.80	0.00
	2020 年投资 (亿元)	0.00	0.00	0.00	5.95	4.25	4.25	0.00
	2025 年投资 (亿元)	4.25	4.25	4.25	0.00	0.00	0.00	4.25

9 财务评价

9.1 概述

2020 年攀枝花规划风电总装机容量 1194 兆瓦，多年平均上网电量 23.88 亿千瓦时，等效满负荷利用小时数 2000 时。

财务评价计算采用 22 年，其中建设期 2 年，生产经营期 25 年，财务基准收益率 8%。

9.2 财务评价

9.2.1 财务投资和资金筹措

工程固定资产静态投资为 101.49 亿元，建设期利息 4.40 亿元，单位千瓦静态投资为 8500 元，单位千瓦动态投资为 8869 元；单位电度静态投资 4.25 元，单位电度动态投资 4.43 元。资本金占总投资的 20%，资本金不还本付息；其余从银行借款，贷款资金采用机组投产后按年返还贷款及利息的原则，年利率 4.9%，贷款按复利计息。

流动资金按每千瓦 30 元估算，共 1791.0 万元，流动资金总额的 30% 使用资本金，70% 从银行贷款，其年利率按 4.35% 计。

9.2.2 总成本费用计算

发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、劳保统筹费、住房基金、材料费、保险费、利息支出、推销费及其它费用。折旧年限按 20 年计(残值率 5%)；修理费率投产后前 2 年按静态投资的 0.5% 计，3 年~7 年按 1% 计，8 年~12 年按 1.5% 计，13 年~20 年按 2% 计；职工人均年工资按 6 万元计；职工福利费等按工资总额的 70% 计；保险费按固定资产价值扣除抵扣增值税后的 0.25% 计；材料费定额 15 元/千

瓦；其它费定额 30 元/千瓦；电场定员 100 人。

9.2.3 财务评价结论

测算电价采用 0.60 元/千瓦时，还贷方式为等额还本付息，还贷期为 15 年。财务评价结果表明：投资回收期为 11.8 年，总投资收益率为 5.36%，投资利税率为 5.17%，资本金净利润率为 14.61%，全部投资财务内部收益率（所得税前、税后）分别为 9.10%、7.18%，资本金财务内部收益率为 11.03%，大于基准收益率 8%，项目财务上可行且具有较好的盈利能力。财务评价指标汇总见表 1。

表 1 财务指标汇总表

序号	名称	单位	指标
1	装机容量	兆瓦	1194.0
2	年上网电量	万千瓦时	238800.0
3	总投资（不含流动资金）	万元	1058912.4
3.1	固定资产投资	万元	1014900.0
3.2	建设期利息	万元	44012.4
4	流动资金	万元	1791.0
5	标杆上网电价	元/千瓦时	0.60
6	发电销售收入总额	万元	2919950.9
7	总成本费用	万元	1853907.4
8	增值税销项税	万元	424266.4
9	补贴收入	万元	175267.2
10	销售税金附加总额	万元	42064.1
11	发电利润总额	万元	774980.1
12	财务内部收益率		
12.1	全部投资（所得税前）	%	9.10
12.2	全部投资（所得税后）	%	7.18
12.3	资本金	%	11.03
13	总投资收益率	%	5.36
14	投资利税率	%	5.17
15	资本金净利润率	%	14.61
16	投资回收期（所得税后）	年	11.8
17	借款偿还期	年	15.0
18	资产负债率（高峰值）	%	80.0

10 开发顺序

10.1 风电场开发顺序

本次规划是在以往大量工作的基础上，根据各风电场的风能资源情况、电网接入条件、工程投资、工程地质、交通运输及施工安装等条件进行综合比较，对本次各规划风电场做出科学、统一、且有指导意义的规划及排列顺序工作。

2015年，累计装机容量196兆瓦；2017年，累计装机容量620兆瓦；2020年，累计装机容量1390兆瓦；2025年，累计装机容量1840兆瓦。

规划期攀枝花市风电项目初拟开发时序表见表10.1。

在风电场实际开发建设过程中，本次初拟的风电项目开发顺序将结合后续的风资源深入分析、电网规划等作适当调整。

表 10.1 攀枝花市各风电项目开发利用规划开发时序表

容量单位：兆瓦

序号	区域	风电场	2015年		2017年		2020年		2025年		
			新增装机容量 (兆瓦)	累计装机容量 (兆瓦)	新增装机容量 (兆瓦)	累计装机容量 (兆瓦)	新增装机容量 (兆瓦)	累计装机容量 (兆瓦)	新增装机容量 (兆瓦)	累计装机容量 (兆瓦)	
1	仁和区	乌喇么	0	0	50	50	100	150	0	150	
2		五丘田	50	50	100	150	0	150	0	150	
3		迤沙拉	100	100	0	100	0	100	0	100	
4		坝塘	0	0	50	50	0	50	0	50	
5		石窝铺	0	0	0	0	100	100	0	100	
6		二风场	0	0	0	0	0	0	100	100	
7	盐边县	大面山一期	46	46	0	46	0	46	0	46	
8		大面山二期	0	0	100	100	0	100	0	100	
9		大面山三期	0	0	44	44	0	44	0	44	
10		新九	0	0	0	0	50	50	0	50	
11		桐子林	0	0	0	0	50	50	0	50	
12		益民	0	0	0	0	50	50	0	50	
13		格萨拉	0	0	0	0	50	50	0	50	
14		国胜	0	0	0	0	0	0	50	50	
15		温泉	0	0	0	0	50	50	0	50	
16		箐河	0	0	0	0	50	50	0	50	
17		红果	0	0	0	0	50	50	0	50	
18		渔门	0	0	0	0	50	50	0	50	
19		红宝	0	0	0	0	0	0	50	50	
20		共和	0	0	0	0	0	0	50	50	
21		惠民	0	0	0	0	0	0	50	50	
22		永兴	0	0	0	0	0	0	50	50	
23		鲢鱼	0	0	0	0	0	0	50	50	
24		米易县	安宁上	0	0	0	0	70	70	0	70
25			天鹅抱蛋	0	0	0	0	50	50	0	50
26			龙肘山	0	0	80	80	50	130	0	130
27	马鹿寨		0	0	0	0	0	0	50	50	
累计			196	196	424	620	770	1390	450	1840	

11 结论及下阶段工作建议

11.1 结论

1) 通过对本次规划风电场场址区的风能资源、工程地质、交通运输、上网条件、环境影响及施工安装等建设条件进行分析，认为攀枝花市规划风电场风能资源较为丰富，建设条件较好，宜加紧进行开发。

2) 开发规模：2015 年，累计装机容量 196 兆瓦；2017 年，累计装机容量 620 兆瓦；2020 年，累计装机容量 1390 兆瓦；2025 年，累计装机容量 1840 兆瓦。

11.2 下阶段工作建议

(1) 本次规划的各风电场均缺少实测风速数据，以 MERRA 再分析资料对风能资源进行初步分析，其风资源结论会存在较大的偏差。建议尽快在规划风电场内设立测风塔，开展风资源测量工作；核实已有测风塔测风情况，以便准确评估规划风电场的风能资源，并根据评估结论对规划风电场范围及装机容量做出适当调整。

(2) 本次规划风电场区域包含在建的干坝子、桃树坪风电场各 49.5 兆瓦工程及盐边大面山风电场 46 兆瓦工程，在建风电场预计 2015 年并网投产；仁和区的老公山、麻栗坪风电场各 49.5 兆瓦在建，预计 2016 年并网投产。盐边县的国胜风电场、共和风电场、鲢鱼风电场、米易县马鹿寨风电场范围涉及白坡山自然保护区和二滩森林公园保护区域，场址需要进一步落实。

(3) 尽快进行攀枝花市风电场接入电力系统的规划研究。由于本次规划风电场建设规模较大，考虑送出整体规划、统筹协调，建议由全市统一协调、统筹安排，合理开发，不宜安排多家开发企业。

(4) 组织攀枝花市风电场的开发建设工作的，如开展风电场预可行性研究等后续工作。

(5) 进一步加强与电网公司的密切联系，促进系统电网结构的逐步完善，使风电规划与电力规划协调发展。

总之，希望通过各方面的共同努力，使攀枝花市风电基地项目逐步得以实现，建设风电场不仅有效的利用了当地丰富的风资源，还可对电网末端起到电源补充的作用。

