

宁海县“十四五”及中
长期可再生能源规划
(征求意见稿)

二〇二一年十一月

目 录

一、	概 述	- 1 -
	（一） 规划背景	- 1 -
	（二） 自然地理概况	- 3 -
	（三） 社会经济状况	- 3 -
	（四） 能源资源概况	- 5 -
	（五） 电力发展状况	- 7 -
	（六） 交通运输概况	- 8 -
二、	规划原则和编制依据	- 10 -
	（一） 指导思想	- 10 -
	（二） 规划原则	- 10 -
	（三） 规划依据	- 11 -
	（四） 规划范围	- 11 -
	（五） 规划期限	- 12 -
	（六） 规划总体目标	- 12 -
三、	开发现状及规划必要性	- 13 -
	（一） 开发现状	- 13 -
	（二） 规划必要性	- 16 -
四、	区域资源条件	- 20 -
	（一） 太阳能资源条件	- 20 -
	（二） 风能资源条件	- 24 -

(三)	水能资源条件	- 26 -
(四)	生物质能资源条件	- 26 -
五、	场址选择	- 28 -
(一)	光伏发电	- 28 -
(二)	风电	- 36 -
(三)	抽水蓄能	- 40 -
(四)	规划符合性分析	- 44 -
六、	建设条件和建设方案	- 46 -
(一)	工程地质条件	- 46 -
(二)	交通运输条件	- 47 -
(三)	结构形式	- 50 -
(四)	施工安装条件	- 54 -
(五)	初步建设方案	- 55 -
七、	规划装机容量及发电量估算	- 65 -
(一)	规划装机容量	- 65 -
(二)	发电量估算	- 66 -
八、	电网接入初步分析	- 68 -
(一)	电力系统概况	- 68 -
(二)	电力电量负荷预测	- 70 -
(三)	电力消纳和电网接入初步设想	- 70 -
(四)	电网侧共享储能	- 73 -
九、	环境影响初步分析	- 75 -

(一)	规划区域环境现状	- 75 -
(二)	环境保护目标	- 79 -
(三)	选址合理性分析	- 80 -
(四)	环境影响初步分析	- 81 -
(五)	环境保护对策措施	- 86 -
(六)	初步评价结论	- 89 -
十、	投资匡算及经济效益初步分析	- 91 -
(一)	投资匡算	- 91 -
(二)	社会经济效益初步分析	- 93 -
十一、	项目开发时序	- 95 -
十二、	规划实施和保障措施	- 97 -
十三、	结论及建议	- 100 -
(一)	结论	- 100 -
(二)	建议	- 101 -

一、概 述

（一） 规划背景

能源是经济社会发展的重要物质基础。改革开放以来，我国能源行业快速发展，已成为全球最大的能源生产国、消费国，有力支撑了经济社会发展。但是，我国能源结构长期以煤为主，油气对外依存度高，是全球最大的碳排放国家，能源清洁低碳转型要求紧迫。习近平总书记在第七十五届联合国大会上提出“我国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。十九届五中全会明确了“广泛形成绿色生产生活方式，碳排放达峰后稳中有降”的2035年远景目标。为更好地适应我国2030年前碳达峰、2060年前碳中和，2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦的目标形势下新能源业务的发展需求，我们应遵循习近平总书记生态文明思想，积极应对碳排放带来的全球气候变化问题，坚定不移推进绿色发展，加快构建清洁低碳、安全高效能源体系，持续推进碳减排，引领全球化治理行动。

2021年5月，《浙江省“十四五”可再生能源规划》发布，提出大力发展风电、光伏，实施“风光倍增计划”；更好发挥以抽水蓄能为主的水电调节作用；因地制宜高质量发展生物质能、地热能、海洋能等。到2025年底，可再生能源装机超过5000万千瓦，装机占比达到36%以上。光伏装机达到2750万千瓦以上，新增装机在1200万千瓦以上，其中分布式光伏新增

装机超过500万千瓦，集中式光伏新增装机超过700万千瓦。

5月8日，国家发展改革委组织召开全国电力保供工作座谈会，提出了为确保“碳达峰、碳中和”，目标达成和确保电力安全保供相关工作的六大专项行动，其中一项为整县推进分布式光伏规模化开发专项行动。6月20日，国家能源局综合司下发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，《通知》指出，开展整县（市、区）屋顶分布式光伏建设，有利于整合资源实现集约开发，有利于削减电力尖峰负荷，有利于节约优化配电网投资，有利于引导居民绿色能源消费，是实现“碳达峰、碳中和”与乡村振兴两大国家战略的重要措施。7月5日，省能源局发布《关于开展浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作的通知》，并组织召开座谈会，启动第一批26个山区县开展整县（市、区）推进分布式光伏规模化开发试点实施方案编制工作。9月22日，省发改委公开征求《浙江省整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发工作导则》意见。

为响应国家能源战略和推进宁波市新能源发展，宁海县拟利用自身太阳能、风能等清洁能源资源丰富的优势，大力发展以光伏发电、风电为主的新能源项目，摸清区域光伏发电和风电可开发容量及场址布局，分析电力接入、环境影响等建设条件，以指导宁海县新能源合理开发和建设，推动新能源发电技术、应用和政策创新，加快产业体系建设，引导经济可持续发展。

（二） 自然地理概况

1. 宁波市

宁波位于我国海岸线中段，长江三角洲南翼，东有舟山群岛为天然屏障，北濒杭州湾，西接绍兴市的嵊州、新昌、上虞，南临三门湾，并与台州的三门、天台相连。宁波市地势西南高，东北低。全市地貌分为山地、丘陵、台地、谷（盆）地和平原，山地面积占陆域的24.9%，丘陵占25.2%，台地占1.5%，谷（盆）地占8.1%，平原占40.3%。全市下辖6个区、2个县、代管2个县级市，总面积9816 km²，建成区面积453.33 km²，常住人口854.2万人。

2. 宁海县

宁海县位于浙江省东部、宁波市南部沿海，象山港和三门湾之间，天台山和四明山山脉交汇之处。东临象山县，南界台州市三门县，西靠台州市天台县、绍兴市新昌县，北接奉化区。宁海县坐落在天台山脉和四明山脉之间，背山靠海，西高东低，属沿海低山丘陵地区。西部和西南山岭重叠，属于天台山脉中段；东部以低丘和冲积平原为主。全县下辖4个街道、11个镇和3个乡，县域总面积1843 km²，海岸线176 km。全县常住人口68.6万人。

（三） 社会经济状况

1. 宁波市

宁波是长江三角洲南翼经济中心，是中国华东地区的工商业城市，也是浙江省经济中心之一。宁波开埠以来，工商业一直是宁波的一大名片。特别是改革开放以来，宁波经济持续快速发展，显示出巨大的活力和潜力，成为国内经济最活跃的区域之一。

2020年，全年全市实现地区生产总值12408.7亿元，按可比价格计算，比上年增长3.3%。分产业看，第一产业实现增加值338.4亿元，增长2.1%；第二产业实现增加值5693.9亿元，增长3.0%；第三产业实现增加值6376.4亿元，增长3.6%。三次产业之比为2.7:45.9:51.4。全年全市居民人均可支配收入59952元，比上年增长5.2%。按城乡分，城镇居民人均可支配收入68008元，增长4.8%，扣除价格因素影响，实际增长2.8%；农村居民人均可支配收入39132元，增长6.8%，实际增长4.8%。

2. 宁海县

根据《2020中国县域高质量发展报告》，县域高质量发展百强县中宁波市宁海县位列第八，在浙江省33个县中排名第一。

2020年，宁海县全年实现地区生产总值722.55亿元，按可比价格计算，比上年增长3.4%，其中，第一产业增加值48.2亿元，增长2.5%；第二产业增加值354.75亿元，增长2.4%；第三产业增加值319.6亿元，增长4.6%。三次产业结构6.7:49.1:44.2。全年全县城镇居民人均可支配收入64188元，增长5.2%；农村居民人均可支配收入36166元，增长6.8%。

（四） 能源资源概况

1. 浙江省

浙江省常规能源资源较为贫乏，煤炭、石油和天然气等一次能源储量较少，对外依赖程度较高。浙江省全年规模以上工业企业一次能源生产总量为2156万t标煤。能源加工转换效率稳中有升，发电煤耗连续多年下降。规模以上工业二次能源生产能源加工转换效率为69.8%，比上年提高0.5%。其中，火力发电和炼油的加工转换效率分别为43.3%和98.5%，均比上年提高0.1%。

浙江省水能资源丰富，水电可开发装机容量约800万kW。其中，全省小水电（0.01万kW~5万kW）资源理论蕴藏量675.3万kW，技术可开发装机容量462.5万kW。浙江省水能资源主要分布在瓯江流域、钱塘江流域以及浙闽交界的交溪流域等。

浙江省风能资源较为丰富，全省陆域技术可开发总量在400万kW以上，主要分布在海岛、沿海山区、滩涂和内陆高山。根据《浙江省海上风电场工程规划》，至2030年全省50m以内近海海域的风电技术可开发量达647万kW，主要分布在大衢洋海域、舟山东部海域、宁波象山海域、台州和温州海域。

浙江省太阳能具有一定的开发价值，属太阳能资源III类地区，多年平均总辐射量在4220~4950MJ/m²之间，全省平均为4440MJ/m²左右；多年平均直接辐射量在1870~2550MJ/m²之间。

浙江省生物质资源也具有一定的开发价值。全省生物质能资源量为1360万t标煤，理论可能源化开发量为554万t标煤。

2. 宁海县

宁海县位于宁波市南部沿海，象山港和三门湾之间，能源资源较为贫乏，是“无煤、无油、无气”的典型的常规一次能源“空白区”，煤炭、天然气等一次能源主要依赖外地调入。全县一次能源主要为可再生能源，其中地热资源条件位列全市前列。

太阳能。宁海县位于太阳能资源一般带，年日照1900h左右，属于太阳能可利用区，总辐射量在4750~5000 MJ/m²，年平均太阳辐射总量为4900MJ/m²。全县拥有滩涂2.6万公顷，海洋水产养殖面积达16.5万亩，为全省海水养殖面积第一大县，拥有极佳的“渔光互补”建设条件。

水能。全县境内河流众多，径流丰沛，相对落差较大，水能资源较为丰富，全县产水面积1660.3km²，多年平均水资源总量达到16.41亿m³，其中地下水资源量0.19亿m³。境内流域面积大于10 km²的独立水系共有14条，初步调查，全县水力蕴藏量达10.6万kW，总库容为4.304亿m³。其中茶山地区可开发成装机容量为200—300万kW抽水蓄能电站。

风能。宁海县属亚热带季风性气候，风向季节变化明显，常年以东南风为主。根据AWS再分析数据看，宁海风能资源自沿海向内陆呈一定衰减趋势。沿海滩涂区域80m高度年平均风速约为4.5~5.5m/s，年平均风功率密度为120~160 W/m²，区域主要风能方向为N、NW、NNE。

生物质能。全县有林地面积164.58万亩，森林覆盖率达63.99%，活立木蓄积量527.51万 m^3 ，是全国有名的生态县，林木品种繁多，有丰富的林业三剩物。全县拥有水稻、小麦、大豆等农作物种植面积约1.9万公顷，秸秆理论资源量大豆11.94万t。此外还有沼气、生活垃圾等可利用生物质能，生物质能资源较为丰富。

宁海县人口众多，经济发展快，能源需求量大，现有本地矿物能源产量有限，需要大力发展光伏、风电等技术较为成熟、投资水平相对较低的可再生能源，保障地区经济发展、人民生产生活需要。

（五） 电力发展状况

1. 宁波市

2019年宁波市已投产500kV变电站9座，主变22台，总容量20400MVA，分别为：天一变3×750MVA、姚江变2×1200MVA、明州变2×1000MVA、河姆变3×750MVA、宁海变2×750+1×1000MVA、春晓变3×1000MVA、句章变3×1000MVA、镇海变1×1000MVA、春晖变2×1000MVA。220kV公用变电站共有55座，主变132台，总容量25848MVA；110kV公用变电站245座，主变508台，总容量24389.5MVA。

截至2019年底，宁波电网拥有500kV线路37条，总长度1526.98km；220kV线路171条，总长度2600.27km；110kV线路609条，总长度3987.30km。

2020年全社会用电量832.15亿kWh，同比增长3.00%。全市全社会最

高负荷为1615.8万kW，同比增长6.5%。

2. 宁海县

宁海电网是宁波电网的重要组成部分。宁海县境内拥有500kV 变电站1座，主变3台，总容量250万kVA；220kV公用变电站共有3座，主变8台，总容量180万kVA；110kV公用变电站16座，主变33台，总容量161万kVA；35kV公用变电站6座，主变11台，总容量15.15万kVA。

截至2020年底，宁海县电网拥有110kV线路37条，总长度323.22km，35kV线路23条，线路总长216.81km，10kV线路345条，线路总长3074.91km。

2020年宁海县全社会用电量39.32亿kWh，同比增长5.78%。全县全社会最高负荷为81.42万kW，同比增长17.07%。

宁海县拥有较强的电网资源，但仍需加大电网及电源点建设，以满足地区社会经济快速发展的需求。

（六） 交通运输概况

宁海县位于浙江省东部，长江三角洲南翼，同三线高速公路和规划中的沿海铁路纵贯县境，34省道甬临线是一级公路，和盛宁线、象西线组成陆路交通主骨架，县城距宁波机场64km，离北仑港80 km。5000吨级强蛟码头投入使用，北通宁波、上海、大连，南达温州、厦门、香港，水陆客货周转能力大大提高。甬台温铁路开通后，设有宁海火车站，水陆交通都十分便利。

宁海县毗邻G15沈海高速，和S311、S215等省道及X412、X422、X404等县道主城陆路交通骨架，交通条件十分便利。本次规划场址主要分布于宁海县东部区域，其中，规划的光伏场址5个，分别位于牛台村、毛屿港、青山港、开井口岛、孝屿附近，距离宁海县最远的为孝屿场区，距离约为36km。规划的风电场址1个，位于孝屿东侧滩涂地区，距离宁海县约为33km。

二、规划原则和编制依据

（一）指导思想

以习近平“四个革命、一个合作”的能源发展战略思想为指导，深入贯彻党的十九大及十九届五中全会精神，全面践行绿水青山就是金山银山的发展理念，充分发挥我省数字经济优势，奋力打造浙江智慧能源示范区的“重要窗口”，以实现3060碳达峰碳中和目标为出发点，以提高我省可再生能源规模和促进产业发展为主线，以可再生能源与生态环境和谐发展为底线，以科技创新为动力，差异化、规模化发展我省可再生能源，形成以风电、光伏发电、水电和生物质发电为主，海洋能发电和地热能综合利用为辅的多元发展新格局，推动我省可再生能源由补充能源向替代能源的迈进。

（二）规划原则

（1）因地制宜，合理布局

以风光资源条件为基础，综合评估开发利用条件，同时与宁海县国民经济发展规划、能源发展规划等衔接，并与环境保护、土地利用、水土保持、林业、军事以及工程安全等工作要求相协调，合理制定可再生能源开发利用规划，科学指导项目建设，以实现新能源的有序发展。

（2）综合利用，和谐发展

通过对土地资源整合，采用与农业、林业、茶园、水库等相互结合的

综合开发模式，实现土地资源的综合利用。以可再生能源项目建设促进地区能源结构调整，改善区域生态环境，为区域经济增长提供新的动力，实现人与自然和谐发展。

(3) 模式创新，技术引领

深化“放管服”改革，创新和完善市场机制，促进可再生能源新技术、新模式和新业态推广应用，使可再生能源尽快形成市场竞争力。

(三) 规划依据

本报告编制依据如下：

《光伏发电工程规划报告编制规程》(NB/T 32046-2018)

《风电场工程规划报告编制办法》

《风电场场址选择技术规定》

《风电场风能资源测量与评估技术规范》(NB/T 312147-2018)

《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》

《2020年宁海县国民经济和社会发展统计公报》

《宁海县土地利用总体规划》(2006-2020年)

《宁海县生态保护红线调整建议方案》(2020年5月)

《宁海县“三线一单”生态环境分区管控方案》

(四) 规划范围

本次规划范围宁海县全县。

（五） 规划期限

规划基准年为2020年，规划水平年为2030年。

（六） 规划总体目标

根据《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》，到2025年底，规划宁波市“十四五”新增海上风电225万kW，光伏200万kW。

根据《浙江省整县（市、区）推进分布式光伏规模化开发试点工作方案（讨论稿）》，到2025年末，将全省分布式光伏装机从“十四五”可再生能源规划中“十四五”新增500万kW的目标，提高到新增600万kW。同时对于现有建（构）筑物及新建建（构）筑物屋顶光伏安装比列要求如下：

现有建（构）筑物：车站、学校、医院、党政机关办公用房等公共建筑屋顶安装比例达到50%以上；商业建筑屋顶安装比例达到40%以上；特色小镇、开发区（园区）的建筑屋顶安装比例达到60%以上；农村户用屋顶安装比例达到30%以上。自来水厂、污水处理厂等公共基础设施的大型构筑物（建筑物）上空安装比例达到90%以上。

新建建（构）筑物：新建工业厂房比例达到80%以上；新建民用建筑推广建筑一体化光伏发电系统，安装比例达到60%以上，其中未来社区安装比例达到80%以上；新建农村户用屋顶安装比例要达到40%以上。新建（改建）大型停车场地等公共基础设施安装比例达到100%左右。

三、开发现状及规划必要性

（一）开发现状

截至2020年底，宁海县已并网的光伏电站项目共3个，并网容量126MW；分布式屋顶光伏并网容量共计171.4MW；风电项目共5个，并网容量182.5MW；生物质发电项目共2个，并网容量3.55MW；垃圾焚烧发电项目1个，并网容量25MW。全县可再生能源并网装机容量达到508.45MW。

在建项目为宁海抽水蓄能电站，设计容量1400MW，于2017年开工建设。各项目情况详见表3-1。

宁海县已建、在建项目情况一览（截至 2020 年 12 月）

表 3-1

序号	项目类型	项目名称	规模(MW)	阶段
1	陆上风电	国电电力宁海茶山风电场	49.5	已建
2	陆上风电	国电电力宁海茶山风电场（扩建）项目	9	已建
3	陆上风电	国电电力宁海茶山风电场三期	26	已建
4	陆上风电	桃源风电场项目	50	已建
5	陆上风电	中广核宁海一市风电场	48	已建
风电合计			182.5	
6	渔光互补	宁海蛇潘涂 99MW 渔光互补光伏发电项目	99	已建
7	农光互补	宁海县越溪 5MW 农光互补发电项目	5	已建
8	渔光互补	长街镇城塘 22MWp 渔光互补发电项目	22	已建
9	屋顶光伏	全县分布式屋顶光伏合计	171.4	已建



序号	项目类型	项目名称	规模(MW)	阶段
光伏合计			297.4	
10	生物质发电	宁海县生活垃圾填埋场填埋气体综合利用项目	3.25	已建
11	生物质发电	宁波市绿生牧业有限公司(宁海县)	0.3	已建
12	垃圾焚烧发电	宁海县环保能源发电项目	25	已建
生物质合计			28.55	
已建合计			508.45	
1	抽水蓄能	宁海抽水蓄能电站	1400	在建
在建合计			1400	

（二） 规划必要性

1. 符合国家能源发展战略及规划

为应对全球变暖、保障能源安全，优化能源结构、发展可再生能源已成为全球共识。2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话时宣布：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。2020年12月12日，习近平主席在气候雄心峰会上宣布：“到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上”。

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出：推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，有序发展海上风电，加快西南水电基地建设，安全稳妥推动沿海核电建设，建设一批多能互补的清洁能源基地，非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右。

《关于全面推进乡村振兴加快农业农村现代化的意见》提出实施乡村清洁能源建设工程，《关于加快农房和村庄建设现代化的指导意见》明确提出：推动农村用能革新。鼓励农村使用适合当地特点和农民需求的清洁能源，推广应用太阳能光热、光伏等技术和产品，推进燃气下乡，推动村民日

常照明、炊事、采暖制冷等用能绿色低碳转型。推动既有农房节能改造。

因此，大力发展以光伏、风电等为主的可再生能源体系建设符合国家能源发展战略及规划，也是实现双碳目标的有效举措。

2. 符合地区能源结构优化的要求

2021年3月15日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上部署未来能源领域重点工作：要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。新型电力系统核心特征在于新能源占据主导地位，成为主要能源形式。

“十三五”以来，我省高度重视可再生能源发展，并取得显著成绩。截至2020年底，全省可再生能源装机容量达到3114万kW，其中光伏1517万kW（分布式1070万kW），常规水电713万kW，抽水蓄能458万kW，生物质发电240万kW（垃圾发电210万kW），风电186万kW（海上风电45万kW），可再生能源装机占比达到30.7%，占电力总装机近三分之一。构建新能源为主导的新型电力系统，仍需加大可再生能源的发展力度。

根据《浙江省“十四五”可再生能源规划》，大力发展风电、光伏，实施“风光倍增计划”；更好发挥以抽水蓄能为主的水电调节作用；因地制宜高质量发展生物质能、地热能、海洋能等。到2025年底，可再生能源装机超过5000万kW，装机占比达到36%以上。光伏装机达到2750万kW以上，新增装机在1200万kW以上，其中分布式光伏新增装机超过500万

kW，集中式光伏新增装机超过700万kW。

“十四五”期间，随着光伏技术发展和成本进一步下降，在浙江省因地制宜地开发建设一定规模的光伏电站，对于调整优化能源结构，降低煤炭消耗、缓解环境污染、改善电源结构等具有非常积极的意义，是发展循环经济、建设节约型社会的具体体现，是构建新型电力系统的重要组成部分。

3. 符合推进整县屋顶分布式光伏规模化开发要求

5月8日，国家发展改革委组织召开全国电力保供工作座谈会，提出了为确保“碳达峰、碳中和”，目标达成和确保电力安全保供相关工作的六大专项行动，其中一项为整县推进分布式光伏规模化开发专项行动。6月20日，国家能源局综合司下发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》，《通知》指出，开展整县（市、区）屋顶分布式光伏建设，有利于整合资源实现集约开发，有利于削减电力尖峰负荷，有利于节约优化配电网投资，有利于引导居民绿色能源消费，是实现“碳达峰、碳中和”与乡村振兴两大国家战略的重要措施。

随着国家能源局下发报送整县（市、区）推进分布式光伏规模化开发试点工作方案的通知，浙江省能源局积极响应国家号召，组织第一批26个山区县展开整县（市、区）推进分布式光伏规模化开发试点实施方案编制工作，提出分布式光伏容量在《浙江省“十四五”可再生能源规划》新增指标基础上再增加100万kW，分布式光伏共计新增装机超过600万kW。同

时对现有建（构）筑物、新建建（构）筑物的屋顶安装比例提出具体目标。

为积极响应国家及省能源局关于推动整县分布式光伏规模开发试点工作，平阳县拟利用自身丰富的屋顶资源，结合建设实施条件，在党政机关、经济开发区以及学校、医院、村委会、工商业厂房等建筑屋顶，采用“自发自用，余电上网”的模式，大力发展分布式光伏。

POWERCHINA HUADONG

四、区域资源条件

(一) 太阳能资源条件

1. 浙江省太阳能资源

浙江省地处中国东南沿海、长江三角洲南翼，区域属亚热带季风气候，四季分明，年均气温适中，光照较多，雨量丰沛，空气湿润，雨热季节变化同步，气候资源丰富。

浙江省多年平均总辐射量在 $4220\sim 4950\text{MJ/m}^2$ 之间，全省平均为 4440MJ/m^2 左右；多年平均直接辐射量在 $1870\sim 2550\text{MJ/m}^2$ 之间。浙江省多年平均年总辐射分布图见图 4.1-1。浙江省多年平均日照百分率在 $37\%\sim 49\%$ 之间，浙北的日照百分率要大于浙南，大致呈纬向分布，高值区主要在浙北的湖州、嘉兴以及舟山地区，此外金衢盆地也是日照百分率较高的地区。浙江省多年平均日照时数在 $1650\text{h}\sim 2105\text{h}$ 之间，分布与日照百分率分布类似。浙江省累年平均日照时数在 6h 以上的可利用天数 $153\text{d}\sim 200\text{d}$ 之间。在空间分布上，湖州地区、金衢盆地、嘉绍平原以及舟山地区为可利用天数较多的地区。

总的来说，浙江省太阳能辐射量的分布受地理纬度的影响不是十分显著，而受地形影响较大，有着平原、盆地、海岛辐射量较大，山区辐射量较小的分布特征。



图 4.1-1 浙江省多年平均年总辐射分布图(MJ/m²)

2. 规划区域太阳能资源

太阳辐射是形成气候的主要因子之一，也是太阳能光伏发电的重要前提。太阳辐射的多少，除了决定于地理纬度、太阳高度外，还与大气透明度、云量等气象条件有很大关系。本阶段采用再分析数据进行太阳能资源评估。目前，国际主流的再分析数据提供商有NASA、Meteonorm及SolarGIS等，NASA数据与Meteonorm数据为免费数据，NASA数据分辨率为1°经纬度（约111km）；Meteonorm数据由项目地周边三个距离最近的气象站数据插值计算，分辨率受其数据库中约1200座气象站点分布影响，其中国区域站点较少SolarGIS数据为收费数据，其在中国范围内分辨率可达到250m，太阳水平面总辐射年总值的不确定性一般在±2%至±7%之间。现

引用SolarGIS提供的多年平均逐月再分析数据，对规划区域太阳能资源进行评估。

根据SolarGIS提供的多年平均逐月再分析数据，宁海县年太阳能总辐射量在4750~5000MJ/m²，平均总辐射年总量4900MJ/m²，呈现沿海滩涂、平原地区资源较丰富，内陆山地地区资源相对较差的特点。其中5月、7月至8月辐射量较高，其中7月辐射量最高，6月因阴雨天气较多，辐射量低于临近月份，11月至次年2月辐射量最低。SolarGIS多年逐月平均辐射量统计表见表4.1-1，多年平均逐月辐射量变化直方图见图4.1-2。

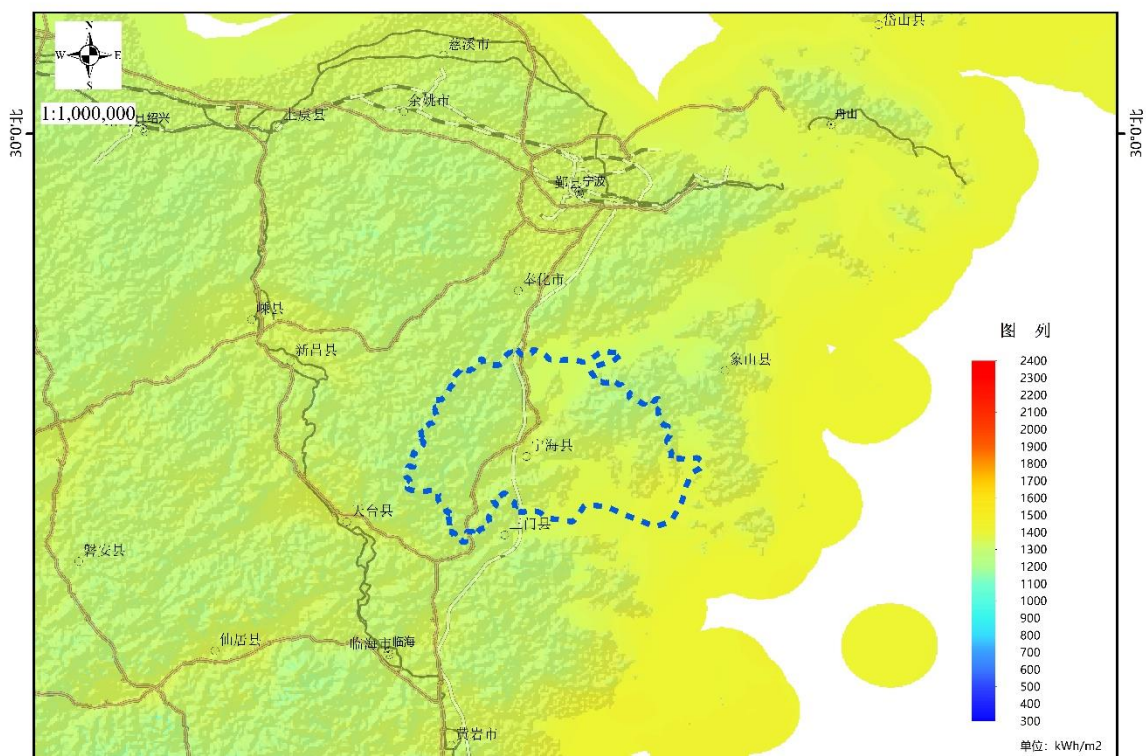


图 4.2-2 宁海太阳能资源分布图

SolarGIS 多年平均逐月总辐射量

表 4.1-1

单位：MJ/m²

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
总辐射量	265	285	396	429	502	409	649	587	433	391	277	277	4901
直接辐射	227	201	236	223	269	185	469	426	285	288	229	273	3310
散射辐射	153	169	236	262	293	264	293	273	237	218	159	149	2706

水平面总辐射量 + 水平面散射辐射量

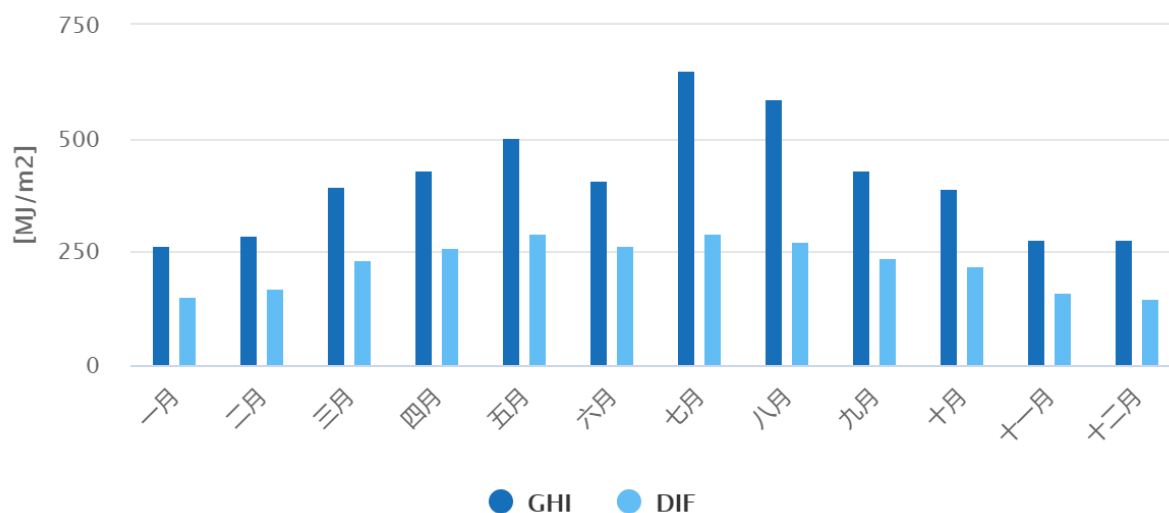


图 4.1-3 多年逐月平均总辐射量变化直方图

规划区域水平面总辐照量（GHR）为4901MJ/m²，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），等级为C，属于资源丰富区域。可见规划区域太阳能资源具有一定的开发价值。

规划区域太阳总辐射各月平均日辐射量的多年平均值中，最大为7月的日平均值20.94MJ/m²，最小为1月的日平均值8.5MJ/m²，水平面总辐射

稳定度（GHRs）为0.408，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），等级为B，太阳能资源稳定。

宁海县在全国太阳能资源分布上属第四类资源地区，综上可见规划区域太阳能资源具有较好的开发价值。

（二） 风能资源条件

1. 区域气候概况

宁海属亚热带季风性湿润气候区，常年以东南风为主，气候温暖湿润，四季分明，日照充足，雨水充沛，年平均气温15.3~17℃，年日照1900小时左右，平均相对湿度78%，年平均降水量1000~1600mm，无霜期230天。

2. 区域风能资源数值模拟分析

本次规划区域为宁海县沿海滩涂，本阶段参考再分析数据对区域风资源做初步分析。建议项目实施过程中在规划场区内设立不低于轮毂高度的测风塔进行测风探明风能资源情况。宁海县风能资源分布见图4.2-1。

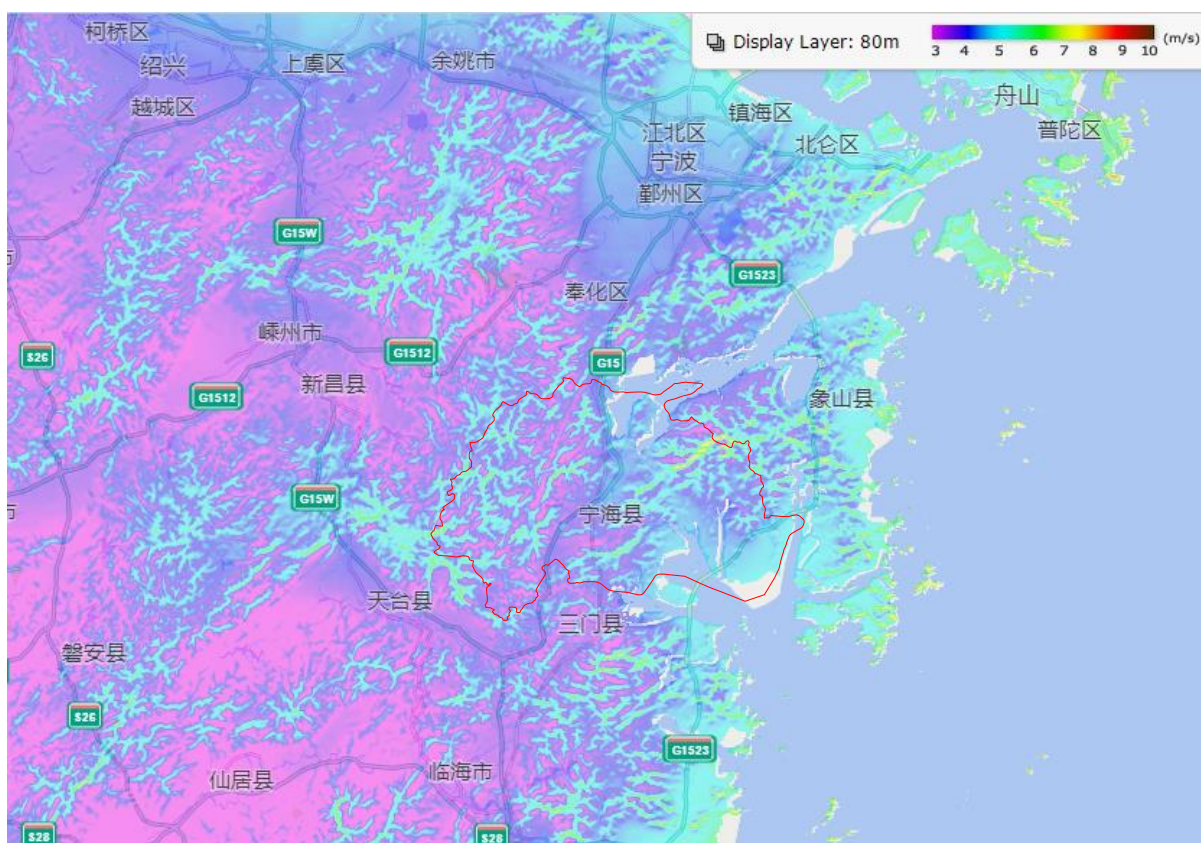


图 4.2-4 宁海风能资源分布图

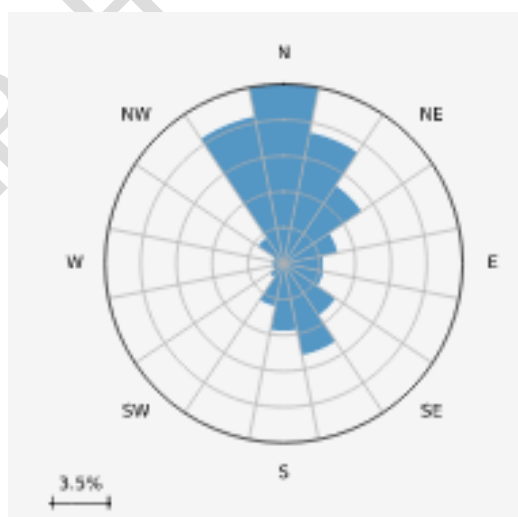


图 4.2-5 风能玫瑰图

根据风能资源分布图看，宁海风能资源自沿海向内陆呈一定衰减趋势。沿海滩涂区域80m高度年平均风速约为4.5~5.5m/s，年平均风功率密

度为120~160 W/m²，区域主要风能方向为N、NW、NNE。规划区域位于三门湾，处于浙江沿海的台风影响区，为保证风场的运行安全，适宜选用具备一定抗台风能力的IEC I类及以上的风电机组。随着技术不断进步，风电机组逐渐向高塔筒、大转轮发展，本区域风能资源的开发价值将逐步得到提升。

（三） 水能资源条件

宁海县境内河流众多，径流丰沛，相对落差较大，水能资源较为丰富。根据《宁海县“十四五”能源发展规划》，全县产水面积1660.3km²，多年平均水资源总量达到16.41亿m³，其中地下水资源量0.19亿m³。境内流域面积大于10km²的独立水系共有14条，初步调查，全县水力蕴藏量达10.6万kW，总库容为4.304亿m³。宁海县水力资源开发以径流式小水电为主。

宁海县坐落在天台山脉和四明山脉之间，背山靠海，西高东低，属沿海低山丘陵地区。西部和西南山岭重叠，属于天台山脉中段，自华顶山、括苍山分别从西北、西南蜿蜒入境；东部以低丘和冲积平原为主。总体看，宁海县天然地形优势明显，抽水蓄能站址资源丰富。

（四） 生物质能资源条件

全县有林地面积164.58万亩，森林覆盖率达63.99%，活力木蓄积量527.51万m³，是全国有名的生态县，林木品种繁多，有丰富的林业三剩

物。全县拥有水稻、小麦、大豆等农作物种植面积约1.9万公顷，秸秆理论资源量大豆11.94万t。此外还有沼气、生活垃圾等可利用生物质能，生物质能资源较为丰富。

POWERCHINA HUADONG

五、场址选择

(一) 光伏发电

1. 选址原则

光伏电站选址应综合考虑区域的太阳能资源条件、水文地质条件、交通运输条件、施工安装条件、并网接入条件以及环境保护等多方面因素，并与城市总体规划、能源发展规划、土地利用规划等规划相符合。

集中式光伏电站选址主要原则如下：

- (1) 场址应具有可开发的太阳能资源，场址周围应无明显障碍物遮挡；
- (2) 根据国家及地方相关文件要求，光伏场址用地应尽量利用荒山荒地、盐碱地、滩涂、水面等未利用地及采矿废弃地，积极与设施农业、渔业养殖、工业废弃地、废弃油田等综合利用工程相结合，并在有条件的地区开发建设风光互补等多能互补电站。
- (3) 为确保项目开发的经济效益，场址应具备一定的建设规模；
- (4) 场址应具有较好的外部交通条件，电力接入符合地区电力规划，具备就近接入电网的条件；
- (5) 场址选择应避开自然保护区、风景名胜区、军事用地、文物保护单位等敏感区域，符合环境和生态保护的要求。

分布式屋顶光伏电站选址主要原则如下：

分布式屋顶光伏电站是在公共建筑屋顶、厂房等建筑物的屋顶进行铺设，主要应考虑可用屋顶面积、屋顶朝向、屋顶权属和屋顶结构形式、承载力，可开发规模、接入和消纳条件等限制性因素。

2. 限制性因素分析

(1) 生态红线保护方案

根据省级下达的海洋生态保护红线调整方案，海域生态保护红线涉及宁海的分为重要大陆岸线区域、生态重要海岛、重要滨海湿地三大类，面积分别为11.05 km²、3.66 km²、41.93 km²，如图所示。



图 5.1-1 宁海县生态保护红线示意图

(2) 宁海县土地利用总体规划（2006-2020年）

深度协调保护生态、保护资源和保障发展三者之间的关系，全面优化

县域土地利用空间框架，形成生态优先、耕地保护、建设控制的有机综合布局。规划形成以“一环八射三纵七连”的交通脉络为空间骨架，以“西片区，多区块”的生态保护网络和“东部平原为主”的耕地保护网络，内嵌“一核两翼三区十镇”为主要建设用地布局的土地利用空间格局，促进生产、生活和生态空间的有机融合和协调统一。

水域由2013年的17194公顷调整为2020年的17147公顷，净减少47公顷。滩涂面积减少47公顷，其中13公顷主要为城乡和交通水利项目建设占用，其余34公顷用于河流整治。

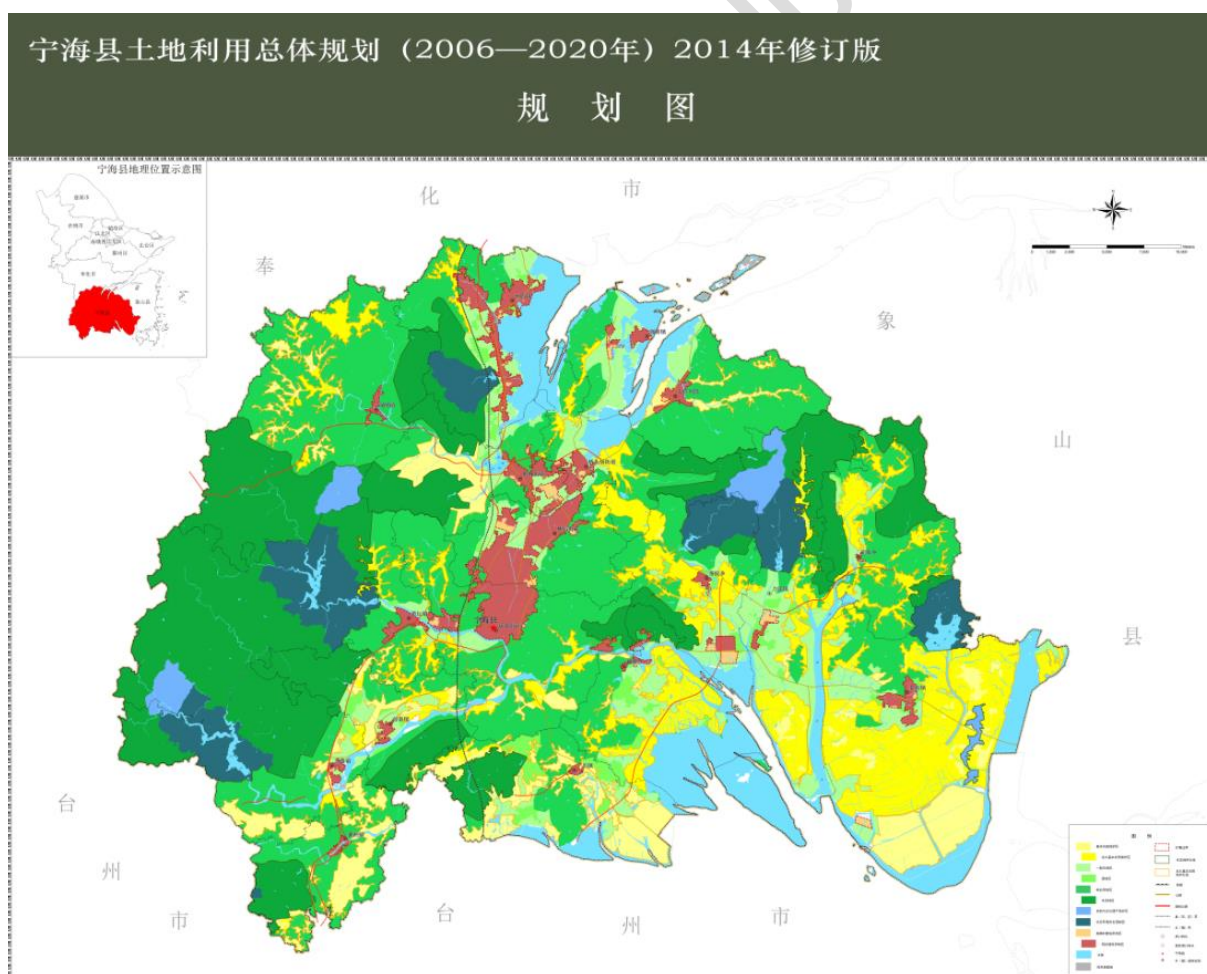


图 5.1-2 宁海县土地利用总体规划（2006-2020 年）规划图

3. 选址选择及容量估算

(1) 集中式光伏电站

结合太阳能资源条件、水文地质条件、交通运输条件、施工安装条件、并网接入条件以及环境敏感点等各类限制性因素，通过已收集相关资料分析，本次共规划 9 个集中式光伏项目，总装机容量 1865MW，场址名称与面积见下表。

光伏项目容量统计表

表 5.1-1

场区	面积/亩	最终规划容量/MWp	项目类型
胡陈乡	1705	80	农光互补
武岙坪	455	20	农光互补
犁头山	500	20	农光互补
塘山村	300	15	农光互补
马鞍岭	615	30	农光互补
毛屿	6650	200	渔光互补
牛台	2140	100	渔光互补
双盘涂	16790	600	渔光互补
下洋涂	18200	800	渔光互补
合计	30565	1865	



图 5.1-3 胡陈乡 80MW 农光互补场址规划示意图

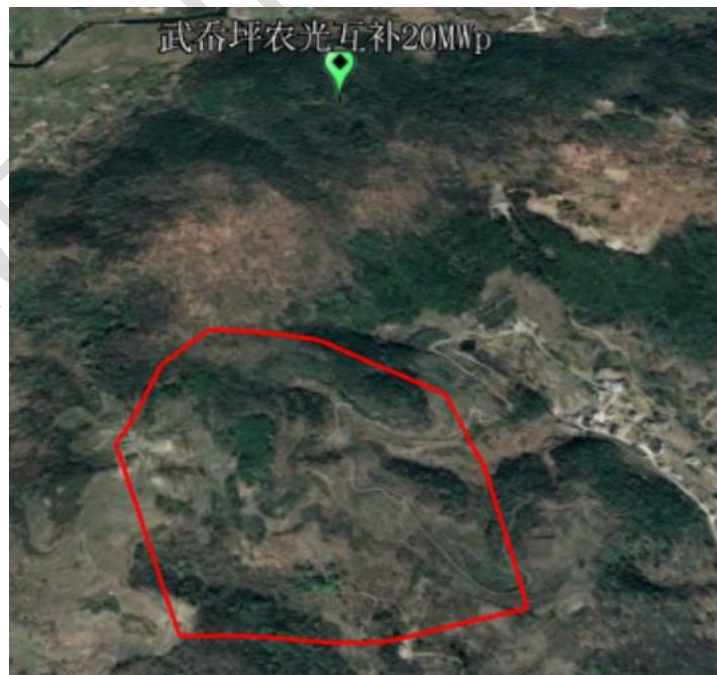


图 5.1-4 武岙坪 20MW 农光互补场址规划示意图



图 5.1-5 犁头山 20MW 农光互补场址规划示意图



图 5.1-6 塘山村 15MW 农光互补场址规划示意图

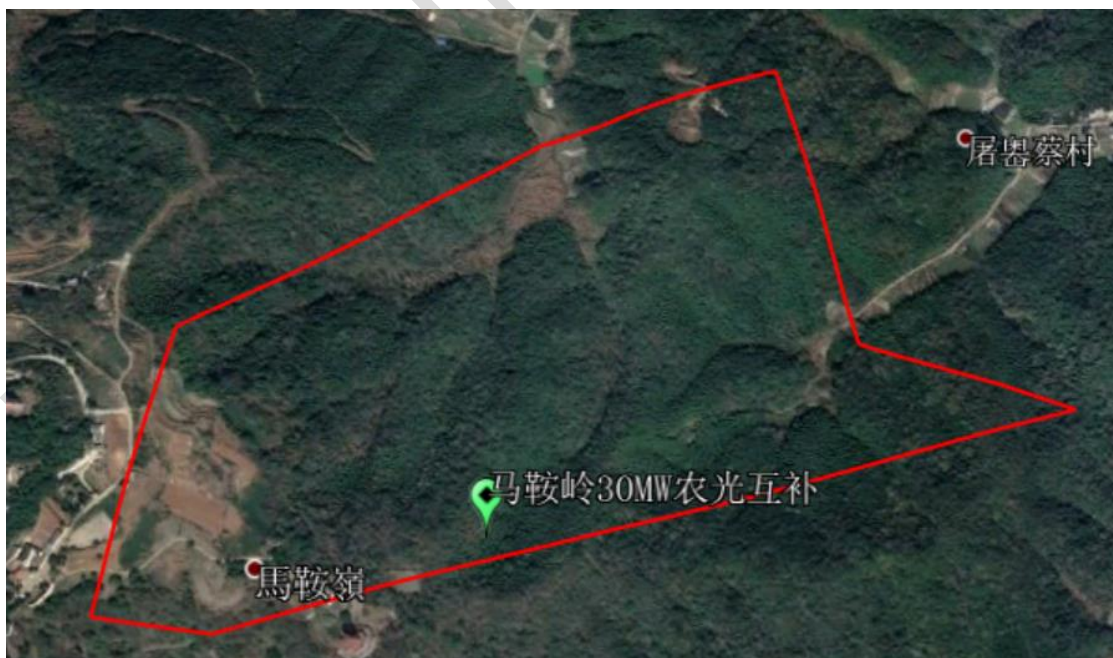


图 5.1-7 马鞍岭 30MW 农光互补场址规划示意图

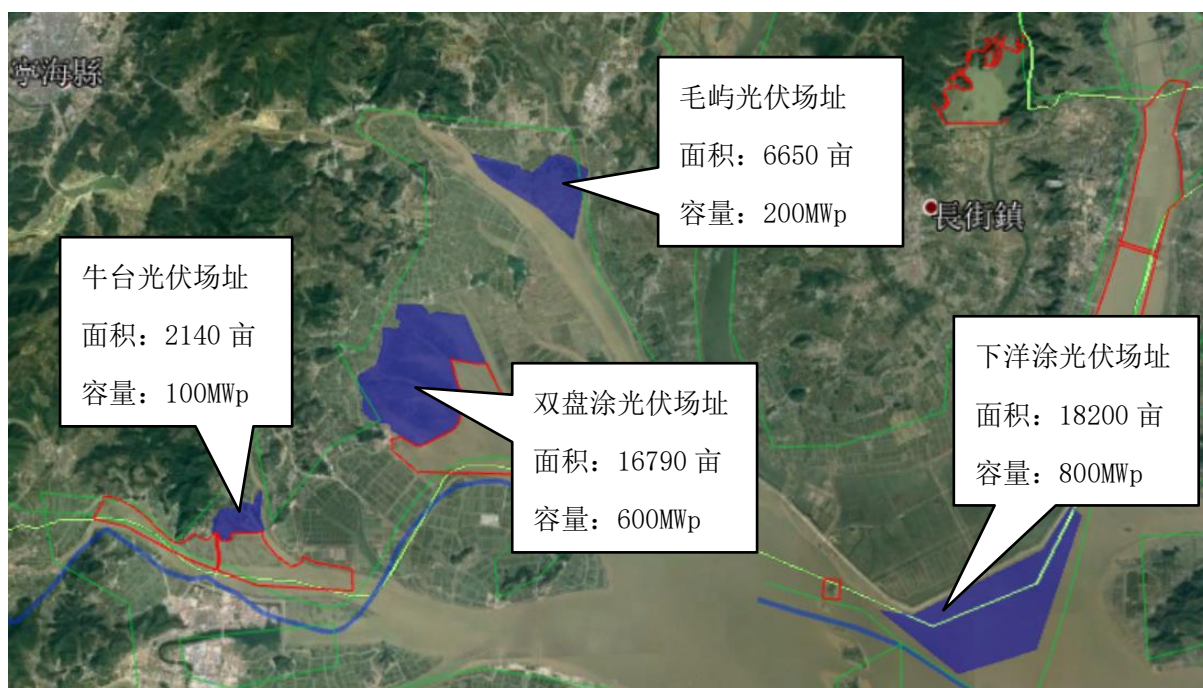


图 5.1-8 滩涂渔光互补场址规划示意图

(2) 分布式光伏电站

根据项目所在地的地区经济发展状况及电力等其它产业的发展规划，响应浙江省增加清洁能源容量的号召，结合本工程的自然条件、资源特征、建设条件等，拟在公交车站、县机关事务局、经济开发区等开发分布式光伏电站，以“自发自用，余电上网”模式为主。

规划分布式光伏初步布局

表 5.1-2

机构名称	屋顶面积 (亩)	装机容量 (MW)
公交车站等	31.7	2
县机关事务局	37.5	2
经济开发区	274	17

机构名称	屋顶面积（亩）	装机容量（MW）
国能宁海电厂	733.5	52.56
合计	343.2	73.56

（二） 风电

1. 选址原则

为合理开发利用风能资源，确保风电场建设的有序开展，风电场场址选择需考虑以下几点：

（1） 区域社会经济发展现状及发展规划

一方面，风电场的建设需要当地良好的社会经济状况作为支撑；另一方面，风电场的建设也将会有效地促进当地经济的健康发展，因此风电场的规划建设要与地方经济发展现状及规划保持一致。

（2） 区域电力发展现状及规划

风电场建设规模和速度要与地区电网建设及规划相匹配，避免风电过快发展对区域电网带来冲击，同时风电场所发电量尽可能就近消纳。

（3） 环境制约因素

规划风电场应避免涉及重要生态功能区如自然保护区、森林公园、饮用水水源保护区、清水通道维护区、备用水源保护区等环境敏感点。

（4） 土地利用现状及规划

风电场的规划要符合当地土地利用现状及规划的相关要求，严格保护耕地，不能涉及基本农田。

(5) 风电场自身建设条件

① 风能资源条件

风电场的建设是为开发当地的风能资源，因此，开发区域具备有经济开发价值的风能资源是风电场建设的必备条件。沿海滩涂区域80m高度年平均风速约为4.5~5.5m/s，年平均风功率密度为120~160 W/m²，区域主要风能方向为N、NW、NNE。在选择适宜的风电机组条件下，项目具备一定的开发价值。

③ 地质条件

本区域地势较为平坦，主要由粉质粘土、粉土、粉砂等组成，区域地质构造稳定性。风力发电机组为高耸建筑物，对地基稳定性要求较高，本场地地质条件不宜采用天然地基，建议采用桩基形式。

④ 交通运输条件

规划区域位于宁海县东南沿海滩涂，距离在30km以内。宁海县毗邻G15沈海高速，和S311、S215等省道及X412、X422、X404等县道主城陆路交通骨架，交通条件十分便利。

⑤ 环境敏感点

风电场在建成后会产生噪声、光影影响、电磁辐射等，因此距离居民点等环境敏感点要有一定的保护距离。本次规划区域为沿海滩涂，周边敏感因素有限。

⑥ 电网条件

结合宁波市及宁波市的电网现状及规划，优先选择具有较为便利的系统接入点的区域。

2. 限制性因素分析

(1) 生态红线保护方案

根据省级下达的海洋生态保护红线调整方案，海域生态保护红线涉及宁海的分为重要大陆岸线区域、生态重要海岛、重要滨海湿地三大类，面积分别为11.05 km²、3.66 km²、41.93 km²，如图所示。

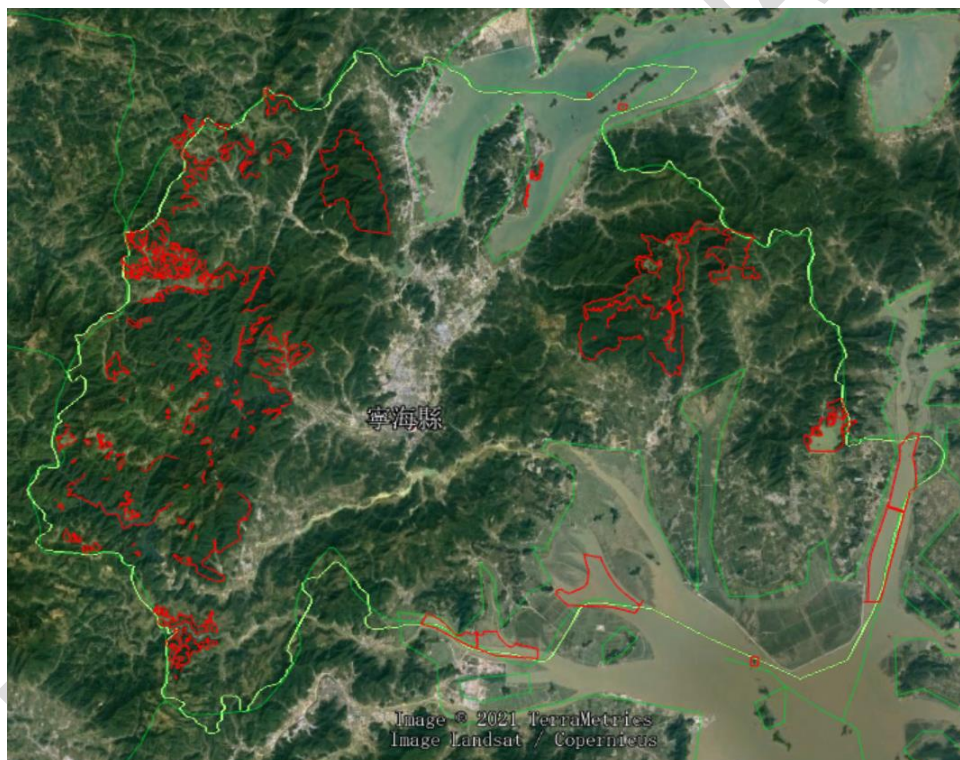


图 5.2-1 宁海县生态保护红线示意图

(2) 宁海县土地利用总体规划（2006-2020年）

深度协调保护生态、保护资源和保障发展三者之间的关系，全面优化县域土地利用空间框架，形成生态优先、耕地保护、建设控制的有机综合

布局。规划形成以“一环八射三纵七连”的交通脉络为空间骨架，以“西片区，多区块”的生态保护网络和“东部平原为主”的耕地保护网络，内嵌“一核两翼三区十镇”为主要建设用地布局的土地利用空间格局，促进生产、生活和生态空间的有机融合和协调统一。

水域由2013年的17194公顷调整为2020年的17147公顷，净减少47公顷。滩涂面积减少47公顷，其中13公顷主要为城乡和交通水利项目建设占用，其余34公顷用于河流整治。

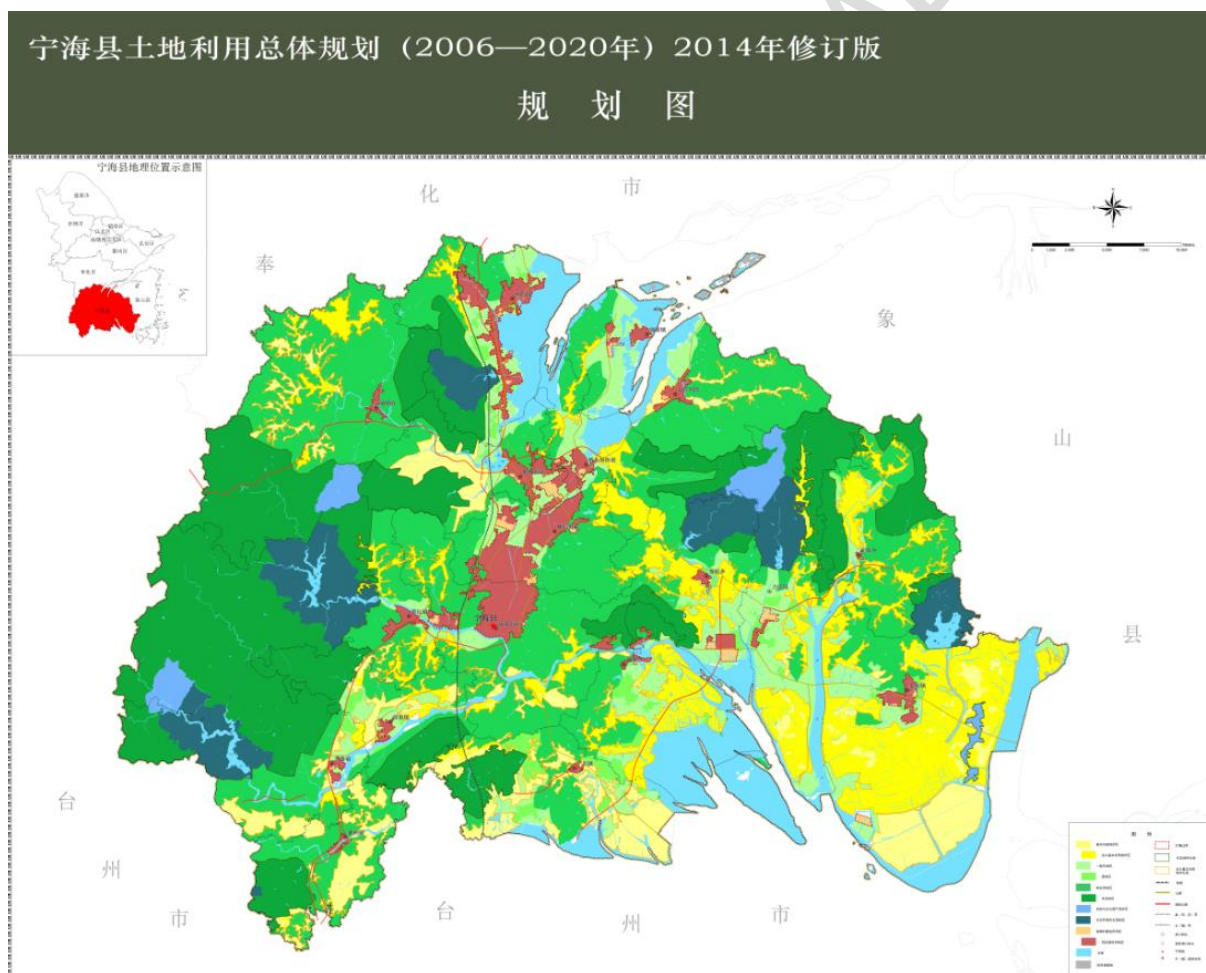


图 5.2-2 宁海县土地利用总体规划（2006-2020 年）规划图

3. 选址选择及容量

本次拟规划在下洋涂围垦区外侧布置风电机组，根据目前风电机组市场现状及发展趋势，初步考虑采用单机容量3MW 的机组。结合场区风能资源情况，初步判断场区主要风能方向以南北向为主。经初步布置，规划风电场拟布置17台单机容量为3MW 的机组，总装机容量51MW，机组布置示意图见图5.2-1。



图 5.2-3 风电机组布置示意图

(三) 抽水蓄能

1. 选址原则

根据建设抽水蓄能电站的基本条件，参照国内外抽水蓄能电站的选址经验和宁海县的实际情况，在宁海县开展抽水蓄能站址资源筛查的基本原

则如下：

(1) 装机容量：本次项目选址主要针对解决电网中远期的调峰问题，小规模的水蓄能电站经济指标往往不理想，而且规模过小难以满足电网的调峰需求，因此本次抽水蓄能站址的装机规模界定在250MW以上。

(2) 地理位置及交通条件：为减少输电线路投资和降低能耗，抽水蓄能电站选址宜尽量靠近负荷中心、枢纽变电站或大型抽水动力源附近、缺少电源支撑地区，内外交通、施工场地、用水用电等施工条件不应成为制约因素。

(3) 地形地质：有合适的地形建造上、下水库，重视前期地质研究，要尽量避开具有重大工程地质问题的地区。

(4) 水头：一般来说，抽水蓄能电站水头越高，单位水体所能转换的能量越大，其经济指标就越好。结合宁海县的抽水蓄能站址资源情况，考虑站址平均毛水头一般大于150m。

(5) 上下水库水平距离：水平距离越近，引水道的投资和水头损失就越小，引水道水平长度与平均毛水头之比（即距高比）应控制在10以下。

(6) 水库淹没：尽量减少淹没损失，尽量减少对集镇或人口密集区域、耕地集中区大型工矿企业等的淹没影响。

(7) 环境影响：仔细排查每处站址可能遇到的环境敏感因素，充分

考虑国家生态红线划定、自然保护区等对站点选择的影响，尽量避免军事设施、风景名胜区、自然保护区、水源保护区、森林公园、地质公园等环境影响敏感区域，降低电站建设对环境的不利影响程度。

(8) 水源条件：抽水蓄能电站本身虽不消耗水量，但作为能量转换的载体需要一定的水量，同时在运行时也需要一定的水源以补充蒸发、渗漏等损失。考虑抽水蓄能电站的运行特点和降水、蒸发等自然条件，选址时要求各站址水源条件能基本满足电站运行要求。

2. 选址成果

本次抽水蓄能电站选址在对宁海县的普查成果进行梳理和复核的基础上，根据选址原则在大比例尺地形图上找出可能站址，再用1:10000地形图复核，剔除条件较差的站址后，最终选出1个资源站址，即大石村站址。大石村站址概况如下：

大石村站址位于宁海县岔路镇，距离宁海县直线距离约15km，距离台州市、宁波市、绍兴市、杭州市直线距离分别约60km、80km、115km、155km。

电站规划装机容量1200MW，平均水头约381m，距高比约8.1，连续满发小时数6小时，电站由上水库、下水库、输水系统、地下厂房及开关站等建筑物组成。

大石村站址上库位于宁波市宁海县岔路镇大石村，初拟正常蓄水位524m，死水位501m，调节库容约879万 m^3 ，大坝拟采用钢筋混凝土面板堆

石坝，坝高约52m，坝长约390m；下库位于宁波市宁海县岔路镇干坑村北部山沟，初拟正常蓄水位146m，死水位118m，调节库容约872万 m^3 ，大坝拟采用钢筋混凝土面板堆石坝，坝高约64m，坝长约458m。初判工程建设征地涉及搬迁安置上库大石村约40户200人，下库涉及淹没干坑村少量农田，下库库盆内未见房屋，上下库均有道路可达。

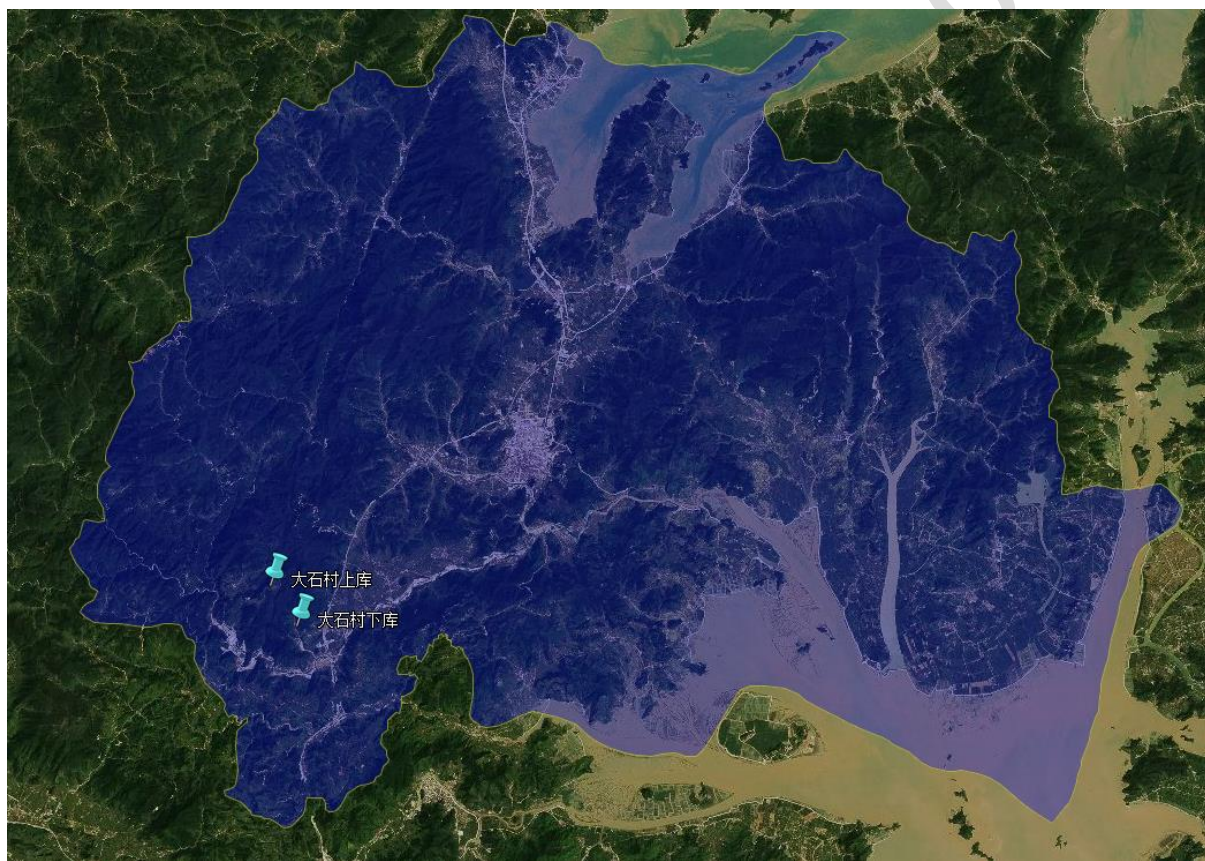


图 5.3.2-1 天河抽蓄站址地理位置示意图

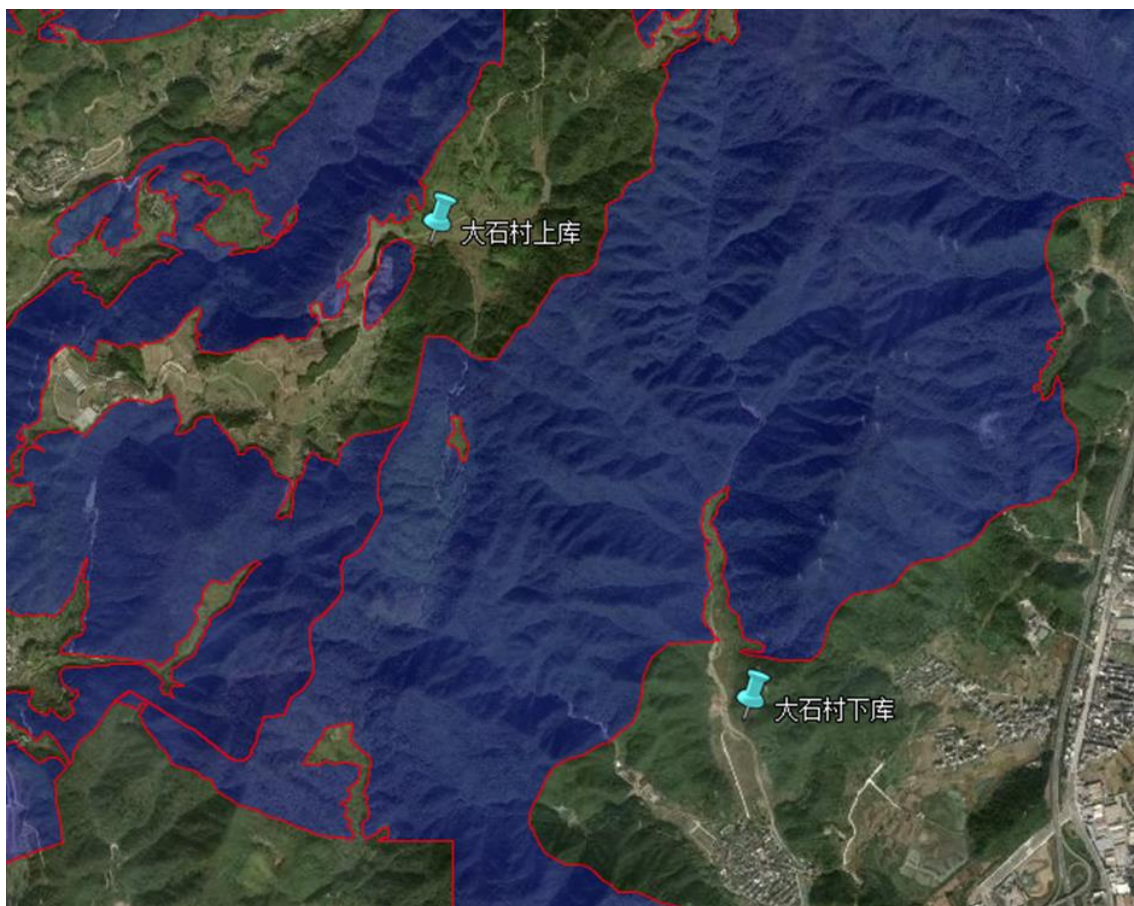


图 5.3.2-2 天河抽蓄站址红线示意图

(四) 规划符合性分析

(1) 与土地利用总体规划的符合性

根据《宁海县土地利用总体规划（2006-2020年）》，本次规划的项目场区均不涉及中心城区或集镇土地，符合宁海县土地利用总体规划。

其中，本次规划的光伏电站土地性质主要为一般农地区、林业用地区和农渔业区。其中，涉及一般农用地的场址规划采用“农光互补”开发形式，涉及滩涂的场址规划采用“渔光互补”的开发形式，不改变土地性

质，还能有效提升土地利用效益。

(2) 与永久基本农田保护的符合性

根据《宁海县土地利用总体规划（2006-2020年）》，本次规划的项目场区均不涉及永久基本农田。

(3) 与自然保护地、森林公园等的符合性

根据国家级、县级自然保护区、国家森林公园、国家湿地公园保护范围，本次规划的项目场区均不涉及国家级、县级自然保护区、国家森林公园、国家湿地公园保护范围。

规划项目在开发工程中应遵循自然保护区、森林公园和湿地公园的保护规定，采取必要的保护措施，降低对生态环境的影响。

(4) 与旅游规划、旅游景点及各级文物保护范围的符合性

根据《宁海县全域旅游发展总体规划（2017-2035）》，本次规划的项目场区均不涉及旅游规划开发区间、旅游景点及各级文物保护范围。

建议进一步了解宁海县境内其他景点及文物的具体保护范围，复核本次规划场址的符合性。

(5) 与生态红线保护范围的符合性

根据宁海县《生态保护红线 21 年 3 月上报版》，本次规划的光伏电站和风电场均不涉及生态红线保护范围。大石村站址上下库库盆均被红线包围，且输水系统需穿过生态红线，存在环境制约因素，在协调落实站址的相关环境问题后，站址具备可行性。

六、建设条件和建设方案

(一) 工程地质条件

1. 区域地质构造

本区构造单元属华南褶皱系（ I_2 ）浙东南褶皱带（ II_3 ）、温州—临海拗陷（ III_8 ）北部的黄岩—象山断拗（ IV_{11} ）。

本区濒临东海，地势由北往南、由东到西渐次增高，从丘陵到中低山区，分布有四明山、天台山、括苍山、雁荡山等，山脉多呈NE、NNE走向，群山间有众多山间盆地，范围较大的有宁海、天台、仙居和临海盆地等。燕山运动使本区沦为拗陷区，本区无基底岩系出露，中生代陆相地层均为火山—沉积岩系，其中上侏罗统广布，白垩系分布在断陷盆地内。燕山期侵入岩发育，区内零星出露。

区域内褶皱构造不发育，断裂构造极其发育，主要有NNE向、NE向、NEE向、SN向和NW向五组不同方向断裂。其中以NNE向最为发育，其次为NW向断裂，其余各组断裂分布比较零星，规模较小。

2. 地震

本区域构造活动相对稳定，为缓慢的长期隆起剥蚀区。历史地震活动频度低，强度弱，未发生破坏性地震。参照国标《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）本地区50年超越概率10%的地震动峰值加速度小于0.05g，相当于地震基本烈度小于VI度，场地区域构造稳定性好。



3. 地基土的构成与特征

根据收集到的区域地质资料和钻孔资料，本区域勘探深度范围内均为第四系沉积物，上部为第四系全新统（Q4）冲海相粉土、粉砂、淤泥质土、粉质粘土，下部为上更新统（Q3）陆相、滨海相沉积的中密~密实的粉砂及可塑状粘性土等沉积物。下伏基岩为熔结凝灰岩（J3j）。

4. 场址工程地质条件分析与评价

依据规划区区域地质构造背景和拟建场地的工程地质条件，本场区区域构造一般发育，工程区及周边无活动性断层通过，不良地质作用弱发育，区域构造稳定性好。根据行业标准《城乡规划工程地质勘察规范》（CJJ57-2012）8.2.1条，拟建场区属对建筑抗震一般地段，近场区无活动断裂，不良地质作用不发育，场地稳定性划分为基本稳定场地。

滩涂场地上部为第四系全新统（Q4）海相粉质粘土、粉土、粉砂，容易冲刷，不能作为天然地基持力层。基地场地表层为含碎石粉质粘土，碎石成份为凝灰岩，粒径0.5~2cm为主。建议进行地基加固处理后可作为荷载较小、对沉降要求不高、地表破坏后易修复的建（构）筑物天然地基基础持力层；对于上部荷载较大的建（构）筑物建议采用桩基础。

（二） 交通运输条件

宁海为浙江省宁波市辖县，位于中国大陆海岸线中段，浙江省东部、宁波市南部沿海地区，现有的县道和省道等级较高，路况较好，交通发

达。宁海县境内高速公路5条，分别为G15沈海高速（甬台温高速）、G1523甬莞高速（甬台温高速复线）、象山港二通道（规划）、象山至宁海高速（规划）、宁海联络线（规划），和G228国道、G527国道、S203省道、S204省道、S312省道、S313省道、S314省道等组成陆路交通主骨架。

宁海县规划的可再生能源项目分散式位于宁海县周边，共有风电项目1个，名称为下洋涂风电场项目；集中式光伏项目9个，名称分别为：胡陈乡80MWP农光互补项目、武岙坪农光互补20MWp项目、桑洲犁头山20MWp农光互补项目、桑洲镇塘山村15MWp农光互补项目、马鞍岭30MWp农光互补项目、牛台100MWp渔光互补项目、毛屿200MWp渔光互补项目、下洋涂800MWp渔光互补项目、双盘涂600MWp渔光互补项目；抽蓄电站1个，名称为宁海天河抽蓄电站项目。其中距离宁海县城区最远为下洋涂风电项目，位于宁海县南侧长街镇孝屿海边，与宁海县直线距离约为35km。宁海天河抽蓄电站位于宁海县西侧前童镇大石村，与宁海县直线距离约17km，其余光伏项目分散于宁海县周边，距离宁海县最近为马鞍岭30MWp农光互补项目，在宁海县南侧约3km处，最远为胡陈乡80MWP农光互补项目，在宁海县东侧约28km处。

规划的可再生能源项目分散于宁海县周边区域，各场区附近皆有省道或县道可以通行，对外交通便利。宁海县现有的国道、省道、县道等公路路况良好，路线平坦，公路主干道路面宽度、线路纵坡度、线路横向坡度、竖曲线等均能满足大件运输的要求，对重大件运输有影响的主要是桥

梁承载力、路线限高、限宽、转弯半径等问题。

根据工程经验，光伏设备、风电机组设备及升压站电气设备等考虑采用公路交通运至场区。尽量避免从大跨径桥梁经过，以减少桥梁加固和道路改建的费用。根据调查，建议选择的运输路线如下：

下洋涂风电场项目：设备厂家——S19沿海高速——宁海县前后娄村——X414县道——乡道——场内道路——风电场区。

宁海天河抽蓄电站：设备厂家——G15甬台温高速——宁海县新山北——X404县道——乡道——场内道路——抽蓄电站场区。

胡陈乡80MWP农光互补项目：设备厂家——G15甬台温高速——宁海县——S311省道——S215省道——乡道——场内道路——光伏场区。

武岙坪农光互补20MWp项目：设备厂家——G15甬台温高速——宁海县——S311省道——兴海北路——X414县道——X412县道——乡道——场内道路——光伏场区。

桑洲犁头山20MWp农光互补项目：设备厂家——S34高速——宁海县——S214省道——X415县道——乡道——场内道路——光伏场区。

桑洲镇塘山村15MWp农光互补项目：设备厂家——S34高速——宁海县——S214省道——X415县道——乡道——场内道路——光伏场区。

马鞍岭30MWp农光互补项目：设备厂家——S34高速——宁海县——S214省道——乡道——场内道路——光伏场区。

牛台100MWp渔光互补项目：设备厂家——G15甬台温高速——宁海

县——S311省道——兴海北路——X414县道——X412县道——乡道——场内道路——光伏场区。

毛屿200MWp渔光互补项目：设备厂家——G15甬台温高速——宁海县——S311省道——S215省道——X422县道——乡道——场内道路——光伏场区。

下洋涂800MWp渔光互补项目：设备厂家——S19沿海高速——宁海县前后娄村——X414县道——乡道——场内道路——光伏场区。

双盘涂600MWp渔光互补项目：设备厂家——G15甬台温高速——宁海县——S311省道——S215省道——X422县道——乡道——场内道路——光伏场区。

(三) 结构形式

1. 光伏发电

(1) 光伏区场址

本次规划项目大部分属于山地农光互补、渔光互补、滩涂地，以粘土、粉土和淤泥质土为主，采用固定光伏支架布置。

光伏组件支架基础可采用钢筋混凝土条形基础、微孔灌注基础、钢筋混凝土预制桩、螺旋钢桩基础等型式。本阶段推荐光伏支架基础形式采用桩基础，适用于本项目的桩基形式有微型钻孔灌注桩、预制混凝土桩等。

微孔灌注基础采用机械化成孔，成孔方便，人工用量较少，地表土破坏、扰动小，对地质适应能力强，可以穿透坚硬的土层，且也可根据地形

调整基础顶面标高，混凝土用量小，开挖量小；但须有专业设备钻孔，部分土质下存在塌孔现象，且混凝土需要养护时间。微孔灌注基础适用范围比预制桩广，相比其他基础类型具有经济、环保、工效高的优点，是支架基础的首选形式。微型钻孔灌注桩适用于碎石和岩石较多的场地，本项目山地风电可以采用微孔灌注桩基础形式。

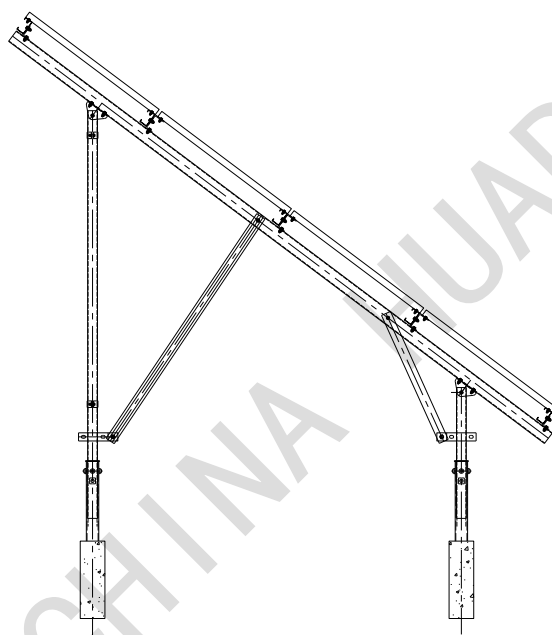


图6.3-1 微孔灌注基础

钢筋混凝土预制桩基础可在预制厂批量生产，成桩质量较好，并且可以根据地面起伏调整桩顶标高，现场施工速度快，质量和外部观感较好。但在卵砾石地层，入桩困难，容易偏心或断桩，不宜采用。预制混凝土桩适用于淤泥质土和滩涂场地，本项目渔光互补项目可采用预应力管桩基础。

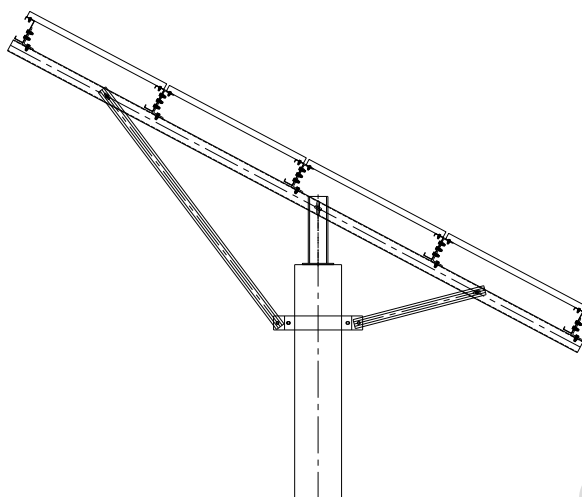


图6.3-2 预应力管桩基础

(2) 升压站

升压站是光伏电站的中心，站址一般位于光伏站中部。根据不同场址地质情况，站内建构筑物基础形式可选择独立基础或桩基础。

目前国内市场上，光伏升压站布置方案主要有常规建筑方案和预制舱方案，常规建筑方案中站内建筑物主要为混凝土结构，预制舱方案中站内全部或者部分建筑采用预制舱形式，两种方案均有较多的实施经验。考虑光伏电站的容量规模、施工进度及造价成本，光伏升压站常规采用预制舱方案。

下一阶段开发时可进行详细市场调研，根据具体占地要求、施工进度、投资造价、功能需求、运维要求等选择合理的升压站布置形式。

2. 风电

本次规划的陆上风电位于下洋涂滩涂地，为滩涂平原风电。



(1) 风机基础

风机为高耸构筑物，受水平风荷载时，其底部弯矩很大，并且风机对塔架倾斜较敏感，对基础不均匀沉降要求较高。

我国内陆地区的工业与民用建筑大量使用桩基础，有关桩基础的设计、制造、施工也已成熟，一般适用于内陆地区的桩基础有灌注桩、预制混凝土桩、钢桩等。钢桩因为费用较高，暂不考虑。

灌注桩和预制混凝土桩都具有承载力高、沉降小的特点，都能有效的防止基础不均匀沉降和水平位移；由于PHC桩能有效防止基础不均匀沉降和水平位移，且PHC桩存在费用节省、施工进度快等特点，而灌注桩尚存在施工用水较难解决、施工进度慢等缺点，所以本阶段桩型推荐采用预应力高强混凝土管桩（PHC桩）。

(2) 升压站

升压站是整个风电场的中心，站址一般位于风电场中部。本风电场地质条件一般，升压站内建筑及电气设备对地基承载力、沉降要求较高，站内构筑物基础形式推荐采用桩基础。

目前国内市场上，陆上风电场升压站布置方案主要有常规建筑方案和预制舱方案，常规建筑方案中站内建筑物主要为混凝土结构，预制舱方案中站内全部或者部分建筑采用预制舱形式，两种方案均有较多的实施经验。由于风电场运维要求高，陆上风电场升压站较多的采用常规建筑方案。



下一阶段开发时可进行详细市场调研，根据具体占地要求、施工进度、投资造价、功能需求、运维要求等选择合理的升压站布置形式。

(3) 集电线路

本工程集电线路可根据实际情况选择直埋电缆或架空线路，直埋电缆一般沿路铺设，架空线路杆塔可采用自立式角钢塔，铁塔基础拟采用现浇混凝土基础，基础可选用掏挖式基础。下阶段结合场地实际情况，选择合理的集电线路方案。

(四) 施工安装条件

1. 光伏发电

(1) 施工用水、用电条件

本次规划的光伏电站大部分位于城镇、村庄附近，生产生活及施工用水可以从场址附近的自来水管网接引。施工期供水系统应考虑光伏电站建成后生产和生活用水需要，按照“永临结合”的原则规划建设供水系统。

根据各场区现场调研，生产生活及施工用电拟由附近城镇、村庄线路接入，并配置移动式柴油发电机作为施工电源。按照“永临结合”的原则规划升压站生产生活及施工用电，施工结束后施工电源作为站内的备用电源永久保留。

(2) 主要建筑材料来源和供应条件

水泥、木材、钢材、砂石骨料、油料等建筑材料可就近地市购买，通过主要公路运送至项目场地。

(3) 劳动力和生活物资供应情况

规划场址在城镇、村庄附近，可以保证项目所需的劳动力和生活物资供应。

2. 风电

(1) 施工用水、用电条件

本次规划的陆上风电场位于滩涂平原，周边有村庄，生产生活及施工用水可以从场址附近的自来水管网接引。

施工期用电主要包括施工用电和临时生活区用电两部分，施工期用电拟主要由附近城镇、村庄线路引接至施工临时用地，降压后作为本工程施工及临时生活用电，考虑机位点较分散，可配置移动式柴油发电机作为机位点施工电源。按照“永临结合”的原则规划升压站生产生活及施工用电，施工结束后施工电源作为站内的备用电源永久保留。

(2) 主要建筑材料来源和供应条件

水泥、木材、钢材、砂石骨料、油料等建筑材料可就近地市购买，当地可以保证项目所需建筑材料供应。

(3) 劳动力和生活物资供应情况

规划场址在城镇、村庄附近，可以保证项目所需的劳动力和生活物资供应。

(五) 初步建设方案

1. 光伏发电

光伏场区以进场道路为优先，确保主要建筑材料能顺利运送到场区。进场道路可做碎石路面，净宽不小于4m，碎石原料可因地制宜获取或外购。

场区首先清表，将表层树木、杂草等清除，清除深度可为15cm~20cm。清表后进行场地初步平整，将影响基础施工和光伏组件的土堆进行清除，进行适当的开挖、回填。

清表和初步平整完成后，开始基础施工，如有回填，应严格控制回填的施工质量，采取分层碾压回填。

清表前现场负责人员必须查清施工范围内的是否有管线、电缆等，如有问题，必须与相关部门及时联系解决。

对光伏阵列区域，将灌木大的根系全部清除到位，树根采用挖掘机挖除，不能彻底挖除的，配合人工进行清除。要求彻底挖除其根系范围内的所有枝节，树根和杂草清除后，从地表往下做30公分的翻土处理。对弃用区域（如北坡、沟壑类），要清除较明显遮挡物，防止对周围光伏阵列产生阴影遮挡。将杂草和灌木就近堆放至废弃的沟壑内。

清表后的场地外观应符合下列要求：

清表后的场地应以不影响后续基础施工为前提，场地无草皮，树根等杂物，且无积水。地基密实、平整，坑穴处理彻底，无质量隐患。

清表的同时应做好临时排水措施。

桩基施工应严格控制桩中心点和桩顶高程偏差，控制在设计允许的范围。

支架和组件安装要严格按照厂家提供的安装手册，控制好螺栓连接精度，有序施工。

2. 风电

1) 风机基础施工

(1) 基础开挖

土方开挖包括可以直接使用手工操作或土方机械进行的施工开挖。

基础开挖应做好以下措施：

- a. 做好临时排水设施，以免雨天基坑积水；
- b. 施工过程中应检查平面位置、水平标高、边坡坡度、压实度，并随时观测周围的环境变化。
- c. 临时边坡严格按照设计边坡，并随时监测边坡的变形；
- d. 开挖后的弃土堆放到指定的位置，并采取措施保证边坡稳定。

(2) 基础回填

基础回填要求：

- a. 土石方填筑前，应进行基础开挖平面、剖面复核检查，以及进行基础面清理质量的检查和验收；
- b. 土石方回填前应清除基底垃圾、树根等杂物，抽除坑内积水、淤泥，验收基底标高。

c. 填方应从最低处开始，由下向上分层铺填压实，每层厚度以0.3m左右为宜，经夯实后，再回填下一层，压实系数不小于0.94。压实标准为轻型击实。施工过程中应随时检查排水措施，每层填筑厚度、含水量控制、压实程度。

d. 回填完毕后，做好场地临时排水措施，采用挖明沟有组织排水。

(3) 混凝土拌制

a. 混凝土材料

① 水泥

水泥采用普通硅酸盐水泥或硅酸盐水泥，禁止采用早强水泥，水泥标号不小于42.5，其质量应符合国标《通用硅酸盐水泥》（GB 175-2007）的规定。不得采用立窑水泥和烧粘土质的火山灰质硅酸盐水泥。

② 粉煤灰

风电机组基础混凝土中应掺入适量粉煤灰取代水泥，掺入的粉煤灰应为Ⅱ级及以上级别粉煤灰，粉煤灰的掺量应通过配合比试验确定，粉煤灰取代水泥率建议不超过17%，并采用超量取代，超量系数建议为1.3（即采用1.3倍的粉煤灰取代1倍的水泥）。粉煤灰质量应符合《粉煤灰混凝土应用技术规范》（GB/T 50146-2014）的要求。

③ 减水剂

风电机组基础混凝土中应掺入适宜高效减水剂，减水剂质量应符合《混凝土外加剂》（GB 8076-2008）的规定，并且要求减水剂对混凝土性

能无不良影响、减水剂氯离子含量不大于水泥质量的0.02%，减水剂掺量应通过配合比试验确定。

④ 混凝土骨料

混凝土骨料应符合《水运工程混凝土施工规范》(JTS 202-2011)的有关规定。混凝土骨料应选用质量坚固耐久，具有良好级配的天然河砂、碎石或卵石，粗骨料最大粒径不大于50mm，且不得采用可能发生碱—骨料反应的活性骨料。

⑤ 拌和用水

混凝土拌和和养护用水应符合《混凝土用水标准》(JGJ 63-2006)的规定。混凝土拌和用水的氯离子含量不宜大于200mg/L。

⑥ 外加剂

为了改善混凝土的和易性和泵送性，可根据试验掺入适量其它外加剂，外加剂应符合《混凝土外加剂》(GB 8076-2008)的要求。

b. 混凝土配合比

风电机组基础混凝土应进行配合比试验，混凝土配合比应以配合比试验报告为准，施工单位在施工过程中不得随意修改配合比。

c. 混凝土拌和

① 拌和工厂

本工程风电机组基础的混凝土采用现场搅拌混凝土，需要保证混凝土及时供应。

② 温度控制

为防止混凝土浇筑时产生温度裂缝，应严格进行混凝土温度控制。要求7~9月份混凝土入仓温度 $\leq 25^{\circ}\text{C}$ ，5、6、10月混凝土入仓温度 $\leq 20^{\circ}\text{C}$ ，冬季应做好保温措施。夏季浇筑时，应采取骨料预冷、散装水泥冷却、加冷却水或加冰拌和等措施。

(4) 钢筋绑扎

本工程主要受力钢筋均为HRB400钢筋，直径大部分为20mm~28mm之间。

为保证基础在动荷载下的承载力，对基础承台上表面放射性钢筋号钢筋采用一根钢筋统长加工而成，不能焊接也不能绑扎连接，对其它部位直径 $>16\text{mm}$ 的钢筋，采用闪光对接头焊。环形钢筋可采用绑扎搭接，搭接长度为 $35d$ 。

钢筋焊接需要按规范进行抗拉试验，并且每层进行焊接接头外观检查验收，若发现焊接质量不合格，则需要在焊接处绑扎接头钢筋，长度为 $35d+35d$ ，其中 d 为钢筋的直径，现场不得采用焊接接头。

(5) 混凝土浇筑

为保证基础的整体性，整个基础全部混凝土一次浇成，不留施工缝。基础混凝土采用分层浇筑，每层厚度30cm左右，为避免出现冷缝，上下两层混凝土浇注时间间隔不大于下层混凝土初凝时间以前1小时，单个基础混凝土浇筑时间不超过12个小时。

另外为保证混凝土的浇筑质量，混凝土在冬季浇筑时需做好防冻保温措施。开挖后的基坑底部应采取铺设草包，混凝土浇筑时采用麻袋覆盖加热或用蒸汽加热等方法加热和保温，另外必要时可在混凝土中添加早强剂和防冻剂。

(6) 混凝土养护

混凝土拆模后，其表面不得留有非设计需要的螺栓、拉杆、铁钉等铁件，对于施工需要而外露的铁件（包括模板支架、模板拉筋等）均需将外露部分割除，然后在外面回填环氧砂浆。

混凝土浇筑完毕后，需及时进行养护。混凝土养护覆盖材料拟采用塑料薄膜、草袋、麻袋等保温材料，对基础进行保温保湿处理。混凝土养护时间应大于14天，混凝土龄期至少21天后才允许安装上部塔架。

2) 风电机组安装

(1) 塔筒起吊方案

塔筒分段进行起吊，主吊停在风电机组基础范围外，和辅吊联合将塔筒吊起，主吊的吊点在塔筒上端。塔筒起吊后，运输车辆即可开出，两台吊车联合将塔筒翻转后由主吊单独起吊到风电机组位置，再连接法兰螺栓，完成塔筒吊装。

(2) 机舱起吊方案

主吊停在风电机组基础范围外，由主吊单独将机舱吊起轮毂高度，再起吊发电机，再连接法兰螺栓，完成机舱吊装。

(3) 转轮起吊方案

由两台辅吊在地面完成转轮组装，叶片起吊时需两台辅吊抬吊。转轮组装完成后，由主吊负责转轮安装。主吊停在风电机组基础范围外，和辅吊联合将转轮吊起，主吊的吊点在轮毂中心，两台吊车联合将转轮翻转后由主吊单独起吊到轮毂高度，再连接法兰螺栓，完成转轮吊装。

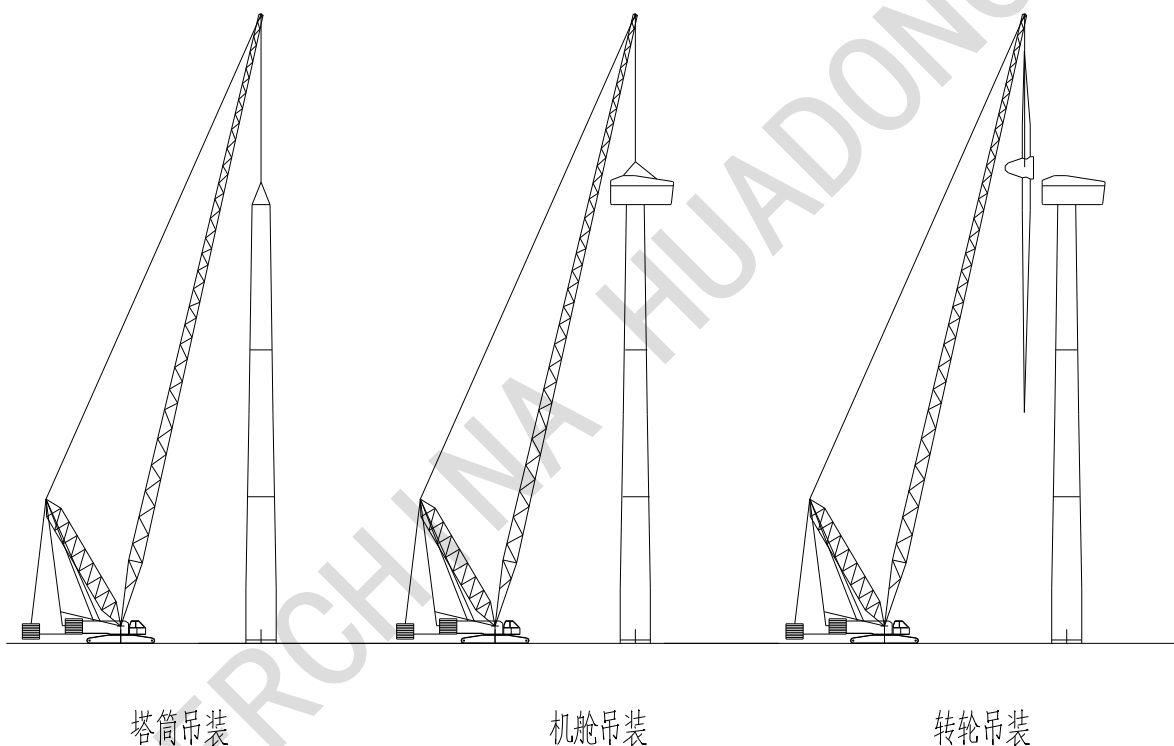


图 6.5-1 起吊方案示意

3) 升压站内土建施工和电气设备安装

(1) 土建施工

升压站基础土方开挖边坡按1:1.5~1:2控制，采用推土机或反铲剥离集料，一次开挖到位，尽量避免基底土方扰动，基坑底部留30cm保护层，采

用人工开挖。开挖的土方运往施工临时堆渣区堆放，用于土方回填。

混凝土采用自建混凝土系统，在升压站附近设置混凝土搅拌站。混凝土搅拌运输车运送至施工现场浇筑，人工平仓，振捣器振捣。

(2) 电气设备安装

a. 电缆线路安装

电缆管的加工敷设、电缆桥架及电缆架的安装、电缆敷设及电缆终端头的制作等均应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》（GB 50168-2006）的有关规定和施工图纸要求。

b. 主变压器安装

主变到达现场后，应进行外观和器身检验，器身检查的项目和要求应遵守国家标准《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》（GB 50148-2010）的规定。器身检查完毕后，必须用合格变压器油冲洗，并清理油箱底部。注意铁芯应无多点接地现象。变压器本体及附件的安装应遵守制造厂在安装装配图、安装使用说明书中的规定。

c. 其他电气设备安装

其他电气设备安装需满足《电气装置安装工程质量检验及评定规程》（DL/T 5161-2002）、《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》（GB 50147-2010）、《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》（GB 50149-2010）等规范的要求。

4) 集电线路施工

(1) 直埋电缆施工

本工程直埋电缆基本沿道路埋设，沟槽（以宽1m×深1m计）开挖后敷设电缆，然后采取措施（铺砂、铺盖板等），最后回填压实即可，施工简便，土建工程量较小。

(2) 杆塔及基础施工

本工程线路杆塔采用自立式角钢塔，铁塔基础拟采用现浇混凝土板式基础。混凝土搅拌运输车运送至施工现场浇筑。角钢塔由专业厂家生产加工，现场组装。

七、规划装机容量及发电量估算

(一) 规划装机容量

1. 光伏发电

根据规划场址的太阳能资源条件、水文地质条件、交通运输条件、施工安装条件、并网接入条件以及环境敏感点等，结合现场踏勘情况，排除不可利用的区域，确定具备太阳能资源开发价值的区域和场址可利用面积。结合目前光伏电站用地情况，估算规划光伏场址的装机规模。

本次在宁海县境内规划了10个光伏场址以及分布式屋顶光伏，规划场址可利用总面积约48431.7亩，总装机容量为1.939GW。规划光伏装机容量统计见表7.1-1。

宁海县规划光伏项目装机容量统计表

表 7.1-1

场区	面积/亩	最终规划容量/MWp
胡陈乡	1705	80
武岙坪	455	20
犁头山	500	20
塘山村	300	15
马鞍岭	615	30
毛屿	6650	200
牛台	2140	100

场区	面积/亩	最终规划容量/MWp
双盘涂	16790	600
下洋涂	18200	800
国能宁海电厂	733.5	52.56
公交车站等	31.7	2
县机关事务局	37.5	2
经济开发区	274	17
合计	48431.7	1938.56

2. 风电

本次拟规划在下洋涂围垦区外侧布置风电机组，根据目前风电机组市场现状及发展趋势，初步考虑采用单机容量 3MW 的机组。结合场区风能资源情况，初步判断场区主要风能方向以南北向为主。经初步布置，规划风电场拟布置 17 台单机容量为 3MW 的机组，总装机容量 51MW。

(二) 发电量估算

1. 光伏发电

本次在宁海县境内规划了 10 个集中式光伏场址，根据 SolarGIS 太阳能资源再分析数据，多年平均水平面总辐射量在 4900MJ/m² 左右。

光伏电站系统中，选取光电转换效率在 20% 以上的单晶硅电池组件，逆变器等设备采用先进技术产品；综合考虑到组件匹配损失、表面尘埃遮挡损失、PID 损失、不可利用的太阳辐射损失、温度影响损失、直流线路

损失、电池板间遮挡损失、逆变器转换效率、交流线路损失、变压器损耗、电网及线路故障损失、厂自用电等因素，光伏电站系统综合效率取84.73%；发电量估算时根据规划场址当地纬度、地物表面反射率等选取光伏组件最佳倾角。

本次规划的光伏组件在朝向正南20度倾斜后，年太阳总辐射量达到1420kWh/m²，折合标准日照条件（1000 W/m²）下日照峰值小时数为1420h。年发电利用小时数（发电当量小时数）初始值： $1420 \times 84.73\%$ （综合效率）=1204h。

光伏组件光电转换效率逐年衰减，整个光伏发电系统25年寿命期内平均年有效利用小时数也随之逐年降低，该项目所采用晶体硅光伏组件1年内衰减不超过2%，之后每年衰减不超过0.55%，25年内衰减不超过15.2%。

经计算，本次规划集中式光伏装机容量1886MW_p，运营期首年上网电量为225943万kWh，年等效利用小时数为1198h；运营期25年内的年平均上网电量为210855万kWh，平均年等效利用小时数为1118h。

2. 风电

根据场区风能资源条件，暂按运达WD156-3.0机组测算，规划风电场年等效满负荷小时数在1600~1800h左右，规划风电场年上网电量约8160~9180万kWh。

八、电网接入初步分析

(一) 电力系统概况

宁海电网是宁波电网的重要组成部分，截止 2021 年 3 月底，全县境内拥有 500 kV 变电站 1 座，主变总容量 250 万 kVA；220 kV 变电站 3 座，主变总容量 180 万 kVA；110 kV 变电站 17 座，主变总容量 171 万 kVA；35 kV 公用变电站 6 座，主变总容量 15.15 万 kVA。境内电厂总装机容量 4870.5MW，包括 500 kV 电厂 1 座（国华电厂），装机总容量 4400MW；110 kV 电厂 3 座（一市风电、茶山风电、日升光伏），装机总容量 205.5MW；35 kV 电厂 4 座（白溪水电站、西溪水电站、成塘光伏、光大环保），装机总容量 71MW；10 kV 及以下小电厂（含分布式光伏）5497 座（户），装机总容量 194MW。

110 kV 线路 40 条，线路总长 407 km；35 kV 线路 23 条，线路总长 216km；10 kV 线路 344 条，线路总长 3453km；电缆线路长度 817.53 km，电缆化率 23.67%。10 kV 配变 8090 台，配变总容量 246.5693 万 kVA，其中公用配变 3877 台，总容量 123.3207 万 kVA。

2020 年宁海电网全社会最大负荷为 81.42 万 kW，同比增长 17.07%，全社会用电量 39.31 亿 kWh，同比增长 5.78%。

根据电网发展规划，“十四五”期间宁海电网将新建 220kV 变电站 1 座，新增变电容量 48 万 kVA；新建 110kV 变电站 3 座，新增变电容量 30 万 kVA；储备 110kV 变电站 1 座，储备变电容量 10 万 kVA。

“十四五”期间，宁海县域将新建茶山抽水蓄能电站 1 座，容量 140 万 kW，采用 500kV 线路送出。

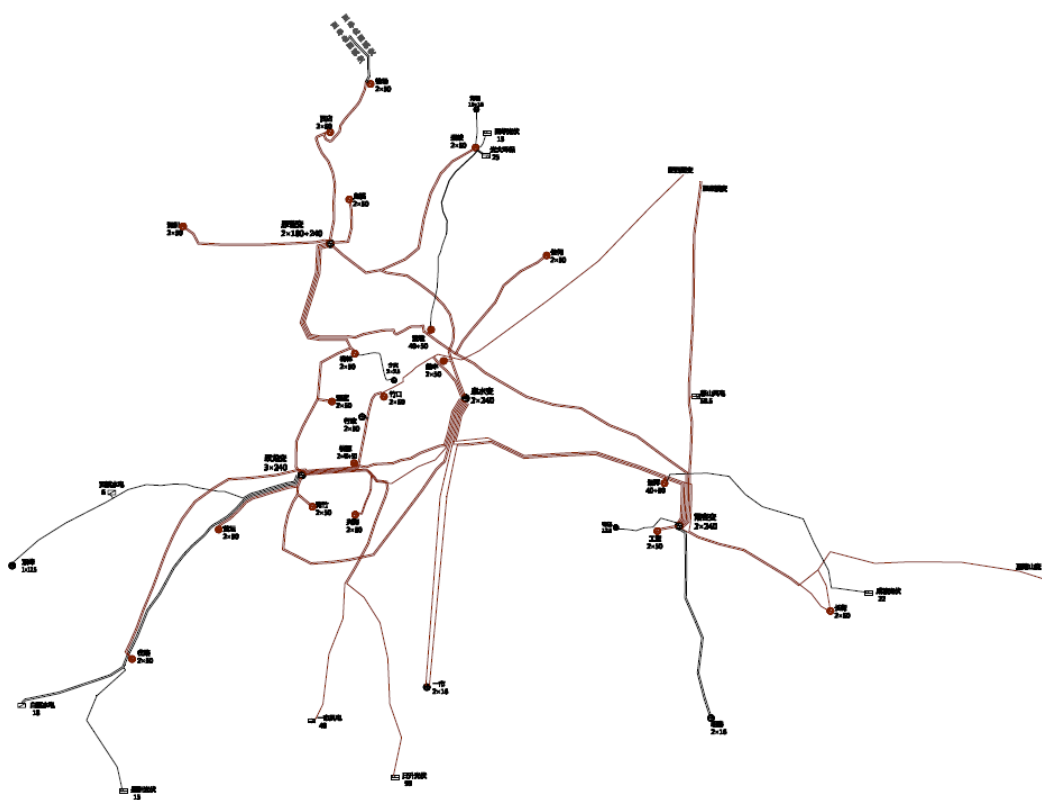


图8.3-1 宁海2025年110kV变电站位置示意图

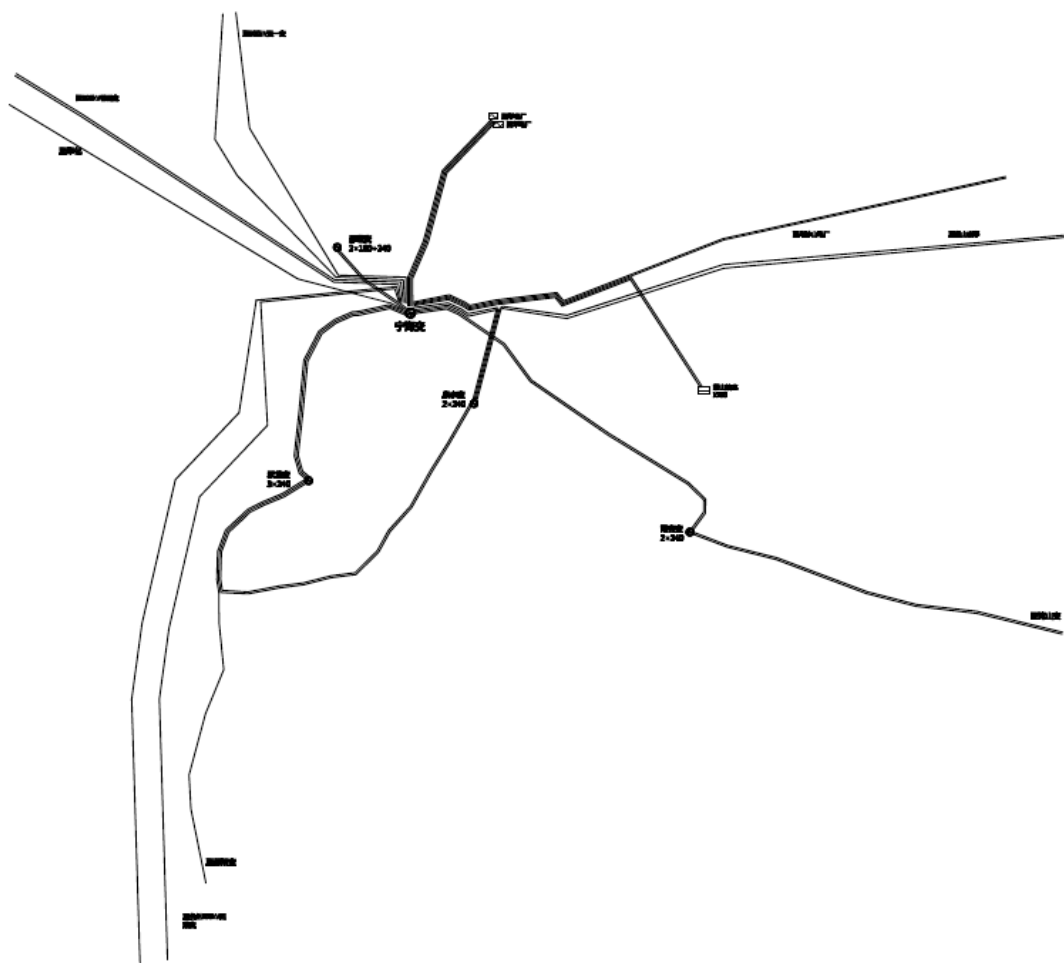


图8.3-2 宁海2025年220kV变电站位置示意图

(二) 电力电量负荷预测

预计至“十四五”末，宁海县全社会最大负荷达到 115 万 kW，较“十三五”末增长 41.28%，宁海县全社会用电量达到 55.63 亿 kWh，较“十三五”末增长 41.52%。

(三) 电力消纳和电网接入初步设想

受宁海地形条件的影响，宁海电网负荷分布不均衡，中部南北纵向的中心区域地形平坦，负荷密度大，变电站布点多且负载均较重，可再生能

源接入消纳能力强；而县域内适用于建设以光伏为代表的可再生能源的山地和滩涂资源主要集中在东、西部山区和南部一市、越溪一带，区域负荷密度较小，变电站布点少且负载均较轻，可再生能源接入消纳能力薄弱。从宁海全域来看，“十四五”期间以 10kV 及以下电压等级接入电网的可再生能源消纳能力尚可，但以 110kV 及以上电压等级接入电网的可再生能源由于单体装机容量大接入后消纳困难，随着今后可再生资源项目不断接入，很可能出线在可再生资源并网发电期间造成整个宁海电网向宁波电网倒送负荷的情况。

基于以上因素，本次在宁海县境内规划了 10 个光伏项目及公交车站、县机关事务局、经济开发区分布式光伏，总装机容量为 193.856 万 kW；规划了 1 个风电场，总装机容量为 5 万 kW，规划了一座抽蓄电站，装机容量为 120 万 kW。因项目分散在宁海全县境内，可在各项目附近进行就近接入电网。对于富裕电量可利用抽蓄电站进行消纳及“削峰填谷”。同时还可依托新建水电项目外送通道一并打捆送出。

初步建议如下：

序号	项目名称	类型	容量 (MW)	拟接入等级 (kV)	拟接入变电站
1	下洋涂风电场项目	风电	50	110	110kV 长街变电站
2	胡陈乡 80MWP 农光互补	农光互补	80	110	220kV 泉水变电站
3	武岙坪农光互补 20MWp	农光互补	20	35	35kV 一市变电站

序号	项目名称	类型	容量 (MW)	拟接入等 级 (kV)	拟接入变电站
4	桑洲犁头山 20MW _p 农光互补	农光互补	20	35	110kV 岔路变
5	桑洲镇塘山村 15MW _p 农光互补	农光互补	15	35	110kV 岔路变
6	马鞍岭 30MW _p 农 光互补	农光互补	30	110	110kV 兴海变
7	牛台 100MW _p 渔光 互补	渔光互补	100	110	110kV 兴海变
8	毛屿 200MW _p 渔光 互补	渔光互补	200	220	220kV 霞客变
9	双盘涂 600MW _p 渔 光互补	渔光互补	600	220	220kV 霞客变
10	下洋涂 800MW _p 渔 光互补	渔光互补	800	220	220kV 霞客变
11	国能宁海电厂	地面/屋顶光伏	52.56	0.4	零星接入区域 400V 配 电侧
12	公交车站等分布式 屋顶光伏	屋顶光伏	2	0.4	零星接入区域 400V 配 电侧
13	县机关事务局分布 式屋顶光伏	屋顶光伏	2	0.4	零星接入区域 400V 配 电侧
14	经济开发区分布式 屋顶光伏	屋顶光伏	17	0.4	经济开发区各区域 400V 配电侧
15	宁海天河抽蓄电站	抽蓄	1200		500kV 新建通道

同时建议将本规划纳入地区电力、电网发展配套规划，电网公司根据规划和开发方案适时安排送出工程建设。

（四） 电网侧共享储能

2021年7月15日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推进新型储能发展的指导意见》，目标到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，新型储能装机规模达3000万千瓦以上。到2030年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

《意见》提出，积极推动电网侧储能合理化布局。通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。在电网末端及偏远地区，建设电网侧储能或风光储电站，提高电网供电能力。围绕重要负荷用户需求，建设一批移动式或固定式储能，提升应急供电保障能力或延缓输变电升级改造需求。

储能移到电网侧由电网统一调度，叫共享储能。“共享储能”商业模式充分考虑到了各方需求。对于新能源企业来说，降低了新能源配套储能的建设成本，节省了储能设施的日常运维成本，而且未来能充分享受到电网侧储能峰谷电价差收益。对于电网企业来说，多点位集中式的中大型储能站将有利于配电网的补强、有利于电网对新能源的科学消纳。“共享储能”商业模式可以推动储能行业经济效益最大化。

宁海县初拟长街产业园建设储能电站，站址预选为长街供电所西侧地块，地块北侧为养老院，该地块占地 4403.47m²。拟计划通过 35kV 线路 T 接霞客至明港联络线，上级电源为 220 千伏霞客变。2021 年 220 kV 霞客变最大负荷为 219.35MW，区域内有一个 22 MW 宁海聚合光伏电站接入。

在本次十四五可再生能源规划中，初拟下洋涂风电 5.1 万 kW 通过 110 千伏线路接入霞客变，毛屿 20 万 kW 渔光互补、双盘涂 60 万 kW 瓦渔光互补、下洋涂 80 万 kW 渔光互补通过 220 千伏线路接入霞客变，霞客变目前最高负荷为 20.79 万 kW。为保障新能源全消纳，平缓新能源出力，提高电网调峰能力，降低峰谷差，需要配置储能电站。

九、环境影响初步分析

(一) 规划区域环境现状

1. 自然环境

(1) 地理位置

宁海县位于浙江省东部、宁波市南部沿海，象山港和三门湾之间，天台山和四明山山脉交汇之处。东临象山县，南界台州市三门县，西靠台州市天台县、绍兴市新昌县，北接奉化区。地处北纬 $29^{\circ} 06' \sim 29^{\circ} 32'$ ，东经 $121^{\circ} 09' \sim 121^{\circ} 49'$ 之间。

(2) 气候气象

宁海县属亚热带季风性湿润气候区，常年以东南风为主，气候温暖湿润，四季分明，日照充足，雨量充沛，夏秋季受台风灾难性气候影响频繁。年平均温度 16.2°C ，8月份最高，1月份最低；极端最高气温 41°C ，极端最低气温 -9.6°C 。年平均降水量 1655mm ，年平均降水天数 150d 以上，无霜期为 230d ，雨量以3至9月为主，特别集中于春雨、梅雨季节和台风期。

(3) 地形地貌

宁海县坐落在天台山脉和四明山脉之间，背山靠海，西高东低，属沿海低山丘陵地区。西部和西南山岭重叠，属于天台山脉中段，自华顶山、括苍山分别从西北、西南蜿蜒入境。东部以低丘和冲积平原为主。

(4) 土地、土壤

宁海县总面积1843km²，海岸线176km，其中陆地面积1605km²，海域面积275km²。拥有耕地34.7万亩，林地162万亩，素有“七山二地一分田”之称。宁海县有耕地30754.15hm²，园地9892.66 hm²，林地93710.8 hm²，草地3257.97 hm²，城镇村及工矿用地10890.76 hm²，交通运输用地2928.36 hm²，水域及水利设施用地29584.74 hm²，其他土地2766.74 hm²。森林覆盖率达62.5%，绿化程度为35.0%，森林储积量达234万m³。

宁海县境内地层复杂，岩石种类较多，构成土壤母质复杂性和多元性等特点。宁海县有红壤、黄壤、潮土、盐土、水稻土等五大类；十三个亚类，三十一个土属，五十二个土种。

(5) 水文

宁海县资源总量约17.3亿立方米，水力蕴藏量达10.6万kW，总库容为4.304亿立方米，水质优良。境内的中国大（二）型水利工程——白溪水库，是宁波市重要的供水水库，也是首批中国国家级水利风景区。即将动工的库容为8460万立方米的西溪水库，可提供5400万立方米的优质饮用水。宁海县境内主要河流共14条，其中自西向东入港的有白溪、清溪、鳧溪、紫溪、五市溪，自东向西入港的有汶溪、石门溪、胡溪，自北向西入港的有中堡溪、西苍溪、力洋溪、茶院溪、东岙溪，自南向北入港的有颜公河。

(6) 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）和《1: 50万浙江省

构造体系与地震分布规律图》说明书，规划区域地震基本烈度为VI度。地震动峰值为0.05~0.10g，地震动反应谱特征周期为0.25~0.45s。工程所在区域稳定性好。

2. 社会环境

宁海产业特色鲜明。形成了模具、文具、灯具、汽车配件等六大特色优势产业和生命健康、新能源等六大战略性新兴产业，总部经济、会展节庆等新兴服务业蓬勃兴起，拥有中国模具产业、文具产业、汽车橡胶部件产业、压铸产业和汽车零部件制造等五大“国字号”基地，构建形成了“二区八园”产业布局。特别是作为省级平台的宁波南部滨海经济开发区，是环杭州湾产业带和温台沿海产业带相联接的一个重要节点，包括宁海东部长街、胡陈、力洋、茶院、一市、越溪6个乡镇，总人口近20万。无论是土地、淡水、港口资源，还是太阳能、潮汐能等均极为丰富，在全市、全省乃至全国沿海地区都是一块不可多得战略要地、资源宝地和能源高地。

3. 生态环境

宁海县植物资源丰富，其中农作物有五纲、十目、十八科、47属，700余种；森林植物有樟科、冬青科、山茶科等七科250余个品种。陆地覆盖率为78.06%，其中森林覆盖率为62.0%，天然植被覆盖率为7.84%。近海具有典型的沿海滩涂湿地生态系统及其生物多样性。

① 植被和植物

宁海县属亚热带常绿阔叶林北部亚地带，复杂多变的地形地脉与多变的气候形成众多稳定的森林生态系统，并孕育着丰富的生物资源。全县主要林种为针叶林、混交林等，林草覆盖率58%，区域植物分布特征复杂，地理成分多样，野生植物有187科1550种。

区域植被受人类长期活动的影响，目前，自然植被已被农田植被所取代，境内保存面积比较大的自然植被是滩涂植被。据现场调查，规划占地未发现有珍稀保护野生植物和当地林业部门登记在册的古树名木。

② 动物

规划占地主要为滩涂，陆生动物主要以一些常见种类为主，如蛇类、蛙类、鼠类等，工程水生生物主要以养殖的鱼类为主，工程影响区未发现国家或省级重点保护动物，也不涉及鸟类的规模栖息地。

区域可能涉及鸟类迁徙通道。环评阶段应进一步核实规划场区是否涉及鸟类的迁徙通道。

4. 环境质量现状

(1) 声环境

根据《2019年宁波市环境状况公报》，2019年，宁海县区域环境噪声均值分别为54.5分贝，声环境质量属较好。

(2) 大气环境

根据《2019年宁波市环境状况公报》，2019年全市环境空气质量总体保持稳定，细颗粒物（PM_{2.5}）和可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度分别为

29 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 和48 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，同比下降6.5%和4.0%，全市14个辖区PM2.5年均浓度首次全部达到国家二级标准。宁海县环境空气质量较好。

（二） 环境保护目标

规划抽蓄项目、光伏电站和风电场的占地区不涉及自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地、森林公园、地质公园、饮用水水源保护区等环境敏感区。工程的主要环境保护目标为抽蓄、风电场和光伏周边的居民点和动植物。

(1) 水环境：规划抽蓄、风电及光伏电站附近无规模水体，参考最近白溪（甬江77）属于白溪宁海农业、工业用水区，执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

施工期施工机械含油冲洗废水、生活污水经处理达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2002）标准回用于场区洒水及周边绿化。营运期污废水主要为管理人员的生活污水和升压站变压器维修或发生事故时产生的含油废水。电站生活污水产生量较小，污染物浓度较高，处理后达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2002）标准回用于场区洒水及周边绿化。升压站设置事故油池，主变发生突发事故或检修时产生的事故油水经油水分离后由专业单位统一回收处理。

(2) 声环境：距离各规划抽蓄、光伏、风电场场界500m范围内居民点。农村区域声环境执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的1类标准，城镇区执行2类标准。施工场界声环境符合《建筑施工场界环境噪声

排放标准》(GB 12523-2011),昼间70dB(A)、夜间55dB(A)。营运期升压站厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)1类标准。

(3) 大气环境:距离各规划抽蓄、光伏、风电场场界500m范围内居民点。工程区及周边环境空气符合《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准。

(4) 生态环境:保护对象主要为工程占地区及其附近影响区域的植被和野生动物。工程建设尽量减少对当地生态的影响,工程建成后,对临时占地区和工程永久占地区裸露地表按照原有植被类型进行陆生生态修复,要求植被恢复指数达98%以上,工程建筑与周围环境相协调。抽蓄项目涉及区域生态系统完整性。上、下水库区及施工建设区的野生动植物,以及可能涉及的珍稀保护动植物、古树名木等。上、下水库所在溪流水生生态系统。

(5) 社会环境:抽蓄项目水库淹没和工程占地可能涉及的基本农田、生态公益林。工程上、下水库下游各类用水需求和人群健康。

(三) 选址合理性分析

根据宁海县生态红线规划及宁海县“三线一单”生态环境分区管控方案,结合现阶段初步调查,规划的光伏电站和风电场均不涉及自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园、地质公园等环境敏感区。抽蓄项目涉及宁海县生态红线,要求下阶段核实涉及生态敏感区类型并进行选址选线

合理性分析。

建议下阶段根据各场址所在区域的城市总体规划、环境保护规划、生态环境功能区划保护红线等对各个规划场址的选址合理性进行进一步论证和优化，避开生态保护红线区域。并征得生态保护红线主管部门对建设规划抽蓄、光伏电站和风电场的同意意见。

(四) 环境影响初步分析

1. 水环境影响分析

(1) 施工期

工程施工过程的废水主要为混凝土拌和系统冲洗废水和少量机械修配、冲洗等生产废水，以及施工人员的生活污水。施工生产废水污染物主要为SS和石油类，生活污水的污染物主要为BOD₅、COD_{Cr}、氨氮等。生产废水及生活污水量小，间歇排放，但若未经处理任意排放将影响周围水环境。

(2) 营运期

工程营运期污废水主要为电场管理人员的生活污水、变压器维修或发生事故产生的含油废水和太阳能电池板的清洗废水。生活污水产生于办公生活区，污水产生量较小，但污染物浓度较高，不宜直接排放。电场升压站变压器正常工作时无污废水产生，仅当变压器检修或发生突发事件时，才会产生少量含油废水。升压站主体工程已设有变压器事故油坑和事故油池，一旦变压器突发事件时，事故含油废水即排入变压器正下方的事故油

坑，后经事故油池，收集后交由有资质的单位回收处理，不排放，对周围环境无影响。太阳能电池组件的清洗废水主要污染物为SS，清洗废水量少，对环境影响很小。

(3) 抽蓄项目水文情势影响

工程上、下水库所在的水体为山溪性河流，坡降大。工程初期蓄水将使上、下水库大坝下游水量减少，但上、下水库均位于所在河流的上游，占流域面积比例较小。

电站建成运行后库区水面面积增加，上、下水库水位的日变幅较大，对库区水文情势影响较大。运行期上水库仅下泄生态流量，坝下河道水量有所减少，下水库除水库蒸发渗漏外多余水量将全部下泄，基本不改变坝下河流水量，但时空分布会有所变化。

2. 声环境影响分析

(1) 施工期

施工期噪声主要为施工机械和运输车辆所产生的噪声，施工机械噪声水平一般在90~105dB(A)(1m处)之间。采用点声源模型预测，至单台机械22~126m外，施工机械噪声可降至55dB以下，即《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)夜间限值。不同施工阶段，施工机械不同，多台机械同时运行时，噪声会相互叠加，噪声级一般会增加3~8dB，噪声影响范围会有所增大。据现场踏勘，长大涂场址、小网巾场址、道人山场址、黄沙塘场址、珠溪村场址周围存在居民点，其余各规划

场址周围均不存在居民点。工程施工会对仲达村、仲温、托麦村、冲康村、路村、卓村、滚村及滚麦村场址周围周边居民的声环境造成影响，工程结束后影响将消失。

(2) 营运期

营运期噪声主要为升压站变压器和风电场风电机产生的噪声。升压站选用低噪声变压器，主变噪声约60dB(A)，经计算，主变噪声对厂界的贡献值较小，升压站四侧厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中1类标准要求。因此，营运期升压站主变噪声不会对周围声环境造成影响。

3. 大气环境影响分析

工程施工期大气污染源主要为土地平整产生的粉尘和运输产生的扬尘。土地平整等土建活动产生的粉尘排放源低、颗粒物粒径较大，但在风速的作用下其扩散随机性和波动性较大，工程施工会降低区域内环境空气质量，也会对施工人员的健康产生影响。工程施工期产生的大气环境影响将随着工程的竣工而消失。

工程营运期间无大气污染源，不影响周围大气环境质量。

4. 固体废弃物影响分析

施工期固体废弃物主要是施工产生的建筑垃圾、弃渣以及施工人员的生活垃圾，营运期固体废弃物主要为管理人员的生活垃圾和破损太阳能电池板，营运期满后固体废弃物主要包括退役的太阳能电池板、蓄电池、集

装箱箱变建筑基础，其中太阳能电池板、蓄电池均属危险废物。因此，固体废弃物应集中堆放统一处理，生活垃圾运至当地垃圾填埋场，废旧蓄电池、太阳能电池板由厂家回收或者委托有资质的单位进行处理。风电营运期可能有设备检修过程会产生少量废固件、轴承、叶片等，叶片等大型部件，可以由厂家回收。

5. 生态环境影响分析

(1) 施工期

光伏电站和风电场建设施工将碾压、损坏部分植被。根据初步调查，各规划场址内可能分布有重点保护以及区域特有珍稀保护动植物。下阶段工作应开展详细的生态调查，明确规划场址区域珍稀保护动植物分布情况，做好生态保护工作。施工临时占地待施工结束后应及时实现迹地恢复，以减缓工程施工对区域生态环境的影响。

工程施工过程产生的噪声、灯光以及人为诱杀活动等可能对光伏电站场区及周边动物的栖息和觅食产生一定影响，但由于施工期较短，加上动物具有一定的运动能力，且工程占地区及周围未发现各级珍稀保护野生动物，因此工程建设对周围动物的影响较小。

(2) 营运期

营运期光伏、风电电场基本不排放污染物，对生态环境影响较小。工程永久占地类型均为林地、草地和耕地。临时占地在施工完毕后将恢复原有土地类型。电磁辐射影响分析。

光伏电站和风电场将新建升压站，工程运行期间，升压站产生的工频电磁场会对人体健康产生影响。根据目前国内有关资料数据，升压站产生的工频电磁场对距离变电所围墙50m范围以内的居民产生有害影响较大，因此建议场区升压站布置在距居民点50m以外的地方。

(3) 抽蓄项目水生生态影响

工程上、下水库所在水体为山溪，主要为一些常见山溪性小型鱼类，上、下水库所在区域未发现珍稀保护鱼类和具规模的鱼类“三场”分布，鱼类资源量较少。因此，本工程建设对鱼类的影响相对较小。

6. 光污染环境的影响分析

光伏电站采用的太阳电池组件除吸收部分光能转化为电能外，部分入射光将被反射，由于电池方正面积较大，且电池组件安装角度一致，反射阳光较为集中，其亮度也较大，可能会造成光污染危害。专家研究发现，长时间在白色光亮污染环境工作和生活的人，视网膜和虹膜都会受到程度不同的损害，视力急剧下降，白内障发病率高达45%；还能使人头昏心烦，甚至发生失眠、食欲下降、情绪低落、身体乏力等类似神经衰弱的症状；夏天，光干扰产生的强烈反射光进入附近居民房内，会增加室内温度，影响正常的生活；当反光面呈半圆形时，反射光汇聚还容易引起火灾；光干扰，特别是眩光对司机的视觉作业造成不良影响，甚至引发交通事故等。

7. 建设征地及移民环境影响

抽蓄建设征占地以林地为主，其次为耕地，征地面积较小。在移民安置过程需采取相应的措施以减少不利环境影响的产生。

8. 社会环境影响

建成后可为电网作出较大贡献，工程建设可刺激地区经济的发展，为当地居民创造一定的就业机会，还将促进当地相关产业的发展。工程建成后，上、下水库形成人工湖等景观，有利于丰富周边区域景观资源和地方旅游开发。

工程征占地地可能涉及基本农田，对占用基本农田，工程建设前应对占用的基本农田按照安徽省及地方的有关规定办理相关手续。

(五) 环境保护对策措施

1. 水污染防治措施

施工期混凝土拌和系统冲洗废水、施工机械修配和冲洗废水分别经沉淀池和隔油池处理达标后回用；生活污水经化粪池及污水处理设施处理达标后回用；营运期清洗废水经沉淀池处理达标后回用；生活污水经化粪池及污水处理设施处理达标后回用。

抽蓄项目砂石料加工冲洗废水采用除砂+高效污水净化器脱污泥法处理后回用，禁止排放。混凝土系统冲洗废水采用二级沉淀后上清液回用于系统，多余部分用于道路洒水。汽车和施工机械冲洗废水经隔油和气浮处

理回用道路浇洒。生活污水通过成套生活污水处理设备处理回用于绿化和周边农田、林地浇灌。水库清库须按照《水电工程水库库底清理设计规范》(DL/T5381-2007)执行。

2. 噪声污染防治措施

(1) 加强施工噪声管理,预防为主,文明施工,避免夜间施工,并在施工中采用低噪声设备,合理安排施工运输线路和时间。

(2) 营运期选用低噪声变压器,确保主变噪声低于60dB(A)。营运期风电场一般典型风机声功率级在90~106dB(A)之间,按106dB(A)计算,距单台风机315m处,噪声已衰减至45dB(A)以下,达到1类区域夜间环境噪声标准。如果超标,可以安装隔声窗或者优化风机位置,安装隔声窗可以预留经费。

3. 大气污染防治措施

(1) 加强施工管理,施工期无雨日对施工场地和运输道路定期洒水,运输车辆经过沿线村庄时减速,降低扬尘影响。

(2) 运输车辆加盖防尘布,以减少扬尘影响;建筑材料堆放场采取土工布围护,并由人工定期洒水,以保持材料一定的湿度。

4. 固体废弃物处理措施

(1) 施工期建筑垃圾和弃渣严禁随意堆放,应及时运至工程设置的弃渣场或指定场所处置,并采取挡护、排水等措施进行防护,施工结束后及

时进行场地平整、绿化，防止水土流失。生活垃圾收集后运往当地垃圾处理场或指定场所统一处理。

(2) 运营期管理人员生活垃圾定期清运。废旧蓄电池、太阳能电池板、风机检修片等部件由厂家回收或者委托有资质的单位进行处理。

5. 生态保护措施

(1) 进一步优化抽蓄电站、光伏电站和风电场，使各规划场址均符合环境功能区划的要求。

(2) 在工可阶段对陆生、水生生态进行专项调查，如施工占地范围内有保护动植物和古树名木，应采取措施进行妥善保护。

(3) 优化施工方案，加强科学管理，严格限制施工使用范围，在保证施工质量的前提下，尽可能减少开挖面积、开挖量，缩短作业时间，以减小施工作业对周边生物的影响。

(4) 施工单位应加强对施工人员的生态环境保护宣传和教育工作，在工地及周边设立爱护野生动植物的宣传牌，严禁施工人员捕捉、猎杀野生动物。施工期间如发现珍稀濒危保护动物应及时上报，不得对其进行捕杀和伤害。

(5) 施工结束后根据地形条件，以适时适地的原则对临时施工占地区域和永久占地区裸露地进行植被恢复和绿化。

(6) 施工单位应加强对施工人员的生态环境保护宣传和教育工作，在场区及周边设立爱护鸟类的宣传牌，严禁施工人员捕捉、猎杀鸟类。

6. 移民安置

在移民安置过程中应制定切实可行的、详细的移民安置规划，落实安置区的水环境保护、生活垃圾处理、人群健康保护和环境监测等各项措施，保障移民应有的生活水准，并尽量减少对安置区和安置区周边的生态环境的破坏。对于淹没和占地涉及的专项设施，在迁复建过程中需采取相应的环境保护措施。

（六）初步评价结论

抽蓄电站、光伏发电和风电都是清洁的可再生能源，开发利用水的动能、太阳能和风能资源是调整能源结构，实施能源可持续发展的有效途径，符合国家的产业政策和环保政策。

本规划实施后对当地社会经济具有一定的促进作用。不利影响主要来自短期施工活动、基础和升压站占地以及运行期等带来的对当地水环境、声环境、大气环境、光环境、电磁环境和生态环境等的影响，但均可采取妥善的处理措施予以防治和减缓。

根据现阶段初步调查，规划的光伏、风电场址不涉及宁海县境内的自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园、风景名胜区等环境敏感区。规划光伏电场选址总体上基本合理。

规划的抽蓄电站涉及宁海县生态保护红线，要求下阶段核实涉及生态敏感区类型并进行选址选线合理性分析。

同时，建议下阶段根据各场址所在区域的城市总体规划、环境保护规

划、生态环境功能区划保护红线等对各个规划场址的选址合理性进行进一步论证和优化，避开生态保护红线区域，并征得生态保护红线主管部门对建设规划抽蓄、光伏电站和风电场的同意意见。

POWERCHINA HUADONG

十、投资匡算及经济效益初步分析

(一) 投资匡算

1. 编制原则和依据

(1) 主要编制原则

依据中华人民共和国、行业主管部门现行的有关文件规定、费用定额、费率标准等进行编制，材料价格按所在地市场价格计列。

(2) 主要编制依据及参考依据

- 1) 国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016)，以下简称“编制规定及费用标准”；
- 2) 水电水利规划设计总院、可再生能源定额站发布的《关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见》(可再生定额[2016]61号)；
- 3) 水电水利规划设计总院、可再生能源定额站发布的《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》(可再生定额[2019]14号)；
- 4) 国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额》(NB/T 32035-2016)；
- 5) 国家能源局发布的《光伏发电工程勘察设计费计算标准》(NB/T 32030-2016)；
- 6) 国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2019)，以下简称“编制规定及费用标准”。

7) 国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2019)。

8) 水电水利规划设计总院、可再生能源定额站发布的关于发布《关于建筑营业税改增值税后风电场工程计价依据调整实施意见》的通知（可再生定额 [2016] 32 号文）。

9) 水电水利规划设计总院、可再生能源定额站关于可再生定额 [2019]14 号文颁布的《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》。

10) 本阶段有关设计资料。

2. 工程投资匡算

光伏发电工程的投资主要由设备及安装工程费（包括发电设备及安装工程、升压变电站设备及安装工程、控制保护设备及安装工程、其他设备及安装工程）、建筑工程费（包括发电场工程、升压变电站工程、房屋建筑工程、交通工程、其他建筑工程）、其他费用（包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计费及其他费用）、基本预备费、价差预备费及建设期利息六部分组成。

本规划共涉及9个集中光伏项目，1个风电项目，1个抽蓄项目以及公交车站、县机关事务局、经济开发区分布式屋顶光伏若干（暂不考虑分布式光伏投资），总容量约为3189.56MW（除分布式光伏外3116 MW）。参考周边同类型项目的开发经验以及价格水平，结合开发时序，初步匡算能源项目总投资约为130亿元。投资匡算表见表10.1-1。

光伏、风电项目投资匡算表

表 10.1-1

类别	场区	最终规划容量/MWp	投资(亿元)
光伏	胡陈乡	80	2.96
	武岙坪	20	0.74
	犁头山	20	0.74
	塘山村	15	0.555
	马鞍岭	30	1.11
	毛屿	200	7.4
	牛台	100	3.7
	双盘涂	600	21.0
	下洋涂	800	28.0
光伏项目合计		1865	66.205
风电	下洋涂风电	51	3.8
风电项目合计		51	3.8
抽蓄	天河抽蓄	1200	60
抽蓄项目合计		1200	60
合计		3116	130

注：由于分布式光伏规模较小，暂未计入。

(二) 社会经济效益初步分析

发展可再生能源不仅可以节约常规能源，减少常规能源消耗带来的环

境污染和生态破坏，还可促进产业发展和推动当地经济发展及劳动就业，社会效益和环境效益显著。

预计项目建设成后，每年可节省标煤约100万t以上，相当于减少排放CO₂ 280万t以上，减少排放SO₂ 630t以上，减少排放氮氧化物650t以上，减少烟尘排放120t以上。此外，每年还可节约淡水约1170万m³以上，并减少相应的废水排放和温排水，环境效益十分显著。

本次项目总投资约为130亿元，上缴税收16.9亿元以上；项目正常运营后，每年售电应税收入14亿元以上，上缴税收约1.6亿元以上。绿色能源涉及多领域多产业，能有效带动相关产业发展，并提供大量就业机会。除项目本身带动的直接投资外，还将带动电网配套建设、运维管理等延伸产业的发展，其中设备制造、工程施工、运维管理环节可吸纳更多劳动力。

十一、项目开发时序

综合考虑项目的资源条件、接入并网条件、经济性等因素，本次规划项目将遵循“整体规划、分步实施”的原则，按年度开展实施。实施进度计划见表11.1-1。

光伏、风电项目实施计划表

表 11.1-1

类别	场区	最终规划容量/MWp	开发时序
集中式光伏	胡陈乡	80	2023~2024
	武岙坪	20	2021~2022
	犁头山	20	2022~2023
	塘山村	15	2023~2024
	马鞍岭	30	2022~2023
	毛屿	200	2021~2022
	牛台	100	2022~2023
	双盘涂	600	2025~2030
	下洋涂	800	2025~2030
分布式光伏	国能宁海电厂	52.56	2021~2025
	公交车站	2	2021~2025
	县机关事务局	2	2021~2025
	经济开发区	17	2021~2025

风电	下洋涂	51	2023~2024
抽蓄	天河抽蓄	1200	—
合计		3189.56	

近期目标：2022年底前，建成牛台、武岙坪两个光伏项目，总装机规模为220MW。中期目标：2023年至2025年，建成胡陈乡、犁头山、塘山村、马鞍岭、毛屿、下洋涂风电项目以及分布式屋顶光伏项目，建成光伏、风电总装机规模分别达到318.56MW、51MW。长期目标：2025年至2030年，分期建成双盘涂、下洋涂光伏项目，总装机规模为1400MW。累积光伏装机1938.56MW，风电装机51MW。天河抽蓄项目将作为远期储备项目，十四五期间暂不具备开发条件。

十二、 规划实施和保障措施

（一）加强组织领导

加强对可再生能源项目及配套产业建设的总体指导和统筹协调，统一思想认识，形成联动机制，按照“责任共担、信息共享”原则，明确政府各部门职责。同时强化项目管理，建立完善的评估考核和信息披露制度。分解落实可再生能源规划目标任务，围绕约束性指标制定年度工作计划、分年度逐级下达落实。加强可再生能源规划动态管理，开展规划实施情况动态监测和中期评估，按规定程序适时进行中期调整。

（二）完善政策配套

本地区可再生能源项目及产业建设规划和实施方案，要依法开展规划环评工作，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，与城市总体规划、城市基础设施建设规划、矿产资源规划、生态环境保护等相关规划做好衔接，并纳入国土空间规划体系。

落实国家及浙江省对可再生能源发展的扶持政策，支持可再生能源战略性新兴产业、节能减排等领域发展。加强信贷政策和可再生能源产业政策衔接配合，鼓励可再生能源相关金融产品和服务创新，为可再生能源投资多元化提供便利。

（三）强化要素保障

强化土地要素保障，对重大可再生能源建设项目，在建设用地指标方

面给予重点支持，按照有关规定合理利用废弃土地、荒山荒坡、滩涂等资源建设可再生能源项目，并完善项目用地考核，探索设置可再生能源项目用地绩效考核指标。强化资金要素保障，拓宽投融资渠道，创新适应可再生能源产业的融资方式和金融服务模式，建立和完善可再生能源产业链企业信用担保体系，提高中小企业融资能力，扩大融资规模，采取多种手段保障资金需求。

（四）推进项目建设

由发改委牵头其他部门配合，制定具体实施方案，细化分解目标任务，合理确定开发建设时序。采取“政府推动、部门协同、企业为主”的模式，健全协同机制，理顺可再生能源项目及产业建设中面临的问题并及时解决，加快实施可再生能源项目建设，确保项目建设一批、推进一批、储备一批，抓好示范项目的前期和建设工作的。

（五）支持产业落户

政府及各部门出台有利于可再生能源产业引进与发展的财政、金融政策等。利用现有渠道加大对可再生能源产业支持力度，打造新能源装备产业集群高地，重点投资引进风电关键零部件产业项目、智能制造产业项目等。

发挥市场配置资源的作用，引领技术进步和产业升级，促进成本下降，同时加强可再生能源开发利用市场的规范管理，着力营造并逐步完善有序竞争的市场环境。

（六）提升社会共识

积极承办高层次、高规格、高水平的清洁能源发展研讨会及展览会，推进我县清洁能源企业在产品品牌与区域品牌融合互动中拓展市场空间，实现“产业集群”向“品牌集群”发展。推广试点示范，通过建设清洁能源示范项目，积极推广清洁能源开发利用新模式，展示我县清洁能源利用的良好形象，增强城市软实力。积极开展清洁能源宣传和科普活动，通过各种新闻媒体使大众了解、熟悉清洁能源，普及清洁能源知识，增强全社会节能减排意识，提升发展可再生能源的社会共识，搭建新能源产业健康发展的社会环境。

十三、 结论及建议

(一) 结论

1、本次规划区域太阳能总辐射量在4750~5000MJ/m²，平均总辐射年总量4900MJ/m²，水平面总辐射稳定度（GHRS）为0.408，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），项目区域属于太阳能资源丰富区域，太阳能资源稳定。可见项目区域太阳能资源具有一定的开发价值。

2、宁海沿海滩涂区域80m高度年平均风速约为4.5~5.5m/s，年平均风功率密度为120~160 W/m²，区域主要风能方向为N、NW、NNE。适宜选用具备一定抗台风能力的IEC I类及以上的风电机组，具备一定的开发价值。

3、本规划共涉及9个集中式光伏项目，1个风电项目，1个抽蓄项目，以及公交车站、县机关事务局、经济开发区分布式屋顶光伏若干，总容量约为3189.56MW，初步匡算能源项目总投资约为130亿元。

4、本次规划项目初步考虑就近接入配电网消纳，最终项目的消纳和接入，将结合项目实施进度、电网规划和电网负荷情况，进一步分析论证。

5、本着“整体规划、分步实施”的原则，2022年底前，建成2个集中式光伏项目，总装机规模为220MW；2023年至2025年，建成6个集中式光伏、风电项目以及分布式屋顶光伏项目，光伏总装机规模为

318.56MW，风电为51MW；2025年至2030年，分期建成2个集中式光伏，总装机规模为1400MW。累计建成光伏、风电总装机规模分别达到1938.56MW、51MW。

（二） 建议

1、建议根据批准后的宁海县生态保护红线的具体要求，与生态保护红线管理部门进行沟通，并结合各场址所在区域的城市总体规划、环境保护规划、生态环境功能区划等对各个规划场址的选址合理性进行进一步论证。

2、建议与当地电网对接，进一步收集电网资料，落实各规划项目的初步接入方案，下阶段委托开展电力消纳专题分析。

附图 项目布局示意图



图例

- ① 胡陈乡农光互补
- ② 武吞坪农光互补
- ③ 犁头山农光互补
- ④ 塘山村农光互补
- ⑤ 马鞍岭农光互补
- ⑥
- ⑦
- ⑧
- ⑨
- ⑩

附表 项目情况统计表

场区	面积/亩	最终规划容量/MWp	开发时序
胡陈乡农光互补场区	1705	80	2023~2024
武岙坪农光互补场区	455	20	2021~2022
犁头山农光互补场区	500	20	2022~2023
塘山村农光互补场区	300	15	2023~2024
马鞍岭农光互补场区	615	30	2022~2023
毛屿渔光互补场区	6650	200	2021~2022
牛台渔光互补场区	2140	100	2022~2023
双盘涂渔光互补场区	16790	600	2025~2030
下洋涂渔光互补场区	18200	800	2025~2030
下洋涂风电场区	/	51	2023~2024
国能宁海电厂	733.5	52.56	2021~2025
天河抽蓄	/	1200	—
分布式屋顶光伏	343.2	21	2021~2025
合计	48431.7	3189.56	