# 杭州市临安区“十四五”光伏发电规划（2021年~2025年）

目录

1 前言 2

1.1 指导思想 2

1.2 发展思路 2

1.3 内容及范围 3

1.4 编制依据 3

2 新能源、储能与电网协同发展基础 3

2.1 新能源发展现状 3

2.2 储能发展现状 4

2.3 源网荷储一体化发展现状 5

3 新能源资源及规划目标 6

3.1 新能源资源 6

3.2 新能源发展目标 9

4 发展面临的形势和存在的问题 10

4.1 面临的形势 10

4.2 存在的问题 11

5 新能源、储能与电网协同发展策略 12

5.1 新能源规划原则 12

5.2 分布式光伏发展思路 12

5.3 集中式光伏发展思路 12

5.4 储能配置原则 13

5.5 典型示范项目 13

6 保障措施 15

1 前言

1.1 指导思想

贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，紧紧围绕杭州市委“数智杭州·宜居天堂”发展导向，坚持融杭发展主旋律，聚焦打造山城相依、湖城相拥、产城相融、人城相宜的“城西科创新城·美丽幸福临安”能源需求，重点推进太阳能规模化利用深挖太阳能利用效率潜力，提升城市能源智慧化水平，促进光伏发电高质量发展，全面夯实临安打造浙西可再生能源基地、打造“美丽幸福临安”的能源基础，编制本规划。

1.2 发展思路

（1）实行“新能源＋储能”开发模式

因地制宜采用“新能源＋储能”开发模式，全力推进光伏、储能综合建设利用。创新开展“云储能”模式，鼓励在电网侧或大型园区建设集中储能设施，向自建储能困难的光伏运营商提供满足配建要求的储能服务，在保障新能源高效消纳利用的同时，为电力系统提供一定的容量支撑和调节能力。

（2）推动源网荷储深度融合发展

以保障城市清洁可靠用能、支撑地区经济高质量发展和满足人民多元化美好生活用能需求为出发点，通过统筹电源侧、电网侧、负荷侧、储能侧资源，促进各类能源互通互济，引导新模式、新业态持续健康发展，结合清洁能源消纳工作开展源网荷储一体化示范，实现供给侧多能互补、需求侧多元负荷互动、电网侧源网荷储协调控制的运营模式，积极推动友好型可再生能源模式发展，全面提升可再生能源消纳能力和消纳水平。

1.3 内容及范围

规划基准年为2020年，规划年限为2021年～2025年，规划水平年2025年。

1.4 编制依据

1) 《杭州市临安分区规划（2017-2020年）》（2019年）

2) 《杭州市临安区“十四五”能源发展规划规划》（讨论稿）

相关标准、导则及规范

3)《分布式发电管理办法》（征求意见稿）

4) 《杭州市临安区“十四五”电网发展规划》 (评审稿)

5) 《临安电网“十四五”电力设施布局规划》（评审稿）

2 新能源、储能与电网协同发展基础

2.1 新能源发展现状

“十三五”以来，临安区新能源呈高速发展态势，取得了显著成绩。到2020年底，临安区新能源装机共计12.90万千瓦，均为光伏装机，无风电装机。临安区光伏接入电压等级为10kV和0.38kV。

表2.1-1 临安区光伏装机表 单位：万千瓦

县（市）

集中式

分布式

临安区

1.75

11.15

小计

1.75

11.15

合计

12.90

表2.1-2 临安区光伏装机明细表

序号

发电厂名称

装机容量（MW）

最大可调出力（MW）

机组类型

接入系统电压等级(kV)

调度关系

1

龙田

10

10

光伏

10

临安直调

2

华锦

4.948

4.948

光伏

10

临安直调

3

西子

2.582

2.582

光伏

10

临安直调

2.2 储能发展现状

2.2.1.1 已出台的储能政策

自2016年以来，国家、省级等各级政府陆续出台了多项政策支持储能发展，据统计，2020年1-12月总共有159项储能相关政策发布，其中国家层面发布49项，地方发布103项，浙江省发布了7项。近期储能已收集的政策如表2.2-1所示。

表2.2-1 近期储能政策

发布单位

政策/意见

国家发改委

国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）

国家发改委

国家发展改革委 国家能源局关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）

国家发改委

国家发展改革委 国家能源局关于印发《储能技术专业学科发展行动计划（2020—2024年）》的通知

2.2.1.2 各类场景下的储能规模与类型

（1）储能市场规模

截至2020年底，中国已投运储能项目累计装机规模35.6GW，占全球18.6%，同比增长9.8%。浙江省储能总装机规模4679.55MW，其中抽水蓄能4640MW，占比较大，电化学储能电站39.55MW，主要为铅炭电池和磷酸铁锂电池储能项目。目前浙江电网侧储能尚未形成规模，用户侧储能多为海岛、园区等地区的微网内部示范工程。

2021年国内电化学储能行业市场累计规模将达到6614.8MW，再创新高。随着新能源为主体的新型电力系统建设的推进，储能的规模化应用迫在眉睫，如果未来两年能有稳定的盈利模式保驾护航，至“十四五”后期2024年、2025年将形成又一轮高速增长，累计规模分别达到32.7GW和55.9GW。增长趋势如图2.2-1所示。

图2.2-1 十四五储能预期规模

（2）储能类型

目前针对不同的领域、不同的需求，有多种储能技术，全球储能技术主要有物理储能、化学储能（如钠硫电池、全钒液流电池、铅酸电池、锂离子电池、超级电容器等）、电磁储能和相变储能等几类。其中化学储能—锂离子电池储能是目前最可行的技术路线，目前可选电池包括：铅酸电池、钠硫电池、液流电池和锂离子电池等。

2.3 源网荷储一体化发展现状

2.3.1 电源发展

地处临安属杭州调度直管的水电站3座，即青山殿、华光潭二级、华光潭一级，总装机容量为125MW。属临安直接调度电站79座，总装机容量为115.94MW，其中小水电站74座，总装机容量84.915MW，单座电站容量均在6000kW以下；小火电站2座，总装机容量13.5MW，单座电站容量均在6000kW以上；光伏发电3座，总装机容量17.53MW。

2.3.2 电网规模

2020年，220千伏变电站4座，变电容量156万千伏安，线路长度215公里；110千伏变电站22座，变电容量194.7万千伏安，线路长度461.15公里；35千伏变电站9座，变电容量21万千伏安，线路长度288.93公里；10千伏配变台数7573台，配变容量286.65万千伏安，线路长度4128.70公里。

3 新能源资源及规划目标

3.1 新能源资源

3.1.1 区域位置

临安区位于浙江省西北部。地处浙江省西北部天目山区，东邻杭州市余杭区，南连富阳市和桐庐县、淳安县，西接安徽省歙县，北接安吉县及安徽省绩溪县、宁国市。市境东西宽约100千米，南北长约50千米，总面积3126.8平方千米；下辖5个街道13个乡镇298个行政村，人口59.60万，区人民政府设在锦城街道。锦城街道东距杭州市46千米、上海市258千米，西距黄山市128千米，处在杭州至黄山的黄金旅游线上，杭徽高速公路贯穿全境，交通便捷。

图3.1.1 临安区地理区位图

3.1.2 风能资源情况

浙江省风能资源的空间分布总体呈现近海风能区、沿海风能带和内陆风能点的特征，风速和风功率密度由近海—海岸—内陆逐渐递减。全省具有开发价值的风电场基本分布在近海海域、海岛、沿海滩涂和高山上。

临安地处浙江省西北部、中亚热带季风气候区南缘，属季风型气候。受地貌影响（境内以丘陵山地为主，且地势自西向东南倾斜），当地立体气候明显，从海拔不足50米的锦城至1500米的天目山顶，年平均气温由16℃降至9℃，年温差7℃，横跨亚热带和温带两个气候带。临安区高虹镇、太湖源镇、西天目乡、清凉峰镇等区域山地风力资源相对丰富，可开发装机容量在300MW以上。

图3.1.2临安区风能资源分布图

另一方面，随着风能勘察工作的不断深入和低风速技术的持续进步，加快推动接入低电压配电网、就地消纳的分散式风电项目建设，对于优化利用临安地区分散风能资源、因地制宜提高风能利用效率、推动风电与其他分布式能源融合发展具有重要意义。

3.1.3 太阳能资源情况

考虑临安整区推进集中式和分布式光伏开发建设与运维，其中分布式光伏主要以青山湖科技城为主的临安城区区域，加上其他学校、医院、党政机关及公共设施等屋顶光伏资源，合计总装机规模在50MW以上；集中式光伏项目，预计装机容量在350MW左右。

图3.1.3 2020年现状临安区光伏发电装机分布图

图3.1.3-1 “十四五”临安区光伏发电装机分布图

3.1.4 抽水蓄能资源情况

大抽蓄方面，昌北溪大峡谷镇下游兴建高峰抽水蓄能电站，装机1100MW，发电水头510米；下库利用龙岗水库，又可兴建荞麦塘抽水蓄能电站，装机1200MW，发电水头495米。中小抽蓄方面，结合新建华光潭反调节水库与华光潭一级水库可兴建装机200MW的华光潭混合抽水蓄能电站；结合合溪水库与龙岗水库，可兴建装机200MW的天滩抽水蓄能电站；此外，青山湖街道横畈镇也可兴建仙人湖抽水蓄能电站，装机100MW（最大可达200MW）。

图3.1.4临安区抽水蓄能资源分布图

3.2 新能源发展目标

3.2.1 临安区光伏发展目标

根据国网边界与能源局风光倍增的计划，同时参考杭州市的规划目标，临安区结合实际情况，提出至2025年光伏发电装机550MW，其中集中式光伏450MW，分布式光伏100MW。

4 发展面临的形势和存在的问题

4.1 面临的形势

1.新能源迅猛发展对电网结构提出了更高要求

新能源发展对电网结构提出更高要求。临安区小水电主要建设中西部，但是中西部负荷发展较慢，无法完全消纳，现状存在小水电外送消纳的情况下，“十四五”期间继续大力发展光伏等新能源，将对电网发展提出更高的要求。

2.电网发展受源网荷储四方面集中挤压

当前，临安电网发展面临深刻变化和转型需求，新能源大规模发展，调节能力持续下降；电网侧安全红线不断箍紧；负荷侧资源处于沉睡状态，交互机制能力尚未建立；储能侧设施配置少、难利用、无政策。电网面临源荷缺乏互动、安全依赖冗余、平衡能力缩水、提效手段匮乏等问题。

3. 电网峰谷差不断拉大，调峰压力日益增大

随着多元融合高弹电网建设的不断推进，年平均峰谷差率总体有下降趋势，但最大峰谷率及最大峰谷差仍呈逐年增大，随着大规模新电源及小水电等非调峰电源逐年增加，系统调峰容量不足问题逐渐显现。

4. 服务“城西科创大走廊”需要更为合理的源网荷储布局

随着杭州市城区快速扩张，城市能源需求相应增加，特别是临安“撤市建区”以及“城西科创大走廊”的兴起，对能源特别是清洁能源的发电稳定性提出了更高的要求。在此背景下，临安西部地区需要建设更为合理的源网荷储布局。

5. 可再生能源缺少统筹考虑，需要更多关注和投入

临安西部地区除了丰富的优质水资源，还蕴藏了两百万千瓦装机以上的抽水蓄能资源、山顶风力发电资源，以及光伏资源。利用现有华光潭等水电站调节性能，再加上距离浙北负荷中心距离不远，非常适合建设“风光水储一体化”的可再生能源基地项目。

4.2 存在的问题

（1）电源分布不均，西部水电丰富，东中部光伏较多，且新能源、储能利用率低。目前临安区光伏站3座，光伏容量17.53MW，低压光伏用户容量111.53MW，但因无储能设施配合，导致光伏电量无法对电网削峰填谷起到任何实质性作用，而东部片区主要电动汽车充电站布点较多，基数庞大的充电设施负载，也导致区域内不可控负荷增多，因无灵活合理的调用方式，导致区域内各充电设施运营商充电无序，对东部片区电网产生不可逆的影响。

（2）受地形影响，网架方面，区域网架薄弱问题突出。临安区220千伏变电站布点虽然有4座，但110千伏变电站多大部分接线模式为双辐射，两回进线来自同一个上级电源，缺乏环网条件，整体网架偏薄弱。另一方面，中西部片区110千伏变电站布点较少，以35kV变电站为主，随着今后区域负荷密度及供电可靠性的不断提高，电网供电能力及负荷转移能力将受到制约。

（3）负荷方面，东部和中西部片负荷分布不均，东部片区峰谷差大，中西部片区轻载问题较多。东部片区发展较快，充电桩负荷、光伏负荷等多元负荷较多，再是用电高峰期，容易对电网产生较大冲击，形成较大的峰谷差；中西部片区总体发展较慢，现状110kV变电站及线路轻载问题突出，沉睡弹性资源较为丰富。

（4）政策方面，政企协同问题突出。站在社会角度看，电网资源综合利用率不高是问题主要原因之一。一方面，土地资源日益紧缺，城市景观要求的提高，电力设施选址越来越困难。变电站所址选择受土地利用规划限制。尤其是东部片区，城市发展规划与站址选择的困难问题突出；中西部片区受地形地貌影响，变电站选择较为困难，且电力线路在施工过程中，沿线涉及村镇规划、塔基的青苗赔偿、线路两侧和线路下方房屋的安全距离，使得电力线路跨越、赔偿等政策处理协调工作困难重重，线路施工受阻情况时有发生。

5 新能源、储能与电网协同发展策略

5.1 新能源规划原则

结合临安区资源条件和能源特点，因地制宜发展风能、太阳能、水能等多能源品种发电互相补充，结合抽水蓄能，并配套一定比例储能，推进“风光水储一体化”和“源网荷储一体化”两个一体化建设，助力临安区实现全部可再生能源供电（“无碳发电”）。

5.2 分布式光伏发展思路

加强统筹规划和数字赋能，强化整乡镇试点带动。一是结合“零碳”试点工作，以青山湖科技城为核心的临安东部区域、太湖源镇、湍口镇分别打造“滨河零碳产业园”、“低碳小镇实践区”、“零碳小镇实践区”三大试点样板；二是整合区域地面光伏统一管理、集中监管、本地运维。通过总结试点开发经验，全面铺开整区分布式光伏开发，形成可复制、可推广的临安模式。

5.3 集中式光伏发展思路

着力推进集中式分布光伏利用。一是在相关政策允许范围内，充分利用荒山荒坡、丘陵、滩涂、设施农业用地，积极开展农光互补互补、林光互补、茶光互补、渔光互补等互补型大型地面电站建设。二是以大型公共建筑物为重点，鼓励发展公建屋顶光伏发电站。

5.4 储能配置原则

考虑风电、光伏出力不稳定性特点，采用“云储能”方式进行储能系统配套，与骨干数字电网提升建设统筹考虑一并建设。结合电网提升统筹规划储能设施布局，按光伏及风电装机容量10%~20配置。

5.5 典型示范项目

在国家“双碳”为目标背景下，以绿色低碳发展为关键，深入打好蓝天保卫战，全面展现“重要窗口”的“头雁风采”，推动构建以新能源为主的新型电力系统，建设“零碳”能源互联网。

5.5.1 青山湖科技城“滨河零碳产业园”综合示范项目

推进园区清洁低碳、安全高效能源利用和碳减排，形成园区绿色生产和消费方式，打造临安零碳创新发展的样板试点，探索可复制、可推广、务实管用的“零碳产业园”发展模式。

5.5.2 青山湖科技城整域光伏开发示范项目

针对不同用户类型，因地制宜、差异化地开展综合能源业务，实施一批“可借鉴、能复制”的示范项目。其中，在商业楼宇领域，开展智慧楼宇（光伏、充电桩、全电厨房、能效平台等）建设；工业领域，开展“光储充一体化”示范项目建设；农业领域，计划在畜牧养殖场、复耕地等开展农光互补项目建设。

5.5.3 浙西可再生能源基地建设项目

因地制宜发展风能、太阳能、水能等多能源品种发电互相补充，结合抽水蓄能，并配套10%的储能项目，推进“风光水储一体化”电源基地建设，强化电源侧灵活调节作用，确保电源基地送电可持续性；推进“源网荷储一体化”，加强电源侧、电网侧、负荷侧、储能的多向互动，实现就地就近、灵活坚强发展。通过“两个一体化”可再生能源基地建设，使昌北地区成为浙西能源中心，并使临安区实现全部可再生能源供电（“无碳发电”）。加强地区电网调节能力，配套浙北负荷中心，充分发挥低碳效益，满足“碳达峰、碳中和”实施路径中能源供给侧构建多元化清洁能源供应体系的需求。

保障措施

5.6 成立专班，加强统筹领导。区政府成立专班，统筹协调各项工作。专班应统一思想认识，形成联动机工作专班由区发改局、自然资源和规划局、生态环境分局、水利水电局、农业农村局、国网供电公司临安分公司等部门组成，工作专班办公室设在区发改局，负责办公室日常工作。

5.7 主体牵头，搭建平台。考虑到相关工作的专业性以及需要大量资金，建议引进资金、技术实力雄厚的战略合作方，也可按照“一家主体牵头，社会主体共同参与开发”的原则由多方投资主体通过成立合资公司等资本合作方式进行，鼓励更多市场主体参与项目建设和管理，充分利用各方在能源项目开发方面的优势。

5.8 资源排查，整体规划。由于公共屋顶资源可装面积小，电价低、发电效率低等因素，影响投资积极性，将地面电站指标与公共资源屋顶进行整合，集中委托投资开发建设；利用“多规合一”系统对全区可利用能源资源进行排查，筛选符合生态保护红线、国土空间规划、“三线一单”生态环境分区管控方案等要求的项目，进行整体规划。。

5.9 市场主导，政府引导。制定政策推动企业、个人安装光伏意愿。一是纳入新增建筑验收标准，结合屋顶面积和变压器容量确定装机容量标准；二是针对存量未安装光伏企业，亩均税收、能耗指标等政策挂钩；三是户用方面，整村拆迁项目参照典型方案整村建设，其中通过搭建金融平台、创新绿色金融产品、引入专业户用光伏投资及工程企业，提升存量户用装机容量。

5.10 完善标准，加强监管。围绕光伏发展实际需求，完善相关光伏规划、设计、建设、并网、运维等标准体系；进一步加强项目专业验收及运维单位监管工作。

5.11 建立惩罚机制，保障电费收取。纳入征信体系，建立惩罚机制。惩罚机制将用电企业拖欠光伏电费纳入征信体系，并严格执行，消除或降低部分企业恶意拖欠电费的影响，有效扩大投资标的，激活小企业屋顶资源。

5.12 搭建数字化运营平台。统一接入电网监测、电费结算托收平台，有效提升光伏发电及电费回收效率，提升用户投资效益，降低企业运营成本，激发企业投资热情。

5.13 探索先进技术示范应用。鼓励应用新一代互联网智能电网、云储能和电力电子等技术，积极开展光伏与其他能源结合的多能互补示范项目等，解决光伏发电的间歇性，增强与电网融合度，提高能源系统综合利用率。基于大数据、互联网等技术，开展光伏项目精细化管理，提升发电效率和质量。

附件：主要项目清单

 临安区发展和改革局2021-12-01