

证券代码：600905 证券简称：三峡能源 公告编号：2023-024

中国三峡新能源（集团）股份有限公司 关于联合中国长江电力股份有限公司召开 2022 年度暨 2023 年第一季度业绩说明会的 召开情况的公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其内容的真实性、准确性和完整性承担法律责任。

中国三峡新能源（集团）股份有限公司（以下简称三峡能源或公司）联合中国长江电力股份有限公司于 2023 年 5 月 8 日通过现场加线上方式举办 2022 年度暨 2023 年第一季度业绩说明会，现将召开情况公告如下：

一、基本情况

时间：2023 年 5 月 8 日 15:00-17:00

方式：现场结合线上方式交流

机构名称（排名不分先后）：中信证券、国泰君安证券、海通证券、华泰证券、银河证券、长江证券、申万宏源证券、兴业证券、西南证券、广发证券、天风证券、首创证券、安信证券、国海证券、民生证券、国联证券、中信建投证券、博时基金、华宝基金、汇丰银行、摩根大通、摩根士丹利、加拿大养老金、华夏养老、太平洋资管、中欧基金、汇添富基金、浙能基金、华能信托等单位。

三峡能源参会人员：董事、总经理张龙，独立董事王永海，总会计师、总法律顾问兼首席合规官杨贵芳，董事会秘书兼总审计师刘继瀛，总工程师兼工程管理部主任王忠亮，证券事务代表王蓉及相关部门负责人。

二、交流的主要问题及公司回复概要

1. 公司 2022 年装机情况以及 2023 年装机计划？

答：2022 年，公司新增装机容量 352.52 万千瓦，其中海上风电新增 30 万千瓦、陆上风电新增 135.3 万千瓦、太阳能发电新增 187.22 万千瓦。根据公司发展规划，2023 年预计新增装机 500 万千瓦以上，并争取积极的增长态势。

2. 2022 年底风电、光伏的权益装机容量是多少？

答：公司新能源开发的主要方式为控股开发，在开发过程中，为践行落实国家混合所有制改革，部分项目采用互参互控的开发模式，总体规模较小。

3. 公司资源储备情况如何？新增资源储备规模是多少？核准情况如何？

答：公司目前资源储备超 1.3 亿千瓦，2022 年共新增取得已明确坐标点资源 5488.08 万千瓦，其中陆上风电 985.17 万千瓦、太阳能发电 2592.91 万千瓦，一体化 1350 万千瓦，抽水蓄能 560 万千瓦。2022 年新增核准、备案项目总计 1630.19 万千瓦，其中风电 359.77 万千瓦、光伏发电 800.02 万千瓦、抽水蓄能 380 万千瓦、独立储能 90.1 万千瓦、地热发电项目 0.3 万千瓦。

4. 可再生能源发电补贴清查进展？公司有多少项目被纳入第一批风电、光伏发电补贴合规项目清单？预计什么时间公布第二批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单？

答：可再生能源补贴核查目前国家主管部门仍在进行论证和征求意见阶段，尚未有结论性意见落地。电网公司于 2023 年 1 月公布首批合规项目清单，公司 164 个项目纳入首批合规清单。第二批合规项目清单公布时间依据国家核查情况而定，公司也未获取到公开信息以外的其他相关信息，公司一直积极配合国家核查工作，据实依规提供证明材料，目前等待主管部门进一步指示。

5. 2022 年回收可再生欠补总额？2022 年末应收欠补规模？如何看待未来补贴发放进度？

答：公司 2022 年补贴电费回收额超 80 亿元，创历史新高。公司应收账款中 90%以上为补贴电费，具体可参阅 2022 年度报告相关报表数据。本次国家在全国范围内进行补贴核查，是为了夯实存量，解决历史欠补问题，公司相信在核查结果落地后，历史存量补贴将得到妥善解决。对于新增部分，2022 年 8 月国家发改委、财政部、国务院国资委联合发文设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，承担可再生能源补贴资金管理业务，不以盈利为目的，在财政拨款基础上，对补贴资金缺口按照市场化原则进行专项融资，统筹解决可再生能源发电补贴资金缺口问题。在此背景下，公司认为未来补贴发放将更加及时。

6. 每年新增的补贴收入规模是多少？

答：2022 年末，公司补贴账款期末余额约为 254 亿，较期初余额 183 亿增加约 70 亿。2022 年回收账款约 80 亿，据此可以

测算 2022 年新增补贴收入的大概规模。目前，虽然新能源项目开发已经进入平价时代，但存量带补贴项目每年发电量受风光资源等因素影响，存在差异；加之公司可能在发展过程中并购带补贴的项目，带补贴项目装机规模未来也可能发生变化。因此，每年新增的补贴收入可能发生变化。

7. 什么原因导致公司资产减值同比大幅增长？

答：公司今年计提固定资产减值，减值项目来自福建三个山地项目，原因是风资源情况不及预期，山地项目造价较高，国补核查尚未落地存在不确定性，资产运营效益可能低于预期，存在减值迹象，基于谨慎性原则，公司对三个项目计提资产减值。上述原因存在一定不可抗力因素影响：风电项目正常建设周期为两年，该三个项目于 2019 年初开工建设，期间国内外环境复杂严峻，人员调动困难、设备运输受阻、材料供应紧张，建设进度被迫延缓，公司克服重重困难在 2020 年底实现首批机组投产，建设过程中面对“抢装潮”，公司采取各种措施全力控制项目建设成本，最终造价控制在概算以内；在 2022 年开展的国补核查中，该三个项目因未在 2020 年底全容量并网，获取补贴不确定性较大，依据《企业会计准则》相关规定，我司聘请第三方中介机构独立、客观地对三个项目进行了减值测试，并由其出具了减值测试报告，根据评估结果计提三个项目固定资产减值准备。未来，公司将通过参加绿电交易、降本增效等措施改善项目经营情况。

8. 公司 2022 年平均融资成本以及当前最新融资成本水平？

从项目融资角度来看，目前是否还有进一步下降空间？

答：2022 年在国家政策与资本市场的利好趋势下，公司全力控制资金成本并取得显著成效，全年综合融资成本较 LPR 下浮 10% 以上，较 2021 年有显著降低。2023 年，在保证资金安全的前提下，公司将坚持低成本融资优先策略，优化融资结构，控制新增贷款成本，努力争取进一步降低公司整体资金成本。项目融资成本与国家政策、资本市场情况和项目业务实际情况等多种因素密不可分，公司也将持续加强与金融机构沟通，密切关注行业政策和资本市场动态，努力获取低成本资金，提高项目收益。

9. 什么原因导致公司 2022 年度营业收入、利润增速不匹配？

答：2022 年，公司实现营业收入 283.12 亿元，同比增长 45.04%；营业利润 92.17 亿元，同比增长 20.39%。收入利润不匹配原因：一是毛利率整体略微下降；二是 2021 年减持金风科技股票，投资收益同比有所下降；三是本年计提固定资产减值准备等。

10. 2023 年一季度发电量、营业收入增速同比下滑的原因？

答：公司一季度累计发电量 137.81 亿千瓦时，同比增长 18.49%；累计实现营业收入 68.53 亿元，同比增长 18.39%。

公司一季度发电量、营业收入实现同幅增长，但与 2022 年一季度相比，增速有所下降，一是公司经过近几年快速发展，电量、营收基数在不断扩大；二是按照新能源行业建设特点，当年新增投产装机次年产生效益，公司 2022 年新增投产装机较 2021 年减少。

11. 目前海上风电竞争日趋激烈，公司如何看待福建等地的海风竞价？未来陆上风电、光伏发电是否也会出现竞价情况？

答：近期，部分区域采用竞配电价方式确定海上风电项目投资主体，电价高低作为竞配的决定性要素。各大发电企业加紧筹备，出现以超低电价中标的情况。以此释放出的信号是各大能源企业均在积极响应“双碳”国家战略目标，大力发展海上风电事业。但同时也反映出海上风电当前还不宜全面推广竞价确定业主，海上风电平价开发尚未完全成熟，过快地采用竞价模式将会“拔苗助长”，部分企业为争取海风项目采用相对理想化的边界条件，导致成本压力向产业链上游传导，一定程度制约了技术创新及行业发展。呼吁各区域结合实际发展情况，采用合适的方式确定海上风电开发业主，向能源主管部门及行业传递准确的市场信号，避免无序竞争。

随着双碳战略的深入实施，新能源资源竞争愈加激烈，未来部分区域陆上新能源资源配置过程中存在倾向于采用电价竞争方式、通过市场化配置新能源项目开发权的可能。公司始终坚持高质量发展定力，一方面坚持科技创新，破解海上风电“卡脖子”问题，提升资源调配、风场运维、安全管理效率，增强新能源资源竞配能力；另一方面，坚持讲求投资逻辑、投资回报，坚持有所为，有所不为，杜绝不顾客观因素的盲目扩张，避免非理性竞争，保障发展质量和收益。

12. 储能在新能源行业的发展前景？公司目前新能源项目配备储能的情况？目前各类储能技术的建设成本？

答：随着各地区新能源电源占比不断提高，对于电网提出的挑战越来越大。为进一步提升调峰调频能力、平滑电力输出，自2020年起，已有多地明确要求新能源项目并网应配置一定比例

的储能设施，储能配置的要求在 10%-20%之间，储能小时数要求为 1-2 小时。

目前新能源项目配置储能主要以新型储能为主，公司积极响应国家及地区配置储能要求，在甘肃、河南、江苏、辽宁等 19 个省份已配置或将配置电源侧电化学储能，推动光热、氢能等从政策研究、技术论证迈入成功实施，探索抽水蓄能、压缩空气储能、钠离子、钒液流等不同时间尺度、创新储能技术的互补应用。此外，公司率先探索电网侧独立储能项目，山东庆云一期项目成为全国首批参与电力现货市场的独立储能电站，在河南、广东等地开展电能量市场和调频辅助市场双重探索。

结合当前技术发展水平及趋势，常见的锂电池储能建设成本约 1500-2000 元/kWh，抽水蓄能的建设成本约 4500-7000 元/kW，压缩空气储能建设成本约 4000-6000 元/kW，光热电站建设成本约 15000-20000 元/kW。

13. 公司对绿电交易的展望？绿电交易和客户整体签约节奏如何，签约期限和价格如何确定？

答：就绿电本身的特点来说，绿电交易是推动新能源快速健康发展的重要抓手，体现了新能源独特的环境价值，较传统能源未来会受到更多市场用户的青睐，为新能源实现绿色低碳价值提供了变现的渠道。

为推动我国“双碳”目标的实现，我国绿电交易市场将会进一步完善，以充分保障新能源的消纳。在市场供需方面，供应侧将会进一步扩充新能源发电企业参与市场的范围，需求侧将会根据市场发展的成熟度和“碳中和”目标的实施进度不断增强绿电

的需求量，不断加大绿电交易的活跃度。在机制建设方面，相关单位将会不断完善跨区域的绿色电力交易机制与模式，实现绿色电力省内交易和跨区域交易的协同运行，努力构建统一市场体系下的绿电交易价格机制和绿电追踪配套机制。在市场协同方面，将会促进“电—证—碳”不同市场的衔接和协同发展。

从近几年的绿电成交结果来看，呈逐年大幅递增趋势，绿电交易量及频次均大幅提高，绿电需求客户也呈现多元化的特点。

绿电签约期限月度、年度、长周期并存，签约价格以当期市场价格为准。

特此公告。

中国三峡新能源（集团）股份有限公司董事会
2023年5月10日