

证券代码：600905

证券简称：三峡能源

公告编号：2024-054

中国三峡新能源（集团）股份有限公司 关于 2024 年半年度业绩说明会召开情况的 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（以下简称公司）于 2024 年 9 月 3 日通过现场结合线上方式举办 2024 年半年度业绩说明会，现将召开情况公告如下：

一、基本情况

时间：2024 年 9 月 3 日 10:00-11:00

方式：现场结合线上方式

机构名称（排名不分先后）：银华基金、中信证券、华泰证券、海通证券、国泰君安证券、银河证券、招商证券、民生证券、国盛证券、国联证券、兴业证券、华福证券、财通证券等。

公司参会人员：总会计师、董事会秘书、总法律顾问兼首席合规官杨贵芳，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 2024 年上半年装机情况如何？预计全年并网情况如何？

答：公司上半年新增并网装机容量 132.64 万千瓦，累计装

机容量达 4137.08 万千瓦，力争全年新增并网达到 500 万千瓦。

2. 公司对新能源行业未来发展怎么看？

答：未来全国能源电力消费预计增长强劲，新能源高质量发展思路更清晰，国家将不断推动新能源更大规模、更高水平开发利用，持续构建新型电力系统与新型能源体系。一方面，海陆新能源大基地开发建设将快速推进，统筹能源安全与新能源规模化发展；另一方面，源网荷协同互动将催生负荷侧响应、虚拟电厂等多种商业模式，多行业融合应用场景不断涌现。此外，新能源领域战略性新兴产业创新发展与新质生产力培育建设将成为行业热点。

3. 当前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：初步统计，公司 2024 年上半年新增获取新能源资源超 2800 万千瓦，新增建设指标超 1200 万千瓦，核准备案 144 万千瓦。

4. 公司现有及储备（在建、筹建）新能源项目中大基地外送占比多少？库布齐大基地项目外送情况如何？能否介绍一下特高压外送部分的电价情况？

答：公司当前已获批内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地。库布齐基地项目依托蒙西-京津冀特高压直流通道外送消纳，外送通道已纳规、待核准。目前正在开展输电通道长期合作协议协商工作。特高压外送电价暂未明确，后续以主管部门核定价格为准。

5. 公司在海上风电领域方面有何规划？预计 2024、2025 年

新并网的海上风电装机规模将达到多少？

答：截至 2024 年 6 月底，公司海上风电累计装机容量 568.64 万千瓦；公司将坚定不移履行国家赋予的集中连片规模化开发海上风电的历史使命，在科技创新、产业升级、管理提升等方面扎实作为，不断提升海上风电全链条核心能力，持续保持海上风电规模化发展引领优势。

6. 阳江青洲五、六、七海上风电项目进展如何？公司当前储备的海上风电项目资源建设进展如何？每个项目当前的进展（开工、核准、投产）节奏是否有指引？

答：当前，公司正稳妥有序推进青洲六项目建设工作，全力推进青洲五、七项目用海审批手续办理，推动项目尽快具备开工建设条件。同时，公司正积极推进天津南港等一批海上风电示范项目各项建设工作，力争莆田 DE 区等海上风电项目尽快具备开工建设条件，持续扩大海上风电资源储备，有力支撑公司海上风电滚动开发格局。

7. 公司是否对运行 1 年以上的机组实际经营情况与可研审定时测算的收益率做过对比？

答：公司会在固定资产投资项目竣工验收一年后、三年内开展后评价工作，后评价阶段将对项目实际运行情况和可研阶段的项目财务指标进行比较分析。

8. 公司当前项目投资回报率如何？公司比较青睐开发哪些区域、何种类型项目？

答：近年来，公司聚焦增强核心功能、提升核心竞争力，坚持讲求投资逻辑、投资回报，通过优选相对高收益项目保障发展

质量和收益。公司积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电、光伏发电基地建设，深入推动源网荷储一体化和多能互补发展，探索开展抽水蓄能、新型储能、氢能、光热等业务。同时，投资与新能源业务关联度高、具有优势互补和战略协同效应的相关产业，基本形成了风电、太阳能、储能、战略投资等相互支撑、协同发展的业务格局。

9. 能否详细分析上半年增收不增利的原因？以及公司三季度及全年业绩预期？

答：2024年上半年，公司营业收入同比增长9.89%，归属于上市公司股东的净利润同比下降10.58%，低于营业收入增速，受四个方面因素影响：一是报告期内平价项目占比提升，上网电量结构变化，同时市场化交易存在波动性，综合电价有所下降；二是发电量受各地区消纳影响；三是可再生能源电价附加余额增长，计提坏账准备增加；四是参股投资收益同比下降。

公司三季度和全年的经营业绩主要仍受风光资源禀赋、电源结构及分布、市场化交易及地区消纳情况等因素影响，公司将全力加快新项目投产，积极应对平价项目规模增长所带来的收益摊薄，千方百计多发电，有效提高市场交易能力和水平，加大绿电、绿证增收贡献力度，努力对冲利润下降影响，严控各项成本费用，争取完成年度生产经营各项目标任务。

10. 上半年公司可再生能源电价附加回收情况，较2023年底新增多少？可再生能源电价附加核查进展如何？公司采取了哪些手段或措施？

答：截至 2024 年 6 月末，公司应收可再生能源电价附加余额 422.40 亿元，较期初增加 62.20 亿元。今年上半年，原纳入合规清单但未纳入补贴目录项目的审核进度加快，截至 8 月底国网共公布了 8 批可再生能源发电补贴项目清单，公司上半年新纳入补贴目录的项目在下半年已经开始结算。公司一直积极配合可再生能源电价附加核查工作，将持续加大沟通协调力度，积极推动合规项目纳入清单，持续跟踪财政资金拨付情况，推动应收账款回收。

11. 可再生能源电价附加是否有减值风险？

答：公司严格按照《企业会计准则》及相关规定，基于谨慎性原则计提应收账款坏账准备，审慎反映公司财务状况。截至 2024 年 6 月末，公司累计计提应收可再生能源电价附加坏账准备 18.86 亿元，当年计提 4.18 亿元，具体参见《2024 年半年度报告》“第十节 财务报告 5、应收账款”。

12. 上半年综合融资成本是多少？各类贷款的利率分别是什么水平？融资成本是否有进一步压降空间？

答：公司 2024 年上半年融资成本同比下降，综合融资成本较 LPR 下浮 10%以上、同比下降约 28bp。各融资渠道成本基本一致，不存在明显差异；在保证资金安全的前提下，公司坚持低成本融资策略，未来将结合监管政策和资本市场情况，选择合适的融资时点和品种，继续全力控制融资成本。

13. 上半年公司在建装机规模是多少？其中陆风、海风、太阳能结构如何？预计 2024 年投产的装机规模及结构情况如何？

答：截至 6 月底，公司在建项目规模合计超 2000 万千瓦，

其中海风约 170 万千瓦、陆风约 381 万千瓦、太阳能发电约 1335 万千瓦。根据当前项目建设实际情况，2024 年并网规模力争突破 500 万千瓦，以太阳光能、陆风为主，有少量海风及新业态项目。

14. 公司最新的陆风、海风、光伏造价水平如何？

答：根据公司近期建设项目造价统计，光伏、陆风、海风项目单位千瓦投资分别约 2800~3800 元/千瓦、4800~6000 元/千瓦、10500~12500 元/千瓦。

15. 上半年公司在运陆风、海风、光伏项目的利用小时数分别是多少？同比变化情况如何？能否分析具体原因及影响？不同区域的利用小时数变化是否有差异，以及原因是什么？

答：公司上半年风电利用小时数 1243 小时，同比降低 10 小时；光伏利用小时数 693 小时，同比降低 12 小时。风电主要受资源影响；光伏主要受消纳影响。不同区域利用小时数变化有不同程度的差异，取决于资源情况、市场消纳情况以及新建项目并网等。依据中电联发布的《2024 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》，全国并网风电利用小时数 1134 小时，同比降低 103 小时。并网太阳能发电利用小时数 626 小时，同比降低 32 小时。

16. 能否分析上半年各区域的资源情况？预测三、四季度资源情况如何？

答：上半年各区域资源情况差异较大，整体来看，海风和光伏资源较去年略有上升，陆风资源较去年略有下降。预测三、四季度资源整体情况基本与去年持平。

17. 请问上半年公司整体利用率情况如何？西北地区新能源利用率情况如何？

答：上半年公司风电利用率与去年基本持平，光伏利用率略有下降。西北地区除宁夏风电以外利用率同比均有所下降。

18. 公司 2024 年上半年辅助服务分摊费用规模是多少？同比是什么趋势？

答：2024 年 1-6 月公司结算辅助服务分摊费用规模约 4.5 亿元（含税），主要由调峰辅助服务市场分摊费用构成。整体费用规模较上年同期有所增加，主要原因为辅助服务费用一般按照上网电量分摊，公司上网电量规模较去年增长。各地区辅助服务费用规模及度电分摊水平与当地电源结构与负荷特性、调节资源性能与充裕度、市场政策与规则等因素有关。今年，国家发改委与能源局联合发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，要求加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则。在该政策的引导下，各地将不断完善辅助服务价格形成机制，推动辅助服务费用规范有序传导分担。

19. 上半年公司风电、光伏平均上网电价和变动幅度？能否分享变化的原因？

答：平均上网电价为各地项目电价加权平均计算的结果，受到可再生能源电价附加情况、项目地区分布情况、市场化交易政策规则、交易成果、考核分摊情况等多个因素综合影响。上半年公司风电、光伏的平均上网电价较上年同期均有所下降，两者下降的主因均系平价项目上网电量增速显著、占公司总上网电量的比重大幅增加，可再生能源电价附加对平均电价的贡献减弱。同

时，公司各电源类型的平均电价也受到新增项目地域分布情况以及市场化交易波动性的影响。

20. 公司上半年市场化交易的比例、交易电价水平及同比变化情况？

答：电力市场化进程仍在加速推进，公司上半年市场化交易比例保持较快增速。交易电价水平受交易政策规则、市场竞争程度、市场供需等多种因素影响，各地情况不一，报告期内公司在各地的交易电价有增有减。随着电改向纵深推进，全国正加快建立“能涨能跌”“随行就市”的电力市场化定价机制。今年国家相关政策多次提及实现新能源发展与市场建设协调推进，更好发挥市场促进消纳作用，同时要求推进区域市场建设，完善跨省跨区交易机制，不得限制新能源跨省交易。相信在上述政策引导下，新能源电力的商品价值属性将进一步体现。

21. 目前风电、光伏参与现货市场的进展？

答：参与现货市场后，新能源电力价格将能涨能跌，充分反映市场供需情况，体现发电的时间和空间价值，传递真实的价格信号，还原电力产品的商品价值属性。目前将新能源纳入长周期现货结算的地区为甘、晋、鲁、蒙（蒙西）、粤五个地区，具体参与机组的类型由当地政策决定。此外，安徽、河南、冀南、辽宁等 10 个地区已建设至现货结算试运行（非长周期）阶段。

22. 上半年绿证交易情况如何？能否介绍一下量价情况？

答：现阶段绿证市场仍在持续完善，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044 号）扩大了绿证核发范围，《关于加强绿色

电力证书与节能降碳政策衔接 大力促进非化石能源消费的通知》（发改环资〔2024〕113号）提出加强绿证交易与能耗双控、碳排放管理等政策有效衔接，激发绿证需求潜力，拓展绿证应用场景。在政策刺激下，绿证市场正由完全的自愿市场逐步转向强制与自愿双线并行的市场，需求场景中受能耗双控政策引导的消费群体所占比例越来越高。此外，今年7月国家发改委发布的《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》提出，今年新设电解铝行业绿色电力消费比例目标，各省均不低于21%，其绿色电力消费比例完成情况以绿证核算，虽然2024年只监测不考核，但释放的政策信号体现了国家正推动可再生能源电力消纳责任权重向重点用能单位分解。

2024年上半年公司全力推进可再生能源项目建档立卡工作，组织平价新能源项目及时应申尽申绿证，绿证销量及销售收入创历史新高，销售均价与市场均价基本持平。

23. 公司上半年 CCER 的收益情况？

答：因全国 CCER 项目与减排量申请的受理于8月下旬正式开启，故上半年未产生 CCER 收益。公司已提前筹划开发工作，完成第一批6个海风项目 CCER 开发的所有前置工作，其中4个已于9月2日在 CCER 注册登记系统及信息平台挂网，进行备案受理公示。公司第一批 CCER 开发项目分布在江苏、福建两省，总装机180万千瓦，预计年减排量可签发300万吨。公司争取年内完成第一批 CCER 项目备案签发及交易，并启动第二批项目开发工作。

特此公告。

中国三峡新能源（集团）股份有限公司董事会
2024年9月5日