

证券代码：600905 证券简称：三峡能源 公告编号：2024-065

中国三峡新能源（集团）股份有限公司 关于 2024 年第三季度业绩说明会 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 11 月 7 日通过网络视频直播方式举办 2024 年第三季度业绩说明会，现将召开情况公告如下：

一、基本情况

时间：2024 年 11 月 7 日 10:00-11:00

方式：网络视频直播

机构名称（排名不分先后）：中信证券、华泰证券、海通证券、国泰君安证券、中信建投证券、银河证券、招商证券、长江证券、天风证券、国联证券、兴业证券、华源证券、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. 公司目前的资源储备情况如何？新增资源储备规模是多少？核准情况如何？能否支撑公司未来快速装机增长？

答：截至 2024 年 9 月，新增新能源资源获取超 2900 万千瓦，核准备案超 280 万千瓦、建设指标超 1400 万千瓦（含南疆

大基地 1250 万千瓦)，为公司后续规模化、高质量发展提供资源保障。

2. 公司目前储备的新能源基地项目（包括最新的南疆基地项目）具体的分布和规划？

答：公司围绕国家能源战略和顶层规划，聚焦陆上大基地、海上引领者两大重点，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，在内蒙古、新疆、青海等“三北”新能源资源富集区域规划外送基地项目，沿海推动海上风电集群规划，着力推动资源获取及落地开发。

3. 公司南疆基地项目收益如何？电价是否确定？投资建设节奏？以及配套融资的相关安排？

答：公司南疆基地项目电价暂未确定，根据国家发改委、国家能源局《关于进一步加强跨省跨区输电通道规划建设管理的通知》，跨省跨区外送基地电价机制由送受端政府、电网企业等通过长期合作协议约定，当前本基地长期合作协议未签署，电价机制未确定。项目整体技术经济可行，预计整体工程建设期 3-4 年，其中新能源与储能项目建设将根据煤电项目、外送通道建设进度适时调整，保障“三位一体”同步建成。基地项目资本金占工程动态投资的 25%，其余资金通过银行贷款、融资租赁、委托贷款等方式解决。

4. 南疆基地项目煤电后续是否由公司进行建设运营？

答：南疆基地“风光火储”电源项目均由公司控股子公司三峡巴州若羌能源有限公司统一投资、开发、建设及运营。

5. 公司南疆基地项目的外送通道建设计划及执行情况如何？

基地项目投产后特高压通道能否同步落地？若不能，是否能利用现有通道进行消纳？

答：南疆基地项目外送通道由国家电网公司规划及建设。根据国家发改委、能源局关于“沙戈荒”外送基地新能源、支撑调节性电源、输电通道同步建成、同步运营的要求，基地电源项目将与外送通道建设进度协调统筹，保障同步建成、同步运营。

6. 公司公告拟建设的南疆基地项目，与集团旗下单位合作是出于何种考虑？未来是否所有大基地项目都会采取这种形式？中长期公司现金压力降低后，是否会购买剩余的股份？

答：公司与集团内单位合作可以发挥内部资源、资金、专业能力互济互补优势，后续将结合与送受端沟通谈判情况，引入送受端优质企业参与南疆基地项目开发建设，发挥各自优势促进基地高质量建设运营。不同的基地项目将结合各项目特点，优选内外部合作方。未来在项目投产及稳定运营后，将结合政策要求、项目效益、公司发展、合作方意愿等情况，研究相关股权受让工作。

7. 公司库布齐基地项目的进展情况？

答：库布齐基地项目当前有序推进新能源及煤电项目前期手续办理、招标采购、长期合作协议协商等各项工作，做好煤电项目开工前各项准备工作，推动煤电项目尽快具备开工建设条件。

8. 公司海风项目开发情况如何？各项目的具体推进情况能否详细介绍？

答：截至9月底，公司海上风电累计装机568.64万千瓦；公司将坚定不移集中连片规模化开发海上风电，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，以公司“十四五”发展规划为指引，持续保持海上风电规模化发展引领优势。当前，三峡能源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，稳妥有序推进天津南港等一批海上风电示范项目建设工作，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。

9. 公司抽水蓄能的规划情况，目前抽蓄项目获取和开工情况如何？

答：公司紧密围绕新能源主业规模化、高质量发展目标，聚焦新能源大基地，考虑与新能源主业协同效应，优先在青海、新疆等新能源富集的西北等地区以及电网用电量较大、调峰压力较大的中东部地区开发抽水蓄能项目，多个项目进入国家抽水蓄能中长期发展项目库，正积极开展项目筹建工作。根据项目推进情况和技术经济性，积极推进工程建设条件较好，且临近新能源富集区或负荷中心的抽水蓄能项目开发，青海格尔木南山口、陕西山阳、山西上社等抽水蓄能项目已取得核准，部分项目已开工建设，初步形成“核准一批、启动一批、储备一批”的格局。

10. 请公司详细分析增收不增利的原因？公司全年业绩预期？

答：2024年前三季度，公司营业收入同比增长12.81%，归属于上市公司股东的净利润同比下降6.31%，低于营业收入增速，主要原因是：（1）报告期内平价电量增加、占总上网电量的比重

上升，且上网电量结构变化，同时市场化交易存在波动性，总体电价同比有所下降；（2）受电源分布和各地区消纳情况综合影响，发电收入增幅放缓；（3）可再生能源电价附加余额增长，计提坏账准备增加；（4）参股企业盈利水平波动，投资收益同比下降 46.23%。

公司全年的经营业绩主要受风光资源禀赋、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，控制成本费用，不断提升经营水平。

11. 近期政策层面的化债举措对于公司可再生能源电价附加回收有何积极意义？

答：近期的化债措施旨在支持地方特别是高风险地区化解存量债务风险和清理拖欠企业账款，初步判断目前对公司可再生能源电价附加回收没有影响。

12. 从报表来看，公司今年负债规模增加较多，但利息支出增量较少，主要原因是什么？公司最新的融资成本是多少？

答：利息支出增量较少主要是因为公司融资成本控制较好，前三季度综合融资成本较去年降低 31BP，利息支出增幅低于负债增幅；最新融资成本较LPR下浮 10%以上。

13. 三季度投资收益亏损的主要原因？

答：2024 年 1-9 月，公司投资收益 2.96 亿元，较上半年减少 0.46 亿元，主要受少数参股企业亏损影响。

14. 公司整体挂牌转让公司 7 家参控股水电公司股权及相

关债权，是出于何种考虑？预计对公司当期及未来的业绩有何影响？

答：公司整体挂牌转让公司 7 家参控股水电公司股权及相关债权，主要是因为中小水电装机规模、资产规模、营收贡献占比不断降低，且因为位置偏远、管理半径长所带来的管理成本、管理难度不断提升。若当期完成水电公司处置，回收资金投入新能源项目，可以更好聚焦主责主业，提高公司核心竞争力。

15. 公司目前在建项目的规模与结构如何？预计第四季度投产情况？全年是否还维持 500 万千瓦的装机预期？

答：目前公司在建项目规模约 2000 万千瓦，海上风电、陆上风电、光伏比例大概为 1:2:7，力争全年新增并网达到 500 万千瓦。

16. 公司最新的陆风、海风、光伏项目造价水平如何？当前组件价格回升，是否会影响光伏投资节奏？考虑到当前上游产业的环境，2025 年是否会面临造价成本上行的压力？公司会如何应对？

答：2024 年公司海风、陆风、光伏项目单位千瓦投资分别约 9500-12500 元、4800-6200 元、2800-4200 元。当前组件价格整体趋于平稳，光伏项目的投资节奏将结合并网发电目标、电价及成本管控等多方面因素综合考虑，项目均在正常开发建设。依据目前状况观察，组件价格大概率以平稳为主，大幅上调价格的可能性较低。针对 2025 年造价成本管控应对措施包括：一是加强市场分析和预测，密切关注市场动态和行业趋势，及时调整经营策略。二是加强成本控制，合理分配资源，确保资金有效利用，

推动降本增效。

17. 公司第三季度风、光资源情况如何？预测四季度资源情况如何？

答：公司前三季度风资源同比去年有所下降，光资源同比去年有所上升。预测四季度资源整体情况基本与去年持平。

18. 三季度平均以及分板块电价如何？市场化交易部分电价情况及比例，以及未来电价趋势判断？

答：平均电价情况：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、市场化交易规则、交易成果、考核分摊情况等多个因素综合影响。截至三季度末，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的影响以及市场化交易带来的波动性。

交易情况：电力市场化进程仍在加速推进，公司前三季度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，前三季度公司在各地的交易电价有增有减。从公司整体来看，在市场化因素以外，资产的地域分布和类型结构变化也会对总体加权交易均价有所影响，综合下来公司整体交易均价较上年同期略有下降。

未来电价趋势：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，同时我国基于新型电力系统的市场体系将是多目标、多价值、多时空协同的，因

此未来新能源交易价格也将受到供求关系、系统运行情况、政策驱动、资源配置效率等诸多作用，呈现波动性。

从电改的长期导向看，《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44号）《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（发改能源〔2024〕1537号）等国家最新出台的顶层设计文件，多次提及建立和完善适应可再生能源特性的电力中长期、现货和辅助服务市场交易机制，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，加强新能源在公平接入电网、参与电力市场及消纳利用等方面的监管。在此引导下，伴随后续相关实施细则的落地，新能源参与市场机制和价格机制将不断健全，新能源电力的商品价值属性将进一步体现。

从电力供给和消费革命的大趋势看，《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》明确新型电力系统的第一大特征是清洁低碳，随着《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）的深化执行、可再生能源电力消纳责任权重的逐年提高、重点行业领域绿色低碳发展专项行动的紧密部署、实施可再生能源替代行动的大力实施，绿电绿证的需求潜力不断激发，应用场景不断拓展，重点用能单位化石能源消费将实行预算管理并执行绿电绿证消费替代，新能源电力的清洁低碳品质将在未来市场竞争中更加凸显。

19. 三季度绿证交易情况如何？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。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。此外，同期，国家发改委等部门印发的《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》提出，新建数据中心绿电占比将超80%，明确要重点审查可再生能源利用情况，逐年提高新建数据中心项目可再生能源利用率，鼓励数据中心通过参与绿电绿证交易等提高可再生能源利用率，探索开展数据中心绿电直供。该政策的发布，进一步推动新型数据中心绿色高质量发展新路径，推动数字经济绿色化发展，同时也表明，国家正不断推进社会全面绿色化转型进程。

2024年前三季度，公司不断跟进可再生能源项目建档立卡工作，做到应建尽建，组织平价新能源项目及时签订绿证核发承

诺书，保障绿证顺利核发，在 19 个省份开展了绿证销售工作。通过加强绿证市场多维信息收集分析、强化全员营销理念、精准策划全国绿证投标工作、重点突破绿证消费大客户等手段，公司绿证销量及销售收入增加，销售均价与市场均价基本持平。

20. 三季度ccer的收益情况？

答：目前全国共有 6 个CCER项目首批通过项目审定并提交审定文件，公司上线的 4 个CCER项目均位列其中，占首批通过审定项目的 2/3，待审核后可完成项目备案。本次成功上线的 4 个项目，总装机达 1397.8 兆瓦，占首批公示全国能源工业类CCER市场约 32%，预计首批项目签发量约为 400 万吨。待签发后我司将立即组织CCER项目开展交易，现正同步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 11 月 9 日