中国三峡新能源(集团)股份有限公司

证券代码:600905 证券简称:三峡能源

2025 年度报告摘要

第一节 重要提示

1、本年度报告摘要来自年度报告全文，为全面了解本公司的经营成果、财务状况及未来发展规划，投资者应当到www.sse.com.cn网站仔细阅读年度报告全文。

2、本公司董事会及董事、高级管理人员保证年度报告内容的真实性、准确性、完整性，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担个别和连带的法律责任。

3、未出席董事情况

未出席董事职务	未出席董事姓名	未出席董事的原因说明	被委托人姓名
董事	赵锦裔	工作原因	杜至刚

4、信永中和会计师事务所(特殊普通合伙)为本公司出具了标准无保留意见的审计报告。

5、董事会决议通过的本报告期利润分配预案或公积金转增股本预案

2026年4月28日，公司召开第三届董事会第五次会议，审议通过了《关于公司2025年度利润分配预案的议案》，拟向全体股东每10股派发现金红利0.41元(含税)。截至2026年3月31日，公司总股本为28,587,650,142股，以此计算合计拟派发现金股利人民币1,172,093,655.82元(含税)。除前述现金分红外，本次利润分配不以资本公积金转增股本，不送红股。如在实施本次权益分派股权登记日前，因可转债转股/回购股份/股权激励授予股份回购注销/重大资产重组股份回购注销等致使公司总股本发生变动的，公司拟维持每股分配金额不变，相应调整分配总额。本次分配预案尚需提交公司股东会审议批准。

截至报告期末，母公司存在未弥补亏损的相关情况及其对公司分红等事项的影响

□适用√不适用

第二节 公司基本情况

1、公司简介

公司股票简况				
股票种类	股票上市交易所	股票简称	股票代码	变更前股票简称
A股	上海证券交易所	三峡能源	600905	

联系人和联系方式	董事会秘书	证券事务代表
姓名	杨丽迎	王蓉
联系地址	北京市通州区梨市街2号院或大中心5号楼	北京市通州区梨市街2号院或大中心5号楼
电话	010-57680278	010-57680278
传真	010-57680279	010-57680279
电子信箱	ctgr_ir@ctg.com.cn	ctgr_ir@ctg.com.cn

2、报告期公司主要业务简介

(一)全球新能源行业发展情况

全球可再生能源发展势头迅猛，可再生能源的核心地位将进一步凸显。根据国际可再生能源署相关分析，全球可再生能源发电量占比预计将在2030年提升至43%。其中风电和太阳能作为电力系统低碳转型的核心驱动力，其发电量占比将从2025年的15%跃升至2030年的28%。2025年至2030年间，全球可再生能源装机容量预计将新增约4600吉瓦。

(二)我国新能源行业发展情况

2025年，我国新能源行业在能源转型进程中取得健康有序发展，多项重要政策举措密集出台，新能源集成融合发展、促进消纳和调控等一系列政策措施助力行业提质增效，新型能源体系建设基础持续夯实，推动构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，超额完成“十四五”非化石能源消费目标任务，为建设能源强国提供了有力支撑。根据国家能源局发布的2025年可再生能源并网运行情况，可再生能源装机规模不断实现新突破。2025年全国新增风电、太阳能发电装机超4.3亿千瓦，同比增长22.0%，再创历史新高。风电、太阳能发电累计并网装机达到18.4亿千瓦，占比达到47.3%，历史性超过火电。2025年全国风光发电量同比增长25%，占发电量比重达到22%，有力带动可再生能源电量占发电量比重达到近4成，电力消费“含绿量”持续提升。

(三)报告期内公司在行业中的地位

2025年，公司新增装机容量461.53万千瓦，累计装机容量达到5237.41万千瓦。风电累计装机容量达到2443.26万千瓦，占全国风力发电行业市场份额的3.82%，其中海上风电累计装机容量达到754.68万千瓦，占全国市场份额的16.06%；太阳能发电累计装机容量达到2678.05万千瓦，占全国太阳能发电行业市场份额的2.23%，其中集中式光伏累计装机容量达到2678.05万千瓦，占全国市场份额的3.90%。

电源类别	报告期内新增装机容量(万千瓦)			期末累计装机容量(万千瓦)		
	本公司	全国	市场份额	本公司	全国	市场份额
风电	200.05	12000	1.67%	2443.26	64001	3.82%
其中:海上风电	49.70	659	7.54%	754.68	4700	16.06%
太阳能发电	251.48	31700	0.76%	2678.05	120173	2.23%
其他	10.00			116.10		
合计	461.53			5237.41		

注:全国数据源自国家能源局官网。“其他”项为独立储能项目。2025年，公司因转让新能源及水电项目，装机减少26.95万千瓦。

(四)报告期内的重点行业政策

1.推动能源发展规划体系完善与顶层布局落地

2025年2月27日，国家能源局印发《2025年能源工作指导意见》。文件要求，2025年全国能源生产总量稳步提升，全国发电总装机达到36亿千瓦以上，新增新能源发电装机规模2亿千瓦以上，发电量达到10.6万亿千瓦时左右，跨省跨区输电能力持续提升，统筹推进新型电力系统建设，提升需求侧灵活调节能力与风电光伏一体化工程建设，构筑东南沿海百亿瓦级海上风电基地。研究建立能源行业碳排放核算机制，研究制定绿电直连政策措施，创新新能源价格机制和消纳方式，推动新能源全面参与市场，实现新能源由保障性收购向市场化消纳转变。出台促进绿证市场高质量发展的政策文件，完善可再生能源消纳责任权重制度，压实电力用户绿电消纳责任。深化全国统一电力市场建设，加强国家、区域省等多层次市场协同。持续完善关键机制设计，进一步健全电力市场“1+N”基础规则体系，推动电力中长期市场连续运营，完善辅助服务市场机制，实现省级电力现货市场基本全覆盖。推动跨省跨区市场化交易，推进省级市场标准化建设，制定电力现货市场建设指引。

2025年6月26日，国家林草局、国家发展改革委、国家能源局联合印发《三北沙漠戈壁荒漠地区光伏治沙规划(2025—2030年)》。规划到2030年，新增光伏装机规模2.53亿千瓦，治理沙化土地1010万亩。文件提出，按照生态优先、绿色发展、协同推进的总体思路，充分考虑气候特征和适值区域，以风光资源为基础，以区域电网、输电通道、调节电源为保障，明确了三大气候区和五大重点发展区域。以实验项目为引领，推进荒漠化防治与风电光伏一体化工程建设，构筑东起内蒙古中部西至新疆“点、线、面”相结合的光伏治沙长城。

2025年9月16日，国家发展改革委、国家能源局印发《能源规划管理办法》。文件共6章26条，构建全国综合能源规划为统领、分领域、区域、省级规划衔接互补的体系，明确下级规划服从上级规划、宏观规划、实行规划编制实施评估管理，未列入清单原则上不得编制、期限少于3年或日常工作原则上不编规划。规划须履行前期研究、起草、征求意见、内部论证、合法性审查、审批发布程序，内容涵盖发展基础、目标、任务、布局、重点项目、保障措施等，按规定开展环评与水资源论证。重点项目纳规须符合政策、具备前期基础并通过经济性评估。规划实施实行中期评估与总结评估，未经法定程序不得随意调整。

2025年10月28日，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》全文对外公开。文件在“十五五”时期经济社会发展的主要目标中提出“绿色生产生活方式基本形成，碳达峰目标如期实现，清洁低碳安全高效的新型能源体系初步建成”。文件要求：加快建设新型能源体系，持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统；坚持风光水核等多能并举、多领域协同协调和外送；加强化石能源清洁高效利用，推进煤电清洁低碳替代；全面推进能源节约和安全韧性少干预。科学布局抽水蓄能、大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设；提高终端用能电气化水平，推动能源消费绿色化低碳化；加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制；积极稳妥推进和实现碳达峰，实施碳排放总量和强度双控，深入实施节能降碳攻坚；完善碳排放权计核算体系，扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围，加快温室气体自愿减排交易市场建设；建立健全绿色低碳标准体系，推动引领国际规则标准完善和衔接互认。

2.推动新能源电价市场化改革与交易机制优化

2025年2月9日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》提出要坚持分类施策、区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。新能源项目参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平(简称机制电价)，电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力监行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

2025年4月29日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，提出全面加快电力现货市场建设，2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算试运行。

2025年7月1日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于鼓励经营区常态化电力交易机制方案的复函》。文件明确，国家电网公司、南方电网公司要在2025年迎峰度夏期间，依托跨电网常态化交易机制实现电力资源优化配置，更好支撑电力保供。年底前，进一步统一市场规则、交易品种和交易时序，实现跨电网交易常态化开市。国家电网公司、南方电网公司要持续完善跨电网交易规则，强化技术平台互联互通和信息共享互认，尽快实现电力市场成员“一地注册、全国共享”。要完善跨省跨区应急调度价格机制和结算管理，及时跟踪市场运营状况，加强信息披露和报送。

2025年9月9日，国家发展改革委、国家能源局印发《跨省跨区电力应急调度管理办法》。办法明确应急调度是市场化手段无法解决电力安全风险、电量平衡缺口时的兜底调度措施，电网突发故障的电量调整不属于此范畴，由国家发展改革委管理，能源局监管，地方政府主管部门和省级电网企业协同推进相关工作。实施上通调度、分级管理原则，省级机构提申请，区域或国家级机构按资源禀赋及组织、保安全优先于保供应，跨经营区由省级人民政府主管部门决定并报备，且需与市场化交易有序衔接。同时办法明确了送受端电价定价标准，价差正向时分别按不同规则进行管理并分配与分摊，跨经营区结算可依约定或参照市场化交易，相关电量电费单独归集且不纳入相关考核分摊，还规定了调度、电网、交易机构的职责，要求两大电网完善细则并按月报送执行情况，重大情况及时上报国家发展改革委。

2025年11月18日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于优化集中式新能源发电业企市场报价的通知(试行)》。文件指出，新能源发电企业集中报价主要适用于电力现货市场正式运行和连续结算试运行地区电力中长期电能量交易中的集中交易和现货电能量交易。参与集中报价的新能源发电企业，原则上集中后的总装机规模不应超过所在省(区、市)电力市场单个最大燃煤发电厂装机规模(不含转商场化电量)。原则上仅允许同一集团(同一母公司、同一控股股东)、同一实际控制人等内同一省(区、市)的新能源发电企业进行集中报价，禁止跨集团、跨省(区、市)集中报价。禁止具有竞争关系的经营者达成固定或变更商品关系的垄断协议。新能源发电企业进行集中报价，不得影响电力系统安全稳定运行。

3.促进新能源消纳电力提升与集成融合发展

2025年7月1日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》。下达2025年、2026年可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例，明确2025年各省可再生能源消纳责任权重为约束性指标，2026年为预期性指标。同时，在既有电解铝行业绿电消费比例要求的基础上，将钢铁、水泥、多晶硅、数据中心四大重点用能行业纳入绿色电力消费比例要求范围。

2025年9月9日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知。通知指出，就近消纳项目电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧，新能源平自发自用电量占总可用发电量比例不低于60%，占总用电量比例不低于30%，2030年起新增项目不低于35%。就近消纳项目公平承担稳定供应保障费用。按照“谁受益、谁负担”原则，对电力系统提供的稳定供应服务，就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用；未接入公共电网的项目，不缴纳稳定供应保障费用。就近消纳项目平等参与电力市场。

2025年10月29日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》。文件明确，到2030年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，持续保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行，新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。文件围绕分类引导新能源开发与消纳、大力推动新能源消纳新模式新业态创新发展、增强新型电力系统对新能源适配能力、完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系、强化新能源消纳技术创新支撑五项重点任务提出了19项具体举措。为统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳，文件提出，重点在沙漠、戈壁、荒漠、沙化、盐碱化等地区，合理布局外送基地，提高基地经济性。通过新能源集成发展、东部地区产业梯度转移、西部地区挖掘消纳潜力等方式，促进“沙戈荒”新能源基地实现规模化就地消纳。

2025年10月31日，国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》。文件提出，要求持续提升新能源发电功率预测精度，积极采用先进构网型技术，推进新能源多品种协同联合优化控制；鼓励新能源与柔性储能一体化调用，探索新能源与其他电源在一定条件下实质性联营，整体制定参与市场策略；加强数字化升级改造，提高运营效能；加快推进虚拟电厂规模化发展，加强分散电力资源的聚合协同；完善市场交易与结算机制，支持“沙戈荒”新能源基地、水风光新能源基地以一体化模式参与电力市场交易，推广多年期绿电购电协议，积极探索新能源集成融合项目公平参与电能量市场和电力辅助服务市场；推动完善可靠容量补偿机制，探索将符合条件的新能源集成融合项目纳入容量补偿范围；探索推动建立绿色氢氨醇等非电能源载体的认证机制，逐步完善绿色评价标准、认证规则和标识制度。

4.推动绿电绿证体系建设与碳市场高质量发展

2025年3月18日，国家发展改革委等部门发布《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》。文件提出，一是稳定绿证市场供给。提升绿色电力交易规模，推动绿证在全国范围内合理流通。二是激发绿证消费需求。依法稳步推进绿证强制消费，逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算。将绿色电力消费信息纳入上市企业环境、社会和公司治理(ESG)报告体系。三是完善绿证交易机制。加强绿证价格监测，研究建立绿证价格指数，引导绿证价格在合理水平运行。建立绿色电力消费核算机制，开展绿色电力消费认证，推动绿证与其他机制有效衔接。

2025年3月26日，生态环境部发布《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》。目前，全国碳排放权交易市场仅覆盖了发电行业重点排放单位2200家，年覆盖二氧化碳排放量超过50亿吨。钢铁、水泥、铝冶炼行业年排放约30亿吨二氧化碳当量，占全国二氧化碳排放总量的20%以上。此次扩围后，全国碳排放权交易市场纳计新增1500家重点排放单位，覆盖全国二氧化碳排放总量占比将达到60%以上。

2025年5月21日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》。文件指出，绿电直连项目分为并网型、离网型两类；并网型项目的电源应接入用户侧，项目电源、用户和线路作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面；离网型项目的电源、用户和线路均与公共电网无电气连接，作为独立系统开展运营。文件要求：新增负荷可配套建设新能源项目；存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代；有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。

2025年8月25日，中共中央办公厅、国务院办公厅发布的《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》指出，到2027年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖。到2030年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场，建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场，形成减排效果明显、规则体系健全、价格水平合理的碳定价机制。

5.助力新电力系统产业升级与可靠发展

2025年3月26日，国家发展改革委、国家能源局正式印发《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025-2027年)》，为适应新型电力系统发展，围绕清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行等方向进一步深化托展煤电技术指标体系，指导现役机组改造升级、新建机组建设运行和新一代煤电试点示范。文件提到，支持现役煤电改造升级机组、新建机组和新一代煤电试点示范机组与新能源实施联营，鼓励联营的新能源项目优先并网；因地制宜采用零碳低碳燃料掺烧、碳捕集利用与封存、煤电与新能源耦合等技术，提升机组清洁降碳技术水平。

2025年8月27日，国家发展改革委、国家能源局发布关于印发《新型储能规模化建设专项行动方案(2025—2027年)》的通知。文件指出，合理提升新型储能调用水平。电力现货市场连续运行地区，遵循市场交易结果调用各类调节资源。文件明确，加快新型储能市场机制完善。鼓励新型储能全面参与电能量市场。推动“新能源+储能”作为联合报价主体，一体化参与电能量市场交易。推进具备独立计量、控制等技术条件，符合相关标准规范和电力市场注册基本条件，具有法人资格的新型储能项目，作为独立主体参与电能量市场。有序推动新型储能参与中长期市场。

2025年12月23日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》，旨在通过政策引导和技术进步，推动光热发电产业规模化、高质量发展，支撑新型电力系统建设。文件指出，光热发电兼具调峰电源和长时储能功能，能够提供稳定可靠的绿色电力，增强电力系统调节能力，是实现新能源安全可靠替代的重要手段。文件提出，到2030年，光热发电总装机规模达到1500万千瓦，并推动度电成本与煤电基本相当，实现技术国际领先。文件要求，深入开展光热发电资源普查，做好光热发电与产业发展协同布局，结合大型能源基地建设按需合理配置光热发电规模，建设一批以光热发电为主的支撑调节型新能源电站，探索构建以光热发电为基础电源的源网荷储一体化系统，增强光热发电对新型电力系统的调节作用，加快推动光热发电技术与产业创新。

(五)公司所属行业及主营业务

公司主要产品为电力，按照国民经济行业分类，所属行业为电力生产行业中的风力发电以及太阳能发电。报告期内，公司所属行业及主营业务未发生变化。

公司以风能、太阳能的开发、投资和运营为主营业务，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，积极开展抽水蓄能、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。目前，公司业务已覆盖全国30个省、自治区和直辖市，装机规模、盈利能力等居于国内同行业前列。

(六)公司经营模式

1.前期开发模式

公司项目前期开发主要流程包括资源获取及评估、项目立项、投资决策。项目实施单位负责在管辖范围内筛选项目资源，根据情况签订项目开发协议；项目实施单位按公司相关规定开展资源、限制因素、建设条件、造价、电价预测、经济评价等初评估工作，根据初评结结果开结合区域内政策要求，组织参与项目指标竞争性配置或申报，根据投权情况报请公司决策；取得项目指标后，项目实施单位对项目进一步评估论证，对满足立项条件的项目，组织对项目立项进行内部审核并向公司申请开展项目立项，公司前期工作管理部门对项目立项请示进行审查，提出立项审核意见，审定后报决策机构审议和批准，通过立项决策后项目实施单位组织开展项目可行性研究及前期手续办理等工作；项目可研报告经过评审收口、取得关键前期手续等，满足项目投资决策条件后，项目实施单位向公司申请开展项目投资决策，通过投资决策的项目，由前期工作管理部门商公司相关部门办理批复手续。

2.采购及建设模式

(1)采购模式

公司采用公开招标、邀请招标、询比采购、竞价采购、谈判采购，直接采购等方式开展工程类、货物类和服务类采购，其中，公开招标为公司的主要采购方式。按照《招标法》等法律法规，公司制定了《招标及采购管理制度》，招投标及采购的各项流程均按照相关制度进行。

(2)建设模式

公司工程建设主要分为设计施工和平行发包两种模式。在项目建设阶段，以专业化、标准化、精细化管理为核心，针对新能源发电项目技术要求高、施工难度大的特点，公司制定了一系列详细的质量控制措施、严格的安全管理制度和科学的进度管理方案，在项目建设过程中，把控好质量、安全、进度、投资等多方面的全过程管理体系，形成了科学、系统和完善的基建项目管理体系，有效提升了工程质量和管理效率。

3.项目运维模式

公司在遵守法律法规、保障安全和环保法标排放的基础上开展风力发电、太阳能发电、储能等电力生产。电力运行与维护方面，公司已经制定电力生产、运行管理、检修管理、设备管理等各项规章制度，保障劳动的安全稳定运行。公司及控股子公司通过建立涵盖安全培训、技能培训和生产管理培训的完整培训体系，持续提升生产和管理人员的技能与业务水平。公司区域公司、专业化分(子)公司全面负责、组织区域内所有场站的运行、检修及其相关工作。其下设集控中心和检修中心，推行集中监控和片区检修，集控中心实现集中统一监控，检修中心根据场站位置分布情况设置集中检修点，实现区域内场站设备的维护检修。公司采取以“远程集中监控、现场无人值班(少人值守)，区域自主检修、统一规范管理”为核心内容的管理模式，自主运维与对外委托相结合，将区域公司、专业化分(子)公司作为集约式运维管控单位，在生产管理上实施“三个集中”，即生产管理集中、运行集中、检修集中，做到所辖场站电力生产的统一管理、统一部署、统一协调、统一运作、统一营销。

4.销售模式

根据《中华人民共和国可再生能源法》《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格[2025]136号)(简称136号文)等相关规定，符合相应标准的可再生能源发电项目的上网电量由电力市场相关成员全额保障性收购。可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量。电网企业、电力调度机构、电力交易机构等应按照国家相关政策要求，组织可再生能源发电企业、电网企业和电力用户等电力市场相关成员，分工完成可再生能源电量全额保障性收购工作。同时坚持市场化方向，推动新能源上网电量全面进入市场、上网电价由市场形成，配套建立可持续发展价格结算机制，区分存量和增量分类施策，促进行业持续健康发展。

随着电力市场的不断发展，公司已在全国多省区各个市场化交易，但各省区市场化进程不同，售电模式也存在差异。在未参与市场化交易的区域，公司依据新能源发电项目核准备案时国家能源价格主管部门确定的区域电价或精许权投标电价与电网公司直接结算电量。在