公司代码:601016　　公司简称:节能风电

# 中节能风力发电股份有限公司 2025 年年度报告摘要

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、公司全体董事出席董事会会议。

4、致同会计师事务所(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

以截至 2025 年 12 月 31 日公司股本总额 6,440,380,390 股为基数,向全体股东进行 2025 年下半年度现金分红,每 10 股分配现金 0.03 元(含税),共计分配现金 19,321,141.17 元(含税)。公司 2025 年上半年度实施了现金分红,实际派发现金红利 226,572,585.44 元(含税)。如本次利润分配方案经过公司股东会审议通过,则公司 2025 年度现金分红总额为 245,893,726.61 元(含税),占公司 2025 年度合并报表归属于上市公司股东净利润 685,702,626.17 元的 35.86%。2025 年公司开展股份回购,累计回购并注销股份金额为 100,000,260.90 元(不含交易费用)。公司 2025 年度现金分红总额加上股份回购金额 100,000,260.90 元(不含交易费用),合计占公司 2025 年度合并报表归属于上市公司股东净利润 685,702,626.17 元的 50.44%,该现金分红比例符合《公司章程》和分红规划中现金分红政策的有关规定。

如在本预案披露之日起至实施权益分派股权登记日期间,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情形,公司拟维持分配总额不变,相应调整每股分配比例。

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 | 节能风电 | 601016 | 无 |

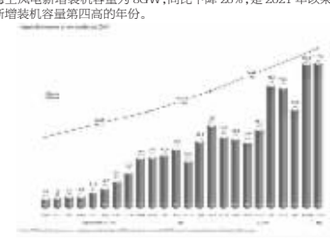
| 联系人和联系方式 | 董事会秘书 | 证券事务代表 |
|---|---|---|
| 姓名 | 代开 | 柳如洁、张丁子 |
| 联系地址 | 北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 12 层 | 北京市海淀区西直门北大街 42 号节能大厦 A 座 12 层 |
| 电话 | 010-83062221 | 010-83062221 |
| 传真 | 010-83062204 | 010-83062204 |
| 电子信箱 | cecwpo@cecwpc.cn | cecwpo@cecwpc.cn |

2、报告期公司主要业务简介

(一)全球风电行业发展情况

(1)全球风能增长态势

根据全球风能理事会(GWEC)发布的《全球风能报告 2025》中的统计数据,2024 年全球新增风电装机容量达到 117GW,再创历史新高。2024 年,电力行业 90%的扩张来自可再生能源,其中 20%的增长来自风能。截至 2024 年 12 月 31 日,总装机容量达到 1136GW,同比增长 11%。新增陆上风电装机容量连续第二年突破 100GW 大关,达到 109GW,创下历史新高。截至 2024 年底,全球海上风电装机容量达到 83.2GW,海上风电新增装机容量为 8GW,同比下降 26%,是 2021 年以来最低水平,但 2024 年也是海上风电历史上新增装机容量第四高的年份。



2024 年全球风电新增装机容量仍主要集中在前五大市场,分别是中国、美国、德国、印度和巴西。乌兹别克斯坦、埃及和沙特阿拉伯等新兴国家在 2024 年表现强劲,代表着下一波风能增长浪潮,覆盖了越来越多的地理区域,并抵消了巴西和美国数量较少的影响。得益于中国市场的爆炸式增长和印度安装量的稳步复苏,亚太地区在 2024 年进一步巩固了其在风电发展中的领先地位,占全球市场份额的 75%,同比增长 7%。

国际可再生能源署(IRENA)发布《2025 年可再生能源装机容量统计报告》指出,2024 年,全球可再生能源装机容量新增 585GW,占全球新增电力装机容量的 92.5%,年增长率达到 15.1%,创下历史新高。报告同时指出,虽然 2024 年全球可再生能源装机总容量达到 4448GW,但与《联合国气候变化框架公约》第二十八次缔约方大会(COP28)通过的“到 2030 年将全球可再生能源装机容量增至 3 倍,至 11.2 太瓦”的目标相比,目前进展仍不够理想。为了实现这一目标,可再生能源装机容量 2030 年前每年需增长 16.6%。

(2)中国保持在风能发展领域的全球领先地位

根据全球风能理事会(GWEC)发布的《全球风能报告 2025》中的统计数据,2024 年,中国新增风电装机容量近 80GW,刷新 2023 年历史纪录。累计装机容量超过 520GW,占全球风电总装机容量的近 50%。截至 2024 年底,风电与光伏装机容量达到 1400GW,首次超过火电装机规模。风电已占据全国发电量的十分之一,成为仅次于火电和水电的第三大电力来源。清洁能源产业在 2024 年贡献了中国 GDP 的 10%,已经成为经济增长的首要驱动力。同时,根据 GWEC 发布的《2025 全球海上风电报告》,中国已连续第七年成为全球新增海上风电装机容量最多的国家,2024 年全球新增海上风电装机容量中,中国占比达 50.47%,累计装机容量中国占比达 50.3%。

(3)全球风电行业的市场前景

GWEC 预测,2025 年全球风电新增装机容量将突破历史最高纪录,达到 138GW,2025 一 2030 年的复合年均增长率(CAGR)为 8.8%,预计到 2030 年,新增装机容量总计 982GW,相当于到 2030 年每年新增装机容量为 164GW。根据 GWEC 发布的《2025 全球海上风电报告》,尽管当前全球海上风电产业发展还面临诸多不利因素,但其作为能源转型的重要一环,未来 10 年海上风电容量将超过 350GW,到 2034 年底海上风电总装机容量将达到 441GW。但是,预计新增容量中仅有三分之一将在预测期的前半段(2025–2029 年)完成。在中国强劲的装机增长带动下,叠加新兴市场海上风电逐步兴起,亚太地区未来 10 年新增海上风电装机容量预计占到全球的 60%左右。中国和欧洲的增长仍将是全球陆上风电发展的支柱。预计到 2025–2030 年,这两个地区将占到总装机容量的 73%。由于美国政策的不确定性,不包括中国在内的亚太地区可能会超过美国,成为该时期第三大陆上风电增长驱动力。从 2026 年开始,欧洲、印度和澳大利亚的装机容量将加速,从 2027 年开始,东南亚、中亚以及非洲和中东的新兴市场的装机容量也将加速。

国际可再生能源署总干事弗朗西斯科·拉·卡梅拉表示,可再生能源的持续增长,彰显其经济可行性与广泛适用性。虽然每年的纪录都在刷新,但我们依旧面临着区域发展不平衡和 2030 年目标迫在眉睫的挑战。

(二)我国风电行业发展情况

(1)我国风能资源评估情况

《2025 年中国风能太阳能资源年景公报》显示,2025 年,全国风能资源为正常年景,其中,三北地区、青藏高原、部分海上区域等地风能资源较好。10 米高度陆地年平均风速较近 10 年(2015 一 2024 年)偏小 0.65%,地区差异性较大。全国陆地 100 米高度年平均风速约为 4.8 米 / 秒,140 米高度年平均风速约为 5.1 米 / 秒。其中,华北、东北和西北地区中东部,以及青藏高原大部年平均风速大于 6.0 米 / 秒,风能资源丰富,有利于风力发电。全国部分海上区域 100 米高度年平均风速约为 7.8 米 / 秒,140 米高度年平均风速约为 8.0 米 / 秒,风能资源十分丰富。

《2025 年中国风能太阳能资源年景公报》以国家能源局、中国气象局等六部门联合开展的“风电和光伏发电资源普查试点工作”所涉河北、内蒙古、浙江、青海等试点省(区)的部分大型新能源基地为例,分析其风能太阳能资源及年景变化情况。2025 年,河北张北风电基地风能资源属偏小年景,内蒙古阿拉善右旗风电基地和浙江海上风电基地均属正常年景。

(2)2025 年我国风电行业运行情况

根据中国电力企业联合会《2025–2026 年度全国电力供需形势分析预测报告》及国家能源局发布数据,2025 年,全国电力系统安全稳定运行,电力供应持续绿色低碳转型,电力消费稳中向好,电力供需总体平衡。2025 年,我国全社会用电量规模首次突破 10 万亿千瓦时,达 10.37 万亿千瓦时,同比增长 5.0%,稳居全球电力消费第一大国地位。“十四五”期间,全社会用电量年均增长 6.6%,比“十三五”年均增速提高 0.9 个百分点。2025 年,全国所有省份全社会用电量均实现同比正增长,其中,西藏、贵州、浙江、河北、吉林、福建等 13 个省份增速高于全国平均水平。

电力生产供应方面,截至 2025 年底,全国全口径发电装机容量 38.9 亿千瓦,同比增长 16.1%,较“十三五”末装机容量增加 16.9 亿千瓦,“十四五”时期全口径发电装机容量年均增长 12.0%,全口径风、光、生物质新增发电量占全社会新增用电量的 97.1%,已成为新增用电量的主体。2025 年,全国新增发电装机容量 5.5 亿千瓦,同比多投产 1.1 亿千瓦,其中,风电和太阳能发电全年合计新增装机 4.4 亿千瓦,占总新增装机比重超过八成,电力系统调节能力建设同步加快。截至 2025 年底,非化石能源发电装机容量 24.0 亿千瓦,同比增长 23.0%,占总装机容量比重为 61.7%,比上年提高 3.5 个百分点,比“十三五”末提高 17.0 个百分点,其中,陆上风电 5.9 亿千瓦,海上风电 4739 万千瓦,风电装机容量 6.4 亿千瓦,同比增长 22.9%;太阳能发电装机容量 12.0 亿千瓦,同比增长 35.4%。

2025 年,我国风电、太阳能发电发展取得新成绩。全国新增风电、太阳能发电装机超 4.3 亿千瓦(风电 1.2 亿千瓦,同比增长 51%,其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦,海上风电新增 659 万千瓦;太阳能发电 3.18 亿千瓦,同比增长 14%),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,截至 12 月底已超出约 3 亿千瓦。从新增装机分布看,“三北”地区占全国新增装机的 79%。近 4 年风电光伏新增装机规模连续突破 1 亿、2 亿、3 亿、4 亿千瓦关口。通过坚持集中式与分布式并举,加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地建设,推动海上风电规范有序建设,积极推广城镇、农村屋顶光伏,鼓励发展乡村分散式风电等举措,我国已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系,风电光伏装机占全球风电光伏总装机的近一半。

2025 年,全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3119 小时,同比降低 312 小时。并网风电 1979 小时,同比降低 148 小时。并网太阳能发电 1088 小时,同比降低 113 小时。核电、水电发电设备利用小时同比提高。

2025 年,可再生能源发电量持续增长,绿色低碳发展提速。全社会用电量中每 10 度电有近 4 度是绿电,全社会用电增量全部由可再生能源新增发电量提供。全国可再生能源发电量 3.99 万亿千瓦时,同比增长 15%,约占全部发电量的 38%,超过同期第三产业用电量(19942 亿千瓦时)与城乡居民生活用电量(15880 亿千瓦时)之和。2025 年,全国新增可再生能源发电量 5193 亿千瓦时,已经覆盖全社会用电增量(5161 亿千瓦时)。全国风光发电量同比增长 25%,占发电量比重达到 22%。2025 年,全国风电发电量 1.13 万亿千瓦时,同比增长 13%;全国风电平均利用率 94%。

(3)我国风电行业定价机制

第一阶段,完全上网竞争阶段(20 世纪 90 年代初 –1998 年)。这一阶段处于风电发展的初期,上网电价很低,其水平基本是参照当地燃煤电厂上网电价,每千瓦时的上网价格水平不足 0.3 元。

第二阶段,审批电价阶段(1998–2003 年)。上网电价由各地价格主管部门批准,报中央政府备案,这一阶段的风电价格高低不一。

第三阶段,招标和审批电价并存阶段(2003–2005 年)。这是风电电价的“双轨制”阶段。由于这一阶段开启了风电项目特许权招标,出现了招标电价和审批电价并存的局面,即国家从 2003 年开始组织大型风电场采用招标的方式确定电价,而在省、市、区级项目审批范围内的项目,仍采用审批电价的方式。

第四阶段,招标与核准方式阶段(2006–2009 年)。根据国家有关政策规定风电电价通过招标方式产生,电价标准根据招标电价的结果来确定。

第五阶段,固定标杆电价方式阶段(2009–2020 年)。随着《国家发改委关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格(2009)1906 号)的出台,风电电价按照全国四类风能资源区制定相应的风电标杆上网电价。

第六阶段,竞争电价与平价电价上网阶段(2019– 至今)。国家能源局《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》(国能发新能(2019)49 号)的出台,进一步降低了风电标杆上网电价,确定了平价上网节奏和日程。2019 年,国家发改委发布了《国家发改委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格(2019)882 号),明确了 2019、2020 两年陆上风电和海上风电新核准项目的电价政策,将陆上、海上风电标杆上网电价均改为指导价,规定新核准的集中式陆上风电项目及海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价,不得高于项目所在资源区指导价。2021 年 7 月,国家发改委发布了《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》:2021 年起,对新核准陆上风电项目(以下简称“新建项目”),中央财政不再补贴,实行平价上网;2021 年新建项目上网电价,按当地燃煤发电基准价执行;新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价,以更好体现风电的绿色电力价值;2021 年起,新核准(备案)海上风电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定,具备条件的可通过竞争性配置方式形成,上网电价高于当地燃煤发电基准价的,基准价以内的部分由电网企业结算。

2022 年,国家发改委发布的《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》通知中提出,2021 年,我国新建风电、光伏发电项目全面实现平价上网,行业保持较快发展态势。为促进风电、光伏发电产业持续健康发展,2022 年,对新建项目延续平价上网政策,上网电价按当地燃煤发电基准价执行。新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价,充分体现新能源的绿色电力价值。鼓励各地出台针对性扶持政策,支持风电、光伏发电产业高质量发展,重点扶持偏远地区、消纳困难地区风电项目。

2024 年,国家发改委公布《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》,文件明确,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。保障性收购电量是指按照国家可再生能源消纳保障机制,比重目标等相关规定,应由电力市场相关成员承担收购义务的电量。市场交易电量是指通过市场化方式形成价格的电量,由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

(4)报告期内行业政策环境

2025 年是我国风电行业市场化改革深化、绿电消费推广、产业集成融合发展的关键一年,国家密集出台多项政策,覆盖电价市场化、绿电交易、绿电直连、虚拟电厂、零碳园区等多个领域,进一步完善行业发展环境:

2025 年 2 月 9 日,国家发改委、国家能源局联合发布《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,以下简称“《通知》”)。《通知》提出,按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体思路,深化新能源上网电价市场化改革,推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场,上网电价通过市场交易形成;同步建立支持新能源可持续发展的价格结算机制,区分存量和增量项目分类施策,促进行业高质量发展。《通知》明确,创新建立新能源可持续发展价格结算机制,以 2025 年 6 月 1 日为节点,对存量项目,纳入机制的电量、电价等与现行政策妥善衔接;对增量项目,纳入机制的电量规模由各地按国家要求合理确定,机制电价通过市场化竞价方式确定。通过建立可持续发展价格结算机制,既妥善衔接新老政策,又稳定行业发展预期,有利于促进新能源可持续发展,助力经济社会绿色低碳转型。

2025 年 3 月 18 日,国家发展改革委等部门印发《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》(发改能源(2025)262 号),明确绿证市场发展目标:2027 年基本建成完善的交易与消费机制,实现绿证全国畅通流通;2030 年形成高效有序的市场体系,充分体现绿电环境价值,支撑绿色转型。意见提出扩大绿电交易规模,推动风电、光伏、生物质等各类可再生能源项目参与交易;实施绿证强制消费,逐步提高消纳比例,重点覆盖钢铁、有色、建材、石化、化工及数据中心等用能单位,要求到 2030 年相关主体绿电消费原则上不低于全国平均消纳责任权重,国家低纬节点新建数据中心在此基础上进一步提升。同时鼓励建设绿电工厂、绿电园区,支持 100%绿电消费,并将绿电消费信息纳入上市公司 ESG 报告。

2025 年 5 月 21 日,国家发改委、国家能源局联合发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(发改能源(2025)650 号)。绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网,通过直连线路向单一电力用户供给绿电,可实现供给电量消纳断物理溯源的模式,以满足企业绿色用能需求,提升新能源就近就地消纳水平为目标。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%,占总用电量的比例应不低于 30%,并不断提高自发自用比例(2030 年前不低于 35%)。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省级能源主管部门结合实际确定,一般不超过 20%。并网型绿电直连项目享有平等的市场地位,按照《电力市场注册基本规则》进行注册,并按照与公共电网的交换功率进行结算。项目负荷不得由电网企业代理购电。项目电源和负荷不是同一投资主体的,也可分别注册,以聚合形式参与电力市场交易。并网型绿电直连项目以项目接入点作为计量、结算参考点,作为整体与公共电网进行电费结算。项目电源和负荷不是同一投资主体的,双方之间交易电量及上网电量应按照绿证和绿色电力交易有关规定执行。

2025 年 5 月,国家发改委、国家能源局发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》(以下简称《意见》),明确提出加快提升虚拟电厂的发展规模和水平,健全支持虚拟电厂发展的政策和市场体系,鼓励民营企业等各类社会资本结合自身优势参与投资、建设和运营。随着国家对虚拟电厂主体经营地位的进一步明确,未来虚拟电厂的发展空间将被逐渐打开。

2025 年 6 月,国家发改委、工信部、国家能源局联合印发《关于开展零碳园区建设的通知》,加快园区用能结构转型,支持园区与周边非化石能源发电资源匹配对接,科学配置储能等调节性资源,因地制宜发展绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿色电力直接供应模式,鼓励参与绿证绿电交易,探索氢电耦合开发利用模式,实现能源供需的智慧高效对接。

2025 年 9 月 12 日,国家发展改革委、国家能源局印发《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》(发改价格(2025)1192 号),自 2025 年 10 月 1 日起施行。《通知》明确,以新能源为主的就近消纳项目由公共电网提供可靠供电服务。项目新能源年自发自用电量不低于总可用发电量 60%、总用电量 30%,2030 年起新增项目不低于 35%,并实行分表计量。按照“谁受益、谁负担”原则,接入公共电网的项目需承担相应输配电费及系统运行费,未接入项目则无需缴纳相关费用。

2025 年 10 月 29 日,国家发展和改革委员会、国家能源局联合发布了《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》(发改能源(2025)1360 号),合理设置电力辅助服务交易品种,完善费用向用户侧疏导机制,进一步优化风电辅助服务定价传导路径,促进风电大规模发展过程中的系统平稳运行,间接保障风电辅助服务定价的合理性与收益稳定性,完善新能源消纳与调控体系,助力风电等新能源高质量发展。

2025 年 10 月 31 日,国家能源局印发《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》(国能发新能(2025)93 号),以“集成融合”推动新能源开发模式转型,支持产业园区采用绿电直连、源网荷储一体化等方式建设低碳零碳园区。核心包括三方面:空间上推动风光火储互补开发与集约化布局;产业上践行“以绿制绿”,引导高载能产业向新能源富集地区转移;能源形态上拓展新能源制氢、氨、醇及供热等非电利用。同时配套一站式审批、绿色评价标准等机制,破解消纳、空间与产业协同问题,构建“新能源+”发展生态。

2025 年 12 月 11 日,国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于优化集中式新能源发电企业市场报价的通知(试行)》(发改能源(2025)1476 号),逐步放开集中式新能源发电企业报价限制,允许多场站集中报价并加强监管,推动新能源更灵活参与电力市场。同月 17 日,两部门联合印发《电力中长期市场基本规则》,建立全国统一电力市场,纳入跨区常态化交易,整合绿电交易,拓展多年期与按日交易;取消直接交易主体的分时电价限定,代理购电电价依据现货市场优化确定,并由相关机构制定地方实施细则。

(三)公司所处的行业地位

截至 2025 年 12 月 31 日,公司实现风电累计装机容量 6,349.66MW,权益装机容量 6,115.36MW。报告期内,公司在全国风力发电行业的市场份额情况如下表:

| 年份 | 期末累计装机容量 | | 上网电量 | |
|---|---|---|---|---|
| | (MW) | 市场份额 | (亿千瓦时) | 市场份额 |
| 2025年 | 6,349.66 | 1.00% | 119.13 | 1.06% |
| 2024年 | 6,177.66 | 1.19% | 117.56 | 1.19% |
| 2023年 | 5,666.76 | 1.28% | 117.31 | 1.45% |

资料来源:国家能源局、中国电力企业联合会以及公司数据。

(四)报告期内公司所从事的主要业务及主要产品

报告期内,公司的主营业务未发生变化,为风力发电的项目开发、建设及运营。公司主要产品为所发电力,用途为向电网供电,满足经济社会及国民用电需求。

报告期内,为响应国家新能源产业发展战略,把握储能行业政策红利与市场机遇,公司加大对新增独立储能业务的开发、投资及建设,业务范围涵盖独立储能电站的投资、建设、运营,储能系统集成、技术服务及储能相关设备的运维管理,主要面向电网侧、新能源电站配套等场景,提供长时储能、调峰调频、容量租赁等相关服务。报告期内,公司新增备案独立储能项目共计 97.1 万千瓦。

(五)报告期内公司的经营模式

(1)主营业务经营模式

公司的主营业务为风力发电的项目开发、建设及运营。公司主营业务流程如下:

(2)项目开发模式

公司项目开发模式主要包括自主开发、合作开发及并购等。其中,各区域公司作为项目实施主体,负责项目资源获取及评估等前期工作;公司负责项目的立项审核、风险控制及投资等事宜。

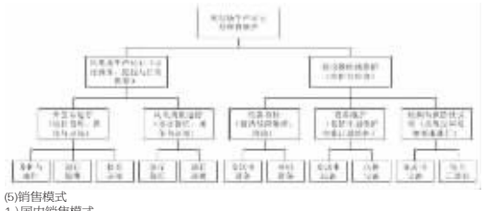
公司风电场项目开发模式与流程如下:

(3)采购模式

公司遵循集约化管理、专业化运营原则,在采购管理信息平台统一实施采购,采购方式以招标采购为主,实行集中采购、专业管理、分级负责的管理模式。

(4)生产运营模式

公司的主要生产模式是依靠风力发电机组,将风能转化为电能;通过场内集电线路、变电设备,将电能输送到电网上。公司风电场生产运营模式图如下:



(5)销售模式

1)国内销售模式

公司依照国家政策和项目核准时的并网承诺,将风电场所发电量并入电网公司指定的并网点,由电网公司指定的计量装置按月确认上网电量,实现电量交割。上网电能的销售电价在报告期内由两种方式确定:

第一种是依据国家定价。国依据风电项目核准时国家能源价格主管部门确定的区域电价或特许权投标电价与电网公司直接结算电费,回笼货币资金。

第二种是电力市场化交易。核心是通过市场机制实现电力资源优化配置。通过引入竞争,建立竞争、开放有序、规范高效的电力市场体系,依托电价市场化机制实现电力供需的动态平衡,从而提高效率、降低电价、促进社会经济发展。电力市场化改革全面推进,发电侧可以通过深调灵造、配置储能、优化运行管理方式等方面的探索创新,不断提升发电侧灵活性;而负荷侧通过生产工艺改造与优化运行,有效降低用电成本。同时,综合能源系统发展、分布式与自备电源投资,也将得到激发,负荷集成商与虚拟电厂等新的商业模式也会不断出现,推动负荷侧可调资源与发电侧实现源荷互动。

2025 年 2 月 9 日,国家发改委、国家能源局联合发布《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”),文件主要内容与前期《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改(2022)118 号)《能源法》《新型电力系统发展蓝皮书》等政策文件一脉相承,此政策的出台,标志着新能源“固定电价”时代的结束,全面进入电价市场化的发展周期。政策引入了差价合约的机制来衔接原有的保障化收购,用于稳定电价的预期。新能源参与电力市场交易后,在市场外建立差价结算机制,对纳入机制的电量,当市场交易价格低于机制电价时,对新能源项目进行差价补偿,高于机制电价时,对差价进行回收,实行“多退少补”差价结算,纳入机制的新能源电价水平(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、电力运行主管部门等明确。

2)澳洲白石风电场销售模式

依照澳大利亚现行规定,风电场所发电量的销售,就内容而言,分为电力销售和可再生能源证书销售两部分;就期限而言,分为按照电力和可再生能源证书的即期价格销售及按照与电力购买方约定的长期合约价格销售两种方式。其中,长期合约价格既可以同时包括电力价格和可再生能源证书价格,也可以仅含其中一项价格。白石公司现采用按照电力和可再生能源证书的即期价格进行结算的销售模式。

A.电力销售结算

白石风电场位于澳大利亚新南威尔士州,依照澳大利亚国家电力法以及白石公司与新南威尔士州电网公司签订的并网协议,风电场所发电量并入电网公司指定的安装有计量装置的并网点,在国家电力市场对即期电量按照即期电价进行销售并记录,由澳大利亚能源市场运营局按周对销售电量的总金额进行结算。

B.可再生能源证书销售结算

可再生能源配额制度(以下简称“配额制”)是指一个国家或地区用法律的形式,强制性规定可再生能源发电在总发电量中所占比例(即配额),并要求供电公司或电力零售商对其依法收购,对不能满足配额要求的责任人处以相应惩罚的一种制度,而可再生能源证书是实现配额制的一项政策工具,其与配额制配套运行,购买可再生能源证书以满足配额制要求的一种方式和证明。

2000 年 12 月 21 日,澳大利亚联邦议会审议通过了《可再生能源(电力)法案》,发布强制性可再生能源目标,对相关电力零售商规定了购买一定比例可再生能源电力的法定义务。根据澳大利亚现行的《可再生能源(电力)法案》,白石公司作为可再生能源发电商,可以根据澳大利亚能源市场监管局提供的月度结算销售电量,按照每生产 1 兆瓦时电力额外获得 1 个可再生能源证书,向澳大利亚清洁能源监管局申请可再生能源证书的数额认证,该局对白石公司的申请进行复核及审计后,授予相应数额的可再生能源证书。可再生能源证书销售价格根据市场供需关系决定,白石公司可以在可再生能源证书市场进行销售和结算。

3、公司主要会计数据和财务指标

3.1 近 3 年的主要会计数据和财务指标

单位:元 币种:人民币

| | 2025年 | 2024年 | 本年比上年增减(%) | 2023年 |
|---|---|---|---|---|
| 总资产 | 44,393,561,357.49 | 44,065,669,065.06 | 0.74 | 42,256,476,403.57 |
| 归属于上市公司股东的净资产 | 17,487,278,156.66 | 17,543,141,297.01 | -0.32 | 16,939,221,750.60 |
| 营业收入 | 4,495,439,975.42 | 5,026,977,518.10 | -10.57 | 5,115,905,990.58 |
| 利润总额 | 863,309,890.45 | 1,614,469,388.38 | -46.53 | 1,813,501,354.27 |
| 归属于上市公司股东的净利润 | 685,702,626.17 | 1,330,054,444.79 | -48.45 | 1,511,697,876.40 |
| 归属于上市公司股东的扣除非经常性损益的净利润 | 656,337,497.24 | 1,306,098,098.20 | -49.71 | 1,490,721,844.38 |
| 经营活动产生的现金流量净额 | 3,936,077,171.87 | 3,353,999,828.09 | 17.35 | 3,309,650,644.43 |
| 加权平均净资产收益率(%) | 3.89 | 7.71 | 减少 3.82 个百分点 | 9.18 |
| 基本每股收益(元 / 股) | 0.106 | 0.206 | -48.54 | 0.234 |
| 稀释每股收益(元 / 股) | 0.106 | 0.199 | -46.73 | 0.224 |

3.2 报告期分季度的主要会计数据

单位:元 币种:人民币

| | 第一季度(1–3 月份) | 第二季度(4–6 月份) | 第三季度(7–9 月份) | 第四季度(10–12 月份) |
|---|---|---|---|---|
| 营业收入 | 1,307,515,630.16 | 1,136,718,360.24 | 966,076,656.47 | 1,085,129,328.55 |
| 归属于上市公司股东的净利润 | 391,791,983.06 | 238,797,892.49 | 119,699,011.45 | -64,586,260.82 |
| 归属于上市公司股东的扣除非经常性损益后的净利润 | 377,388,403.34 | 230,938,926.41 | 114,386,687.47 | -66,376,519.98 |
| 经营活动产生的现金流量净额 | 748,839,179.33 | 682,209,470.50 | 1,730,460,919.47 | 774,567,602.57 |

季度数据与已披露定期报告数据差异说明

√适用 □不适用

第三季度(7–9 月)归属于上市公司股东的扣除非经常性损益后的净利润与第三季度报告的差异为 -105,789.96 元,系审计后对非经常性损益进行调整所致。

4、股东情况

4.1 报告期末及年报披露前一个月末的普通股股东总数、表决权恢复的优先股股东总数和持有特别表决权股份的股东总数及前 10 名股东情况

单位:股

| | |
|---|---|
| 截至报告期末普通股股东总数(户) | 186,107 |
| 年度报告披露日前上一月末的普通股股东总数(户) | 403,931 |
| 截至报告期末表决权恢复的优先股股东总数(户) | 不适用 |
| 年度报告披露日前上一月末表决权恢复的优先股股东总数(户) | 不适用 |

前十名股东持股情况(不含通过转融通出借股份)

| 股东名称(全称) | 报告期内增减 | 期末持股数量 | 比例(%) | 持有有限售条件的股份数量 | 质押、标记或冻结情况 | | 股东性质 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 股份状态 | 数量 | |
| 中国节能环保集团有限公司 | 0 | 3,123,284,215 | 48.50 | 506,230,319 | 无 | 0 | 国有法人 |
| 中信建投证券股份有限公司 | -1,720,600 | 71,344,984 | 1.11 | 0 | 无 | 0 | 国有法人 |
| 香港中央结算有限公司 | -14,764,419 | 64,059,787 | 0.99 | 0 | 无 | 0 | 其他 |
| 中国农业银行股份有限公司-中证500交易型开放式指数证券投资基金 | 2,653,165 | 57,233,114 | 0.89 | 0 | 无 | 0 | 境内非国有法人 |
| 中国建设银行股份有限公司-广发中证全指电力公用事业交易型开放式指数证券投资基金 | 9,162,270 | 16,720,730 | 0.26 | 0 | 无 | 0 | 境内非国有法人 |
| 交通银行股份有限公司-景顺长城中证红利低波动100交易型开放式指数证券投资基金 | 12,697,830 | 12,697,830 | 0.20 | 0 | 无 | 0 | 境内非国有法人 |
| 国开金融有限责任公司 | -90,046,777 | 11,765,005 | 0.18 | 0 | 无 | 0 | 国有法人 |
| 网联科技集团有限公司 | 4,393,494 | 11,464,154 | 0.18 | 0 | 无 | 0 | 境内非国有法人 |
| 国泰海通证券股份有限公司-天弘中证红利低波动100交易型开放式指数证券投资基金 | 11,132,500 | 11,132,500 | 0.17 | 0 | 无 | 0 | 境内非国有法人 |
| 许万庆 | 4,800,000 | 10,712,800 | 0.17 | 0 | 无 | 0 | 境内自然人 |

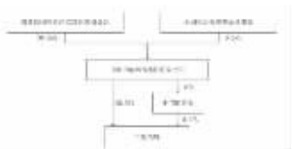
| | |
|---|---|
| 上述股东关联关系或一致行动的说明 | 公司未知上述股东之间是否存在关联关系或一致行动人关系 |
| 表决权恢复的优先股股东及持股数量的说明 | 无 |

4.2 公司与控股股东之间的产权及控制关系的方框图

√适用 □不适用

4.3 公司与实际控制人之间的产权及控制关系的方框图

√适用 □不适用



4.4 报告期末公司优先股股东总数及前 10 名股东情况

□适用 √不适用

5、公司债券情况

√适用 □不适用

5.1 公司所有在年度报告批准报出日存续的债券情况

单位:亿元 币种:人民币

| 债券名称 | 简称 | 代码 | 到期日 | 债券余额 | 利率(%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 中节能风力发电股份有限公司 2022 年面向专业投资者公开发行碳中和绿色公司债券(第一期) | GC风电 01 | 137801 | 2027-09-14 | 5 | 1.96 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2023 年面向专业投资者公开发行碳中和绿色科技创新公司债券(第一期) | GC风电 K1 | 115102 | 2028-03-23 | 15 | 3.18 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(支持西部大开发)(第一期)(品种一) | 风电 WK01 | 242007 | 2028-11-21 | 5 | 2.17 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(支持西部大开发)(第一期)(品种二) | 风电 WK02 | 242008 | 2029-11-21 | 5 | 2.25 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2025 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(第一期) | 25风电 K2 | 242932 | 2030-05-06 | 10 | 2.27 |

5.2 报告期内债券的付息兑付情况

| 债券名称 | 付息兑付情况的说明 |
|---|---|
| 中节能风力发电股份有限公司 2022 年面向专业投资者公开发行碳中和绿色公司债券(第一期) | 2025年9月8日支付自 2024 年 9 月 14 日至 2025 年 9 月 13 日期间债券利息 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2023 年面向专业投资者公开发行碳中和绿色科技创新公司债券(第一期) | 2025年3月 18 日支付自 2024 年 3 月 23 日至 2025 年 3 月 22 日期间债券利息 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(支持西部大开发)(第一期)(品种一) | 2025年 11 月 19 日支付自 2024 年 11 月 21 日至 2025 年 11 月 20 日期间债券利息 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(支持西部大开发)(第一期)(品种二) | 2025年 11 月 19 日支付自 2024 年 11 月 21 日至 2025 年 11 月 20 日期间债券利息 |

5.3 报告期内信用评级机构对公司或债券作出的信用评级结果调整情况

| 受评对象 | 评级机构名称 | 评级调整时间 | 评级级别变化 | 评级展望变化 | 评级结果变化的原因 |
|---|---|---|---|---|---|
| 中节能风力发电股份有限公司 2022 年面向专业投资者公开发行碳中和绿色公司债券(第一期) | 大公国际资信评估有限公司 | 不适用 | 主体信用 AA+;债项信用 AA+ | 评级展望维持稳定 | 未变化 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2023 年面向专业投资者公开发行碳中和绿色科技创新公司债券(第一期) | 大公国际资信评估有限公司 | 不适用 | 主体信用 AA+;债项信用 AA+ | 评级展望维持稳定 | 未变化 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(支持西部大开发)(第一期)(品种一) | 大公国际资信评估有限公司 | 不适用 | 主体信用 AA+;无债项评级 | 评级展望维持稳定 | 未变化 |
| 中节能风力发电股份有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新公司债券(支持西部大开发)(第一期)(品种二) | 大公国际资信评估有限公司 | 不适用 | 主体信用 AA+;无债项评级 |