

北京中企华资产评估有限责任公司

《关于内蒙古蒙电华能热电股份有限公司发行股份
及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易
申请的审核问询函》

资产评估相关问题回复（修订稿）

之核查意见

北京中企华资产评估有限责任公司

二〇二五年十二月

上海证券交易所：

按照贵所下发的《关于内蒙古蒙电华能热电股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易申请的审核问询函》（上证上审（并购重组）〔2025〕63号）（以下简称“审核问询函”）的要求，北京中企华资产评估有限责任公司（以下简称“中企华”或“评估师”）就审核问询函所提问题进行了认真讨论分析，对有关问题进行了认真分析与核查，现就相关事项回复如下。

如无特别说明，本回复所述的词语或简称与重组报告书中“释义”所定义的词语或简称具有相关的含义。在本回复中，部分表格中单项数据加总数与表格合计数可能存在微小差异，均因计算过程中的四舍五入所形成。本审核问询函回复的字体代表以下含义：

类别	字体
审核问询函所列问题	黑体（加粗）
审核问询函所列问题的回复	宋体

目 录

问题 1.关于交易目的.....	4
问题 5.关于收益法收入和成本预测.....	10
问题 6.关于收益法其他评估事项.....	57
问题 7.关于市场法评估.....	92
问题 9.关于标的公司成本与费用.....	98
问题 10.关于标的公司毛利率和盈利水平.....	104

问题 1. 关于交易目的

重组报告书披露，（1）上市公司的主营业务为以火电为主的发电、供热业务以及风电和太阳能等为主的新能源发电业务，并经营煤炭生产及销售等业务；（2）标的公司主要从事风力发电投资开发和运营管理；（3）本次收购有利于提升上市公司清洁能源占比，降低对传统火电业务的依赖，对冲火电业务盈利波动的风险，协同效应显著；（4）根据华能集团前期公开承诺及战略规划，华能国际作为常规发电业务唯一整合平台，华能新能源作为华能集团风电等新能源业务最终整合的唯一平台；（5）上都火电系上市公司控股子公司，报告期内标的公司委托上都火电进行管理，并支付委托运营服务和并网技术服务费用，按照各电站装机容量进行分摊管理人员成本。

请公司披露：（1）上市公司在华能集团内部的业务定位，全面梳理华能集团对于旗下常规能源和新能源业务的整体规划安排和相关承诺，本次重组与相关承诺安排是否一致，是否符合《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，进一步分析本次交易的必要性和合理性；（2）结合相关协议条款，分析委托管理的背景和原因、具体运作方式、各方在委托关系中的权利义务，委托管理与本次交易是否为一揽子安排；（3）相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因，前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担，委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性，对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形；（4）本次交易协同效应的具体体现；（5）结合前述回复内容与标的公司的行业地位、业务技术、核心竞争力、经营业绩等，分析本次交易目的，是否有利于提高上市公司质量；（6）本次交易后上市公司拟采取的详细整合管控措施。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请律师对（1）（2）核查并发表明确意见，请会计师、评估师对（3）核查并发表明确意见。

回复：

一、相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因，前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担，委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性，对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形

回复：

（一）相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因，前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担

1、相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因

本次交易的标的公司系上都风电项目的建设运营主体。有关项目批复给北方公司投资，后由标的公司建设具有必要性及合理性。主要原因包括：

上都风电项目系我国首个陆上风电大基地项目，是我国探索陆上大规模风电开发模式、积累行业经验、推动新能源产业升级的关键示范项目，具有重要的战略示范意义、但也面临大量前所未有的探索性尝试。在项目先期规划阶段，上都风电项目的设备设施具体选址、建设进度、总体投入及效益回报等诸多核心要素尚未明确，项目在建设阶段存在较高不确定性及较大规模资本性支出。因此，上市公司为合理控制投资风险、保障资产稳健增值，未直接建设运营上都风电项目。

2、前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担

作为上都风电项目的实际生产建设及运营主体，标的公司承担的成本费用主要包括设备采购成本、工程建设费用、并网配合费用、灵活性改造费用以及人员薪酬等。具体包括：

（1）设备采购成本：指风机、输变电设备及线路等项目必要生产设施的采购支出，由标的公司根据实际采购情况向供应商支付。

（2）工程建设费用：指围绕土建施工、系统调试及配套工程所产生的费用，由标的公司依据实际工程进展与结算情况向供应商支付。

（3）并网配合费用：指上都火电为配合上都风电项目建造及全容量并网，向标的公司提供火电机组调峰、技术支持等服务产生的费用支出；该类

费用按实际发生金额核算，由标的公司向上都火电支付。

（4）灵活性改造费用：指上都火电在上都风电项目并网前先行完成火电机组灵活性改造的费用支出。上都火电的机组灵活性改造出于配合上都风电项目并网和自身业务发展两方面考虑：一方面，根据相关政策指引，新增的风电项目若有“配套”火电机组实施灵活性改造，其并网审批流程将会更为顺利；另一方面，我国火电机组的定位从电力供应主体逐步转变为基础保障和系统调节电源，为适应新形势下电网灵活调度要求，主管部门鼓励火电机组实施灵活性改造。考虑到上都火电本次实施灵活性改造的主要目的是为了配合标的公司风电机组顺利并网，因此经双方协商，相关灵活性改造费用由标的公司向上都火电支付。

（5）人员薪酬：生产人员薪酬按照实际发生额确定，由标的公司直接支付给生产人员；管理人员薪酬按照实际发生额确定、根据标的公司及上都火电装机容量分摊，由标的公司向上都火电支付。

标的公司前述相关成本费用真实发生且记录完整，具有合理依据。标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用均由标的公司承担，不存在相关成本费用实际由上市公司及其他关联方承担的情形。

（二）委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性，对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形

1、委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性

（1）上都风电项目建成后，出于提高人员利用效率和降本增效考虑，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，当时并未考虑后续由内蒙华电收购标的公司相关事项。2024 年以来，国家政策支持为上市公司并购重组提供良好环境，有力地推动了上市公司通过并购重组实现高质量发展，内蒙华电为及时响应政策号召，结合自身发展战略，积极筹划实施本次重组。

（2）上都风电项目并网运营后预期效益明确，契合上市公司新能源转型目标。自上都风电项目全容量并网后，标的资产预期效益明确、区位优势突出、资产质地优良，与上市公司积极发展新能源战略高度契合。本次交易可快速提升上市公司新能源业务的规模与效益，有助于上市公司做强主业。

(3) 减少关联交易行为。标的资产作为控股股东子公司，目前接受上市公司控股子公司提供的委托管理服务，该项服务构成关联交易，由标的公司向上市公司支付委托管理费。本次交易完成后，标的公司纳入内蒙华电财务报表合并范围，委托管理费将在上市公司合并报表层面予以抵消；同时，上市公司将获得标的公司控制权，有权参与标的公司重大事项决策、上都火电与标的公司经营管理人员同受上市公司委任管理，本次交易将有效减少关联交易。

综上所述，虽然标的公司并网运行时间较短，但上市公司积极响应政策号召，综合考虑自身新能源发展战略与标的资产核心价值，通过本次重组注入优质资产、提升上市公司投资价值，筹划本次重组具有合理性。

2、委托管理并网运行较短时间对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形

(1) 本次交易估值定价具有合理依据，交易价格公允客观

本次交易价格以资产评估机构出具的《资产评估报告》(中企华评报字(2025)第 6615 号、中企华评报字(2025)第 6616 号)载明的评估结果为核心依据，前述评估结果已经有权国有资产监督管理部门备案；最终交易价格由交易各方在评估结果基础上协商确定，估值定价逻辑清晰、依据充分。同时，上市公司独立董事已通过专门会议审议，就本次交易评估方法的恰当性、定价结果的公允性发表明确同意意见，本次交易的定价原则和方法恰当，不存在损害公司及其股东尤其是中小股东利益的情形。

(2) 本次交易估值定价已充分考虑委托运营费用影响

本次交易采用收益法进行评估，已将委托运营费用作为标的资产未来经营成本，纳入净现金流测算模型，本次交易估值定价已充分考虑委托运营费用影响。本次交易采用收益法模型进行评估，未来年度委托管理费根据企业自身薪酬制度情况进行预测。

(3) 本次交易估值定价已充分考虑并网运行较短时间的影响

本次资本运作的标的资产包括正蓝旗风电、北方多伦，其项目资质良好，盈利能力较强。尽管标的资产并网运行时间较短、可供参考的历史经营数据有限，但本次估值定价已审慎考虑该因素的影响：首先，风电行业运营模式较稳定、可预测性

较高，并网运行时间长短对评估模型及估值结果的预测准确性不构成重大影响；其次，评估机构在设定关键参数时已秉持谨慎原则，充分考虑运行数据有限的实际情况，确保估值合理审慎；再次，为最大限度保护上市公司及中小股东利益，本次交易同步设置了业绩承诺与减值测试补偿机制。若标的资产经营业绩未达预期或出现减值，交易对方将承担相应补偿义务，切实保障中小股东权益不受损害。

由前所述，本次交易的估值定价结果综合考虑了标的资产的盈利能力及市场情况，整体评估合理且公允，不存在损害上市公司及其中小股东权益的情形。

二、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、访谈标的公司管理层，了解上都风电项目建设运营背景、未由上市公司直接运营建设的原因；

2、对标的公司报告期内的成本执行检查程序，将报告期内成本确认的金额与标的公司主要采购合同、发票、记账凭证、银行回单等文件进行核对，检查营业成本的真实性和金额的准确性；

3、查阅同行业可比交易及可比上市公司披露文件，了解委托管理及并网时间较短对评估结果的影响。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

上都风电项目在前期建设投运阶段，尚存不确定性和开发难度，故先期未交由上市公司建设存在合理原因。标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用真实发生，具有合理依据，不存在实际由上市公司及其他关联方承担的情形。标的公司委托管理并网运行较短时间，上市公司即筹划本次重组，系积极响应重组政策导向窗口，综合考虑自身新能源转型路径、标的资产核心价值与双方业务开展情况所开展的重要举措，上市公司在标的资产完成并网运行后短期内启动本次交易具有合理性。本次交易的估值定价综合考虑了标的资产的盈利能力及市场情况，整体评估合理且公允，不存在损害上市公司及其中小股东权益的情形；委托管理

并网运行较短时间对本次交易估值定价不存在不利影响。

问题 5. 关于收益法收入和成本预测

重组报告书披露，（1）本次交易标的分别为正蓝旗风电和北方多伦，二者均以收益法估值作为最终评估结论，收益法估值分别为 503,717.53 万元和 344,297.33 万元，评估增值率分别为 121.60%和 88.56%；（2）根据风力发电设备的设计寿命年限为 20 年，本次评估收益期为 20 年；标的公司风力发电项目于 2023 年 6 月全容量并网发电，预测期末时间为 2043 年 6 月，二者电力业务许可证有效期至 2042 年 11 月；（3）电量预测方面，可研理论发电小时数由可研理论发电小时数和弃风限电率决定，可研理论发电小时数根据项目可研报告加权计算取得，弃风率由 10%逐步降低至 5%，综合厂用电率按照 2023-2024 年平均水平进行预测；（4）电价预测方面，2025 年结算电价以 2025 年中长期合同平均单价为基础，扣减综合偏差后取得，综合偏差主要包括电量偏差、辅助服务费和两个细则考核等；假设电价自 2026 年开始下降，一直降到国家发改委制定华北地区直调火电机组内蒙地区燃煤基准电价 289.27 元/千千瓦时为止；（5）标的公司主营业务成本包含修理费、人工成本、折旧费、安全生产服务费、计提的安全生产费等；（6）标的公司采用完全成本法，其管理费用和销售费用在生产成本中进行核算，报告期内其毛利率水平较高。

请公司披露：（1）标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据，经济使用年限能否达到设计使用寿命、相关依据以及是否符合行业惯例；收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性，是否符合行业评估惯例，电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据；（2）预测期内标的公司风力发电业务收入、结算电量、电价情况及变动幅度，与报告期内的对比情况及差异原因，预测期内变动原因、预测依据及合理性，结算电量和电价的预测是否与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位等匹配；（3）项目可研报告理论发电小时数的确定依据，加权平均计算过程，理论发电小时数的合理性、是否与同区域可比公司可比；预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性，是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配；报告期内标的公司综合厂用电率情况，是否与同区域

可比公司可比，预测期内能够维持报告期内水平的原因及合理性；（4）2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础并考虑综合偏差进行预测的依据，是否符合行业评估惯例；综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标，各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因，相关预测是否充分考虑变化趋势；新能源发电全面入市的具体影响，所在区域的相关政策和执行情况，预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性，电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性；（5）标的公司各类成本支出的主要用途，预测期内总成本、各类成本与报告期内的对比情况、相关确定依据及完整性，预测期内标的公司度电成本，与同行业可比公司的对比情况，说明相关成本预测的完整性；（6）标的公司各类成本变动与收入变化、经营年限之间的关系，变动时点和幅度、相关预测依据及合理性，总成本、度电成本变化是否符合行业惯例；（7）标的公司相关设备是否需要定期维护或者大修，相关支出金额在评估预测中的体现、确定依据及准确性，定期维护或大修期间对标的公司发电的影响，收入预测对此具体考虑情况；（8）预测期内标的公司毛利率与报告期内对比情况，分析毛利率变化情况及合理性；（9）截至目前，标的公司收入、成本、毛利率和净利润实现情况、同比变化情况及原因分析，结合上述情况、标的公司主要参数指标最新情况以及 2025 年长期协议签订情况等，说明评估预测的合理性以及 2025 年业绩可实现性。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见，请律师对（1）核查并发表明确意见。

回复：

一、标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据，经济使用年限能否达到设计使用寿命、相关依据以及是否符合行业惯例；收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性，是否符合行业评估惯例，电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据

（一）标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据，经济使用年限能否达到设计使用寿命、相关依据以及是否符合行业惯例

1、标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据

根据《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015），“风力发电场工程的工艺系统（设备）设计寿命不应少于 30 年，风机设计寿命不应少于 20 年，建（构）筑物设计使用年限应为 50 年”。因此，风力发电设备设计寿命不低于 20 年，系国内技术标准的强制性要求。

2、经济使用年限能否达到设计使用寿命及相关依据

（1）政策与规范层面的支持

国家能源局发布的《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）明确，在进行风电场项目经济评价时，陆上风电场项目运营期取值为 20 年，海上风电场项目运营期取值为 25 年。标的公司风力发电设备经济使用年限与设计使用寿命匹配，符合该规范要求。

（2）技术可行性的保障

《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）已对风机设计寿命作出不低于 20 年的强制要求。同时，随着技术进步，现代风机广泛采用高强合金钢、复合材料等新型材料，抗疲劳性能提升，设备磨损率亦有所下降，进一步为使用寿命的延长提供了技术支撑。

（3）实际运营案例的验证

国内市场已有多个风电场实现超过 20 年的稳定运营，部分风力发电厂情况如下：

序号	风电场名称	所属公司	并网时间	运营情况	信息来源
1	新疆达坂城风电场（一期）	新疆风能有限责任公司	1989 年 11 月 9 日	2009 年 11 月已安全运行满 20 年	北极星风力发电网（ https://m.bjx.com.cn ）
2	广东红海湾风电场	广东省国华投资集团有限公司	2002 年 9 月 7 日	2022 年 9 月已运行满 20 年	北极星风力发电网（ https://m.bjx.com.cn ）

3、经济使用年限符合行业惯例

经检索可比交易案例，涉及风力发电设备的经济使用年限均为 20 年，具体如下：

序号	证券代码	证券简称	标的资产名称	主营业务	经济使用年限
1	600072.SH	中船科技	内蒙古乌达莱新能源有限公司	风力发电	20 年

序号	证券代码	证券简称	标的资产名称	主营业务	经济使用年限
2	600072.SH	中船科技	镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司	风力发电	20 年
3	000862.SZ	银星能源	阿拉善左旗贺兰山 200MW 风电项目	风力发电	20 年
4	000155.SZ	川能动力	四川省能投风电开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	风电机组的经济寿命为 20 年、光伏发电机组的经济寿命为 25 年
5	000155.SZ	川能动力	四川省能投美姑新能源开发有限公司	风力发电	20 年
6	000155.SZ	川能动力	四川省能投盐边新能源开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	风电机组的经济寿命为 20 年、光伏发电机组的经济寿命为 25 年

综上，标的公司风力发电设备的设计使用寿命依据国内技术标准确定，经济使用年限预计可达到设计使用寿命，且该取值符合行业惯例。

（二）收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性，是否符合行业评估惯例，电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据

1、收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性

（1）收益期限长于电力业务许可证有效期的原因

根据《电力业务许可证管理规定》《国家能源局关于加强发电企业许可监督管理有关事项的通知》（国能资质〔2016〕351 号）及《国家能源局关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知》等相关规定，在我国境内从事发电业务需取得发电类电力业务许可证。其中，新建风电项目需在并网后 6 个月内完成许可证办理，逾期未取得的不得发电上网，违者将由派出能源监管机构依法处理；同时，电力业务许可证的有效期为 20 年。

在实际操作中，收益期限与电力业务许可证有效期的关系因电力业务许可证办理时间不同而存在差异。若风电场在并网后 6 个月内按规定办理电力业务许可证，由于风电项目收益期限按市场惯例为 20 年，与电力业务许可证有效期一致，因此不会出现收益期限终止日晚于电力业务许可证有效期终止日的情况。若风电场在并网前已满足电力业务许可证申请条件并提前办理，则会导致电力业务许可证取得时间早于项目并网时间，就会出现收益期限终止日晚于电力业务许可证有效期终止日的情形。

具体到正蓝旗风电及北方多伦风力发电项目，两项目均于 2023 年 6 月 30 日

实现全容量并网发电。基于前期准备效率及合规管理需求，两项目在 2022 年下半年满足电力业务许可证申请条件的情况下，于项目全容量并网前提前申领且取得了电力业务许可证。因此，因电力业务许可证取得时间早于项目并网时间，两项目均出现收益期限终止日晚于电力业务许可证有效期终止日的情形。

（2）收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性

1）收益期的确定基于资产经济寿命，符合资产评估基本准则

《资产评估准则——企业价值》明确规定，资产评估专业人员应当按照法律、行政法规规定，以及被评估单位企业性质、企业类型、所在行业现状与发展前景、协议与章程约定、经营状况、资产特点和资源条件等，恰当确定收益期。对于风电项目而言，其核心资产为风电设备，因此以设备的经济寿命作为确定收益期的核心依据符合资产评估的基本准则要求。

2）本次评估基于电力业务许可证到期后可续期的合理假设

本次评估假设正蓝旗风电及北方多伦风力发电项目的电力业务许可证到期后可正常续期，该假设具有明确的法律依据。

根据国家能源局《电力业务许可证管理规定》，电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

鉴于上述规定中未就延期提出新的条件要求，因此，如在续期时仍满足目前申办的条件，则续期不存在实质性障碍，故电力业务许可证的展期不存在重大不确定性。

3）将收益期限限定于首个许可证有效期内，会低估资产真实价值

综上，鉴于技术进步为风电设备使用寿命的延长提供了技术支撑，同时电力业务许可证到期后续期不存在实质性障碍，因此，在资产评估中设定超出当前电力业务许可证有效期的收益期限，其核心依据并非预设无证经营状态，而是基于标的公司在持续满足法定许可条件的前提下，许可证可依法获得续期的审慎判断。若将收益期限仅限定于首个许可证有效期内，则会导致对资产真实价值的低估，

不符合资产评估的公允性原则。

2、是否符合行业评估惯例

如本题回复所述，收益期限长于电力业务许可证有效期主要系电力业务许可证取得时间早于项目并网时间，相关操作符合行业评估惯例。可比交易案例中川能动力（000155.SZ）发行股份购买资产项目，其标的公司评估过程中亦存在收益期限长于电力业务许可证有效期的情形。可比交易案例具体情况如下所示：

序号	证券代码	证券简称	标的资产名称	主营业务	收益期截止日期	电力业务许可证到期日
1	000155.SZ	川能动力	四川省能投风电开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	2045/12/31	2041/01/12
2	000155.SZ	川能动力	四川省能投美姑新能源开发有限公司	风力发电	2041/12/31	2041/01/12
3	000155.SZ	川能动力	四川省能投盐边新能源开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	2045/12/31	2036/07/14

注：四川省能投风电开发有限公司母公司为投资型公司，不存在实质性业务，不涉及经营资质，下属子公司运营风力发电、光伏发电项目应取得电力业务许可证。其下属三家子公司均取得电力业务许可证，到期日分别为 2034 年 12 月 30 日、2036 年 7 月 14 日和 2041 年 1 月 12 日。

3、电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据

根据国家能源局《电力业务许可证管理规定》，电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

鉴于上述规定中电力业务许可证延期主要需提交续期申请文件，并未就延期提出新的条件要求，因此，如在续期时仍满足目前申办的条件，则续期不存在实质性障碍，故电力业务许可证的展期不存在重大不确定性。

根据国家能源局华北监管局电力业务许可公告，近期华北地区电厂亦存在准予延长服役期限的案例，具体情况如下：

序号	单位名称	许可类型	受理日期	决定
1	大唐国际发电股份有限公司张家口发电分公司	机组延长服役	2024/8/9	准予延长
2	华能国际电力股份有限公司上安电厂	机组延长服役	2024/5/31	准予延长
3	秦皇岛发电有限责任公司	机组延长服役	2024/2/6	准予延长

二、预测期内标的公司风力发电业务收入、结算电量、电价情况及变动幅度，与报告期内的对比情况及差异原因，预测期内变动原因、预测依据及合理性，结算电量和电价的预测是否与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位等匹配

（一）预测期内标的公司风力发电业务收入、结算电量、电价情况及变动幅度，与报告期内的对比情况及差异原因

1、正蓝旗风电

预测期内正蓝旗风电的风力发电业务收入、结算电量、电价情况、变动幅度以及与报告期内的对比情况如下表所示：

单位：万元、万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
风力发电业务收入	79,632.17	105,725.23	26,572.51	105,041.56	105,677.64	105,770.55	105,316.42	104,319.88	102,793.93	99,710.11	96,220.25
同比变动幅度	-	-	-	-0.65%	0.61%	0.09%	-0.43%	-0.95%	-1.46%	-3.00%	-3.50%
结算电量	239,058.57	315,645.31	82,929.71	311,600.18	315,062.41	318,524.63	321,986.86	325,449.08	328,911.31	328,911.31	328,911.31
同比变动幅度	-	-	-	-1.28%	1.11%	1.10%	1.09%	1.08%	1.06%	0.00%	0.00%
结算电价	0.3331	0.3349	0.3204	0.3371	0.3354	0.3321	0.3271	0.3205	0.3125	0.3032	0.2925
同比变动幅度	-	-	-	0.64%	-0.50%	-1.00%	-1.50%	-2.00%	-2.50%	-3.00%	-3.50%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
风力发电业务收入	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	47,572.80
同比变动幅度	-1.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-
结算电量	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	164,455.65
同比变动幅度	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-
结算电价	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893
同比变动幅度	-1.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

鉴于正蓝旗风电于 2023 年 6 月实现全容量并网，2024 年度为其首个完整运营的会计年度，因此在下述预测期数据与报告期数据进行对比时，仅选取 2024 年度相关数据进行对比分析。

预测期内，正蓝旗风电风力发电业务收入整体低于报告期水平，主要系综合考量结算电价下降与结算电量上升两项因素的

叠加影响所致。具体来看：一方面，除个别年份外，预测期结算电量较报告期有所增长，核心原因是基于未来弃风率将逐年下降的判断，具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；另一方面，预测期结算电价较报告期有所下调，主要是考虑到未来新能源电量将全面纳入市场化交易体系的影响，具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；此外，预测期内结算电价下降幅度逐渐增大，主要是由于新能源发电全面入市初期，主管部门会设置一定的缓冲机制，给予现有存量新能源发电项目适应周期。

2、北方多伦

预测期内北方多伦的风力发电业务收入、结算电量、电价情况、变动幅度以及与报告期内的对比情况如下表所示：

单位：万元、万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
风力发电业务收入	37,985.17	51,137.82	13,009.62	48,289.26	48,581.67	48,624.38	48,415.61	47,957.49	47,255.98	45,838.30	44,233.96
同比变动幅度	-	-	-	-5.57%	0.61%	0.09%	-0.43%	-0.95%	-1.46%	-3.00%	-3.50%
结算电量	118,503.61	152,443.26	42,011.82	143,809.51	145,407.39	147,005.28	148,603.16	150,201.04	151,798.93	151,798.93	151,798.93
同比变动幅度	-	-	-	-5.66%	1.11%	1.10%	1.09%	1.08%	1.06%	0.00%	0.00%
结算电价	0.3205	0.3355	0.3097	0.3358	0.3341	0.3308	0.3258	0.3193	0.3113	0.3020	0.2914
同比变动幅度	-	-	-	0.10%	-0.50%	-1.00%	-1.50%	-2.00%	-2.50%	-3.00%	-3.50%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
风力发电业务收入	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	21,955.77
同比变动幅度	-0.73%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-
结算电量	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	75,899.46
同比变动幅度	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-

结算电价	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893
同比变动幅度	-0.73%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

鉴于北方多伦于 2023 年 6 月实现全容量并网，2024 年度为其首个完整运营的会计年度，因此在下述预测期数据与报告期数据进行对比时，仅选取 2024 年度相关数据进行对比分析。

预测期内，北方多伦风力发电业务收入低于报告期水平，主要由于结算电价与结算电量均呈现下降趋势所致。具体来看：一方面，预测期结算电量较报告期有所下降，核心原因是北方多伦 2024 年弃风率较低，而评估报告中出于谨慎性原则考虑，预测期内北方多伦弃风率水平平均高于 2024 年，预测期内北方多伦弃风率变化情况的具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；另一方面，预测期结算电价较报告期有所下调，主要是考虑到未来新能源电量将全面纳入市场化交易体系的影响，具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；此外，预测期内结算电价下降幅度逐渐增大，主要是由于新能源发电全面入市初期，主管部门会设置一定的缓冲机制，给予现有存量新能源发电项目适应周期”。

（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性

1、风力发电业务收入

预测期内，标的公司风力发电业务收入变动趋势主要系综合考量结算电价与结算电量两项因素各自变动的叠加影响所致。结算电量及结算电价变动原因、预测依据及合理性详见下述分析。

2、结算电量

结算电量的预测逻辑为：

结算电量=核准装机容量×可研理论发电小时数×（1-弃风限电率）×（1-综合厂用电率）

其中，核准装机容量为各标的公司由主管部门批准的上网容量，正蓝旗风电为 1,100MW，北方多伦为 500MW。

可研理论发电小时数系各标的公司根据风电场的风资源、风机型号规格等测算的理论发电小时数。正蓝旗风电平均为 3,291.45 小时，北方多伦平均为 3,340.00 小时。

弃风限电率为标的公司预测期内实际发电量与理论发电量的偏差。

综合厂用电率为标的公司在生产过程中所消耗的电量占实际发电量的比例，预测期内假设正蓝旗风电综合厂用电率为 4.37%，北方多伦综合厂用电率为 4.32%。

预测期内，标的公司核准装机容量、可研理论发电小时数、综合厂用电率保持不变，因此，预测期内结算电量的变动主要取决于弃风限电率的变动。对于预测期内弃风限电率，本次评估假设弃风限电率逐年降低，2030 年碳达峰后弃风率趋于稳定水平，即从 2025 年开始至 2030 年，弃风率由 10%逐步降低至 5%，每年以 1%幅度下降，2031 年及以后年度维持在 5%保持不变。预测期内弃风限电率变动分析如下：

（1）弃风限电率从 10%开始预测具备合理性

根据国务院印发的《2024—2025 年节能降碳行动方案》，其中提及“科学合理确定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用

率可降低至 90%”。随后，国家能源局发布《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），明确“部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%”。

按照评估报告弃风限电率计算口径，正蓝旗风电 2024 年度弃风限电率为 8.87%，北方多伦 2024 年度弃风限电率为 4.70%，均低于 10%。

因此，根据标的公司实际运营情况并结合上述政策，对于 2025 年弃风限电率，本次评估按照 10%进行预测，具备谨慎性和合理性。

（2）预测期内弃风限电率逐年下降至 5%具备合理性

1）政策支持新能源项目改善弃风率

根据国家发展改革委、国家能源局关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》（发改能源规〔2018〕1575 号），“2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）”，经查询该文件仍现行有效。

2024-2025 年期间，随着新能源全面入市交易，市场引发了新一轮“抢装潮”，短期内新能源新增装机规模较大，但与之配套的消纳设施建设相对滞后，直接导致弃风限电率被迫抬升。针对这一阶段性矛盾，国务院在《2024—2025 年节能降碳行动方案》中临时调整政策，将风电利用率底线放宽至 90%（对应弃风率最高 10%），以此作为过渡性缓冲措施。

展望未来，随着后续外送通道、新型储能及需求侧响应项目的集中投运，叠加 2030 年碳达峰后新能源年新增规模将逐步趋于平稳，电力供需格局将重新回归宽松状态。在此背景下，弃风率具备从当前 10%逐步回落、至 2030 年再次收敛至 5%左右的客观条件。

弃风率控制在 5%左右为我国新能源消纳政策力争达到的目标，因此，2030 年碳达峰后，我国新能源电量供给与需求更加均衡，根据相关政策目标，弃风率应能控制在合理水平 5%左右。

2）新能源消纳瓶颈有望持续改善

虽然近年来新能源装机规模增长较快，但是相比于全社会用电量需求，新能

源装机规模仍然不足。在国家各项政策鼓励优先消纳新能源的背景下，新能源依然出现了弃风限电、弃光限电情形，其主要原因并非下游用电需求不足，更多是受到电量送出通道的容量限制。

未来，随着外送线路的配套建设、储能装置的建设、AI 新经济模式下国家鼓励在电力资源充沛地区兴建算力中心就地消纳电量，以及 2030 年碳达峰目标实现后电力市场供需和消纳水平将趋于稳定，预计弃风率将会回归到一个稳定水平。

3) 标的公司风机输出功率大，在电力市场交易中具备成本优势

标的公司的风机全部应用的是 4.5 兆瓦及以上的风机，是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目。

风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本。在风电“平价上网”时代，输出功率高的风机带来的低度电成本使标的公司在电力市场交易中更具竞争力，进而有效降低标的公司弃风限电率。

综上，本次评估假设弃风率从 10%均匀下降至 5%后保持稳定具有合理性。

3、结算电价

标的资产本次评估均以已签订的 2025 年中长期协议平均电价扣减综合偏差后得到 2025 年预测结算电价为基础，2026-2032 年每年电价呈现平稳下降趋势，降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价 289.27 元/千千瓦时（不含税）为止。结算电价变动原因、预测依据及合理性分析如下：

(1) 标的公司未来合同电价呈现下降趋势的原因及合理性

标的公司所发电量送往华北电网消纳。受益于华北区域周边新能源资源、特别是风能资源丰富，近年来，华北电网新能源装机增速大于用电量增速，且预计未来一段时间内电力供给增速仍将大于用电需求增速，因此，预计标的公司未来合同电价将会呈现下降趋势。

考虑到新能源与火电具备相同的电力商品属性、华北电网域内火电企业通常以基准电价作为底线价格、容量电价制度的实施后火电企业以低价争取电量的动

力减弱，因此，预计标的公司合同电价降至火电标杆电价后将会保持稳定。

(2) 标的公司未来合同电价缓慢下降的原因及合理性

市场化程度不断提升是我国电力市场改革的方向，在市场中，商品的价格由商品的供给和需求共同决定，电力市场和电价的决定也是如此。

受到国家总体产业政策规划、优质新能源资源禀赋约束等条件限制，未来华北区域电力供给增速并不会较近两年大幅提升；同时，中国经济总体保持韧性，未来用电需求出现显著下跌的可能性也较小。虽然当前华北电力市场可能出现一些制度改革——如 136 号文的出台——但这些更多的是调整电力商品的价格决定方式，而并不会影响电力商品的供给和需求。

标的公司风电项目为平价上网项目，其合同电价由标的公司与用电户自由协商确定且不享受任何电价补贴，可以认为标的公司当前合同电价已经充分反映了华北区域电力商品的供求关系。如前所述，未来华北区域电力供给和需求并不会在某年或某个时段出现显著变化或失衡，因此，虽然后续标的公司合同电价存在下降压力，但更可能以平滑的曲线缓步下降、而非在某一年度或某个时间区间显著下跌。

(3) 未来合同电价降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价的原因及合理性

燃煤基准电价是行业主管部门综合火电发电成本、电力市场供需平衡及社会经济发展需求制定的基准价格，其核心功能在于保障电力系统中基础性电源（火电）的合理收益，进而维护电力供应的稳定性。作为传统可调峰电源，火电在电网调峰、保供及保障输电安全等方面发挥着不可替代的作用。

火电与风电具有相同的电力属性，且对于一些受到国际供应链和碳壁垒、国内新能源消纳政策、自身 ESG 目标等因素驱动的行业和企业来说，其愿意为风电等绿电支付一定的溢价，因此长期来看，在市场机制下风电合同电价不应低于火电合同电价。若市场电价长期低于燃煤基准电价，将导致火电企业无法获得合理收益甚至持续亏损，进而削弱火电投资意愿、影响其电量供给。风电、光伏等新能源受自然条件限制，无法单独承担基荷供电责任，且我国当前新能源装机容量所发电量仍远不能满足全社会用电需求，若火电电量因电价过低而显著下降，

则市场机制将会推动电价合理回升。

136 号文的核心导向是推动新能源全面入市，通过市场交易形成价格，但并未否定燃煤基准电价的基础性作用。从短期看，新能源全面入市可能加剧电价波动，推动风电电价逐步下行；从长期看，政策需避免市场无序竞争对电力系统根基造成破坏，而燃煤基准电价正是政府调控市场、保障系统平衡的重要工具。

综上，标的公司合同电价后续以每年下降 0.5% 的步幅、缓慢降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价的假设具备合理性。

（三）结算电量和电价的预测是否与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位等匹配

根据前述分析，本次评估对结算电量与电价的预测，全面且合理地匹配了行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位。

在结算电量预测上，弃风限电率从 2025 年 10% 逐年降至 2030 年 5% 并稳定的假设，既契合《2024—2025 年节能降碳行动方案》《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》等政策中新能源利用率、弃风率控制目标，也顺应新能源消纳瓶颈改善、华北电网电力交易市场化机制推进的行业趋势；同时，标的公司全部采用 4.5 兆瓦及以上大容量风机，带来低单位发电成本的竞争优势，为弃风限电率下降提供支撑，匹配其竞争优势和市场地位。

在结算电价预测上，2025-2032 年以每年下降比率递增 0.5% 的幅度缓慢降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价的假设，顺应 136 号文推动新能源全面入市的政策导向，符合当前华北区域电力供给增速大于需求增速的行业发展趋势与市场化竞争加剧的态势；同时，考虑了火电基准电价对电力系统稳定的重要性、标的公司当前合同电价已反映市场供求、部分行业或企业愿意为绿电支付一定溢价等情况，与标的公司竞争优势和市场地位相匹配。

三、项目可研报告理论发电小时数的确定依据，加权平均计算过程，理论发电小时数的合理性、是否与同区域可比公司可比；预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性，是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的

公司最新情况及历史变动等相匹配；报告期内标的公司综合厂用电率情况，是否与同区域可比公司可比，预测期内能够维持报告期内水平的原因及合理性

（一）项目可研报告理论发电小时数的确定依据，加权平均计算过程，理论发电小时数的合理性、是否与同区域可比公司可比

中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司是国家大型工程勘察设计、工程咨询和工程总承包骨干企业，拥有国家工程设计综合资质甲级、工程勘察综合资质甲级、工程咨询甲级资信、电力工程施工总承包一级等资质。

根据中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司出具的《北方上都百万千瓦级风电基地项目可行性研究报告》，北方上都百万千瓦级风电基地项目根据所在旗县分为正蓝旗场区及多伦场区两个场区。正蓝旗场区包括上都 1 号、上都 2 号、上都 3 号三个相连的风场，整个场区南北 47km，东西 40km，海拔高度在 1310m~1639m，场区西北、东北、南部区域海拔相对较低，起伏不大，地形较简单；场区北部、中部为丘陵，海拔高差较大，属于复杂地形区。整个正蓝旗场区面积大，场地类型多样。多伦场区包括多伦 1 号、多伦 2 号两个相隔的风场。1 号场区南北 18km，东西 14km，海拔高度在 1410m~1630m，场区为丘陵，属于复杂地形区；2 号场区南北 21km，东西 21km，海拔高度在 1330m~1680m，场区为丘陵，属于复杂地形区。

风能资源评价及发电量计算主要依据四座原有测风塔数据进行计算，场区内原有测风塔四座，这四座测风塔有满一年的不同期观测数据。通过对测风数据进行分析处理，采用气象站数据评价实测时段的代表性，并推算测风塔代表年轮毂高度处各风能要素，从而确定项目可研报告理论发电小时数。

根据其出具的《北方上都百万千瓦级风电基地项目可行性研究报告》，北方上都百万千瓦级风电基地项目根据所在旗县分为正蓝旗场区及多伦场区。

正蓝旗风电共有三个风场，北方多伦共有两个风场，由于各风场发电利用小时数存在差异，故通过计算加权平均利用小时数进行预测。加权平均计算过程如下表：

序号	项目	正蓝旗风电			北方多伦	
		上都 1	上都 2	上都 3	多伦 1	多伦 2
1	可研设计年利用小时	3,212.00	3,320.00	3,322.00	3,442.00	3,272.00
2	风场规模（核准） MW	300.00	300.00	500.00	200.00	300.00
3	理论发电量 MWH (=1*2)	963,600.00	996,000.00	1,661,000.00	688,400.00	981,600.00
4	合计风场规模（核准）MW	1,100.00			500.00	
5	合计理论发电量 MWH	3,620,600.00			1,670,000.00	
6	加权平均利用小时数 (=5/4)	3,291.45			3,340.00	

2024 年正蓝旗风电和北方多伦取得完整的年度发电结算记录，其中正蓝旗风电项目实际发电小时数为 2,999.59 小时，加上因限电及停运损失的电量，实际发电 3,177.45 小时；多伦风电项目实际发电小时数为 3,182.95 小时，加上因限电及停运损失的电量，实际发电 3,364.32 小时，整体与可研报告数据接近。

根据其他上市公司披露的周边风电项目资产评估报告，其中镶黄旗盛世鑫源风力发电有限公司的风电项目位于锡林郭勒盟镶黄旗镇，距离正蓝旗项目不到 100 公里，预测期利用小时数在 3,500 小时左右；内蒙古乌达莱新能源有限公司风电项目位于锡林郭勒盟阿尔善宝力格镇，发电小时数也在 3,400-3,500 小时左右。

综上，项目可研报告理论发电小时数具备合理性，与同区域可比公司可比。

（二）预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性，是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配

1、预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性

（1）2025 年弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况

根据 2024 年 5 月 23 日，国务院关于印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》的通知（国发〔2024〕12 号），要求大力促进非化石能源消费，科学合理确

定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%。此前对于新能源利用率 95%的消纳红线，是依据 2018 年 10 月，国家发布《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，首次明确要求，自 2018 年起，要确保弃风、弃光电量连年下降，2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）。2024 年 05 月 28 日，国家能源局发布《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），《通知》明确“科学确定各地新能源利用率目标。省级能源主管部门要会同相关部门，在科学开展新能源消纳分析的基础上，充分考虑新能源发展、系统承载力、系统经济性、用户承受能力等因素，与本地区电网企业、发电企业充分衔接后，确定新能源利用率目标。部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%”。

综合考虑上述国家针对新能源利用率的总体要求及谨慎性原则，2025 年的弃风率按照 10%预测。2024 年，正蓝旗风电和北方多伦弃风率分别为 8.87%、4.70%，弃风率低于 2025 年预测值。

（2）预测期弃风率下降的依据及下降幅度的合理性

1）政策支持新能源项目改善弃风率

根据国家发展改革委、国家能源局关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》（发改能源规〔2018〕1575 号），“2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）”，经查询该文件仍现行有效。可以看出，弃风率控制在 5%左右为我国新能源消纳政策力争达到的目标，因此，2030 年碳达峰后，我国新能源电量供给与需求更加均衡，根据相关政策目标，弃风率应能控制在合理水平 5%左右。

2）新能源消纳瓶颈有望持续改善

虽然近年来新能源装机规模增长较快，但是相比于全社会用电量需求，新能源装机规模仍然不足。在国家各项政策鼓励优先消纳新能源的背景下，新能源依然出现了弃风限电、弃光限电情形，其主要原因并非下游用电需求不足，更多是

受到电量送出通道的容量限制。

未来，随着外送线路的配套建设、储能装置的建设、AI 新经济模式下国家鼓励在电力资源充沛地区兴建算力中心就地消纳电量，以及 2030 年碳达峰目标实现后电力市场供需和消纳水平将趋于稳定，预计弃风率将会回归到一个稳定水平。

3) 标的公司风机输出功率大，在电力市场交易中具备成本优势

标的公司的风机全部应用的是 4.5 兆瓦及以上的风机，是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目。

风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本。在风电“平价上网”时代，输出功率高的风机带来的低度电成本使标的公司在电力市场交易中更具竞争力，进而有效降低标的公司弃风限电率。

综上，预测期内弃风率从 10%均匀下降至 5%后保持稳定具有合理性。

2、预测期内弃风率是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势相匹配

(1) 所在区域电力供给与需求有利于弃风率的持续下降

京津冀区域绿色电力消费电量持续增长，不断丰富拓展消纳场景。根据北京电力交易中心市场交易二部发布 2025 年上半年电力市场交易信息数据显示，2025 年上半年华北电网绿电交易规模达 680.69 亿千瓦时，位居区域电网第一；京津冀绿电交易电量 671.92 亿千瓦时，在全国主要经济圈中位列第一；新能源跨区外送电量 161.19 亿千瓦时，同比增长 54.57%。北京电力交易中心通过 2025 年度及多月市场累计签订省间中长期合同 13,019 亿千瓦时、同比增加 5.8%，创历史新高；省间绿电交易成交电量 327 亿千瓦时、同比大幅增长 93%。加快重点领域可再生能源开发利用，积极扩大绿色电力应用规模，推动绿色电力市场化应用，绿电需求稳步提高。

华北电网通过“点对网”方式，从内蒙古自治区等风力、太阳能资源较为富集地区直调包含标的公司在内的部分新能源发电企业电量送往京津冀地区消纳，

该等新能源发电企业由于资源禀赋较好，相较于位于京津冀地区的新能源发电企业通常具备较强的竞争优势。根据 2024 年底北京电力交易中心市场交易二部的《2025 年 1-12 月京津唐电网年度绿色电力交易 2 公告》，纳入绿色电力交易范围的华北电网直调平价内蒙古新能源发电企业一共 8 家，合计并网容量 502.09 万千瓦，相较上一年度并无新增，整体供给情况稳定。

综上，标的公司电量消纳所在区域绿色电力供给与需求情况有利于标的公司预测期内弃风率的逐步下降。

（2）新能源逐渐成为电量供给主体，常规能源发电向支撑性调节性电源转变，有利于弃风率的持续下降

随着我国新型电力系统的建设，新能源将逐渐成为电量供给主体，火电等常规能源发电作为灵活可调节型电源，能够提供快速响应和较高容量储备，将向支撑性调节性电源转变。目前，越来越多的火电机组通过技改升级，实现深度调峰至机组额定出力的 20%-30%，火电等常规能源逐步从发电主力逐转变为支撑性调节性电源并参与调峰，有利于标的公司预测期内弃风率的持续下降。

（3）新能源发电上网政策和成本优势有利于弃风率的持续下降

2020 年 9 月 22 日，习近平总书记在第七十五届联合国大会上作出碳达峰、碳中和的重大承诺。随后，中央财经委员会第九次会议再次对碳达峰、碳中和作出重要部署，强调要构建以新能源为主体的新型电力系统，从顶层设计的层面明确“双碳”背景下我国能源电力转型发展的方向，成为保障新能源发电消纳的最坚实基础。在上述顶层设计下，主管部门陆续出台各项法律、法规及政策，保障新能源发电消纳。2025 年 1 月，国家发展改革委和国家能源局发布 136 号文，其核心内容是新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。136 号文聚焦于新能源发电“价格形成”环节，并未改变新能源发电在我国新型电力系统中占主体地位的顶层设计以及各省、重点用能行业每年须完成的可再生能源电力消纳责任权重等制度安排。136 号文是对新能源消纳机制的优化，进一步提升了现有新能源消纳机制的效率与可持续性。

由于发电原理不同，新能源发电的边际成本几乎为零而火电等传统能源发电边际成本较高，新能源发电具有明显的成本优势，因而新能源发电企业可以通过

适度的价格竞争争取更多上网电量。

综上，新能源发电上网政策和成本优势有利于标的公司预测期内弃风率的持续下降。

（4）新能源发电装机量规模扩大，短期内竞争程度有所加剧，但长期看具备竞争力的新能源机组电量消纳更有保障

近年来，我国新能源发电装机规模增速较快，根据国家能源局，2025 年一季度，我国风电光伏发电合计新增装机 7,433 万千瓦，累计装机达到 14.82 亿千瓦（其中风电 5.36 亿千瓦，光伏发电 9.46 亿千瓦），首次超过火电装机（14.51 亿千瓦），伴随装机规模扩大，短期内行业竞争将会有所加剧；但是，虽然近年来新能源装机规模增长较快，但是相比于全社会用电量需求，新能源装机规模仍然不足，在国家各项政策鼓励优先消纳新能源的背景下，新能源依然出现了弃风限电、弃光限电情形，其主要原因并非下游用电需求不足，更多是受到电量送出通道的容量限制，未来，随着外送线路的配套建设、配套储能装置的建设、AI 新经济模式下国家鼓励在电力资源充沛地区兴建算力中心就地消纳电量，以及 2030 年碳达峰目标实现后电力市场供需和消纳水平将趋于稳定，具备竞争力的新能源机组电量消纳将会更有保障。

标的公司的风机全部应用 4.5 兆瓦及以上的风机，是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目。风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本，标的公司的竞争优势使其可以通过适度的价格竞争争取更多上网电量。

综上，虽然新能源发电装机量规模扩大使得短期内行业竞争程度有所加剧，但标的公司的竞争优势有利于标的公司预测期内弃风率的持续下降。

3、预测期内弃风率与同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配

（1）同区域弃风率平均水平

标的公司电量全部送往华北电网京津冀地区消纳。根据新能源消纳监测预警中心发布的数据，2024 年及 2025 年 1-9 月，京津冀地区风电利用率如下表所示：

年份	北京	天津	河北
2024年	98.4%	99%	92.6%
2025年1-9月	90.7%	97.7%	91.3%

上表中，2025 年 1-9 月，北京市风电利用率较 2024 年有一定幅度下滑，主要是由于 2025 年 1-3 月北京市风电利用率出现一定幅度下滑。2025 年 4 月以来，北京市风电利用率已持续回升并与 2024 年利用率情况相当。北京市 2025 年以来风电利用率情况如下表所示：

月份	1-2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
北京市风电利用率	88%	79%	95.9%	97.3%	97.9%	100%	100%	100%

由上述数据可以看出，如果以弃风率=（1-风电利用率）估算，预测期内弃风率与标的公司电量消纳区域弃风率平均水平匹配。

（2）标的公司最新发电情况

2025 年 1-9 月，正蓝旗风电、北方多伦上网电量较去年同期分别下降 **0.22%**、**1.71%**，假设标的公司 2025 年发电利用小时数在 2024 年基础上以相同比例下降，则标的公司 2025 年弃风率情况如下表所示：

单位：小时

项目	正蓝旗风电	北方多伦
2024 年发电利用小时数	3,000.00	3,183.00
2025 年推测发电利用小时数	2,993.47	3,128.68
评估假设采用的可研报告利用小时数	3,291.45	3,340.00
2025 年推测利用小时数与可研报告差异率	9.05%	6.33%

由上表可见，根据 1-9 月数据推算，**正蓝旗风电**、北方多伦弃风情况均好于评估假设预测的弃风率。

（3）标的公司弃风率历史变动情况

2024 年是标的公司风电机组全容量并网运营的第一个完整年度，其上网电量、机组利用小时数等数据具有较强参考性。2024 年，正蓝旗风电和北方多伦弃风率分别为 8.87%、4.70%；2025 年 1-9 月，标的公司上网电量较 2024 年同期均有小幅下降，但标的公司 2025 年预测的弃风率也较 2024 年有所提升。

综上，标的公司 2025 年预测的弃风率与同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配。标的公司预测期内整体弃风率变化分析情况请详见本问询回复之问题 5/三/（二）/1、预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性。

（三）报告期内标的公司综合厂用电率情况，是否与同区域可比公司可比，预测期内能够维持报告期内水平的原因及合理性

2023-2024 年，正蓝旗风电综合厂用电率分别为 4.41%、4.34%，北方多伦综合厂用电率分别为 4.42%、4.21%。评估报告取 2023 年和 2024 年综合厂用电率的平均数作为预测期内标的公司综合厂用电率，其中正蓝旗风电为 4.37%、北方多伦为 4.32%。

位于标的公司同区域的内蒙古乌达莱新能源有限公司风电项目综合厂用电率为 2%、镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司的综合厂用电率为 4%。综合厂用电率因送出线路长度等因素不同，与同区域项目不可比。标的公司综合厂用电率略高于可比公司的原因是由于项目装机规模大且场区面积较广，并且是全国首个自建 220 千伏输电线路的新能源项目，集电线路和送出线路较长造成。

评估报告假设预测期内标的公司无新建项目，发电设备、输电线路不会增加，故综合厂用电率维持报告期内水平具有合理性。

四、2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础并考虑综合偏差进行预测的依据，是否符合行业评估惯例；综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标，各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因，相关预测是否充分考虑变化趋势；新能源发电全面入市的具体影响，所在区域的相关政策和执行情况，预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性，电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性

（一）2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础并考虑综合偏差进行预测的依据，是否符合行业评估惯例

标的公司 2025 年中长期合同已经签署且覆盖标的公司预计年度可发电量 90%以上，合同中约定的电价具有约束力，是华北电网与标的公司结算电费的基础，具体来说，华北电网每月与标的公司结算电费时，首先按照标的公司签署的

中长期合同中约定的电量与电价、计算“照付不议”结算电费，之后再根据标的公司当月实际上网电量超出或少于合同约定的部分电量以及其他事项进行考核，最终得出标的公司当月结算电费。因此，标的公司 2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础进行预测。

根据新能源发电行业特点，电费结算单的构成通常包括优先发电交易电费（即保障电量电费）、电力直接交易电费（即市场交易电量电费）、其他考核费用、辅助服务交易费用和两个细则费用等。由于标的公司全部电量参与市场交易，故电费收入主要由电力直接交易电费构成、不涉及优先发电交易电费。辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用等为电费收入的增减因素，是行业的通用指标，本次评估将这些增减因素合并统称为综合偏差，将相应的增减费用折算成度电增减比例，并在合同电价基础上按照一定比例增减，符合行业评估惯例。

其他交易案例对电价预测情况如下：

项目名称	电价因素
正蓝旗和多伦风电	以合同价为基础，考虑历史年度辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用
镶黄旗鑫源风电	以燃煤基准价为基础，考虑历史年度偏差电费、调峰服务费、考核补偿电费
阿拉善风电	以燃煤基准价为基础，减去历史年度考核电费

（二）综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标，各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因，相关预测是否充分考虑变化趋势

1、综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标

新能源发电行业电费结算单的构成通常包括优先发电交易电费（即保障电量电费）、电力直接交易电费（即市场交易电量电费）、其他考核费用、辅助服务交易费用和两个细则费用等。其中辅助服务费用指为维护电网安全稳定运行，由并网发电厂或负荷侧主体提供的调频、备用、调峰等辅助服务所获得的补偿费用；其他考核费用主要指因发用电行为偏离合同或调度指令而产生的偏差考核费用；两个细则费用主要指依据《并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《发电厂并网运行考核实施细则》产生的费用。该等指标均为行业通用指标。

华北电网与标的公司结算电费时，会将辅助服务交易费用、其他考核费用和

两个细则费用等行业通用指标作为标的公司电费收入的增减因素。本次评估将这些增减因素合并统称为综合偏差。

2、各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因

本次评估综合偏差主要包括辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用。各项构成的具体内容如下：

（1）辅助服务交易费用

辅助服务交易费用是维持电力系统稳定运行的调节服务成本，遵循“谁受益，谁承担”原则进行分摊。该费用涵盖调频、备用、调峰等系统调节服务，用于保障电网安全和新能源消纳，通常用于火电项目等因为新能源项目调峰和造成的电费损失。费用由区域内新能源项目共同分摊后，补偿给相关保障系统。

（2）其他考核费用

主要为发电企业中长期合同电量报价考核，通常情况下，每月实际结算电量与合同电量会存在差异，由此形成的差异电量在“超合同电量”中体现，具体表现为：若实际结算电量大于合同电量的部分，为正偏差电量，用正数形式体现在超合同电量中；反之，则为负偏差电量，以负数形式体现，扣减一部分电费。

（3）两个细则费用

两个细则费用指中国电力系统中根据《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》产生的考核、补偿及分摊费用，用于规范并网运行和辅助服务管理，平衡发电主体间的利益分配，主要是对运行管理的考核。主要涵盖几方面内容：

考核费用：对并网发电厂违反运行规定的经济处罚（如未达标技术指标），通过扣减电量或收取费用实现。

补偿费用：对提供有偿辅助服务（如调峰、调频、黑启动等）的发电主体给予的成本补偿，费用来源于考核费用盈余或按比例分摊。

3、相关预测是否充分考虑变化趋势

本次评估预测辅助服务费在 2025 年度将会有所提高，主要原因是 2025 年火

电深调频次及深度增加，火电调峰出清价格上涨，整体调峰分摊费用有一定增加，故在 2025 年电价的预测中单独考虑了因辅助服务费的增加而导致的电价下降，预测期内后续年度电价均在 2025 年电价基础上下降，因此也就相应包含了辅助服务费提升的预测。

除辅助服务交易费用外，上述综合偏差涵盖的各种费用每年的波动不大、基本处于稳定水平，故本次评估参考历史年度的情况进行未来年度预测。

综上，本次评估对于综合偏差的预测已充分考虑相关变化趋势对电价的影响。

（三）新能源发电全面入市的具体影响，所在区域的相关政策和执行情况，预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性

1、新能源发电全面入市的具体影响

自投运以来，正蓝旗风电和北方多伦风电机组所发电量全部通过市场化方式消纳，新能源发电全面入市对于标的公司现有业务开展过程中的电量调度机制、电费结算方式不存在直接影响，但短期内可能对于标的公司电量消纳区域的新能源利用率及电价造成一定影响。

2、所在区域的相关政策和执行情况

2025 年 1 月 27 日，国家发展改革委、国家能源局印发《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》（发改价格〔2025〕136 号）。根据该 136 号文，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；为应对市场波动，建立“多退少补”的差价结算机制，2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目机制电价沿用现行价格政策（不高于煤电基准价）。

标的公司电量全部送往华北电网（京津冀地区）消纳。2025 年 9 月 26 日，河北省发展和改革委员会发布《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》、《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（以下统称“**改革实施方案**”）。根据**改革实施方案**，冀北电网和河北南网均坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格，建立以市场为导向的新能源价格形成机制；充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好发挥政府作用，稳定项目收益预期，保障市场主体投资积极性，促进新能源高质量发展，推动构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。**改革实施方案**同时根

据 136 号文指导意见确定了部分政策细节：对于机制电价，冀北电网按现行燃煤发电基准价 0.372 元/千瓦时执行，河北南网按现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行；对于机制电量，冀北电网规定单个新能源项目以 2024 年 6 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日实际非市场化交易结算电量占上网电量的比例作为该项目机制电量比例上限，河北南网规定集中式风电项目参与机制电量占上网电量的比例上限为 70%。目前北京、天津地区尚未就新能源发电全面入市出台具体实施方案。

未来，随着新能源发电全面入市政策的推进和实施，京津冀地区新能源市场交易电量比例将会逐步扩大，同时在双碳目标下，国家绿电相关政策也会进一步出台，从而保障区域绿电的消纳。

3、预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性

(1) 预测期内结算电量对此具体考虑、依据及充分性

据国家能源局统计，2024 年我国新能源发电量通过市场化方式消纳的比例已超过 50%。在没有外力影响的情况下，新能源发电的投资企业将会考虑市场对于新能源电量的消纳能力以及投资新能源项目的回报率，市场规律将会使得供给以大致匹配需求状况的节奏增长，新增供给与新增需求总体保持平衡。2025 年 1 月，136 号文出台并规定了“新老划断”的时间线，具体来说，2025 年 6 月 1 日之前并网的新能源发电机组可以按照现有火电基准电价作为机制电价，未来每年享受一定额度的机制电量。

短期来看，虽然 136 号文为代表的新能源全面入市政策聚焦于通过市场化方式消纳新能源电量，并没有改变新能源发电在我国新型电力系统中占主体地位的顶层设计，但由于 136 号文规定了“新老划断”的时间线，客观上确实可能造成 2025 年上半年一些地区出现新能源“抢装”现象，从而使得区域新能源电量供给有一定提升、进而对原有新能源机组的发电量造成短期冲击。不过，上述新能源供给在短期内快速增长的趋势并不可持续，主要原因是：一方面，136 号文规定的新老划断时间线已过、新能源电力投资方已经没有“抢装”动力，反倒是由于上半年的“抢装”可能透支部分原本计划在 2025 年下半年及以后并网的新能源供给，使得 2025 年下半年新能源供给增速低于近年平均水平；另一方面，新能源发电严重依赖风、光的自然资源，由于近年来的快速发展，我国优质风电资源

日益稀缺、且优质风电项目审批门槛越来越高，优质新能源发电项目的日益稀缺将降低投资新能源发电项目的平均回报率，从而通过市场规律在一定程度上降低新能源电量供给增速。除上述供给方面的影响外，2025 年上半年由于国际贸易形势的一些扰动，我国部分地区工业用电需求出现波动，不过，随着我国经济托底政策的持续出台以及国际贸易形势的缓和、我国经济及用电需求保持韧性，上述需求扰动预计也不会持续存在。

长期来看，华北电网新能源电量供求更趋于平衡而非失衡、新能源机组利用率有望较 2025 年有所改善，这主要是由于：一方面，从电力供需现状来看，华北电网（京津冀区域）长期存在电力缺口、需要从域外调入电量，根据国家统计局数据，2024 年，京津冀电量缺口（发电量小于用电量部分）分别为 957 亿千瓦时、252 亿千瓦时、1,105 亿千瓦时；另一方面，从电力供需动态变化来看，我国经济保持韧性、以及国家不断提升新能源消纳比例强制要求带来的需求提升、以及抢装潮过后新能源供给增加更加理性，有望使得新能源发电新增供给与新增需求总体保持平衡。

综合考虑上述因素，本次评估对于预测期内结算电量的预测，在标的公司可研报告理论发电量的基础上，2025 年结算电量较 2024 年有所降低，对上述新能源供给增加和工业用电需求波动的短期影响已有考虑；2026 年及以后年度，随着上述短期冲击的影响逐渐消散、华北电网新能源电量供求更趋于平衡，标的公司弃风率逐步改善并最终达到 5% 的合理稳定水平，结算电量将在有所增加后保持稳定。本次评估对于结算电量的预测已充分考虑新能源发电全面入市的相关影响。预测期内结算电量的具体分析详见本问询回复之问题 5/三/（二）/1、“预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性”。

（2）预测期内结算电价对此具体考虑、依据及充分性

新能源发电全面入市后，部分原先通过保障方式消纳的新能源电量也将参与市场竞争，可能在一定程度上造成市场竞争的加剧并使得风电电价有所下降；但是，在市场机制作用下，风电电价并不会持续的、无止境的下降。

综合考虑上述因素，本次评估进行预测期内标的公司结算电价的预测时，2025 年电价在 2025 年中长期合同电价基础上，充分考虑了各项影响因素后确定

结算电价；2026-2032 年结算电价呈现平稳下降趋势，一直降至主管部门制定的华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价 289.27 元/千千瓦时（不含税）为止。本次评估对于结算电价的预测已充分考虑新能源发电全面入市的相关影响。预测期内结算电价的具体分析详见下文中对“电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性”的答复。

（四）电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性

1、燃煤基准电价仍作为电力市场的参照标杆，具有一定的参考性

2004 年，《国家发展改革委关于印发<燃煤发电机组标杆上网电价>及试行办法的通知》（发改价格〔2004〕1229 号）发布，根据该文件，国家发展改革委综合考虑各地燃煤发电机组的平均投资成本、运营成本、燃料价格、环保成本、财务费用等成本因素及合理收益，按照“一省一价”原则，制定各省燃煤发电标杆上网电价。2019 年，《国家发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号）发布，根据该文件，“将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%”。

由上述可见，基准电价及其前身标杆电价，在制定过程中综合考虑火电机组全生命周期内的综合成本和合理回报，而该等成本因素总体看波动较小，因此标杆电价、基准电价在各年间波动幅度较小。2019 年标杆电价调整为基准电价以来，京津冀地区燃煤基准电价未进行过调整。

综上，燃煤基准电价是行业主管部门综合火电发电成本、电力市场供需平衡及社会经济发展需求制定的基准价格，是电力市场价格体系的核心“锚点”。在目前电力市场交易中，燃煤基准电价仍作为各发电企业电价决策的参考标准，且燃煤基准电价波动性较小，故燃煤基准电价具备较强的参考性。

2、市场机制作用下，风电电价不会持续下跌

随着新能源装机规模的不断增加，传统火电主要起到为新能源调峰的作用。作为传统可调峰电源，火电在电网调峰、保供及保障输电安全等方面发挥着不可替代的作用。

火电与风电具有相同的电力属性，且对于一些受到国际供应链和碳壁垒、国内新能源消纳政策、自身 ESG 目标等因素驱动的行业和企业来说，其愿意为风电等绿电支付一定的溢价，因此长期来看，在市场机制下风电合同电价不应低于火电合同电价。若市场电价长期低于燃煤基准电价，将导致火电企业无法获得合理收益甚至持续亏损，进而削弱火电投资意愿、影响其电量供给。风电、光伏等新能源受自然条件限制，无法单独承担基荷供电责任，且我国当前新能源装机容量所发电量仍远不能满足全社会用电需求，若火电电量因电价过低而显著下降，则市场机制将会推动电价合理回升。

3、新能源发电全面入市相关政策仍然认可燃煤基准电价的参考性

根据 136 号文，“2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目，机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。”根据部分省份近期发布的 136 号文实施方案（征求意见稿），存量新能源项目机制电价均按现行燃煤发电基准价确定，执行期限按存量项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。由此可以看出，新能源发电全面入市相关政策仍然认可燃煤基准电价的参考性。

136 号文的“不高于当地煤电基准价”，并非允许电价无限下降，而是通过上限约束引导风电从补贴价向市场化价平稳过渡；而电价最终收敛于燃煤基准电价，是政策保障合理收益、市场自发调节成本、系统平衡煤电功能、区域联动锁定价格共同作用的结果。

因此，回归到本次评估预测，由于是对未来长期电价的预测，故最终稳定电价降至华北地区直调火电机组内蒙地区燃煤基准电价最为合理。

4、标的公司电价降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价，低于京津冀区域燃煤基准电价水平，电价预测具有审慎性

目前，京津冀地区燃煤基准电价处于 0.3598-0.372 元/千瓦时(含税)的水平，均高于华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价 0.327 元/千瓦时（含税），本次评估稳定电价选用的是华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价，更具审慎性。

综上，本次评估预测期内标的公司结算电价最终降至华北电网直调内蒙地区

燃煤发电机组基准电价具有合理性。

五、标的公司各类成本支出的主要用途，预测期内总成本、各类成本与报告期内的对比情况、相关确定依据及完整性，预测期内标的公司度电成本，与同行业可比公司的对比情况，说明相关成本预测的完整性

（一）标的公司各类成本支出的主要用途

标的公司各类成本支出主要包括外购动力费、材料费、修理费、人工成本、折旧费、保险费、无形资产摊销、委托管理费、安全生产服务费、技术服务费及电厂安全生产费、与人数相关的其他费用和与容量相关的其他费用等。

1、正蓝旗风电与北方多伦均涉及的成本支出及其主要用途

（1）外购动力费：为外购用电费，主要用于保障机组正常运行、设备维护及辅助系统运转。

（2）材料费：主要用于购置日常维护类材料和运行消耗类材料。

（3）修理费：主要为主机（风机机组）和非主机检修费，主机检修费包括首检费（投产后三个月）和定检费（半年一次），非主机检修费包括升压站设备、集控站设备、输配电及线路检修费和生产、非生产建筑物检修费。

（4）人工成本：主要为公司合同制员工的工资、奖金和社会保险费等。

（5）折旧费：根据固定资产计提折旧的方式，按资产原值和折旧年限计提的折旧费用。

（6）保险费：为发电机组等设备设施缴纳的保险费用。

（7）无形资产摊销费：主要为土地使用权摊销费用，根据土地使用权计提摊销的方式，按土地使用权原值和摊销年限计算年度摊销费用。

（8）委托管理费：标的公司向上都火电采购委托运营管理服务的费用。

（9）安全生产服务费：标的公司向北方公司支付安全生产服务费，北方公司向标的公司提供安全生产监督与技术服务，如组织制定综合性的安全生产管理制度，定期对自主检修机组提供人员、技术、管理支持，根据标的公司需求对其机组运行、检修过程中存在技术难题提供技术支持等。

（10）技术服务费：主要为委托第三方机构提供绝缘、继电保护、电测、电能质量、风力机、监控自动化、金属、化学等技术监督服务，以及关口计量装置校验服务费等。

（11）电厂安全生产费：根据财政部应急部《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求计提，该费用主要用于完善、改造和维护安全防护设备、设施支出，配备、维护、保养应急救援器材、设备设施支出和应急救援队伍建设、应急预案制修订与应急演练支出等与安全生产直接相关的支出。

（12）与人数相关的其他费用：包括办公费、差旅费、劳动保护费等。

（13）与容量相关的其他费用：包括咨询费、运输费、绿化清洁费、中介费、会议费、信息化维护费、租赁费、外部劳务费等。

2、北方多伦单独涉及的成本支出及其主要用途

北方多伦租用正蓝旗风电建设的储能项目房屋和设备而发生的租赁费用。

（二）预测期内总成本、各类成本与报告期内的对比情况及预测依据

1、正蓝旗风电

正蓝旗风电预测期内各年度总成本、各类成本与报告期内的对比情况及预测依据如下表所示：

单位：万元

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
1	外购动力费	质保期内按照 2025 年预算水平，随着后续设备运行年限增加，停机检修时间有所增加，质保期外外购动力费翻倍	2.67	10-20
2	材料费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内每年 6 元/kW，质保期外每年 30 元/kW	33.11	660-3300
3	修理费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内按 12.15 元/kW，期外按 38 元/kW；对于储能项目的修理费，根据储能项目可研报告进行预测，质保期内 0 元/kWh，质保期外 10 元/kWh，质保期 3 年	170.17	1336.5-4780
4	人工成本	自 2025 年开始，未来年度人工成本在上一年基础上按 2%增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	3,282.45	3348.1-3553.03

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
5	折旧费	根据固定资产计提折旧的方式，按资产原值和折旧年限来预测未来年度折旧费用，包括存量固定资产和资产更新投资支出涉及的折旧额	25,888.80	24,653.77-26,926.18
6	保险费	按照财产保险相关税率万分之七标准进行预测	309.36	405
7	无形资产摊销	主要为土地使用权，根据土地使用权计提摊销的方式，按土地使用权原值和折旧年限来预测未来年度摊销费用	54.46	54.46
8	委托管理费	委托管理费主要为人工成本的分摊，参照人工成本增长率 2%进行预测。自 2025 年开始，未来年度委托管理费在上一年基础上按 2%增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	710.21	724.41-768.75
9	安全生产服务费	根据北方公司系统各单位依据资产和管理关系，实行母公司对子总司、总公司对分公司的安全生产监督。北方公司作为母公司，对所属各单位提供了生产管理、安全监督等一系列服务。付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算，此规定自 2004 年 1 月 1 日起执行	1650	1650
10	技术服务费	2025 年技术服务费按照当年度预算进行预测，2026 年及以后年度按照合同约定标准并结合企业实际情况进行预测，按照每年 1.5 元/kW 进行预测	112.94	104-165
11	电厂安全生产费	根据财政部应急部《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求计提，主要为与安全生产直接相关的支出	869.21	609.87-666.70
12	与人数相关的其他费用	包括办公费、差旅费、劳动保护费等，结合标的公司自身经营需要，按照 100 万元/年进行预测	72.08	100
13	与容量相关的其他费用	包括咨询费、运输费、绿化清洁费、中介费、会议费、信息化维护费、租赁费、外部劳务费等，结合标的公司自身经营需要，按照 220 万元/年进行预测	196.41	220-814.69
14	其他	部分费用未来不再发生	70.19	1.99-2.11
	合计		33,422.06	36,237.65-42,554.63

注1：上表中预测期数据区间选取的是未来全部预测期内成本最小值和最大值。

注2：上表中第 11 项电厂安全生产费 2024 年按照标准计提，但实际发生额较少。2025 年及以后年度安全生产费按照财政部、应急管理部印发的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号）第五十一条规定的 60%进行测算。

注3：上表中第 13 项与容量相关的其他费用，未来预测期中仅 2025 年为 814.69 万元，其余预测期按照 220 万元/年进行预测。2025 年北方多伦和正蓝旗风电预计发生修理修缮费 865 万元，为一次性费用，以后年度不再发生，按装机容量占比进行分摊后，正蓝旗风电分摊金额为 594.69 万元，故 2025 年其他费用为 814.69 万元。

注4：上表中第 14 项其他为除了上表中第 1-13 项以外的成本，主要为广告宣传费、上海交

易中心服务费和残保金等，由于广告宣传费和上海交易中心服务费未来不再发生，未来仅对残保金进行预测。

2、北方多伦

北方多伦预测期内各年度总成本、各类成本与报告期内的对比情况及预测依据如下表所示：

单位：万元

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
1	外购动力费	质保期内按照 2025 年预算水平，随着后续设备运行年限增加，停机检修时间有所增加，质保期外外购动力费翻倍	0.63	5-10
2	材料费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内每年 6 元/kW，质保期外每年 30 元/kW	5.27	300-1500
3	修理费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内按 12.15 元/kW，期外按 38 元/kW	118.42	607.50-1900
4	人工成本	自 2025 年开始，未来年度人工成本在上一年基础上按 2%增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	1826.79	1863.3-1977.38
5	折旧费	根据固定资产计提折旧的方式，按资产原值和折旧年限来预测未来年度折旧费用，包括存量固定资产和资产更新投资支出涉及的折旧额	9,613.76	9424.73-9814.24
6	保险费	按照财产保险相关税率万分之七标准进行预测	98.8	150
7	无形资产摊销	主要为土地使用权，根据土地使用权计提摊销的方式，按土地使用权原值和折旧年限来预测未来年度摊销费用	19.29	19.29
8	委托管理费	委托管理费主要为人工成本的分摊，参照人工成本增长率 2%进行预测。自 2025 年开始，未来年度委托管理费在上一年基础上按 2%增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	312.53	318.78-338.29
9	安全生产服务费	根据北方公司系统各单位依据资产和管理关系，实行母公司对子总司、总公司对分公司的安全生产监督。北方公司作为母公司，对所属各单位提供了生产管理、安全监督等一系列服务。付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算，此规定自 2004 年 1 月 1 日起执行	750	750
10	技术服务费	2025 年技术服务费按照企业提供的预算数据进行预测，2026 年及以后年度	56.33	47-75

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
		按照合同约定标准并结合企业实际情况进行预测，本次评估按照每年 1.5 元/KW 进行预测		
11	电厂安全生产费	根据财政部应急部《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求计提，主要为与安全生产直接相关的支出	449.22	302.47-345.83
12	与人数相关的其他费用	包括办公费、差旅费、劳动保护费等，结合标的公司自身经营需要，按照 50 万元/年进行预测	28.82	50
13	与容量相关的其他费用	包括咨询费、运输费、绿化清洁费、中介费、信息化维护费、租赁费、外部劳务费等，结合标的公司自身经营需要，按照 110 万元/年进行预测	66.66	110-380.31
14	储能房屋和设备租赁成本	根据正蓝旗新能源公司与多伦新能源公司签订的《储能电站资产租赁合同》进行预测	0.00	1248.09
15	其他	未来不再发生	16.05	-
	合计		13,362.57	15,653.75-18,270.59

注 1：上表中预测期数据区间选取的是未来全部预测期内成本最小值和最大值。

注 2：上表中第 11 项电厂安全生产费 2024 年按照标准计提，但实际发生额较少。2025 年及以后年度安全生产费按照财政部、应急管理部印发的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号）第五十一条规定的 60%进行测算。

注 3：上表中第 13 项与容量相关的其他费用，未来预测期中仅 2025 年为 380.31 万元，其余预测期按照 110 万元/年进行预测。2025 年北方多伦和正蓝旗风电预计发生修理修缮费 865 万元，为一次性费用，以后年度不再发生，按装机容量占比进行分摊后，北方多伦分摊金额为 270.31 万元，故 2025 年与容量相关的其他费用为 380.31 万元。

由上述表中数据可见，本次评估出于审慎性原则，按照相关定额标准充分考虑了标的公司未来各类成本费用的支出，因而未来年度成本预测较 2024 年实际发生数有较大提高，各类成本预测具有完整性。

（三）预测期内标的公司度电成本，与同行业可比公司的对比情况

不同风电项目由于投入时间、造价水平、折旧年限等因素不同，造成折旧摊销水平有较大不同，而且折旧摊销金额在风电企业营业成本中的占比较大，通常在 50%—80%之间，因此，本回复中度电成本比较采用运营成本口径的度电成本，而非总成本口径的度电成本。

标的公司度电成本与部分临近区域内同行业可比公司的对比情况如下表所示：

交易标的	预测期年均 运营成本（万元）	预测期年均 年发电量 （万千瓦时）	预测期年均 度电成本 （元/千瓦时）
正蓝旗风电	14,462.85	340,939.83	0.042
北方多伦	7,935.70	157,258.33	0.050
内蒙古乌达莱新能源有限公司	4,867.00	146,855.00	0.033
镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司	1,500.00	35,700.00	0.042

注 1：运营成本为账面营业成本扣除折旧摊销后的付现成本。

由上表可见，标的公司预测期内度电成本略高于临近区域内同行业可比公司，主要原因是本次评估出于谨慎性原则，对于预测期内各项成本按照行业标准或者中国华能相关规定的上限金额进行预估。标的公司未来年度运营中部分类别成本的实际发生金额预计小于相关定额标准。

综上所述，评估报告中对于标的公司预测期内各类成本进行了全面、审慎的预测。出于谨慎性原则，本次评估对于标的公司预测期内各项成本按照行业标准或者中国华能相关规定的上限金额进行预估，成本预测金额高于标的公司 2024 年实际成本发生金额、度电成本略高于临近区域内同行业可比公司，相关成本预测具备完整性。

六、标的公司各类成本变动与收入变化、经营年限之间的关系，变动时点和幅度、相关预测依据及合理性，总成本、度电成本变化是否符合行业惯例

（一）标的公司各类成本变动与收入变化、经营年限之间的关系

风电公司收入主要取决于上网电量和结算电价，上网电量的高低主要受到天气情况和电网调度影响，结算电价高低主要取决于电力市场供求状况与电网公司考核情况，均与成本关系不大。

风电项目的成本主要为固定支出，例如修理费、材料费、人工费、保险费、安全生产费等，变动成本很少。成本中的大额支出修理费和材料费等主要为保障风电机组的正常运转而支出，并不因支出更多的修理或材料费而对发电量有增加。风电机组的经济寿命年限为二十年，通常会因为风电机组的技术更新或经济性不佳而到期后淘汰掉或者进行“以大代小”更新。

（二）变动时点和幅度、相关预测依据及合理性

对于修理费和材料费，其变动时间以风电机组出质保时间为节点，通常质保期内的修理费和材料费发生金额相对较少，且主要由设备厂家或工程总承包方承担。当出质保期后，相关费用会有大幅增加。本次评估主要根据中国华能集团公司风电可控费用定额标准并结合企业实际情况进行预测，具体见下表：

项目	变动时点	质保期内	质保期外
修理费	质保期（5年）结束	12.15元/kW	38元/kW
材料费	质保期（5年）结束	6元/kW	30元/kW
正蓝旗储能项目修理费	质保期（3年）结束	0元/kW	10元/kW

由于标的公司风电项目尚处于质保期内，相关历史成本发生较少，但本次评估也根据定额标准，在质保期内充分考虑了修理费和材料费的支出。而中国华能集团公司风电可控费用定额标准是根据历史经验总结，既是预算支出的标准，也是运营绩效考核的标准，能够涵盖日常与突发的各种情况，且其成本变动时间和幅度符合风电行业发展规律，具备合理性。此外，经与上市公司控股的其他已出质保期风电企业各项成本费用（按照单位装机容量计算）进行比较，预测期内标的公司按照中国华能相关标准预测的各项成本预计能够覆盖未来标的公司日常经营所需的各项成本费用支出。

（三）总成本、度电成本变化是否符合行业惯例

风电项目的初始投资高度集中于风机、塔筒、基础设施等固定资产，折旧费用和财务费用在经营成本中占据绝对主导地位，这一特征符合行业重资产属性特点。但除此之外的运维成本相比较少，质保期内，设备维护由厂商和总承包方承担，运维成本较低；出质保后，运维成本进入上升通道，总成本随着出质保期后而增加。标的公司总成本、度电成本变化情况符合行业惯例。

七、标的公司相关设备是否需要定期维护或者大修，相关支出金额在评估预测中的体现、确定依据及准确性，定期维护或大修期间对标的公司发电的影响，收入预测对此具体考虑情况

与火电机组需定期大修不同，在设计使用寿命内，风机等相关设备需要定期检修，但通常不涉及大修（如更换风机、叶片等）。火电机组依赖燃料燃烧发电，运行过程中始终处于高温、高压的严苛环境中，核心部件（如锅炉、汽轮机叶片）

受高温腐蚀、机械磨损的速度相对较快；此外，火电机组由于工作特点不能随时熄火停机，所以对于核心部件在日常运行过程中累积的磨损，通过定期大修的方式予以集中维修或更换。风电机组的工作环境为常温、常压、无燃烧，不存在高温高压对部件的加速损耗，核心部件（如齿轮箱、发电机）的磨损速度远低于火电机组；且风电机组可以随时停机维护检修。因此，风电机组通常不会安排大修，而是通过定期维护避免磨损累积导致的重大故障，这类维护投入成本低、操作周期短且通常选择在小风、无风季节予以实施，对于风电企业经营影响较小。

因此，本次评估预估了标的公司预测期内定期检修费用，但未预估大修费用。

评估报告中已根据中国华能对于风电机组及相关设备运营期间年度检修费用标准以及标的公司实际情况，对预测期内标的公司材料费、修理费、人工成本等检修相关费用进行预估。中国华能在电站的运营管理与成本控制方面有着丰富的经验，根据中国华能相关费用标准预估的金额能够涵盖标的公司预测期内的定期检修费用。

定期检修对标的公司发电的影响很小，可忽略不计。主要原因包括：标的公司集控中心充分利用中国华能新能源智慧运维平台数据资源，发挥数据作用，分析设备运行健康状况，为检修提供有力决策支持，重点关注设备主要部件温度、油脂温度、振动、风机 CMS 监测等，及时发现机组各类缺陷，要求检修人员消缺闭环充分做到预防性检修。通过合理利用风功率预测情况，避免在风力发电高峰期进行检修。同时，由于风机发电受天气影响较大，标的公司会集中在夏季风资源较少的情况下进行检修。而且，风机检修基本都是单台停机检修，对发电的影响很小。因此，定期检修对标的公司发电的影响很小，本次评估收入预测未考虑定期检修影响。

八、预测期内标的公司毛利率与报告期内对比情况，分析毛利率变化情况及合理性

（一）预测期内标的公司毛利率与报告期内对比情况

1、正蓝旗风电

正蓝旗风电预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	69.93%	68.48%	69.67%	65.59%	66.21%	65.59%	62.73%	59.84%	59.26%	58.04%	56.55%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	56.04%	56.00%	56.00%	56.06%	56.07%	56.07%	56.08%	56.40%	56.40%	58.35%	68.74%

2、北方多伦

北方多伦预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	70.89%	73.92%	73.52%	67.18%	67.81%	67.76%	64.94%	62.01%	61.46%	60.27%	58.86%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	58.58%	58.59%	58.59%	58.58%	58.58%	58.58%	58.58%	58.61%	58.61%	59.47%	67.06%

（二）分析毛利率变化情况及合理性

标的公司预测期内整体毛利率水平低于报告期。从变化趋势来看，2025 年至 2028 年，标的公司毛利率呈缓慢下降态势，主要原因是该预测阶段内上网电价逐年下调；2028 年至 2029 年，毛利率下降幅度较为明显，核心系标的公司风机质保期将于 2028 年末届满，自 2029 年起，评估时已针对运维环节预测计提更高金额的成本；2029 年至 2033 年，毛利率再次进入缓慢下降通道，同样受该期间上网电价逐年降低的影响；2034 年至 2043 年，毛利率将维持基本稳定，主要系预测上网电价自 2034 年起保持稳定。2043 年上半年，标的公司毛利率较高，主要系 2043 年上半年标的资产折旧费用同比下降，标的公司部分固定资产自 2023 年上半年起开始计提折旧，且该类资产折旧年限设定为 20 年；至 2043 年上半年，上述固定资产已达到预设折旧期限，相应折旧费用在当期大幅减少。

综上，标的公司预测期毛利率的测算已充分考量上网电价调整、风机质保期届满等关键因素，且预测期整体毛利率始终低于报告期水平，具备谨慎性与合理性。

九、截至目前，标的公司收入、成本、毛利率和净利润实现情况、同比变化情况及原因分析，结合上述情况、标的公司主要参数指标最新情况以及 2025 年长期协议签订情况等，说明评估预测的合理性以及 2025 年业绩可实现性

（一）截至目前，标的公司收入、成本、毛利率和净利润实现情况、同比变化情况及原因分析

2025 年 1-11 月，标的公司收入、成本、毛利率及净利润实现情况如下表所示：

单位：万元							
标的公司	项目	2025年预测数	2025年1-11月完成数	2025年完成率	2024年年度数据	2024年1-11月数据	2024年1-11月金额占年度比例比
正蓝旗风电	营业收入	106,614.21	92,707.10	86.96%	106,020.32	94,501.40	89.14%
	营业成本	36,684.75	30,365.60	82.77%	33,422.06	28,808.80	86.20%
	净利润	59,011.87	52,589.67	89.12%	64,930.39	58,496.40	90.09%
北方多伦	营业收入	48,426.96	41,272.00	85.23%	51,246.06	46,150.80	90.06%
	营业成本	15,894.25	13,195.40	83.02%	13,362.57	11,430.00	85.54%
	净利润	28,124.88	25,572.00	90.92%	34,409.50	31,297.60	90.96%

由上表可见，2025 年 1-11 月标的公司收入、成本及净利润完成数占 2025

年度预测数的比例与去年同期大体相当。

2025 年 1-11 月，标的公司收入、成本、毛利率及净利润同比变化情况如下表所示：

单位：万元

项目	正蓝旗风电			北方多伦		
	2025 年 1-11 月	2024 年 1-11 月	变动比例	2025 年 1-11 月	2024 年 1-11 月	变动比例
营业收入	92,707.10	94,501.40	-1.90%	41,272.00	46,150.80	-10.57%
营业成本	30,365.60	28,808.80	5.40%	13,195.40	11,430.00	15.45%
毛利率	67.25%	69.51%	下降 2.27 个百分点	68.03%	75.23%	下降 7.21 个百分点
净利润	52,589.67	58,496.40	-10.10%	25,572.00	31,297.60	-18.29%

就正蓝旗风电而言，其 2025 年 1-11 月营业收入同比下降 1.90%，主要系上网电量同比下降导致收入规模减小；营业成本同比上升 5.40%，主要系正蓝旗风电储能设施于 2024 年末完成转固，使得 2025 年折旧费用增加；毛利率同比下降 2.27 个百分点，主要系营业收入下降与营业成本上升综合影响；净利润同比下降 10.10%，主要受双重因素影响：一是前述营业收入降低与营业成本上升，二是所得税政策变化，2024 年度正蓝旗风电无需缴纳所得税，2025 年度所得税适用比例为 7.5%，所得税费用增加进一步拉低净利润。

就北方多伦而言，其 2025 年 1-11 月营业收入同比下降 10.57%，主要系上网电量同比下降导致收入规模减小；营业成本同比上升 15.45%，主要系租用正蓝旗风电储能设备所致；毛利率同比下降 7.21 个百分点，主要系营业收入下降与营业成本上升综合影响；净利润同比下降 18.29%，主要系 2024 年度北方多伦免缴所得税，2025 年度所得税适用比例调整为 7.5%，所得税费用增加导致净利润下降，此外，2024 年北方多伦未支付储能设备租金、而 2025 年 1-9 月北方多伦向正蓝旗风电支付储能设备租用费用共计 936.07 万元。

（二）结合上述情况、标的公司主要参数指标最新情况以及 2025 年长期协议签订情况等，说明评估预测的合理性以及 2025 年业绩可实现性

1、标的公司主要参数指标最新情况

2025 年 1-11 月，标的公司主要参数指标最新情况及与 2025 年预测情况对比如下：

项目	正蓝旗风电		北方多伦	
	2025 年 1-11 月	2025 年全年预测	2025 年 1-11 月	2025 年全年预测
上网电价（元/千瓦时）	0.3490	0.3371	0.3341	0.3358
发电利用小时数（已实现）	2,491.17	2,962.31	2,586.43	3,006.00
发电利用小时数（预测全年）	2,868.58	2,962.31	2,966.17	3,006.00
综合厂用电率	4.37%	4.37%	4.47%	4.32%

注：标的公司 2025 年发电利用小时数按照如下逻辑预测：（1）进入 2025 年冬季大风季以来，标的公司所在地来风情况明显好于去年同期，不过出于谨慎性原则，假设 2025 年 12 月标的公司发电量与去年同期持平，计算得出两家标的公司 2025 年 12 月预测发电量；（2）将两家标的公司 2025 年 12 月预测发电量折算为发电利用小时数，并与标的公司 1-11 月已实现的发电利用小时数加总。

由上表，正蓝旗风电 2025 年 1-11 月上网电价较 2025 年全年预测值高 3.53%，综合厂用电率与 2025 年全年预测值一致，预测全年发电利用小时数较评估报告中 2025 年全年预测值低 3.16%，正蓝旗风电评估预测总体具备谨慎性和合理性。

北方多伦 2025 年 1-11 月上网电价较 2025 年全年预测值低 0.51%，综合厂用电率略高于 2025 年全年预测值，预测全年发电利用小时数较评估报告中 2025 年全年预测值低 1.33%，北方多伦评估预测总体具备谨慎性和合理性。

2、2025 年长期协议签订情况

正蓝旗风电及北方多伦上网电量已全部参与市场交易，电价执行交易电价。目前标的公司已完成 2025 年中长期电力交易（系统交易视为合同流程）。其中正蓝旗风电 2025 年度中长期合同协议售电量合计 305,099.10 万千瓦，协议总金额（不含税）110,282.46 万元，高于正蓝旗风电 2025 年预测总收入 106,614.21 万元；北方多伦 2025 年度中长期合同协议售电量合计 140,812.67 万千瓦，协议总金额（不含税）50,626.73 万元，高于北方多伦 2025 年预测总收入 48,426.96 万元。

3、评估预测的合理性及 2025 年业绩可实现性

2025 年 1-11 月，标的公司净利润下降，核心原因有两方面：一是弃风限电率上升导致营业收入减少，二是所得税率变化使得缴纳的所得税费用增加。上述影响净利润的关键因素，均已在本次评估报告中充分考虑，具体假设与数据匹配情况如下：

在弃风限电率假设上，本次评估设定 2025 年度正蓝旗风电、北方多伦的弃风限电率均为 10%。参考评估计算口径，2024 年度正蓝旗风电实际弃风限电率为 8.87%，北方多伦为 4.70%，2025 年度的假设弃风限电率已在 2024 年实际水平基础上有所上调，与标的公司上半年净利润下降的现实背景一致。

在所得税率假设上，本次评估设定正蓝旗风电、北方多伦 2025 年度所得税率为 7.5%，该税率与标的公司当前实际适用税率相符。

从业绩完成进度来看，2025 年 1-11 月，北方多伦净利润占其 2025 年全年预测净利润的比例为 90.92%、2024 年同期北方多伦净利润占其 2024 年度净利润的比例为 90.96%，正蓝旗风电净利润占其 2025 年全年预测净利润的比例为 89.12%、2024 年同期正蓝旗风电净利润占其 2024 年度净利润的比例为 90.09%，即，2025 年 1-11 月两家标的公司业绩完成进度与去年同期基本持平。此外，进入 2025 年冬季大风季以来，标的公司所在地来风情况明显好于去年同期，预计标的公司 2025 年 12 月业绩完成情况将会快于去年同期。

从经营支撑条件来看，一方面，标的公司 2025 年度中长期协议总金额（不含税）已超过其 2025 年全年预测总收入；另一方面，2025 年 1-11 月标的公司核心经营参数上网电价及综合厂用电率与本次评估报告中的假设水平基本一致。

综合上述弃风限电率、所得税率的假设合理性，2025 年预计发电利用小时数情况，以及中长期协议、核心经营参数的支撑作用，可判断正蓝旗风电与北方多伦的相关评估预测具备合理性，2025 年业绩目标预计将有较大概率实现。

除此之外，为进一步保障上市公司及投资者利益，本次重组交易对方北方公司已出具承诺、并与上市公司签署《业绩承诺补偿协议》。北方公司承诺在本次重组实施完毕后三年内（含重组完成当年）标的公司业绩不低于本次收益法评估时预测的标的公司后续相应年度净利润，否则将按照《监管规则适用指引——上市类第 1 号》中的要求向上市公司进行补偿。

十、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）、《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）等国家技术标准及规范，核实风电设备设计寿命、经济使用年限的确定依据；检索国内超 20 年运营风电场案例，验证经济寿命可达设计寿命的实际可行性；

2、查阅可比交易案例的评估报告，对比风电设备经济使用年限取值，确认是否符合行业惯例；

3、查阅《电力业务许可证管理规定》等法规文件，核实电力业务许可证有效期及续期要求；获取正蓝旗风电、北方多伦的电力业务许可证，确认取得时间与并网时间差异；检索华北监管局近期电厂许可证续期案例；

4、查阅标的公司报告期内经营数据，对比预测期内收入、结算电量、电价的变动幅度，分析差异原因；

5、查阅国家及华北区域新能源政策，分析弃风率下降、新能源全面入市对电量及电价的影响；对比同区域风电项目的发电小时数、电价水平，验证预测合理性；

6、拆解结算电量预测逻辑，核查可研报告中理论发电小时数的加权计算过程，验证数据来源及计算准确性；核实 2024 年实际弃风率、厂用电率与预测假设的差异，分析弃风率逐年降至 5%的政策及市场依据；

7、查阅标的公司 2024 年成本明细，明确各类成本的用途及核算口径；对比预测期内总成本与报告期数据，确认是否覆盖所有经营支出；

8、检索同行业可比公司的运营成本数据，对比标的公司预测期数据，分析差异原因；核查安全生产费、折旧费等计提是否符合《企业安全生产费用提取和使用管理办法》及会计准则要求；

9、核实设备定期维护、检修的支出预算及核算方式，确认维护支出在成本预测中的体现，分析检修期间对发电的影响；

10、取得上市公司控股的其他已出质保期风电企业的风机维修费及材料费明细，复核上述费用的完整性及准确性，并与中国华能相关定额标准进行比较；

11、计算报告期及预测期毛利率，分析变动趋势及原因；

12、获取 2025 年 1-11 月标的公司财务数据，对比全年预测目标，计算业绩完成进度；核实中长期协议金额与 2025 年预测收入的匹配性，分析业绩可实现性；

13、核查业绩承诺补偿协议，确认交易对方的业绩承诺内容及补偿机制。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、标的公司风电设备设计寿命依据《风力发电场设计规范》确定，经济使用年限符合《风电场项目经济评价规范》要求，且有国内超 20 年运营案例验证，与可比交易案例取值一致，符合行业惯例；收益期限长于电力业务许可证有效期，系因标的公司提前办理许可证，许可证续期依据明确，且华北区域近期有续期成功案例，续期无实质性障碍，符合行业评估惯例；

2、预测期内，标的公司风力发电业务收入变动趋势主要系综合考量结算电价与结算电量两项因素各自变动的叠加影响所致；预测期内结算电量的变动主要取决于弃风限电率的变动，契合《清洁能源消纳行动计划》中“弃风率控制在 5% 左右”的政策目标，且标的公司的低成本优势可支撑弃风率下降；2025 年结算电价基于已签中长期合同，扣减综合偏差后进行预测；2026 年后逐渐降至燃煤基准电价，符合新能源全面入市后市场竞争逻辑；结算电量和电价的预测与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位相匹配；

3、项目可研报告理论发电小时数系根据当地风力资源情况、风机规格型号等综合计算确定；各项目公司风电场数量较多，加权平均计算系通过总理论发电量除以总装机规模进行确定；预测期内弃风率主要系根据标的公司 2024 年度实际弃风率情况以及新能源政策要求等进行确定，持续下降符合新能源政策指导要求，具备合理性；弃风率变动趋势与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配；2023-2024 年，正蓝旗风电综合厂用电率分别为 4.41%、4.34%，北方多伦综合厂用电率分别为 4.42%、4.21%。评估报告取 2023 年和 2024 年综合厂用电率的平均数作为预测期内标的公司综合厂用电率，其中正蓝旗风电为 4.37%、

北方多伦为 4.32%；综合厂用电率因送出线路长度等因素不同，标的公司综合厂用电率略高于可比公司的原因是由于项目装机规模大且场区面积较广，集电线路和送出线路较长造成；评估报告假设预测期内标的公司无新建项目，发电设备、输电线路不会增加，故综合厂用电率维持报告期内水平具有合理性；

4、标的公司 2025 年中长期合同已经签署，合同中约定的电价具有约束力，是华北电网与标的公司结算电费的基础，标的公司 2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础进行预测具备合理性；辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用等为电费收入的增减因素，是行业的通用指标，本次评估将这些增减因素合并统称为综合偏差，符合行业评估惯例；本次评估对于综合偏差的预测已充分考虑相关变化趋势对电价的影响；自投运以来，正蓝旗风电和北方多伦风电机组所发电量全部通过市场化方式消纳，新能源发电全面入市对于标的公司现有业务开展不存在直接影响；标的公司所发电量全部送往华北电网京津冀地区消纳，目前京津冀地区尚未就新能源发电全面入市出台具体实施方案；预测期内结算电量和电价已充分考虑新能源发电全面入市的影响；电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价系综合考虑燃煤基准电价的标杆作用、市场机制的影响以及新能源政策综合影响的结果，且内蒙地区燃煤基准电价低于京津冀区域燃煤基准电价水平，电价预测具有审慎性；

5、标的公司预测期内总成本、各类成本与报告期内具有可比性，且相关数据综合考量质保期的影响，具备完整性和合理性；预测期内标的公司度电成本略高于临近区域内同行业可比公司，主要系本次评估出于谨慎性原则，对于预测期内各项成本按照行业标准或者中国华能相关规定的上限金额进行预估，具备谨慎性和完整性；

6、标的公司各类成本变动与收入、经营年限相匹配，变动时点和幅度、相关预测依据具备合理性，总成本、度电成本变化符合行业惯例；

7、标的公司相关设备需要定期检修，但通常不涉及大修，评估报告中已根据中国华能对于风电机组及相关设备运营期间年度检修费用标准以及标的公司实际情况，对预测期内检修相关费用进行预估，相关预测能够涵盖标的公司预测期内的定期检修费用；定期检修对标的公司发电的影响很小，本次评估收入预测未考虑定期检修影响；

8、预测期毛利率的测算已充分考量上网电价调整、风机质保期届满等关键因素，且预测期整体毛利率始终低于报告期水平，具备谨慎性与合理性；

9、2025 年 1-11 月，标的公司净利润下降，主要系弃风限电率和所得税率变化的综合影响，相关指标均已在本次评估报告中充分考虑；从业绩完成进度来看，2025 年 1-11 月标的公司业绩完成度与标的公司 2024 年同期净利润占年度净利润的比例大体相当；从经营支撑条件来看，标的公司 2025 年度中长期协议总金额（不含税）已超过其 2025 年全年预测总收入；且 2025 年 1-11 月标的公司核心经营参数与本次评估报告中的假设水平基本一致；综合上述弃风限电率、所得税率的假设合理性，2025 年预计发电利用小时数情况，以及中长期协议、核心经营参数的支撑作用，正蓝旗风电与北方多伦的相关评估预测具备合理性，2025 年业绩目标实现预计不存在实质障碍。

问题 6. 关于收益法其他评估事项

重组报告书披露，（1）本次评估假设标的公司在未来期间能够持续享受国家目前既有的增值税即征即退 50%的优惠政策；标的公司正蓝旗风电 2025 年-2027 年、标的公司北方多伦 2025 年和 2026 年，未预测城建税、教育费附加、地方教育费附加；进项税回收按照预测期每年应缴纳的增值税金额回收；（2）标的公司适用国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策；（3）预测期内资本性支出主要为存量资产的正常更新支出，金额相对较小；预测期内营运资金存在一定变动，部分年度存在营运资金流入的情况；（4）预测期末，标的公司可回收的资产主要包括营运资金、设备类残值、土地使用权和房屋建筑物；（5）因税率不同，预测期权益资本成本为 10.78%-11.35%，债务融资成本为 2.55%，加权平均资本成本为 6.93%-7.44%；（6）其他资产和负债的评估包括非经营性资产和负债、溢余资产；（7）标的公司正蓝旗风电和北方多伦市盈率分别为 7.76 和 10.01，低于同行业可比公司和可比交易案例平均水平，高于评估基准日相近的 2 单可比交易案例；（8）以 2024 年 6 月 30 日为评估基准日，标的公司正蓝旗风电评估值 350,073.52 万元，增值额 239,908.92 万元，高于本次交易评估值和增值额。

请公司披露：（1）标的公司其他收益的预测过程，增值税即征即退 50%的优惠政策是否将延续、标的公司是否将持续适用及依据；标的公司城建税等的预测过程和依据，部分年度未进行预测的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；评估基准日标的公司进项税的具体金额、主要来源以及与财务报表的对应关系，预测期进项税回收时点及金额的确定依据；（2）预测期内所得税费用的预测过程，公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间，是否与标的公司评估预测相匹配；（3）预测期内标的公司资本性支出相对较少、与折旧摊销金额不匹配的原因，能否满足日常经营需要、是否符合行业惯例及合理性；营运资金的测算过程，部分年度营运资金流入的合理性；（4）预测期内各类资产可回收金额的确定依据，结合相关资产剩余价值的公允性及可回收性，说明相关资金流入预测的合理性；（5）参照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，说明折现率各参数取值是否符合相关要求，折现率及主要参数是否与同行业可比案例可比，折现率较低的原因及合理性；（6）

目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异及原因，相关取值的合理性、是否符合评估准则以及对评估值的影响；债务融资成本的确定依据、与可比交易案例的可比性，是否符合评估准则的要求，是否与同期银行借贷利率匹配，相对较低的原因、合理性及对评估值的影响；（7）非经营性资产和负债、溢余资产的确定依据和主要内容，评估具体过程、依据及准确性；（8）标的公司正蓝旗风电前后两次评估值、增值额差异的原因，各评估假设、参数的差异及原因，行业和市场环境是否发生重大变化，本次对于两家标的公司的评估是否充分考虑相关变化及依据；（9）标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况，说明可比公司和交易案例的可比性；标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、标的公司其他收益的预测过程，增值税即征即退 50%的优惠政策是否将延续、标的公司是否将持续适用及依据；标的公司城建税等的预测过程和依据，部分年度未进行预测的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；评估基准日标的公司进项税的具体金额、主要来源以及与财务报表的对应关系，预测期进项税回收时点及金额的确定依据

（一）标的公司其他收益的预测过程，增值税即征即退 50%的优惠政策是否将延续、标的公司是否将持续适用及依据

2025 年 10 月 17 日，财政部、海关总署、税务总局联合发布《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 公告 2025 年第 10 号，以下简称“2025 年第 10 号公告”），对风力发电与核电领域的增值税政策进行调整。其中，针对风力发电业务的增值税政策调整内容，与此前执行的《财政部 国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74 号，以下简称“74 号文”）对比情况如下：

项目	原政策（74号文）	新政策（2025年第10号公告）
政策名称	《财政部国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74号）	《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部海关总署税务总局公告2025年第10号）
风力发电政策内容	自2015年7月1日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策	自2025年11月1日起至2027年12月31日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策

由上述对比可见，2025年第10号公告将74号文中适用增值税即征即退50%政策的范围，从“利用风力生产的电力产品”（含陆上、海上风力发电）缩小至“利用海上风力生产的电力产品”，明确取消陆上风力生产的电力产品享受增值税即征即退50%的政策优惠。

鉴于本次政策调整后，标的公司未来适用的增值税政策将发生变化，对标的公司收益法、市场法的评估过程均产生影响。为更准确反映资产价值，上市公司已委托评估机构依据最新增值税政策，在评估基准日保持不变的前提下，对原评估报告进行更新调整，并重新出具评估报告。

在原政策（74号文）下，正蓝旗风电、北方多伦的陆上风电业务可享受增值税即征即退50%优惠，该部分退税款计入“其他收益”科目，作为评估过程中测算企业收益的组成部分；而2025年第10号公告实施后，陆上风电不再享受该优惠，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生，调整后的评估报告中已剔除该部分收益的测算。

（二）标的公司城建税等的预测过程和依据，部分年度未进行预测的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性

1、标的公司城建税等的预测过程和依据

首先对各年度销项税和进项税进行测算，最后得到当年应缴纳的增值税；再根据计算出的应缴纳增值税分别乘以标的公司各项附加税税率（城建税税率5%、教育费附加税率3%、地方教育费附加税率2%），即附加税=应缴纳的增值税*（5%+3%+2%）。

2、部分年度未进行预测的原因

截至评估基准日，标的公司仍有待抵扣的进项税，则无需缴纳增值税，即计算附加税的基数为零。最终直至待抵扣进项税抵扣完毕后，才会产生相应的附加

税金额。

3、不同标的公司之间存在差异的合理性

截至评估基准日，标的公司待抵扣进项税的金额存在差异，具体来看，正蓝旗风电待抵扣进项税为 40,500.05 万元，北方多伦待抵扣进项税为 12,087.97 万元；加之标的公司每年产生的应交增值税也不同，故待抵扣进项税抵扣完毕的时间存在差异。因此，不同标的公司之间存在差异是合理的。

（三）评估基准日标的公司进项税的具体金额、主要来源以及与财务报表的对应关系，预测期进项税回收时点及金额的确定依据

正蓝旗风电评估基准日待抵扣进项税为 40,500.05 万元，北方多伦评估基准日待抵扣进项税为 12,087.97 万元，主要来源于项目投资建设产生的大额可抵扣进项税；其与财务报表的对应关系为：基准日待抵扣进项税=其他流动资产（待抵扣进项税金额）+其他非流动资产（待抵扣进项税金额）-其他流动负债（待转销项税）。

预测期进项税回收时点起止时间为自评估基准日开始，直至将基准日待抵扣进项税金额抵扣完毕为止。

二、预测期内所得税费用的预测过程，公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间，是否与标的公司评估预测相匹配

（一）预测期内所得税费用的预测过程

根据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号）规定，对居民企业经有关部门批准，从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定范围、条件和标准的公共基础设施项目的投资经营所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

正蓝旗风电及北方多伦均于 2022 年发电试运营，并于当年申报并享受上述优惠政策，因此，正蓝旗风电及北方多伦 2022 年至 2024 年免征企业所得税，2025 年至 2027 年减半征收企业所得税。同时，正蓝旗风电及北方多伦享受西部

大开发所得税优惠政策。

综上，预测正蓝旗风电及北方多伦 2025-2027 年税率为 7.5%，2028-2030 年税率为 15%，2031 年及以后无优惠，税率为 25%。

正蓝旗风电未来年度所得税的预测情况如下：

单位：万元

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年
利润总额	63,796.62	65,593.55	65,409.29	61, 222. 34	58, 032. 17	57, 003. 56	54, 475. 25	51, 546. 24	51, 010. 47	51, 414. 16
所得税费用	4,784.75	4,919.52	4,905.70	9, 183. 35	8, 704. 83	8, 550. 53	13, 618. 81	12, 886. 56	12, 752. 62	12, 853. 54
所得税费率	7.50%	7.50%	7.50%	15.00%	15.00%	15.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
项目	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月	-
利润总额	51, 745. 28	52, 101. 87	52, 255. 60	52, 308. 30	52, 309. 87	52, 625. 98	52, 629. 60	54, 518. 67	32, 286. 81	
所得税费用	12, 936. 32	13, 025. 47	13, 063. 90	13, 077. 08	13, 077. 47	13, 156. 50	13, 157. 40	13, 629. 67	8, 071. 70	-
所得税费率	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	

北方多伦未来年度所得税的预测情况如下：

单位：万元

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年
利润总额	30,405.28	31,157.13	30, 795. 11	29, 457. 48	27, 870. 11	27, 280. 27	25, 994. 38	24, 582. 93	24, 509. 25	24, 685. 49
所得税费用	2,280.40	2,336.78	2, 309. 63	4, 418. 62	4, 180. 52	4, 092. 04	6, 498. 59	6, 145. 73	6, 127. 31	6, 171. 37
所得税费率	7.50%	7.50%	7.50%	15.00%	15.00%	15.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
项目	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月	-
利润总额	24, 852. 74	25, 000. 71	25, 041. 11	25, 063. 14	25, 062. 13	25, 074. 68	25, 076. 49	25, 455. 29	14, 401. 00	-
所得税费用	6, 213. 18	6, 250. 18	6, 260. 28	6, 265. 78	6, 265. 53	6, 268. 67	6, 269. 12	6, 363. 82	3, 600. 25	-
所得税费率	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	-

（二）公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间

公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间如下表所示：

政策类型	政策文件名称	具体内容	适用时间
公共基础设施项目企业所得税优惠政策	《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80号）	对居民企业经有关部门批准，从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定范围、条件和标准的公共基础设施项目的投资经营所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。本通知所称第一笔生产经营收入，是指公共基础设施项目建成并投入运营（包括试运营）后所取得的第一笔主营业务收入。	自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起（包括试运营），第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税
西部大开发所得税优惠政策	《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号）	自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税。本条所称鼓励类产业企业是指以《西部地区鼓励类产业目录》中规定的产业项目为主营业务，且其主营业务收入占企业收入总额 60% 以上的企业。	2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日

（三）是否与标的公司评估预测相匹配

标的公司正蓝旗风电及北方多伦均从事风力发电业务，同时符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》和《西部地区鼓励类产业目录》的规定范围、条件和标准，因此适用公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策。

在政策适用时间方面，正蓝旗风电与北方多伦均于 2022 年下半年进入试运营阶段。依据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号）的规定，自试运营年度起，可享受“三免三减半”的企业所得税优惠，即第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收。具体而言，2022 年至 2024 年度为免税期，2025 年至 2027 年度为减半征收期。此外，两家标的公司在 2022 年至 2030 年度亦符合西部大开发所得税优惠政策的适用条件。

在企业所得税税率方面，由于公共基础设施项目企业所得税优惠政策与西部大开发所得税优惠政策可叠加适用，正蓝旗风电与北方多伦在 2022 年至 2024 年

度免征企业所得税；2025 年至 2027 年度实际适用税率为 7.5%（即西部大开发所得税优惠税率 15%的 50%）；2028 年至 2030 年度适用税率为 15%；自 2031 年起恢复至 25%。该税率与标的公司在评估预测中所采用的所得税率相匹配。

三、预测期内标的公司资本性支出相对较少、与折旧摊销金额不匹配的原因，能否满足日常经营需要、是否符合行业惯例及合理性；营运资金的测算过程，部分年度营运资金流入的合理性

（一）预测期内标的公司资本性支出相对较少、与折旧摊销金额不匹配的原因，能否满足日常经营需要、是否符合行业惯例及合理性

风电行业属于典型的重资产、长周期行业，风电机组等核心资产占总资产比例较高，折旧摊销金额也相对较大；但是，在风电机组设计使用寿命年限内，通常不需要对其进行大规模资本性支出，无需进行改造或者替换，而对于风电机组定期维护性支出，则体现在修理费中。

本次评估中的资本性支出主要是对其他机器设备、电子设备和车辆的更新支出。与风电机组等资产相比，该等资产价格较为便宜、更新费用较小，因而预测期内标的公司资本性支出相对较少。

在永续经营假设下，风电企业为持续运营，需要通过资本性支出补偿风电机组等核心资产的折旧和摊销，因而资本性支出较大。本次评估未采用永续经营假设，预测期根据风电机组等核心设备的设计使用寿命等因素合理确定。在风电机组设计使用寿命年限内，通常不需要对其进行大规模资本性支出进行改造或者替换，而是通过定期维护使其保持良好工况。此外，经查询其他可比案例，均未在后续经营年度安排大额资本性支出计划。

综上，预测期内标的公司资本性支出相对较少具有合理性，能够满足日常经营需要且符合行业惯例。

（二）营运资金的测算过程，部分年度营运资金流入的合理性

1、营运资金的测算过程

评估基准日营运资金等于评估基准日营运资产减去营运负债。

营运资产包括货币资金保有量、应收账款、预付款项、其他应收款；营运负

债包括应付账款、应付职工薪酬和应交税费科目。相关科目具体预测过程如下：

货币资金保有量主要是考虑维持企业经营周转期内应付的主营业务成本以及相关税费支出所需要保留的最低货币资金量确定，货币资金保有量（月付现成本）=（主营业务成本+税金及附加+所得税-折旧与摊销）/对应月数 12，标的公司付现成本基本为月付。

应收账款主要为应收电费，标的公司次月收到上月的电费，故预测期末应收账款（电费）=预测期含税电费收入/12。

预付款项主要为预付的加油卡费用，预测期按照评估基准日金额进行预测。

其他应收款主要为应收运维服务收入，根据运维服务合同约定的付款方式，即双方核定费用清单后，支付本年度实际运维费用，故预测期末其他应收款等于当期含税运维服务收入。

应付账款、应付职工薪酬、应交税费等科目按照各项成本费用支付频次确定。

2、部分年度营运资金流入的合理性

正蓝旗风电部分年度营运资金流入主要是由于 2027 年正蓝旗风电待抵扣进项税全部抵扣完毕、2028 年开始缴纳附加税，以及 2030 年西部大开发所得税优惠政策结束、2031 年开始企业所得税税率变为 25%。上述情况使得正蓝旗风电营运负债中的应交税费增加，从而造成营运资金现金流的增加，具有合理性。

北方多伦部分年度营运资金流入主要原因为：2026 年标的公司待抵扣进项税全部抵扣完毕，2027 年开始缴纳附加税；2030 年西部大开发所得税优惠政策结束，2031 年开始企业所得税税率变为 25%。上述两种情况，使得营运负债中的应交税费增加，造成营运资金现金流的增加，属于合理情况。

四、预测期内各类资产可回收金额的确定依据，结合相关资产剩余价值的公允性及可回收性，说明相关资金流入预测的合理性

（一）预测期内各类资产可回收金额的确定依据

预测期内各类资产可回收金额的具体情况如下：

单位：万元

项目	正蓝旗风电		北方多伦	
	金额	现值	金额	现值
营运资金回收	5,824.06	1,594.63	2,884.70	789.83
设备类回收	25,395.14	6,953.19	10,565.80	2,892.91
土地使用权回收	1,570.32	429.95	556.31	152.32
房屋建筑物回收	2,292.14	627.59	268.14	73.42
可回收金额合计	35,081.66	9,605.36	14,274.95	3,908.48

正蓝旗风电和北方多伦预测期内各类资产可回收金额分别为 **35,081.66** 万元和 **14,274.95** 万元，对应的折现值分别为 **9,605.36** 万元和 **3,908.48** 万元。

预测期末，企业可回收的资产主要包括营运资金、设备类、土地使用权和房屋建筑物。预测期末营运资金回收金额按照运营最后一期所需营运资金确定；设备类回收金额按照各设备的账面残值确定；土地使用权和房屋建筑物可回收价值按照预测期末的账面净额确定。

（二）结合相关资产剩余价值的公允性及可回收性，说明相关资金流入预测的合理性

1、营运资金回收

营运资金是企业为维系日常经营活动而垫付的周转性资金，其金额等于营运资产与营运负债的差额，即企业在营运过程中对货币资金的净占用额。就标的公司而言，其营运资产主要涵盖应收账款、预付款项及其他应收款；营运负债则包括应付账款、应付职工薪酬和应交税费。

当标的公司资产组终止运营时（即预测期末），这部分营运资金通过收回应收款项、结清应付款项等方式实现清零，并由此形成现金净流入。营运资金的回收确保了企业资金周转的闭环完整性，营运资金具备可回收性，因此相关的资金流入预测具备公允性与合理性。

2、设备类回收

第一，近年来国内风电退役设备回收产业链逐步成熟，专业拆解企业、金属回收市场的规范化发展，为残值的实际变现提供了可靠的渠道保障。

第二，风电设备的核心价值集中于发电设备、输电线路、变电配电设备等，

这类部件以优质金属为主要材质。即便经过 20 年运行，仍能实现较高价值变现。

第三，标的公司执行的会计估计，机器设备的残值率按 5% 确定，是充分考虑未来可回收性等风险后，从谨慎性原则确定的，不存在高估残值的情况。

第四，标的公司将风电设备折旧年限设定为 20 年，此标准参考了国家标准下限制定。而在实际运营中，维护得当的风电资产使用寿命普遍可达 25~30 年，在使用寿命预测上已遵循谨慎性原则，而残值对整体价值的影响较小。

因此设备类资产具备可回收性，本次评估中设备类回收的现金流入预测具备公允性和合理性。

3、土地和房屋的回收

气候系统具有很强的稳定性，普遍在一百年内不会发生根本性变化，这保证了标的公司所在地区的风力资源格局保持相对稳定。此外，标的公司借助华北电网和特高压输电通道向京津冀送电，而特高压设施投资规模大、使用寿命长，一旦建成将长期持续发挥作用。

因此，20 年后标的公司所在区域依然是建设风电项目的优质选址，建设风电所需的土地和房屋的需求不会消失。本次评估中，按照土地、房屋的净值来确定可回收金额，充分体现了谨慎性原则，具备公允性和合理性。

五、参照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，说明折现率各参数取值是否符合相关要求，折现率及主要参数是否与同行业可比案例可比，折现率较低的原因及合理性

（一）参照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，说明折现率各参数取值是否符合相关要求

本次交易，评估机构按照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》中折现率的确定方法，在选取合理的无风险报酬率及风险报酬率的基础上确定折现率，具体计算过程如下：

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E + D} + K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{E + D}$$

其中：K_e：权益资本成本；

K_d: 付息债务资本成本;

E: 权益的市场价值;

D: 付息债务的市场价值;

t: 所得税率。

其中, 权益资本成本采用资本资产定价模型 (CAPM) 计算。计算公式如下:

$$K_e = r_f + MRP \times \beta_L + r_c$$

其中: r_f: 无风险收益率;

MRP: 市场风险溢价;

β_L: 权益的系统风险系数;

r_c: 企业特定风险调整系数。

折现率计算过程中的涉及的主要参数包括无风险收益率、市场风险溢价、权益的系统风险系数、资本结构、企业特定调整系数和付息债务资本成本等, 本次评估折现率各参数取值情况如下:

1、无风险收益率

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》, “关注国债剩余到期年限与企业现金流时间期限的匹配性, 持续经营假设前提下应当选择剩余到期年限 10 年期或 10 年期以上的国债。” 本次评估采用有限年限法, 按照风电资产 20 年使用寿命确定预测期, 因此选取 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率 1.6752% 为无风险收益率, 符合指引要求, 具有合理性。

2、市场风险溢价

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》, “中国市场风险溢价通常可以利用中国证券市场指数的历史风险溢价数据计算、采用其他成熟资本市场风险溢价调整方法、引用相关专家学者或专业机构研究发布的数据。”

市场风险溢价是市场投资报酬率与无风险报酬率之差。标的公司经营业务主要在中国境内, 本次评估时市场投资报酬率选择利用中国证券市场指数的历史风险溢价数据进行计算, 以上海证券交易所和深圳证券交易所股票交易价格指数为

基础，选取 1992 年至评估基准日的年化周收益率加权平均值综合分析确定，本次评估市场风险溢价的确定符合指引要求。经测算，评估基准日市场投资报酬率为 8.82%，市场风险溢价确定为 7.14%。

3、权益的系统风险系数和资本结构

标的公司的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta_L = [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U$$

式中：β_L：有财务杠杆的权益的系统风险系数；

β_U：无财务杠杆的权益的系统风险系数；

t：标的公司的所得税税率；

D/E：标的公司的目标资本结构

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“非上市公司的股权贝塔系数，通常由多家可比上市公司的平均股权贝塔系数调整得到。其中，可比上市公司的股权贝塔系数可以通过回归方法计算得到，也可以从相关数据平台查询获取。资本结构一般可以采用标的公司评估基准日的真实资本结构，也可以参考可比公司、行业资本结构水平采用目标资本结构；债权和股权的比例，建议采用市场价值计算。”

两家标的公司均为非上市公司，根据标的公司的业务特点，评估机构通过 WIND 资讯系统查询了 4 家沪深 A 股可比上市公司 2024 年 12 月 31 日的 β_L 值，然后根据可比上市公司的所得税率、资本结构调整剔除财务杠杆因素后的 β_U 值，并取其平均值 0.5867 作为标的公司的 β_U 值。具体数据见下表：

序号	股票代码	公司简称	D/E	β _U 值
1	000862.SZ	银星能源	0.6876	0.5531
2	601016.SH	节能风电	1.0774	0.5052
3	601619.SH	嘉泽新能	0.7327	0.6319
4	603693.SH	江苏新能	0.5794	0.6567
平均值			0.7693	0.5867

本次评估综合考虑标的公司经营稳定性、融资能力等影响后，采用可比上市

公司的平均资本成本作为标的公司的目标资本结构，在综合考虑可比公司与标的公司在业务类型等方面的可比性后，由多家同行业可比上市公司的平均股权贝塔系数调整得到权益的系统风险系数，经对比，权益的系统风险系数和目标资本结构的确定符合相关指引要求。

经计算，预测期正蓝旗风电和北方多伦权益的系统风险系数为：T=7.5%时， $\beta_L=1.0042$ ；T=15%时， $\beta_L=0.9704$ ；T=25%时， $\beta_L=0.9252$ 。

4、特定风险报酬率

根据《监管规则适用指引——评估类第1号》，“特定风险报酬率一般可以通过多因素回归分析等数理统计方法计算得出，也可以拆分为规模溢价和其他特定风险溢价进行确定，还可以在综合分析企业规模、核心竞争力、大客户和关键供应商依赖等因素的基础上根据经验进行判断。”

本次评估结合标的公司业务规模、历史经营期等情形对企业风险的影响，确定该公司的企业特定风险调整系数为2.5%，符合指引相关要求。

5、权益资本成本

将选取的无风险收益率、市场风险溢价代入权益资本成本估算公式，计算得T=7.5%时， $K_e=11.35\%$ ；T=15%时， $K_e=11.10\%$ ；T=25%时， $K_e=10.78\%$ 。

6、付息债务资本成本

根据《监管规则适用指引——评估类第1号》，“债权期望报酬率一般可以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得出；也可以采用被评估企业的实际债务利率，但其前提是其利率水平与市场利率不存在较大偏差。”

付息债务平均年利率选取市场化同类型企业能获取的实际利率，即在评估基准日5年期以上LPR基础上考虑一定的利率下浮。本次评估参考中国华能集团有限公司基准日近期融资成本指导线，5年期以上利率下浮105BP，最终确定付息债务平均年利率为2.55%，符合指引相关要求。2024年，正蓝旗风电实际借款平均利率为2.58%，北方多伦风电实际借款平均利率为2.71%，付息债务资本成本与标的公司2024年实际付息利率水平相近。

综上，标的公司折现率计算得：T=7.5%时，WACC=7.44%；T=15%时，WACC=7.22%；T=25%时，WACC=6.93%。相关参数符合《监管规则适用指引——评估类第1号》的要求。

（二）折现率及主要参数是否与同行业可比案例可比，折现率较低的原因及合理性

经查询 A 股上市公司收购风电相关资产的案例，与本次评估折现率及主要参数进行对比，对比情况如下表：

上市公司	交易标的	评估基准日	折现率	无风险收益率	市场风险溢价	资本结构	权益系统风险系数	特定风险报酬率	付息债务资本成本
川能动力 (000155.SZ)	四川省能投风电开发有限公司 30%股权	2022-09-30	8.38%	2.76%	7.28%	-	0.4978	2.00%	无有息负债
	四川省能投美姑新能源开发有限公司 26%股权		8.01%	2.76%	7.28%	70.43%	0.4978	2.00%	被评估单位付息债务的年利率 3.85%
	四川省能投盐边新能源开发有限公司 5%股权		7.73%	2.76%	7.28%	70.43%	0.4978	2.00%	被评估单位付息债务的年利率 4.24%
平均值		-	8.04%	2.76%	7.28%	70.43%	0.4978	2.00%	4.05%
标的公司		2024-12-31	7.44%、7.22%、6.93%	1.68%	7.14%	76.93%	0.9252~1.0042	2.50%	2.55%

与上述同行业可比案例折现率相比，本次交易标的公司折现率略低，主要系本次评估中因评估基准日不同，无风险收益率大幅下降所致。

其他指标的差异情况如下：

（1）无风险收益率差异的合理性

本次评估时选取的无风险收益率 1.68%，低于可比案例平均值 2.76%，无风险收益率的确定依据均为 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率，但因基准日差异，10 年期国债无风险收益率有所下降。

（2）市场风险溢价的合理性

本次评估时选取的市场风险溢价 7.14%，与可比案例平均值 7.28%接近。

（3）资本结构

本次评估是选取的资本结构 76.93%，与可比上市公司收购案例平均值 70.43%接近。

（4）权益系统风险系数

本次评估是选取的权益系统风险系数 0.9252~1.0042，高于可比上市公司收购案例平均值 0.4978，主要由于基准日和选取可比公司差异所致。

（5）特定风险报酬率

本次评估是选取的特定风险报酬率 2.50%，高于可比上市公司收购案例平均值 2.00%，主要由于基准日和对特定风险估计差异所致。

（6）付息债务资本成本差异的合理性

本次评估折现率测算中付息债务资本成本 2.55%，低于可比交易平均值 4.05%，主要原因包括：一是受市场利率整体下行趋势的影响；二是标的公司与可比公司的实际付息成本存在差异。作为华能体系内企业，正蓝旗风电与北方多伦可依托体系内经批准设立的专业金融机构（华能财务公司）获取专属金融服务支持，不仅借款审批流程更为便捷，而且能享受到市场上相对优惠的利率水平，从而显著降低了自身的付息债务成本。

六、目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异及原因，相关取值的合理性、是否符合评估准则以及对评估值的影响；债务融资成本的确定依据、与可比交易案例的可比性，是否符合评估准则的要求，是否与同期银行借贷利率匹配，相对较低的原因、合理性及对评估值的影响

（一）目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异及原因，相关取值的合理性、是否符合评估准则以及对评估值的影响

1、目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异和原因

本次评估根据正蓝旗风电和北方多伦的业务特点，选取同行业可比上司的资本结构平均值作为目标资本结构。

2024 年 12 月 31 日可比上市公司 D/E 统计情况和标的公司自身的 D/E 情况如下表：

股票代码	公司简称	D/E
000862.SZ	银星能源	68.76%
601016.SH	节能风电	107.74%
601619.SH	嘉泽新能	73.27%
603693.SH	江苏新能	57.94%
平均数		76.93%
正蓝旗风电		118.67%
北方多伦		45.83%

根据上表，标的公司正蓝旗自身资本结构与同行业可比上市公司平均资本结构存在一定的差异，主要系截至评估基准日，正蓝旗风电部分工程款项尚未结算且一年内到期的长期借款金额较大；而北方多伦由于中银增资 10 亿的因素，资本结构差异较大。

2、相关取值的合理性、是否符合评估准则

（1）目标资本结构的确定符合评估指引的要求

根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》和中国证监会发布的《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“采用目标资本结构，取值可以参考可比公司或者行业资本结构水平”。

截至评估基准日，正蓝旗风电存在部分工程款项尚未结清的情况，且其一年内到期的长期借款规模较大；北方多伦则因中银增资 10 亿元的影响，资本结构与其他主体差异显著。同时，标的公司后续若发生工程款项支付、借款偿还、现金分红等行为，均可能对其资产结构产生较大影响，目前资产结构尚未处于稳定状态。基于此，本次评估结合标的公司实际经营状况，参考可比上市公司 76.93% 的平均目标资本结构确定评估适用的目标资本结构，该做法符合相关评估指引的规定。

（2）目标资本结构的确定符合行业惯例

经查询近期 A 股电力行业重组项目，川能动力（000155.SZ）发行股份购买资产（收购风电项目）、华电国际（600027.SH）发行股份购买资产（收购火电项目）等项目均采用了可比公司平均资本结构，本次评估采用可比上市公司平均资本结构符合行业惯例，具有合理性。

3、对评估值的影响

假设在其他评估参数不变的前提下，以标的公司自身资本结构作为目标资本结构，对两家标的公司的评估值进行测算，测算结果如下：

单位：万元

标的公司	评估值	测算评估值	差异率
正蓝旗风电	503,717.53	519,850.35	3.20%
北方多伦	344,297.33	336,855.37	-2.16%
合计	848,014.86	856,705.72	1.02%

经测算，若以标的公司自身资本结构作为目标资本结构测算，合计评估值增加 1.02%。

（二）债务融资成本的确定依据、与可比交易案例的可比性，是否符合评估准则的要求，是否与同期银行借贷利率匹配，相对较低的原因、合理性及对评估值的影响

1、债务融资成本的确定依据

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“债权期望报酬率一般可以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得出；也可以采用被评估企业的实际债务利率，但其前提是其利率水平与市场利率不存在

较大偏差。”

本次评估参考中国华能集团有限公司基准日近期融资成本指导线，在 5 年期以上 LPR 基础上下浮 105BP，最终确定付息债务平均年利率为 2.55%，符合评估准则的要求。2024 年，正蓝旗风电实际借款平均利率为 2.58%，北方多伦风电实际借款平均利率为 2.71%，付息债务资本成本与标的公司 2024 年实际付息利率水平相近。

2、可比交易案例债务融资成本

可比交易案例债务融资成本数据如下：

上市公司	交易标的	评估基准日	付息债务资本成本
川能动力 (000155.SZ)	四川省能投风电开发有限公司 30%股权	2022-09-30	无有息负债
	四川省能投美姑新能源开发有限公司 26%股权		被评估单位付息债务的年利率 3.85%
	四川省能投盐边新能源开发有限公司 5%股权		被评估单位付息债务的年利率 4.24%
平均值		-	4.05%
标的公司		2024-12-31	2.55%

本次评估折现率测算中付息债务资本成本 2.55%，低于可比交易平均值 4.05%，主要原因包括：一是受市场利率整体下行趋势的影响；二是标的公司与可比公司的实际付息成本存在差异。作为华能体系内企业，正蓝旗风电与北方多伦可依托体系内经批准设立的专业金融机构（华能财务公司）获取专属金融服务支持，不仅借款审批流程更为便捷，而且能享受到市场上相对优惠的利率水平，从而显著降低了自身的付息债务成本。

根据公开渠道查询信息，2025 年上半年度，华能财务公司对华能集团下属上市公司的贷款利率区间为 1.75%-3.50%；标的公司 2.55%的付息债务资本成本，也处于该合理区间内。华能财务公司对华能集团下属上市公司的贷款利率情况如下：

序号	证券代码	公司简称	2025年上半年贷款利率区间
1	600011.SH	华能国际	1.75%-3.20%
2	000720.SZ	新能泰山	2.65%-3.50%
3	600025.SH	华能水电	2.15%-3.05%

3、对评估值的影响

假设在其他评估参数不变的前提下，以各标的公司实际借款利率作为付息债务资本成本，对两家标的公司的评估值进行测算，测算结果如下：

单位：万元

标的公司	评估值	测算评估值	差异率
正蓝旗风电	503,717.53	503,149.25	-0.11%
北方多伦	344,297.33	343,008.16	-0.37%

经测算，若各标的公司实际借款利率作为付息债务资本成本，对评估值的整体影响较小。

七、非经营性资产和负债、溢余资产的确定依据和主要内容，评估具体过程、依据及准确性

（一）非经营性资产和负债、溢余资产的确定依据和主要内容

1、非经营性资产和负债的确定依据和主要内容

非经营性资产和负债是指与标的公司生产经营无直接关系的、评估基准日后企业现金流量预测不涉及的资产与负债。

评估基准日，正蓝旗风电无非经营性资产，非经营性负债包括递延收益、其他应付款中建设期工程及设备款、保证金、技术服务费、用地办理费等；北方多伦非经营性资产主要为、道路损毁保证金和应收北方公司的委托贷款等，非经营性负债包括递延收益、其他应付款中工程及设备款、监理费和技术服务费等，具体如下：

单位：万元

标的公司	科目名称	业务内容	账面价值	评估值
正蓝旗风电	其他应付款	工程及设备款、技术服务费、保证金、用地办理费等	95,283.41	95,283.41
	递延收益	稳岗补贴	4.45	-
	非经营性负债合计		95,287.86	95,283.41
北方多伦	其他应收款	道路损毁保证金、房租押金	501.00	501.00
	其他流动资产	委托贷款	72,040.22	72,040.22
	非经营性资产合计		72,541.22	72,541.22
	其他应付款	工程及设备款、监理费、技术服务费等	23,733.31	23,733.31

标的公司	科目名称	业务内容	账面价值	评估值
	递延收益	稳岗补贴	2.70	-
	非经营性负债合计		23,736.01	23,733.31

2、溢余资产的确定依据和主要内容

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产，主要包括货币资产等。本次评估将标的公司超过最低现金保有量的货币资金作为溢余资产考虑。

（二）非经营性资产和负债、溢余资产的评估具体过程、依据及准确性

1、非经营性资产和负债的评估具体过程、依据及准确性

本次评估针对非经营性资产和负债采取逐项判断、逐一分析的方法，具体评估过程及依据如下：

（1）非经营性资产-其他应收款：北方多伦其他应收款中，部分款项为道路毁损保证金、房屋押金。由于该类资产不直接参与公司生产经营活动，且与公司经营收益无直接关联，本次评估将其界定为非经营性资产，并以账面值作为最终评估值。

（2）非经营性资产-其他流动资产：北方多伦其他流动资产主要为应收北方公司的委托贷款。基于其非生产经营属性，本次评估将其认定为非经营性资产，评估值按账面值确定。

（3）非经营性负债-其他应付款：非经营性其他应付款主要为应付工程设备款、监理费等款项。经判断其与经营性活动无直接关联，本次评估将其列为非经营性负债，以账面值作为评估值。

（4）非经营性负债-递延收益：递延收益主要为公司取得的具有专项或特定用途的补助资金。鉴于该部分款项已无实际现金流出义务，本次评估将其划分为非经营性负债，评估值确定为 0 元。

综上，本次评估通过充分识别各项资产与负债的经济性质，结合非经营性资产和负债的账面价值和对预测期现金流量的实际影响逐一确定评估值，确保了非经营性资产和负债确认的合理性与准确性。

2、溢余资产的评估具体过程、依据及准确性

本次评估结合标的公司历史年度经营状况及评估基准日货币资金保有水平，将其 1 个月的付现成本确定为最低现金保有量，该付现成本涵盖主营业务成本（非折旧摊销部分）、营业税金及附加、所得税等项目。各标的公司溢余资产具体计算过程如下：

单位：万元

序号	项目	正蓝旗风电	北方多伦
A	2024-12-31 货币资金余额	2,362.68	1,994.17
B	主营业务成本、税金及附加、所得税费用	34,409.45	13,776.19
C	固定资产折旧与无形资产摊销	25,943.26	9,633.05
D	年付现成本（D=B—C）	8,466.19	4,143.15
E	月付现成本（E=D÷12）	705.52	345.26
F	溢余货币资金（F=A—E）	1,657.16	1,648.90

截至评估基准日，正蓝旗风电的溢余资产为 1,657.16 万元，北方多伦的溢余资产为 1,648.90 万元，该参数已结合标的公司实际付现需求进行扣除测算，溢余资产预测具有合理性和准确性。

八、标的公司北方多伦前后两次评估值、增值额差异的原因，各评估假设、参数的差异及原因，行业和市场环境是否发生重大变化，本次对于两家标的公司的评估是否充分考虑相关变化及依据

（一）标的公司北方多伦前后两次评估值、增值额差异的原因

标的公司北方多伦近两次评估的评估值、增值额差异对比情况如下：

单位：万元

序号	项目	账面价值	评估值	增值额
A	前次评估（基准日 2024-06-30）	110,164.60	350,073.52	239,908.92
B	基准日间的现金增资	100,000.00	100,000.00	-
C	基准日间的现金分红	-41,706.40	-41,706.40	-
D	基准日间的综合收益等经营性权益变动	14,135.73	-	-
E	调整后的价值（E=A+B+C+D）	182,593.93	408,367.12	225,773.19
F	本次评估（基准日 2024-12-31）	182,593.93	326,369.47	143,775.54
G	差额（G=F—E）	-	-81,997.65	-81,997.65

从下表可以看出，两次评估期间，标的公司发生了增资、分红等偶发性权益

变动事项。这些事项会直接影响公司非经营性部分的价值，因此在剔除上述事项的影响后，以调整后的价值为基准计算，两次评估结果相比，本次评估值减少了**81,997.65**万元，增值额也相应减少了**81,997.65**万元。

两次评估的评估值、增值额差异的原因如下：

标的公司于2023年6月实现全容量并网，在前次评估时，尚无一个完整会计年度的全容量并网经营数据作为参考，且未考虑2025年开始租赁储能设备产生的成本，故当时预测的经营业绩在2024年实际运营中并未完全达成。具体来看，前次评估时预测2024年净利润为42,432.76万元，而2024年实际净利润为34,409.50万元。且在2025年第10号公告实施后，陆上风电不再享受增值税即征即退50%优惠，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生。

本次评估的基准日为2024年12月31日，评估过程中已充分考虑上述历史预测与实际情况的差异因素，并针对性地调整了相关评估参数的预测值。因此，相较于前次评估，本次评估的预测更加谨慎，所预估的业绩也具有更强的可实现性。

上述影响评估值的调整因素对评估值和增值额的影响具体如下：

序号	事项	对评估值和增值额的影响金额（万元）
1	调整发电量数据	37,945.18
2	调整电价数据	11,153.46
3	调整租赁储能设备成本	10,610.05
4	调整增值税即征即退	21,820.28
5	其他调整事项	468.68
合计		81,997.65

注：上述对评估值的影响金额，是依据本次评估所采用的模型，代入前次评估的相关参数后计算得出的。

（二）各评估假设、参数的差异及原因，行业和市场环境是否发生重大变化

本次评估与前次评估的主要假设、参数的对比情况、差异及原因如下表所示：

项目	前次评估	本次评估	差异情况
评估基准日	2024-06-30	2024-12-31	选取的评估基准日差异
收益期	20年	20年	无差异
预测期	2024年7月至2042年	2025年1月到2043年6月	前次评估收益期起始日按试运营日期（2022年12月）作为收

项目	前次评估	本次评估	差异情况
			益期起始日期，本次评估按北方多伦全容量并网日期（2023 年 6 月）作为收益期起始日期。
电价	以 344.61 元/千千瓦时为基础，从 2027 年开始逐年下降，至 2034 年达到燃煤基准电价 289.27 元/千千瓦时，后续保持不变	以 335.79 元/千千瓦时为基础，从 2026 年开始逐年下降，至 2033 年达到燃煤基准电价 289.27 元/千千瓦时，后续保持不变	前次评估起始价格依据 2024 年 1-6 月实际结算价格为依据，本次评估起始价格以 2025 年中长期合同平均单价为基础，扣减综合偏差后取得；前次评估从 2027 年开始逐年下降，本次评估从 2026 年开始逐年下降
发电量	完整年度 1,711.60 兆瓦时，保持稳定	起始为 1,503.00 兆瓦时，到 2030 年上升至 1,586.50 后保持稳定	本次评估参考实际经营数据和相关政策文件，大幅调低了预测期电量
其他收益	考虑增值税即征即退 50%政策导致的其他收益	无其他收益	2025 年第 10 号公告实施后，陆上风电不再享受增值税即征即退 50%优惠，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生
综合厂用电率	4.20%	4.32%	前次评估系参照行业经验数据 4.20%确定；本次评估以历史实际数据平均值 4.32%为依据确定
折现率 (T 为所得税率)	7.31% (T=7.5%) 7.05% (T=15%) 6.70% (T=25%)	7.44% (T=7.5%) 7.22% (T=15%) 6.93% (T=25%)	折现率计算结果相对更加谨慎
所得税率	7.5%、15%、25%	7.5%、15%、25%	所在年度的所得税率无差异
租赁储能成本	2024 年未实际发生租赁储能成本，未考虑该因素	2025 年开始租赁，本次评估考虑租赁储能设备成本	依据实际租赁情况进行调整，租赁储能设备有利于电力消纳。

1、本次评估以全容量并网日期为起始日的原因

试运营阶段是指电站建设完工后进入的设备调试与性能测试阶段。在此阶段，机组并非全部投入运行，核心目标是通过系统性调试优化设备性能、验证系统稳定性，确保满足后续正式生产运营的技术标准，因此该阶段的发电活动更多服务于工程验收及合规性验证。

然而，全容量并网意味着风电场所有风机已完成安装调试并正式接入电网，且具备长期、稳定开展满负荷商业运行的条件，标志着资产已进入成熟的盈利运营阶段。

基于上述差异，将收益期起始日从试运营日期调整为全容量并网日期，能够更精准地匹配资产进入成熟盈利运营阶段的时间节点，从而更真实、客观地反映资产的盈利水平，该调整具备充分的合理性与科学性。

2、电价预测调整的原因

前次评估以历史电价水平为基础确定预测起始价格；本次评估则结合电价实际形成机制，以中长期协议平均电价为基准，扣减综合偏差后确定预测电价，该定价逻辑符合市场实际运行规则，具备合理性。从具体预测结果来看，本次评估各期预测电价均低于前次评估，进一步体现了本次评估的谨慎性原则。

3、电量预测调整的原因

前次评估时，标的公司尚无完整一个会计年度的全容量并网经营数据作为预测参考；本次评估充分参考标的公司实际经营数据，并结合相关政策文件要求，对预测期电量进行了大幅下调，预测依据更充分，谨慎性显著增强。

4、租赁储能设备成本调整的原因

2024 年标的公司未实际发生租赁储能设备相关成本，因此前次评估未纳入该成本因素；鉴于 2025 年起标的公司开始租赁储能设备，本次评估依据实际租赁安排及成本测算情况，将租赁储能设备成本纳入评估范围。同时，租赁储能设备有助于提升电力消纳效率，符合行业运营常规。

（三）本次对于两家标的公司的评估是否充分考虑相关变化及依据

在前次评估（基准日 2024 年 6 月 30 日）至本次评估（基准日 2024 年 12 月 31 日）的期间内，标的公司所处行业的政策导向、技术标准、市场竞争格局以及上下游产业链供需关系等核心因素均未发生实质性变化，不存在影响资产价值评估的重大行业性或市场性波动。

本次评估已充分考虑行业和市场环境因素。鉴于评估期间行业及市场核心要素未发生重大变化，本次评估结合标的公司实际经营情况，延续了与行业发展趋势、市场运行规律相匹配的评估逻辑框架。

同时，前次评估未考虑 2025 年开始租赁储能设备产生的成本，本次评估过程中已充分考虑上述历史预测与实际情况的差异因素，并针对性地调整了相关评估参数的预测值。因此，相较于前次评估，本次评估的预测更加谨慎，所预估的业绩也具有更强的可实现性。

九、标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况，说明可比公司和交易案例的可比性；标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性

（一）标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况，说明可比公司和交易案例的可比性

1、标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况

标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司的对比情况如下表所示：

序号	股票代码	公司简称	市盈率	市净率
1	000862.SZ	银星能源	52.17	1.07
2	601016.SH	节能风电	15.43	1.17
3	601619.SH	嘉泽新能	12.83	1.17
4	603693.SH	江苏新能	21.06	1.31
平均值			25.37	1.18
正蓝旗风电			7.22	2.06
北方多伦			9.48	1.79

注 1：可比上市公司市盈率=2024 年 12 月 31 日收盘时总市值/2024 年归属于母公司股东的净利润；

注 2：可比上市公司市净率=2024 年 12 月 31 日收盘时总市值/2024 年末归属于母公司股东的净资产；

注 3：正蓝旗风电及北方多伦市盈率=评估值/2024 年归属于母公司股东的净利润；

注 4：正蓝旗风电及北方多伦市净率=评估值/2024 年末归属于母公司股东的净资产。

在市盈率方面，正蓝旗风电及北方多伦的评估市盈率低于可比上市公司平均市盈率，评估及作价情况具有谨慎性和合理性。

在市净率方面，正蓝旗风电及北方多伦市净率高于可比上市公司平均市净率，主要系：1、标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，运营时间较短。在项目投运初期，因运营时间有限，尚未通过持续盈利积累形成较大规模的净资产。市净率计算公式为估值除以净资产，在净资产基数较低的情况下，市净率呈现较高水平。2、标的公司未进行大规模权益融资，而可比上市公司普遍经历了包括 IPO 在内的多种权益融资活动，显著扩充净资产规模，净资产的增加会直接降低可比上市公司的市净率水平。

标的公司市盈率、市净率与可比交易案例的对比情况如下表所示：

公告方	交易标的	评估基准日	交易市盈率	市净率
中船科技	镶黄旗鑫源风电 100%股权	2024/8/31	6.98	1.89
中船科技	内蒙乌达莱风电 40%股权	2024/4/30	6.48	1.80
银星能源	阿拉善风电 100%股权	2022/6/30	6.25	1.70
川能动力	川能风电 30%股权	2022/9/30	15.95	1.93
川能动力	美姑能源 26%股权	2022/9/30	15.32	1.80
川能动力	盐边能源 5%股权	2022/9/30	24.39	1.40
平均值		-	12.56	1.75
正蓝旗风电		2024/12/31	7.22	2.06
北方多伦		2024/12/31	9.48	1.79

注 1：交易标的市盈率=评估总市值/评估基准日前一年度归属于母公司股东的净利润；

注 2：交易标的市净率=评估总市值/评估基准日前一年末归属于母公司股东的净资产。

在市盈率方面，正蓝旗风电及北方多伦的评估市盈率低于可比交易案例平均市盈率，评估及作价情况具有谨慎性和合理性。

在市净率方面，正蓝旗风电及北方多伦市净率高于可比交易案例平均市净率，主要系标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，运营时间较短。在项目投运初期，因运营时间有限，尚未通过持续盈利积累形成较大规模的净资产。市净率计算公式为估值除以净资产，在净资产基数较低的情况下，市净率呈现较高水平。

2、说明可比公司和交易案例的可比性

(1) 可比公司的可比性

标的公司主营为风力发电，风电装机容量占全部装机容量的比例为 100%，本次可比上市公司的选取标准为主营业务为新能源发电，且风电装机容量占全部装机容量的比例为 80%以上的上市公司，本次选取的可比上市公司具备可比性。各可比上市公司风电装机容量占比如下表所示：

序号	股票代码	公司简称	主营业务情况	风电装机容量占比
1	000862.SZ	银星能源	风力发电、光伏发电等	83.83%
2	601016.SH	节能风电	风力发电	100.00%
3	601619.SH	嘉泽新能	风力发电、光伏发电等	89.43%
4	603693.SH	江苏新能	风力发电、光伏发电等	80.85%
正蓝旗风电			风力发电	100.00%
北方多伦			风力发电	100.00%

（2）可比交易的可比性

本次选取的可比交易案例均为评估基准日在 2022 年及以后，标的公司主营业务为陆上风力发电的交易，且其经营规模与正蓝旗风电及北方多伦项目相类似。具体选择标准为：主营业务为陆上风电、风电装机容量占比 70%以上、评估基准日前一年末归母净资产规模在 40 亿元以下。本次选取的可比交易案例具备可比性。各可比交易案例的具体情况如下表所示：

单位：万元

公告方	交易标的	评估基准日	主营业务情况	风电装机容量占比	评估基准日前一年末归母净资产
中船科技	镶黄旗鑫源风电 100%股权	2024/8/31	风力发电	100.00%	22,069.36
中船科技	内蒙乌达莱风电 40%股权	2024/4/30	风力发电	100.00%	118,325.08
银星能源	阿拉善风电 100%股权	2022/6/30	风力发电	100.00%	37,527.31
川能动力	川能风电 30%股权	2022/9/30	风力发电、光伏发电等	95.09%	335,475.98
川能动力	美姑能源 26%股权	2022/9/30	风力发电	100.00%	74,549.93
川能动力	盐边能源 5%股权	2022/9/30	风力发电、光伏发电等	73.01%	69,747.44
正蓝旗风电		2024/12/31	风力发电	100.00%	227,314.09
北方多伦		2024/12/31	风力发电	100.00%	182,593.93

（二）标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性

1、标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因

（1）标的公司未来运营期间更长

标的公司市盈率高于可比交易案例中镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电以及阿拉善风电的评估市盈率，主要系标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，运营时间较短，相应未来运营期较长。这三个可比交易案例中，风电场的并网时间较早，未来运营期相较标的公司短，在其他条件一样的情况下，运营期长的未来收益更多，折现过来的现值更大，估值就更高，市盈率也更大。

标的公司与镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电以及阿拉善风电的具体情况如下：

单位：年

项目状态	正蓝旗风电	北方多伦	镶黄旗鑫源风电	内蒙乌达莱风电	阿拉善风电
评估基准日	2024/12/31	2024/12/31	2024/8/31	2024/4/30	2022/6/30
并网日期	2023/6/30	2023/6/30	2020/12/31	2020/12/31	2019/12/31
经济使用年限	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
剩余寿命	18.50	18.50	16.33	16.67	17.50

若将可比交易案例的风电场剩余寿命均调整至 18.50 年，则调整后标的公司市盈率与可比交易案例对比情况如下：

项目公司	调整后市盈率
镶黄旗鑫源风电	8.35
内蒙乌达莱风电	7.22
阿拉善风电	6.46
平均值	7.35
正蓝旗风电	7.22
北方多伦	9.48
标的资产组合本次交易作价对应评估市盈率	7.42

注：标的资产组合本次交易作价对应评估市盈率为正蓝旗风电及北方多伦合计市盈率，具体计算过程详见本问询回复之问题 6/九/（三）结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性。

由上表可见，在将镶黄旗鑫源风电等可比交易案例中风电场的剩余寿命均模拟调整为 18.50 年后，本次标的资产组合交易作价所对应的评估市盈率，与镶黄旗鑫源风电等可比交易案例的平均市盈率相当。

（2）无风险收益率的差异使得本次收益法评估折现率更低

本次评估基准日晚于镶黄旗鑫源风电等可比交易案例评估基准日。本次评估时，由于近期国债到期收益率下行，使得本次评估所采用的无风险报酬率相较于部分可比案例更低，进而使得本次收益法评估折现率相较于可比案例更低。在其他条件一样的情况下，折现率更低，则未来现金流的折现值更大，相应的评估市盈率也更高。

（3）标的公司度电成本低，市场竞争力强

标的公司的风机全部应用的是 4.5 兆瓦及以上的风机，相比于镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电以及阿拉善风电的风机输出功率更大。

风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本。在风电“平价上网”时代，输出功率高的风机带来的低度电成本使标的公司在电力市场交易中更具竞争力，且抗风险能力更强。评估基准日前一年度，标的公司以及镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电、阿拉善风电的风机输出功率、度电成本对比如下：

项目	正蓝旗风电	北方多伦	镶黄旗鑫源风电	内蒙乌达莱风电	阿拉善风电
风机规格	4.5 兆瓦及以上	4.5 兆瓦及以上	2-3 兆瓦	2 兆瓦	2 兆瓦
度电成本 (元/千瓦时)	0.1059	0.0877	0.1445	0.1248	0.1041
上网结算电量 (万千瓦时)	315,645.31	152,443.26	34,611.79	142,447.80	63,456.28
营业成本 (万元)	33,422.06	13,362.57	4,999.83	17,779.15	6,608.65

2、不同标的公司之间存在差异的合理性

(1) 基于收益法的评估逻辑，差异具备合理性

本次对两家标的公司的评估，最终均采用收益法评估结果作为定论依据。收益法的核心逻辑是基于标的公司未来经营期间的预期现金流，通过合理折现计算得出评估值，而非采用统一市盈率参照标的公司历史经营数据进行估算。

在收益法评估框架下，只要评估过程中所设定的假设符合行业发展规律与标的公司实际情况，具备严谨的合理性，其评估结果便具有公允性。由于两家标的公司的未来现金流预测依据、折现率测算参数等均基于各自经营特性独立确定，因此以收益法评估结果反推得出的市盈率存在差异，属于评估逻辑下的合理结果。

(2) 北方多伦具备风资源优势，盈利能力更强支撑更高市盈率

风资源禀赋是风电企业核心竞争力的关键要素，直接决定项目年可利用小时数，进而影响资产收益能力，最终反映在估值市盈率上。结合项目可研报告及实际运营数据，两家标的公司的风资源与发电能力存在差异。根据项目可研报告，正蓝旗风电项目包括三个风电场，加权平均理论发电小时数为 3,291.45 小时。北方多伦包括两个风电场，加权平均理论发电小时数为 3,340 小时。且根据实际运营情况，2024 年度正蓝旗风电实际发电小时数为 2,999.59 小时，北方多伦实际

发电小时数为 3,182.95 小时。

上述数据表明，北方多伦风资源条件更优，年可利用小时数更高，资产盈利能力优于正蓝旗风电。基于盈利能力对估值的支撑作用，北方多伦估值市盈率更高具备合理性。

(3) 北方多伦资产负债率更低，预测期现金流相对更优

收益法评估中，预测期内的现金流是核心测算指标之一，其计算需在预测净利润基础上，扣减利息支出并加回折旧摊销等非付现成本。两家标的公司报告期内的资产负债率差异，直接影响预测期利息支出与现金流水平。报告期内标的公司资产负债率具体情况如下：

标的公司	2023 年末	2024 年末	2025 年 3 月末
正蓝旗风电	67.83%	61.86%	60.10%
北方多伦	66.11%	37.32%	36.00%

2024 年末，北方多伦资产负债率显著下降，主要系收到中银金融资产投资有限公司增资款，相关增资款均用于偿还北方多伦借款。较低的资产负债率使得北方多伦在预测期内利息支出大幅减少，叠加折旧摊销等非付现成本的加回，其预测期内的现金流水平相对优于正蓝旗风电。现金流的优势直接提升了北方多伦在收益法下的评估值，进而使其估值市盈率相对更高。

(三) 结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性

上市公司本次发行股份购买资产的发行价格为 3.46 元/股。以公司 2024 年度归属于母公司所有者的每股收益 0.36 元为依据计算，该发行价格对应的发行市盈率为 9.71 倍。

而标的资产组合（正蓝旗风电及北方多伦）本次交易作价所对应的评估市盈率为 7.42 倍，低于上市公司本次发行市盈率。因此本次交易评估作价具备公允性，本次交易有助于增厚上市公司每股收益。

标的公司正蓝旗风电及北方多伦合计市盈率计算如下：

单位：万元

项目	正蓝旗风电	北方多伦	合计
交易估值	410,238.28	326,369.47	736,607.75
归母净利润	64,930.39	34,409.50	99,339.89
评估市盈率	6.32	9.48	7.42

注：正蓝旗风电因在评估基准日后现金分红 58,437.35 万元，因此交易估值在原估值 468,675.63 万元的基础上扣减 58,437.35 万元。

十、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅《财政部 国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74 号）、《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 公告 2025 年第 10 号）、《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号）等政策文件，核实标的公司增值税即征即退、企业所得税优惠政策的适用依据；查阅标的公司评估基准日财务报表，核对待抵扣进项税金额与财务报表的对应关系；

2、查阅可比案例中预测期资本性支出情况，结合标的公司待抵扣进项税情况、预测期内税收政策情况等分析部分年度营运资金流入的合理性；

3、核查各类资产可回收金额的确定依据和计算过程；结合风电设备回收技术成熟度、土地房屋的后续利用场景等，评估剩余价值的公允性与可回收性；

4、结合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》相关要求及同行业可比案例取值情况，分析标的公司折现率各参数取值是否符合相关要求及合理性；

5、结合可比上市公司资本结构情况，对比与标的公司自身资本结构的差异及原因以及相关取值的合理性；查阅中国华能基准日近期融资成本指导线，验证债务融资成本的确定依据，对比同期 5 年期 LPR 及可比案例的债务成本，确认匹配性；

6、获取标的公司评估基准日资产负债表明细，确认非经营性资产、非经营性负债的范围；复核溢余资产的计算过程，验证评估值的准确性；

7、对比正蓝旗风电前次与本次评估的假设及参数，分析差异原因；查询评

估期间风电行业政策及市场环境，分析本次调整的充分性；

8、收集同行业可比公司及可比交易案例市盈率、市净率数据，复核标的公司市盈率、市净率的可比性及差异原因；结合标的公司自身资产结构等因素，分析标的公司市盈率差异原因；结合上市公司本次发行市盈率，分析本次交易评估作价的公允性。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 公告 2025 年第 10 号）公告实施后，陆上风电不再享受增值税即征即退优惠政策，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生，调整后的评估报告中已剔除该部分收益的测算；城建税等附加税预测依据相关税收政策，以计算得出的标的公司应缴纳增值税为计税基础，按对应附加税税率附加征收，部分年度未预测系待抵扣进项税未抵扣完毕，不同标的公司差异因待抵扣金额及应交增值税不同，具备合理性；待抵扣进项税金额、来源与财务报表对应一致，回收时点及金额确定依据充分；

2、预测期内所得税预测过程符合公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策要求，政策适用时间与标的公司评估预测相匹配；

3、预测期内标的公司资本性支出仅为存量资产更新，符合风电行业特性，相关金额可满足日常经营，符合行业惯例并具备合理性；营运资金测算逻辑清晰，部分年度流入因待抵扣进项税抵扣完毕、税率调整导致应交税费增加，具备合理性；

4、营运资金回收预测中，设备类资产按“账面原值×残值率”计算，土地房屋按账面净额确定，剩余价值公允、可回收性强，资金流入预测符合标的公司实际情况；

5、本次评估折现率各参数取值符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》要求；本次评估折现率处于同行业案例中间水平，结合无风险利率下行趋势，取值谨慎合理；

6、目标资本结构以可比上市公司平均值确定，与标的公司自身结构存在差异主要系标的公司并网时间较短，经营未稳定，采用目标结构测算符合评估准则；债务融资成本根据 LPR 及中国华能基准日近期融资成本指导线相关指引，综合考虑了国有企业信用优势，具备合理性；

7、非经营性资产负债、溢余资产的范围确认准确，评估过程规范，数据与财务报表一致，符合实际情况；

8、北方多伦前后评估值差异系前次无完整经营数据、未考虑租赁储能成本，本次结合实际调整发电量、电价、新增储能成本，假设及参数调整依据充分；评估期间行业环境未重大变化，本次评估充分考虑历史差异，具备合理性；

9、标的公司市盈率低于同行业可比公司及交易案例平均值，高于部分案例主要系标的公司剩余运营期长、度电成本低；不同标的公司差异主要系北方多伦风资源优、资产负债率低，具备合理性；标的公司市净率高于同行业可比公司及交易案例平均值，主要系标的公司运营时间较短以及未进行大规模权益融资导致资产规模较低；上市公司本次发行市盈率高于标的资产组合所对应的评估市盈率，本次交易评估作价具备公允性。

问题 7. 关于市场法评估

重组报告书披露，（1）标的公司正蓝旗风电和北方多伦市场法估值分别为 498,795.31 万元和 338,876.08 万元，与收益法相差不大；（2）市场法评估下，以镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电和阿拉善风电为可比交易案例；（3）选取装机规模、市场环境、自然条件、发电小时数、电价、剩余寿命等指标作为可比指标，进行对比调整，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异；（4）本次评估选择市净率为可比价值比率。

请公司披露：（1）结合近年来陆上风力发电项目交易情况等，说明可比交易案例的选择依据、可比性及合理性，未选择可比上市公司作为评估基础的原因；（2）可比指标选择依据及充分性，是否符合行业特点并与可比交易案例可比，调整修正具体过程，对比系数的确认依据，是否符合评估相关要求，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异的原因，进一步说明可比指标选择的合理性、调整修正过程的准确性；（3）选择市净率作为可比价值比率的原因及合理性，是否与可比交易案例可比，进一步以其他价值比率为基础，测算市场法评估的审慎性。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、结合近年来陆上风力发电项目交易情况等，说明可比交易案例的选择依据、可比性及合理性，未选择可比上市公司作为评估基础的原因

（一）结合近年来陆上风力发电项目交易情况等，说明可比交易案例的选择依据、可比性及合理性

评估人员收集国内资本市场上的公开交易信息，即收集国内 A 股上市公司并购风力发电企业的股权交易、产权交易市场上的陆上风力发电挂牌交易信息，将其中近三年的、交易已完成的作为准交易案例；在此基础上再结合风电场地理区域、并网时间等关键维度，进一步筛选出与被评估单位具备相似性的企业，作为最终的市场法可比交易案例。

当前筛选确定的可比交易案例，在核心匹配维度上与标的公司高度契合：风电场地理位置均与标的公司一致，同处于内蒙古地区；并网时间均集中在 2019

年末及以后，与标的公司的运营周期相近，整体具备充分的可比性与合理性。各指标的具体对比情况如下：

可比指标	标的公司	标的公司	可比案例1	可比案例2	可比案例3
	正蓝旗风电	北方多伦	镶黄旗鑫源风电	内蒙古乌达莱风电	阿拉善风电
风电场位置	内蒙古自治区锡林郭勒盟正蓝旗	内蒙古锡林浩特市多伦县	内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗	内蒙古锡林郭勒盟锡林浩特市	内蒙古自治区阿拉善右旗
并网时间	2023年6月	2023年6月	2020年12月	2020年12月	2019年12月

（二）未选择可比上市公司作为评估基础的原因

本次市场法评估未选择可比上市公司作为评估基础，而选择交易案例比较法的原因如下：

1、可比上市公司普遍存在规模大、分布广、交叉光伏的特点

国内 A 股市场中的以风电为主营业务的上市公司，普遍存在规模大、分布广、交叉光伏业务等特点。在装机容量上，上市公司往往远高于标的公司的项目规模；在业务分布上，上市公司的风电项目通常布局于较广的区域范围，标的公司则局限于特定区域的单一项目运营；在业务类型上，上市公司大多交叉光伏等多类新能源发电板块。因此，上市公司与标的公司可比性相对较弱，易导致评估结果偏离实际。

2、上市公司比较法的关键参数测算难度大

采用上市公司比较法时，需考虑流动性溢价及控制权溢价的调整，二者测算难度较大。一方面，流动性溢价受资本市场波动、股票交易活跃度、投资者偏好等多重因素影响，不同时间、不同板块的溢价水平存在差异，缺乏统一且精准的测算标准；另一方面，控制权溢价需结合股权结构、公司治理、经营决策权等因素综合判断，而上市公司与非上市的单一项目公司在治理结构上差异显著，溢价逻辑难以简单套用。流动性溢价和控制权溢价测算不准确，将直接影响评估结果的公允性。相比之下，交易案例比较法无需进行上述调整，评估准确性相对较强。

3、交易案例比较法更适配本次评估需求

近年资本市场中，公开披露的风力发电企业股权转让交易案例信息详实，能够满足交易案例比较法的估值条件。该方法通过筛选纯风电运营、项目规模相近、成交时间较近的交易案例，再结合标的公司与案例企业在项目装机容量、市场环

境、自然条件、运行效益等维度的差异进行系数修正，能够更直观、准确地反映标的公司的市场公允价值，相比可比上市公司法更具针对性和可靠性。

综上所述，本次评估未选择可比上市公司作为评估基础，而采用交易案例比较法进行估值，符合企业价值评估相关要求，能够保障评估结果的公允性、合理性与准确性。

二、可比指标选择依据及充分性，是否符合行业特点并与可比交易案例可比，调整修正具体过程，对比系数的确认依据，是否符合评估相关要求，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异的原因，进一步说明可比指标选择的合理性、调整修正过程的准确性

（一）可比指标选择依据及充分性，是否符合行业特点并与可比交易案例可比

新能源发电项目具有鲜明的行业特性，其业务模式相对单一，收入来源高度集中于向电网公司售电。影响电费收入的核心因素为发电量与电价：其中，发电量由装机容量及发电小时数决定，电价则受并网时间与所在区域政策影响。

营业成本方面，其构成相对简洁且稳定性较强，主要涵盖修理费、材料费、人工成本、保险费及其他运营费用，且以固定支出为主；各新能源项目的成本规模与装机容量呈现较强关联性。此外，新能源项目收益还受尚可运营时间影响，风电项目通常具有 20 年的生命周期，剩余运营年限直接决定未来收益规模。

基于新能源发电项目的上述业务特性，在具体评估工作中，需选取与项目特征相匹配的可比指标开展对比分析。本次评估从装机容量、年发电小时数、电价水平、市场环境、所处区域、尚可运营时间等维度设置可比指标，可全面覆盖项目的收入能力、盈利能力及市场行情等核心评估维度。

经统计近年上市公司披露的资产评估报告中陆上风力发电项目交易案例，行业内采用可比交易案例法时，亦多以发电小时数、电价、尚可运营时间等作为关键指标。本次评估选取的参考指标既符合新能源发电行业的特性，又进一步全面覆盖并对比了核心关键指标，具备较强的可比性。市场其他选取可比交易案例法进行评估的风电总资产其参考指标选取情况如下：

序号	交易标的	市场法的选择	参考指标
1	内蒙古乌达莱新能源有限公司	可比交易案例	发电小时数、电价、尚可运营时间和是否并网
2	镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司	可比交易案例	税收政策、发电小时数、电价、尚可运营时间和参与市场交易

（二）调整修正具体过程，对比系数的确认依据，是否符合评估相关要求，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异的原因，进一步说明可比指标选择的合理性、调整修正过程的准确性

评估人员对可比交易案例涉及主体及被评估单位的各项可比指标数据进行统计与梳理，采用打分法开展对比调整。即以被评估单位各项指标为基准设定标准分 100 分，可比交易案例各指标得分根据与被评估单位指标的对比结果确定：若可比案例指标劣于被评估单位，则其分值低于 100 分；若优于被评估单位，则其分值高于 100 分。

打分依据以可比交易案例指标与被评估单位指标的差异百分率为基础确定，后续按单因素修正系数法进行修正，具体公式为：某因素修正系数=被评估单位该因素“合理值”/可比案例该因素“实际值”，即通过 100 分除以可比案例对应指标得分，计算得出各项指标的修正系数。最终采用连乘法确定综合修正系数，将可比交易案例各项指标的修正系数依次连乘，得到其最终综合修正系数，该修正方法符合资产评估执业准则的相关规定。

调整后各可比交易标的价值比率仍存在一定差异，核心原因在于所选取的三个交易案例本身存在客观差异。尽管评估中已优先选取与被评估单位地理位置相近或类似区域的项目，但受项目并网时间、风资源条件、装机规模、电价水平等因素的固有差异影响，即便经过指标修正，各案例的价值比率仍存在区别。为消除单一案例个体差异对评估结果的干扰，本次评估最终对三个交易案例的价值比率取平均值作为最终评估依据，该结果更贴合新能源发电行业的平均水平，具备合理性和准确性。

三、选择市净率作为可比价值比率的原因及合理性，是否与可比交易案例可比，进一步以其他价值比率为基础，测算市场法评估的审慎性

（一）选择市净率作为可比价值比率的原因及合理性

价值比率法是市场法评估中的常用方法，常见的可比价值比率包括市盈率、

市销率、市净率等。

市盈率法基于企业盈利规模评估价值，更适用于轻资产运营的盈利企业，此类行业中企业评估值与资产价值关联度较低，盈利水平是核心价值驱动因素。

市销率法基于企业营收规模评估价值，通常适用于高增长且存在亏损的行业，此类行业盈利尚未稳定，营收增长能体现价值潜力。

市净率法基于企业净资产规模评估价值，适用于长期资产占比高、资产价值相对稳定的行业，净资产是企业价值的重要基础。

风电项目建设需投入大量资金用于购置风机设备、建设输电线路、变电站等风电场基础设施等，长期资产在企业总资产中占比较高，且此类长期资产的价值在运营期内相对稳定，不会因短期市场波动出现大幅贬值。截至评估基准日，标的公司已完成全容量并网，长期资产规模已相对稳定，市净率法的适用特征与风电项目的特点高度契合，能够通过净资产规模合理反映项目的核心价值基础。而市盈率法可能受标的公司所得税率变动等短期因素影响，可能对企业价值评估结果造成干扰；市销率法的适用性与风电行业的特征不契合而不具备适用条件。

因此，选择市净率作为可比价值比率具备合理性。

（二）进一步以其他价值比率为基础，测算市场法评估的审慎性

出于审慎性的考虑，额外采用销售收入价值比率（EV/S）和经营性价值/装机容量比率两种方法进行了模拟估值，模拟后的计算结果如下：

单位：万元

项目	市净率	销售收入价值比率	经营性价值/装机容量比率
北方正蓝旗	468,675.63	579,173.92	551,657.87
北方多伦	326,369.47	329,383.59	318,570.17
合计	795,045.10	908,557.51	870,228.04

经过三种方法的测算，市净率法估值结果最低，估值结果更为审慎。

四、核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅国内 A 股上市公司并购陆上风电项目的股权交易公告、产权交易市场挂牌信息，收集近三年已完成交易案例，复核案例筛选标准；查阅镶黄旗鑫源

风电、内蒙古乌达莱风电、阿拉善风电的评估报告，核实其风电场位置、并网时间与标的公司的运营周期匹配性；

2、检索国内 A 股新能源发电上市公司的公开信息，分析其装机容量、业务结构与标的公司的差异；

3、结合风电行业特性，复核本次选取的指标的覆盖性，对比同行业可比交易案例的参考指标，确认指标选择是否符合行业惯例；

4、获取标的公司与可比案例的各项指标数据，复核打分法的执行过程，验证单因素修正系数及综合修正系数的计算逻辑，核对修正系数取值依据；

5、结合风电行业重资产属性，分析选择市净率的原因；采用销售收入价值比率（EV/S）、经营性价值/装机容量比率重新计算估值，并与市净率估值对比，分析市净率估值的审慎性。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、本次选取的镶黄旗鑫源风电、内蒙古乌达莱风电、阿拉善风电三个可比案例，风电场地理位置与标的公司一致，并网时间与标的公司运营周期相近，核心指标匹配度高；未选择可比上市公司系因 A 股新能源上市公司规模大、业务类型较多，与标的公司在业务结构、装机规模上差异较大；

2、可比指标选取充分考虑新能源发电项目的业务特点，具有充分性，且相关指标选取符合行业特点并与可比交易案例可比；调整修正采用“打分法+单因素修正系数”，打分依据以可比交易案例指标与被评估单位指标的差异百分率为基础确定，后续按单因素修正系数法进行修正，符合评估相关要求；调整后可比交易标的价值比率存在一定差异主要系交易案例本身存在客观差异，本次评估最终对三个交易案例的价值比率取平均值作为最终评估依据，该结果更贴合新能源发电行业的平均水平，具备合理性和准确性；

3、选择市净率作为价值比率，一方面契合风电行业重资产属性，另一方面可直观反映股权价值与净资产的关联性；相较于可比交易选择的经营性价值/装机容量比率，市净率更适配标的实际情况；且模拟测算显示，市净率估值低于销售收入价值比率及经营性价值/装机容量比率估值水平，评估结果更具审慎性。

问题 9. 关于标的公司成本与费用

重组报告书披露，（1）报告期内标的公司正蓝旗风电主营业务成本分别为 24,272.56 万元、33,422.06 万元和 7,865.55 万元；标的公司北方多伦主营业务成本分别为 11,214.97 万元、13,362.57 万元和 3,452.03 万元；（2）其中，折旧费占比较高，职工薪酬、安全生产费和委托运营费等均呈大幅上升趋势，2023 年两家标的公司均发生大额技术服务费；（3）报告期内，标的公司正蓝旗风电的财务费用分别为 6,014.14 万元、7,293.88 万元和 1,388.26 万元，标的公司北方多伦的财务费用分别为 2,693.67 万元、3,897.28 万元和 470.95 万元。

请公司披露：

（1）标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途，成本构成与同行业可比公司的对比情况及差异原因，具体分析主营业务成本和各类成本变动的原因及合理性，两家标的公司变动是否存在较大差异及原因；

（2）折旧费的具体构成，各类固定资产完整性、入账价值公允性、转固时点准确性及依据，折旧年限是否符合行业惯例和会计准则要求，结合上述情况，分析折旧费用完整性，折旧费增长是否与机组建设进度、收入增长匹配；

（3）标的公司员工结构情况，结合行业特点、标的公司业务开展方式、组织架构及经营规模等，说明各类员工规模的合理性，是否与标的公司经营特点和规模相匹配，是否与同行业公司可比；职工薪酬在各类员工中的分布情况，标的公司各类员工平均职工薪酬，是否与同行业公司可比；结合上述情况，分析职工薪酬结转的完整性；

（4）安全生产费、委托运营费和保险费等的确定依据，相关支出大幅增长的原因；使用安全生产费、委托运营费、保险费和技术服务费等的采购内容，相关支出必要性、采购用途合理性，主要供应商的基本情况、是否与标的公司存在关联关系或专门为标的公司服务，采购价格的公允性及依据，是否存在利益输送的情况；

（5）报告期内标的公司度电成本、变化情况及原因，标的公司度电成本是否与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配，结合（1）-（4），说明标的公司成本结转完整性；

（6）标的公司财务费用与其借款金额的匹配性，相关借款的借款方、是否与标的公司存在关联关系，借款利率公允性，对评估预测、折现率和评估值等的影响。

请独立财务顾问和会计师核查标的公司成本费用的完整性，说明是否存在体外承担成本费用的情况，相关核查措施、比例、依据和结论，并对上述事项发表明确意见。请评估师核查（5）并发表明确意见。

回复：

一、报告期内标的公司度电成本、变化情况及原因，标的公司度电成本是否与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配，结合（1）-（4），说明标的公司成本结转完整性

（一）报告期内标的公司度电成本、变化情况及原因

报告期内标的公司度电成本情况如下：

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	风电业务主营业务成本（万元）	7,865.55	33,422.06	24,272.56
	上网电量（万千瓦时）	82,929.71	315,645.32	239,058.57
	单位成本（元/kWh）	0.0948	0.1059	0.1015
北方多伦	风电业务主营业务成本（万元）	3,452.03	13,362.57	11,214.97
	上网电量（万千瓦时）	42,011.82	152,443.27	118,503.61
	单位成本（元/kWh）	0.0822	0.0877	0.0946

报告期内，正蓝旗风电的度电成本分别为 0.1015 元/kWh、0.1059 元/kWh 及 0.0948 元/kWh，北方多伦的度电成本分别为 0.0946 元/kWh、0.0877 元/kWh 及 0.0822 元/kWh。标的公司度电成本总体呈下降趋势，主要由于风机 2023 年内陆续转固、并于 2023 年全部并网发电，2024 年全部风机完整运行 12 个月，因此发电量相较 2023 年大幅增加，发电量增加分摊了部分固定成本，因此单位成本有所下降。

（二）标的公司度电成本与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配

1、标的公司度电成本与装机容量匹配

标的公司装机容量为 160 万千瓦，是国家发改委、国家能源局认定的《第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目》，项目装机容量大，单体风场的装机容量越大，可显著分摊土地、基建、设备采购等固定成本，并间接降低运营成本；此外，标的公司是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目，单体风机大型化可通过增加单台风机的装机容量减少风机使用台数、单瓦其他零部件的用量以及摊薄吊装施工等其它成本，最终实现风电投资度电成本的降低。

2、标的公司度电成本与所在区域风力条件、可利用小时数匹配

标的公司位于内蒙古自治区锡林郭勒盟正蓝旗及多伦县境内，此处位于内蒙古高原东南部，属于中温带大陆性气候，受蒙古高压和西伯利亚冷空气影响显著，常年风力强劲且稳定。该区域年平均风速普遍在 6-8 米/秒以上，部分高风速区域可达 8-10 米/秒，远超风力发电“经济风速”（通常需 ≥ 5.5 米/秒）的门槛。同时，其风能密度（单位面积内可利用的风能功率）较高，多数区域在 200-300 瓦/平方米，部分风口地带可达 300 瓦/平方米以上，属于风能资源“丰富区”（风能密度 ≥ 200 瓦/平方米即具备商业开发价值），风机发电效率和年利用小时数将得到有效提升。

高风速使风机更易达到满功率或接近满功率运行，可直接延长有效发电时长；风向稳定、风速波动小，且无复杂地形导致的湍流干扰，可显著减少风速骤变导致的保护性停机及湍流引发的运维停机，也进一步保障了可利用小时数的。

3、标的公司度电成本与同区域可比公司相匹配

经检索，未有上市公司披露其单独在内蒙古地区运营的风电场之度电成本数据，通过公开信息查询如下：

序号	项目	主要内容	信息来源	简要分析
1	国家电投集团乌兰察布风电基地一期600	2025年1月至5月，工程累计输出绿电19.72亿千瓦时，度电成本降至79.5	https://www.toutiao.com/article/7520532385214251560/?upstream	装机容量600万千瓦，度电成本0.0795 元/kWh，与标的公司度

序号	项目	主要内容	信息来源	简要分析
	万千瓦示范项目	元/千千瓦时，处于国内同期同类项目领先水平	m_biz=doubao&source=m_redirect	电成本处于同于水平
2	华润电力新能源太仆寺旗300MW风电项目	本项目总投资198,797.25万元，总装机容量为300MW，年上网发电量为89528.82万kWh，年单机等效满负荷运行小时数为2984h	http://www.nmglijc.com/uploadfile/2021/0820/20210820092304845.pdf	装机容量300MW，按照总投资及年上网电量推算的度电成本约0.1110元/kWh，略高于标的公司度电成本

二、核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、对成本费用完整性的核查

（1）获取标的公司的成本明细表，对其成本归集、核算进行检查，结合收入情况对成本和毛利率的变动进行分析，识别成本和毛利率变动是否异常及评估相关变动原因是否合理；

（2）对标的公司报告期内的成本执行检查程序，将报告期内成本确认的金额与标的公司主要采购合同、结算单、发票、记账凭证、银行回单等文件进行对比，验证营业成本的真实性和金额的准确性；

（3）查询标的公司主要供应商的工商资料，核查主要供应商的背景信息；

（4）对报告期内标的公司的主要供应商进行实地走访，了解主要供应商基本情况、与标的公司的合作历史、主要合作内容、付款条款、合同签署情况、关联关系等情况；

（5）对报告期内标的公司主要供应商采购情况执行函证程序，发函询证标的公司采购金额、应付账款余额等与主要客户账面记录是否相符，对未回函及回函不符的供应商采取替代测试，核实采购真实性、准确性；

2、其他事项核查程序

（1）取得标的公司成本费用明细表，并与同行业可比公司成本构成进行对比；了解标的公司主营业务成本和各类成本变动的原因并分析合理性；

（2）取得标的公司折旧费明细表，对固定资产执行盘点程序，了解标的公司在建工程供应商的遴选过程，并分析折旧年限与企业会计准则、行业惯例的匹

配性；

（3）获取标的公司报告期期末的员工名册、组织结构图，确认员工专业分类及数量变动，核实员工结构真实性。

（4）核查标的公司风电机组质保合同，确认质保期范围及风机厂商驻场运维义务；查阅市场案例，了解风机行业上市公司质保期服务模式。

（5）获取标的公司报告期内职工薪酬明细，了解薪酬变动趋势及核算方法；

（6）查阅电力行业市场案例，了解同行业可比公司薪酬水平、人均薪酬变动趋势及业务特点。

（7）查阅标的公司会计凭证及明细账，了解生产人员薪酬会计处理方式。

（8）核对生产人员薪酬计提凭证与实际发放记录，检查是否存在薪酬漏计、少计情况。

（9）获取《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号）、《安全生产监督规定》（国电发〔2001〕793号），核实安全生产费的确定依据与计提规则。

（10）获取为上都火电和标的公司共同提供管理服务的人员花名册，与标的公司日常业务审批流程、考勤表等人员名单等进行核对，复核标的公司全部管理人员是否均按照《委托日常管理服务协议》由上都火电委派；取得上述人员的工资计算表、工资发放对账单等，确认上述人员薪酬是否计提完整、准确。

（11）获取标的公司与永诚财险签署的《财产保险单》，确认投保标的、险种及定价原则。

（12）获取标的公司与上都火电的《并网配合技术服务合同》、与西安热工院的《运维技术服务合同》，确认服务内容，了解交易背景。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、对成本费用完整性的核查结论

标的公司营业成本、期间费用构成及变动合理，报告期内营业成本及期间费

用在所有重大方面真实、准确、完整。

2、其他事项核查意见

(1) 已列示标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途；标的公司成本构成与同行业可比公司基本一致，存在差异具备合理性；标的公司主营业务成本和各类成本变动情况存在合理原因，两家标的公司变动趋势基本一致，不存在较大差异；

(2) 标的公司折旧费由发电设备、变电、配电设备等折旧构成；报告期期末标的公司固定资产具备完整性，入账价值具备公允性，转固时点准确，折旧年限符合行业惯例和会计准则要求；折旧费用完整、折旧费增长与机组建设进度、收入增长匹配；

(3) 标的公司员工均为生产人员；标的公司员工规模较少，符合标的公司业务开展方式、组织架构及行业特点；标的公司员工结构和员工规模具有合理性。标的公司职工薪酬均为生产人员工资、社会保障及福利，标的公司员工平均职工薪酬与同行业公司不存在较大差异；职工薪酬结转完整准确。

(4) 标的公司安全生产费、委托运营费和保险费具有明确依据，相关支出大幅增长的原因系标的公司由生产向运营阶段转换，具有合理原因；安全生产费、委托运营费、保险费和技术服务费等的采购内容据实发生，具备交易必要性、采购用途合理性，主要供应商与标的公司存在关联关系，但均不属于专门为标的公司服务的企业；采购价格具有公允性，相关采购存在利益输送情况。

(5) 报告期内标的公司度电成本总体呈下降趋势，主要由于风机 2023 年内陆续转固、并于 2023 年全部并网发电，2024 年全部风机完整运行 12 个月，因此发电量相较 2023 年大幅增加，发电量增加分摊了部分固定成本；标的公司度电成本与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配。

问题 10. 关于标的公司毛利率和盈利水平

重组报告书披露，（1）标的公司采用完全成本法，其管理费用和销售费用在生产成本中进行核算；（2）报告期内标的公司正蓝旗风电主营业务毛利率分别为 69.52%、68.39%和 70.40%；标的公司北方多伦毛利率分别为 70.48%、73.87%和 73.47%；（3）报告期内同行业可比公司毛利率分别为 50.94%、50.45%和 44.91%，低于标的公司，主要原因系标的公司所在区域风力资源较为丰富，风机均处于质保期内，运维成本较低。

请公司披露：（1）报告期内标的公司毛利率变化的原因，不同标的公司毛利率及其变动存在差异的合理性；（2）同行业可比公司是否采用完全成本法进行核算，请在同一口径下对比标的公司与同行业可比公司的毛利率；进一步对比标的公司与同行业可比公司销售净利率情况，分析标的公司销售净利率较高的合理性；（3）标的公司平均可利用小时数与同行业可比公司的对比情况，结合上述情况，量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性，进一步对比标的公司与同区域可比公司的毛利率，说明标的公司毛利率较高的合理性；（4）预测期内标的公司运维成本变化情况及合理性，进一步分析预测期内标的公司毛利率变动情况，是否与同行业可比公司处于可比区间内；（5）结合预测期内毛利率变化情况、同行业可比公司毛利率情况等，说明标的公司毛利率是否存在下滑风险，并视情况进行重大风险提示。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见，请评估师核查（4）并发表明确意见。

回复：

一、预测期内标的公司运维成本变化情况及合理性，进一步分析预测期内标的公司毛利率变动情况，是否与同行业可比公司处于可比区间内；

（一）预测期内标的公司毛利率变动情况

1、正蓝旗风电

正蓝旗风电预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	69.93%	68.48%	69.67%	65.59%	66.21%	65.59%	62.73%	59.84%	59.26%	58.04%	56.55%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	56.04%	56.00%	56.00%	56.06%	56.07%	56.07%	56.08%	56.40%	56.40%	58.35%	68.74%

2、北方多伦

北方多伦预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	70.89%	73.92%	73.52%	67.18%	67.81%	67.76%	64.94%	62.01%	61.46%	60.27%	58.86%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	58.58%	58.59%	58.59%	58.58%	58.58%	58.58%	58.58%	58.61%	58.61%	59.47%	67.06%

（二）结合运维成本变化情况分析标的公司预测期内毛利率变化情况及合理性

标的公司预测期内整体毛利率水平低于报告期。从变化趋势来看，2025 年至 2028 年，标的公司毛利率呈缓慢下降态势，主要原因是该预测阶段内上网电价逐年下调；2028 年至 2029 年，毛利率下降幅度较为明显，核心系标的公司风机质保期将于 2028 年末届满，自 2029 年起，评估时已针对运维环节预测计提更高金额的成本；2029 年至 2033 年，毛利率再次进入缓慢下降通道，同样受该期间上网电价逐年降低的影响；2034 年至 2043 年，毛利率将维持基本稳定，主要系预测上网电价自 2034 年起保持稳定。2043 年上半年，标的公司毛利率较高，主要系 2043 年上半年标的资产折旧费用同比下降，标的公司部分固定资产自 2023 年上半年起开始计提折旧，且该类资产折旧年限设定为 20 年；至 2043 年上半年，上述固定资产已达到预设折旧期限，相应折旧费用在当期大幅减少。

综上，标的公司预测期毛利率的测算已充分考量上网电价调整、风机质保期届满等关键因素，且预测期整体毛利率始终低于报告期水平，具备谨慎性与合理性。

二、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、了解报告期内标的公司毛利率变化的原因，分析不同标的公司毛利率及其变动存在差异的原因；

2、获取同行业可比公司成本明细，按照完全成本法测算可比公司毛利率并于标的公司毛利率对比。

（二）核查意见

经核查，评估师认为：

1、标的公司预测期内已充分考量风机质保期届满等关键因素，并据此对运维成本进行预测，变动具有合理性；预测期内标的公司整体毛利率水平低于报告期。

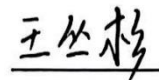
2、已量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性，标的公司毛利率低于同区域可比公司的毛利率或处于同一水平。

（以下无正文）

（本页无正文，为《北京中企华资产评估有限责任公司<内蒙古蒙电华能热电股份有限公司关于发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易申请的审核问询函>资产评估相关问题回复之核查意见》之签字盖章页）

资产评估师：


杨梦露


王丛杉

北京中企华资产评估有限责任公司

