



关于吉林电力股份有限公司 申请向特定对象发行股票的 审核问询函的回复报告

保荐人（主承销商）



（住所：深圳市红岭中路1012号国信证券大厦16-26层）

二〇二三年五月

关于吉林电力股份有限公司 申请向特定对象发行股票的 审核问询函的回复报告

深圳证券交易所：

贵所于 2023 年 4 月 25 日出具的《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函〔2023〕120068 号）（以下简称“问询函”）已收悉。吉林电力股份有限公司（以下简称“吉电股份”、“发行人”、“公司”）与国信证券股份有限公司（以下简称“保荐人”）、北京市中咨律师事务所（以下简称“发行人律师”）、天健会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“会计师”）等相关方对审核问询函所涉及的问题认真进行了逐项核查和落实，同时按照审核问询函的要求对《吉林电力股份有限公司向特定对象发行 A 股股票募集说明书》（以下简称“募集说明书”）进行了修订，现回复如下，请予审核。

如无特别说明，本回复使用的简称与募集说明书中的释义相同。

本问询回复的字体如下：

黑体	问询函所列问题
宋体	对问询函所列问题的回复
楷体	对募集说明书的引用
楷体加粗	对募集说明书的修改

在本问询函回复中，若合计数与各分项数值相加之和或相乘在尾数上存在差异，均为四舍五入所致。

目录

目录.....	2
问题 1.....	3
问题 2.....	10
问题 3.....	82
问题 4.....	140
其他问题	150

问题 1

本次向特定对象发行股票数量不超过 837,062,452 股（含本数），拟募集资金总额不超过 60.00 亿元（含本数）。其中，控股股东国家电投集团吉林能源投资有限公司（以下简称“吉林能投”）承诺认购不低于本次向特定对象发行股票总额的 34%。

请发行人补充说明：（1）明确吉林能投本次认购股票数量或金额区间，承诺的认购区间是否与拟募集的资金金额相匹配，并明确在未能产生发行价格的情况下，是否继续参与认购、价格确定原则及认购数量；（2）说明本次认购资金的具体来源，是否符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》的相关规定；（3）本次发行对象是否确认定价基准日前六个月未减持其所持发行人的股份，并出具“从定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持发行人的股份”的承诺并公开披露；（4）结合国有资产管理相关规定，说明吉林能投本次认购是否需获得国资委等审批，如是，请披露审批的相关情况。

请发行人补充披露（1）（2）（4）相关风险。

请保荐人和发行人律师核查并发表明确意见。

【回复】

一、明确吉林能投本次认购股票数量或金额区间，承诺的认购区间是否与拟募集的资金金额相匹配，并明确在未能产生发行价格的情况下，是否继续参与认购、价格确定原则及认购数量；

（一）明确吉林能投本次认购股票数量或金额区间，承诺的认购区间是否与拟募集的资金金额相匹配

吉电股份与吉林能投分别于 2022 年 12 月 30 日、2023 年 3 月 20 日签订的《吉林电力股份有限公司与国家电投集团吉林能源投资有限公司的非公开发行 A 股股票认购协议》（以下简称“《认购协议》”）和《吉林电力股份有限公司与国家电投集团吉林能源投资有限公司的非公开发行 A 股股票认购协议之补充协议》（以下简称“《补充协议》”），对吉林能投认购本次发行股票数量区间进行了约定，吉林能投同意认购不低于本次向特定对象发行股票总额的 34%。

同时本次发行的股票数量不超过发行前总股本的 30%，即不超过 837,062,452 股（含本数）。吉林能投对本次发行认购相关事项出具了相关承诺函，承诺具体内容如下：“我公司同意认购吉电股份本次向特定对象发行股票中的 284,601,234 股。”

根据《认购协议》及《补充协议》的约定，吉林能投不参与本次发行的竞价过程，接受其他发行对象申购竞价结果并与其他发行对象以相同价格认购本次发行的股票。吉林能投的具体认购金额以发行时价格乘以其认购股数进行计算，不会超过本次发行股票的募集资金总额。因此，吉林能投承诺的认购数量与拟募集的资金金额相匹配。

（二）明确在未能产生发行价格的情况下，是否继续参与认购、价格确定原则及认购数量

根据发行人与吉林能投签署的《认购协议》及《补充协议》，在未能产生发行价格的情况下，吉林能投将继续参与认购，具体约定如下：“吉林能投不参与本次向特定对象发行定价的竞价过程，接受其他发行对象申购竞价结果并与其他发行对象以相同价格认购本次发行的股票。若本次向特定对象发行未能通过竞价方式产生发行价格，则吉林能投同意以发行底价（定价基准日前 20 个交易日公司股票交易均价的 80%与发行前公司最近一期未经审计的归属于母公司普通股股东的每股净资产值的较高者）作为认购价格参与本次认购。”根据吉林能投出具的承诺函，其认购数量拟为 284,601,234 股。

（三）中介机构核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

（1）获取并核查了发行人关于本次发行的董事会和股东大会文件，发行人与吉林能投签署的《认购协议》和《补充协议》，以及相关公告文件；

（2）取得了吉林能投对发行人本次发行出具的相关承诺函。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

吉林能投已出具本次认购相关的承诺函，明确了本次认购股票的数量，与拟募集的资金金额相匹配，在《认购协议》及《补充协议》中明确了在未能产生发行价格的情况下，同意以发行底价作为认购价格参与本次认购，并明确约定违约责任条款，违约风险较小。吉林能投本次认购事项不涉及相关风险。

二、说明本次认购资金的具体来源，是否符合《监管规则适用指引——发行类第6号》的相关规定；

（一）本次认购资金的具体来源

2023年4月6日，吉林能投针对本次认购资金的来源出具相关承诺函，具体内容如下：“我公司参与吉电股份本次向特定对象发行股票的认购资金，全部来源于我公司合法拥有的自有资金或合法取得的自筹资金；我公司不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接、间接使用吉电股份及其关联方资金用于吉电股份本次向特定对象发行股票的认购情形；我公司不存在直接或通过利益相关方向其他认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形；我公司本次的认购资金不存在通过股权质押方式获取的情形。在发行完成后，我公司不存在高比例质押风险，不影响我对吉电股份的控制权。”

（二）是否符合《监管规则适用指引——发行类第6号》的相关规定

《监管规则适用指引——发行类第6号》关于认购资金来源的相关规定如下：“发行人应当披露各认购对象的认购资金来源，是否为自有资金，是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用发行人及其关联方资金用于本次认购的情形，是否存在发行人及其控股股东或实际控制人、主要股东直接或通过其利益相关方向认购对象提供财务资助、补偿、承诺收益或其他协议安排的情形。”

根据上述承诺函的内容，吉林能投本次认购资金的来源符合《监管规则适用指引——发行类第6号》的相关规定。

（三）中介机构核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

(1) 获取并核查了发行人关于本次发行的董事会和股东大会文件，发行人与吉林能投签署的《认购协议》和《补充协议》，以及相关公告文件；

(2) 取得了吉林能投出具的《国家电投集团吉林能源投资有限公司关于吉林电力股份有限公司向特定对象发行 A 股股票相关认购安排的承诺》；

(3) 查阅吉林能投的营业执照、财务报表等文件，并通过“国家企业信用信息公示系统”等公示系统进行查询。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

吉林能投作为发行人本次向特定对象发行股票已确定的认购对象，其认购资金来源符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》的相关规定，不涉及相关风险。

三、本次发行对象是否确认定价基准日前六个月未减持其所持发行人的股份，并出具“从定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持发行人的股份”的承诺并公开披露；

(一) 基本情况

根据发行人 2023 年第一次临时股东大会审议通过的本次向特定对象发行股票的方案等议案，吉电股份本次向特定对象发行股票的定价基准日为发行期首日。公司控股股东吉林能投拟以现金认购本次向特定对象发行的股票，认购数量为 284,601,234 股。根据中国证券登记结算有限责任公司出具的发行人《合并普通账户和融资融券信用账户前 N 名明细数据表》，本次向特定对象发行股票方案之日（即 2022 年 12 月 30 日）前六个月至本回复出具日，吉林能投未减持其所持发行人股份，持股数量未发生变化，持股数量为 730,872,327 股。

2023 年 5 月 12 日，吉林能投出具相关承诺函，具体内容如下：“1、自吉电股份董事会首次审议本次向特定对象发行股票方案之日（即 2022 年 12 月 30 日）前六个月至本承诺函出具之日，本公司不存在减持所持吉电股份股票的情况。2、自本承诺函出具之日起至本次向特定对象发行股票完成后六个月内，本公司不减持所持的吉电股份股票。3、本公司若违反上述承诺而发生减持情况，

因减持所得的全部收益归吉电股份所有，并将依法承担由此产生的法律责任。”

吉电股份已于 2023 年 5 月 13 日公开披露《关于公司控股股东不减持公司股票承诺的公告》（公告编号 2023-038）。

（二）中介机构核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

（1）查阅了吉林能投的营业执照、财务报表等文件，并通过“国家企业信用信息公示系统”等公示系统进行查询；

（2）取得了吉林能投出具的相关承诺；

（3）取得了中国证券登记结算有限责任公司出具的发行人《合并普通账户和融资融券信用账户前 N 名明细数据表》；

（4）查阅了发行人有关公告文件。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

吉林能投符合本次发行对象定价基准日前六个月未减持其所持发行人的股份，以及定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持发行人的股份的要求，并已公告相关承诺函。

四、结合国有资产管理相关规定，说明吉林能投本次认购是否需获得国资委等审批，如是，请披露审批的相关情况。

（一）基本情况

截至本回复出具日，吉林能投持有发行人 26.19%的股份，为发行人控股股东；国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）持有吉林能投 100.00%的股权，为发行人的实际控制人；国家电投及其一致行动人吉林能投、中国电能成套设备有限公司、国家电投集团财务有限公司合计持有发行人

34.00%的股份。

根据《上市公司国有股权监督管理办法》（国资委、财政部、证监会令第36号）第七条第（四）款的规定：“国家出资企业负责管理以下事项：……（四）国有股东通过证券交易系统增持、协议受让、认购上市公司发行股票等未导致上市公司控股权转移的事项；……”。以及《国务院国资委授权放权清单（2019年版）》第一项对各中央企业的授权放权事项之第7条的规定：“中央企业审批未导致上市公司控股权转移的国有股东通过证券交易系统增持、协议受让、认购上市公司发行股票等事项。”

此外，根据本次向特定对象发行的股票数量测算，以及发行人与吉林能投签署的《认购协议》和《补充协议》的约定，本次发行完成后，国家电投及其一致行动人对发行人的合计持股比例预计不低于34%，吉林能投仍为公司的控股股东，国家电投仍为发行人的实际控制人。本次发行不会导致上市公司控制权发生变化。因此，发行人本次向特定对象发行股票及吉林能投本次认购，经国家出资企业——国家电投同意后即可开展。

2023年1月3日，国家电投出具了《关于同意吉电股份开展资本运作项目的批复》（国家电投资本[2023]3号），同意发行人开展吉电股份本次向特定对象发行股票事宜；同意吉林能投现金认购吉电股份本次向特定对象发行股票，认购比例不低于34%。

（二）中介机构核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

（1）查阅了《上市公司国有股权监督管理办法》（国资委、财政部、证监会令第36号）、《国务院国资委授权放权清单（2019年版）》等相关文件；

（2）取得了国家电投出具的《关于同意吉电股份开展资本运作项目的批复》。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

吉林能投为中央企业国家电投的全资子公司，其参与吉电股份本次向特定对象发行 A 股股票的认购事宜已取得国家电投的审批同意。根据国有资产管理相关规定，相关程序合法有效，不涉及相关风险。

问题 2

发行人前次募集资金投资项目中“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”因所在地存在一定程度弃风影响未达到预期效益。根据申报材料，本次“风光制绿氢合成氨一体化系示范项目”（以下简称“一体化项目”）建设主体大安吉电绿氢能源有限公司已与大安市两家子镇人民政府签署了《土地租赁协议》，拟租赁土地用于建设一体化项目光伏部分，将根据建设进度与拟租赁地村集体签署土地租赁及流转相关合同，并获取村民委员会决议；此外，本次募投项目“白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目”未取得接入系统方案批复文件。

根据申报材料，发行人火力发电及供热业务全部在吉林省内，除此外，其控股股东、实际控制人在吉林省内无其他火电资产，发行人据此认定与控股股东、实际控制人在火力发电及供热业务方面不存在同业竞争。同时，发行人认为根据相关法规，风力发电及光伏发电应全额消纳，即风力及光伏所发电量可全部上网实现销售，因此认定风力发电、光伏发电业务与实控人下属火力发电业务之间不存在同业竞争。

请发行人补充说明：（1）前次募集资金累计使用比例为 99.99%，请说明资金使用最新进度、未完全使用的原因，并结合“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”所在地情况，说明未达预期效益的原因和合理性；（2）本次募投项目审批、备案办理情况的最新进展，是否已取得项目开工所需的所有审批文件，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍，若无法按期取得相关批复对募投项目实施的影响及拟采取的替代措施；（3）结合本次募投项目中涉及集体用地的情形，说明土地使用权证办理的最新进展，是否存在实质性障碍以及相关替代措施；（4）发行人报告期经营集中于火电、风电和光伏发电，本次一体化项目涉及氢能应用，请用列表等形式说明本次募投项目产品与现有产品的区别和联系，结合人员和技术储备等说明是否存在技术实施风险，量产是否存在重大不确定性；（5）列示发行人分地区、分业务条线的产能利用率或产销率（包括电力、热力等），结合本次募投项目实施地区的用电需求和供给、当地政策支持、市场和客户储备、在手订单或意向性合同、同行业公司可比项目等情况，分项目量化测算并说明发行人的实际产能需求是否与当

地经济发展趋势相符，拟采取的产能消化措施，是否存在弃风弃电的风险；（6）列示本次募投项目的具体投资构成明细，结合各明细项目所需资金的测算假设及主要计算过程，说明各项投资支出的必要性和合理性，是否包含董事会前投入的资金，非资本性支出和补流比例是否符合要求，是否存在过度融资的情形；（7）结合行业产业政策、已有同类项目投资和盈利情况，说明本次募投项目是否纳入或拟纳入财政补贴范围，单位投资规模与同类项目对比是否存在差异，是否存在重复建设的情形；（8）结合产品毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，对效益预测中与现有业务或同行业可比公司差异较大的关键参数进行对比分析，就相关参数变动的的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎；（9）结合新增固定资产和无形资产的金额、转固时点等，说明前次和本次募投项目建成后新增折旧和摊销对发行人未来经营业绩的影响；（10）结合同行业可比公司的认定情况，说明根据业务地域、全额消纳而认定不构成同业竞争等情形是否合理和充分，并说明本次募投项目实施后是否会新增对发行人构成重大不利影响的同业竞争、显失公平的关联交易，或者严重影响公司生产经营的独立性，如是，请明确相关解决措施并出具承诺。

请发行人补充披露（2）（3）（4）（5）（8）（9）相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请发行人律师核查（2）（3）（10）并发表明确意见，请会计师核查（1）（6）（7）（8）（9）并发表明确意见。

请保荐人和会计师对截至最新的前次募集资金使用进度情况出具专项报告。请保荐人和发行人律师按照《监管规则适用指引——发行类第6号》第6-1条、6-2条相关要求出具专项说明。

【回复】

一、前次募集资金累计使用比例为99.99%，请说明资金使用最新进度、未完全使用的原因，并结合“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”所在地情况，说明未达预期效益的原因和合理性；

（一）资金使用最新进度及未完全使用的原因说明

截至2023年3月31日，发行人前次募集资金使用进度如下：

单位：万元

投资项目	项目总投资	承诺募集资金投资总额 (1)	截至期末累计投入募集资金总额 (2)	截至期末投资进度 (3) = (2) / (1)
安徽宿松九成风电项目 (100MW)	81,557.00	31,026.44	31,026.44	100.00%
延安宝塔蟠龙风电项目 (100MW)	79,837.00	29,123.28	29,123.28	100.00%
青海乌兰风电项目 (50MW)	39,765.00	8,374.83	8,374.83	100.00%
江西兴国风电场项目 (278MW)	237,785.00	7,042.00	7,042.00	100.00%
广西崇左响水平价光伏项目 (150MW)	60,000.00	35,502.11	35,502.11	100.00%
山东寿光恒远平价光伏项目 (200MW)	96,340.00	45,800.00	45,800.00	100.00%
补充流动资金	/	62,849.21	62,862.56	100.02%
合计	595,284.00	219,717.87	219,731.22	100.01%

截至 2023 年 3 月 31 日，前次募集资金投资进度（累计投入募集资金总额占承诺募集资金投资总额的比例）为 100.01%，募集资金已投入完毕。累计投入募集资金总额大于承诺募集资金投资总额系募集资金专户的银行存款利息扣除手续费的净额投资所致。

截至 2023 年 3 月 31 日，募集资金专户余额为 3.23 万元，为银行存款利息。

（二）结合“延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）”所在地情况，说明未达预期效益的原因和合理性；

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）2021 年以及 2022 年预计效益及实际效益情况如下：

单位：万元

期间	预计效益	实际效益	达成率
2021 年度	1,366.88	1,236.28	90.45%
2022 年度	1,576.35	675.83	42.87%

1、地区弃风限电影响

延安宝塔蟠龙风电项目项目所在地为陕西省，根据全国新能源消纳监测预警中心数据，陕西省 2021 年和 2022 年同类型风电项目平均发电利用小时数分别为 1,742 小时和 1,653 小时，风电利用率分别为 97.70%和 94.70%，存在一定弃风情形。

延安地区系统调峰和消纳不足影响，延安地区风电场弃风限电。延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）2021年和2022年实际发电利用小时分别为1,584小时和1,695小时，风电利用率分别为97.42%和97.20%，从而导致2021年度和2022年度净利润分别减少约123万元和242万元。

2、2022年延安地区风速不及预期

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）可行性研究报告的预计风速5.82m/s，2021年延安地区实际风速为5.80m/s，低于可行性研究报告的预计风速，导致净利润减少8万元。

2022年延安地区实际风速仅为4.52m/s，显著低于可行性研究报告的预计风速，导致2022年净利润减少约663万元。

（三）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）查阅了国际能源网、全国新能源消纳监测预警中心等官方网站统计的风电利用率、区域及全国新能源消纳情况数据，并进行比较分析；

（2）查阅了延安宝塔蟠龙风电项目风电场发电信息统计表，结合实际情况对项目弃风情况的原因及合理性进行分析。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）未达预期效益的原因主要为区域风电利用率不足及2022年全年平均风速低于预计风速。项目未达到预期收益具有一定的合理性。

二、本次募投项目审批、备案办理情况的最新进展，是否已取得项目开工所需的所有审批文件，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍，若无法按期取得相关批复对募投项目实施的影响及拟采取的替代措施；

发行人本次募投项目包括风电、光伏发电及新能源制氢合成氨三类，具体

情况如下：

序号	项目类型	募集资金投资项目
1	风电项目	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）
		(2) 扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目
		(3) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目
		(4) 白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目
2	光伏发电项目	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）
		(2) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目
3	制氢合成氨项目	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）

（一）发行人项目开工所需审批文件办理的最新进展

发行人风电、光伏发电及制氢合成氨三类项目开工所需的主要审批、备案手续及其办理情况如下：

1、风电项目

序号	开工所需的主要审批、备案手续	募投项目	已取得文件	尚需取得的文件	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
1	项目审批/备案	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）	《吉林省发展改革委关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目核准（备案）的通知》（吉发改能源[2022]623号） ^{注1}	均取得，无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
		(2) 扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	《吉林省发展和改革委员会关于扶余市三井子风电场五期 100MW 风电项目核准的批复》（吉发改审批[2022]162号）				
		(3) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目	《关于吉电股份吉林长岭 10 万千瓦风电工程核准的批复》（吉发改审批[2022]196号）				
		(4) 白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	《吉林省发展和改革委员会关于年产 500 万 kWh 铅碳电池和年处理 20 万吨废旧铅蓄电池综合利用配套 100MW 风电项目核准的批复》（吉发改审批[2022]103号）				
2	环境影响评价	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）	《关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）环境影响报告表的批复》（大环建字[2023]9号）	均取得，无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
		(2) 扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	《松原市生态环境局关于扶余市三井子风电场五期 100mw 风电项目环境影响报告表的批复》（松环建字[2022]63号）				
		(3) 吉林长岭 10 万千瓦风	《松原市生态环境局关于吉电				

序号	开工所需的主要审批、备案手续	募投项目	已取得文件	尚需取得的文件	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
		电项目	股份吉林长岭 10 万千瓦风电工程环境影响报告表的批复》（松环建字[2022]81 号）				
		（4）白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	《关于年产 500 万 kWh 铅碳电池和年处理 20 万吨废旧铅蓄电池综合利用配套 100MW 风电项目环境影响报告表的批复》（白洮环建字[2022]1 号）				
3	用地批复	（1）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）	《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220882202200017 号）	均取得，无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
		（2）扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220781202200010 号）、《征收使用草原审核同意书》（林批许准[2022]745 号）				
		（3）吉林长岭 10 万千瓦风电项目	《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220722202200010 号）				
		（4）白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220802（2023）01001 号）				
4	建设“三证”	（1）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）	尚未取得	尚需取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证	因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”尚未完成 ^{注6}	2023 年 9 月 ^{注7}	是 ^{注2}
		（2）扶余市三井子风电场	尚未取得			2023 年 8 月 ^{注7}	是 ^{注3}

序号	开工所需的主要审批、备案手续	募投项目	已取得文件	尚需取得的文件	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
		五期 10 万千瓦风电项目					
		(3) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目	尚未取得			2023 年 10 月 ^{注 7}	是 ^{注 4}
		(4) 白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	尚未取得			2023 年 8 月 ^{注 7}	是 ^{注 5}

注 1：含附件《吉林省发展和改革委员会关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）核准的批复》（吉发改审批[2022]236 号）；

注 2：大安自然资源局出具《证明》，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证均不存在法律风险和实施上的障碍；

注 3：扶余市自然资源局、扶余市住房、城乡建设局分别出具《证明》，扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证均不存在法律风险和实施上的障碍；

注 4：长岭县风力发电开发管理办公室出具《证明》，吉林长岭 10 万千瓦风电项目取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证均不存在法律风险和实施上的障碍；

注 5：白城市洮北区人民政府、白城市自然资源局、白城市洮北区住建局分别出具《证明》，吉林长岭 10 万千瓦风电项目取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证均不存在法律风险和实施上的障碍；

注 6：“农用地转用及土地征收审批手续”办理情况参见本反馈回复“问题 2”之“三、结合本次募投项目中涉及集体用地的情形，说明土地使用权证办理的最新进展，是否存在实质性障碍以及相关替代措施”相关内容；

注 7：预计取得时间系发行人结合过往申报经验预估时间，最终取得时间以实际取得证书时间为准（下同）。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）、扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目、吉林长岭 10 万千瓦风电项目及白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目均因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”，尚未取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证和建筑工程施工许可证。相关主管部门均已出具证明，上述项目办理相关许可证不存在法律风险和实施上的障碍。

2、光伏发电项目

序号	开工所需的主要审批、备案手续	募投项目	已取得文件	尚需取得的文件情况	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
1	项目审批/备案	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目(光伏方阵部分) ^{注1}	《吉林省发展改革委关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目核准(备案)的通知》(吉发改能源[2022]623号) ^{注2}	均取得,无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
		(2) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	《广西壮族自治区投资项目备案证明》(项目代码:2104-450000-04-01-759227)				
2	环境影响评价	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目(光伏方阵部分)	《关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目(光伏部分)环境影响报告表的批复》(大环建字[2023]8号)	均取得,无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
		(2) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	《关于邕宁吉电百济新平农光互补发电项目环境影响报告表的批复》(南审环建[2022]11号)				
3	用地批复	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目(光伏方阵部分)	通过租赁方式取得土地使用权,用于铺设光伏方阵,不建设永久性建筑,需签署土地租赁协议,不涉及用地批复	尚需签署土地租赁协议	目前尚在用地选址,待选址完成后办理集体用地租赁手续	预计2023年7月完成用地选址,2023年8月完成集体用地租赁手续	不适用
		(2) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	《建设项目用地预审与选址意见书》(用字第450000202100113号)	已取得,无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
4	建设“三证”	(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目(光伏方阵部分)	通过租赁方式取得土地使用权,不建设永久性建筑,不涉及建设“三证”	不适用	不适用	不适用	不适用
		(2) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	《建设用地规划许可证》(地字第450101202300009号)、《建设工程规划许可证》(建字第450109202300002号)、《建筑工程施工许可证》(编号:	已取得,无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用

序号	开工所需的主要审批、备案手续	募投项目	已取得文件	尚需取得的文件情况	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
			450109202302230101)				

注 1：大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）仅在租赁土地上铺设光伏方阵，不单独建设升压站，使用风电部分升压站；

注 2：含附件《吉林省企业投资项目备案信息登记表》（项目代码：2209-220882-04-01-451174）；

邕宁吉电百济新平农光互补发电项目已取得开工所必需的主要审批、备案手续。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）目前尚在用地选址，待选址完成后办理集体用地租赁手续，预计 2023 年 7 月完成用地选址，2023 年 8 月完成集体用地租赁手续；项目拟租赁未利用地 2,925 亩，目前两家子同心村周边未利用地面积约为 12,000 亩，可满足光伏用地需求。

3、制氢合成氨项目

序号	开工所需的主要审批、备案手续	已取得文件	尚需取得的文件	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
1	项目审批/备案	《吉林省发展改革委关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目核准（备案）的通知》（吉发改能源[2022]623号） ^注	均取得，无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用
2	环境影响评价	《吉林省生态环境厅关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）环境影响报告书的批复》（吉环审字[2023]16号）				
3	节能评估	《吉林省发展改革委关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）节能报告的审查意见》（吉发改审批[2023]101号）				
4	安全评价	《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》（白应急危化项目安条审字[2023]01号）				
5	用地批复	《不动产权证书》（吉（2023）大安市不动产权第 0001947 号）				

序号	开工所需的主要审批、备案手续	已取得文件	尚需取得的文件	未取得的原因	预计取得时间	主管部门是否出具意见
6	建设“三证”	《建设用地规划许可证》（地字第 220882202200079 号、地字第 220882202300004 号）、《建设工程规划许可证》（建字第 220882202300019 号）、《建筑工程施工许可证》（编号：220882202305100101）				

注：含附件《吉林省企业投资项目备案信息登记表》（项目代码：2209-220874-04-01-702161）。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨项目）已取得开工所必需的主要审批、备案手续。

（二）项目实施不存在重大不确定性或实质性障碍

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）、扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目、吉林长岭 10 万千瓦风电项目及白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目均因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”，尚未取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证和建筑工程施工许可证。相关主管部门均已出具证明，上述项目办理相关许可证不存在法律风险和实施上的障碍。

邕宁吉电百济新平农光互补发电项目已取得开工所必需的主要审批、备案手续。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）目前尚在用地选址，待选址完成后办理集体用地租赁手续，预计 2023 年 7 月完成用地选址，2023 年 8 月完成集体用地租赁手续；项目拟租赁未利用地 2,925 亩，目前两家子同心村周边未利用地面积约为 12,000 亩，可满足光伏用地需求。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨项目）已取得开工所必需的主要审批、备案手续。

综上所述，本次募投项目实施不存在重大不确定性或实质性障碍。

（三）核查过程及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

（1）取得发行人募投项目开工已取得的主要审批/备案批复文件，判断是否存在尚未取得的审批/备案批复文件；

（2）取得发行人关于尚未取得的审批/备案批复文件办理情况的说明；

（3）取得募投项目相关主管部门出具的《证明》等文件。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

（1）本次募投项目中，风电项目均因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”，尚未取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证和建筑工程施工许可

证，相关主管部门已出具证明，上述项目办理相关许可证不存在重大不确定性或实质性障碍；

（2）邕宁吉电百济新平农光互补发电项目已取得开工所必需的主要审批、备案手续，不存在重大不确定性或实质性障碍；

（3）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）目前尚处于用地选址阶段，待选址完成后办理集体用地租赁手续，预计办理相关手续不存在重大不确定性或实质性障碍；

（4）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨项目）已取得开工所必需的主要审批、备案手续，不存在重大不确定性或实质性障碍。

**三、结合本次募投项目中涉及集体用地的情形，说明土地使用权证办理的
最新进展，是否存在实质性障碍以及相关替代措施**

（一）土地使用权证办理的最新进展

发行人风电、光伏发电及制氢合成氨三类项目土地使用权证办理的最新进展如下：

1、风电项目

序号	募投项目	用地计划	用地情况 ^{注1}	所在地政府“农转建”纳入调规计划、开展征地补偿工作	所在地方政府向上级部门上报审批	预计取得不动产权证书时间	主管部门是否出具意见
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）	出让取得	(1) 农用地 10.3035 公顷 (2) 未利用地 50.3732 公顷	预计 2023 年 6 月底前所在地政府纳入调规计划、开展征地及补偿工作	预计 2023 年 7 月底前完成组卷材料上报审批工作	待征收、农用地转用手续获得市、省人民政府批准后，将按规划用途实施协议出让，预计 2023 年底前取得不动产权证书	是 ^{注2}
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	出让取得	(1) 农用地 1,188m ² (2) 建设用地 1,166m ² (3) 未利用地 145,271m ² (4) 草原 12.372637 公顷	所在地政府已纳入调规计划、并已开展征地及补偿工作	建设用地申报材料已报至省国土厅	待征收、农用地转用手续获得市、省人民政府批准后，将按规划用途实施协议出让，预计 2024 年取得不动产权证书	是 ^{注3}
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	出让取得	(1) 农用地 4.4561 公顷 (2) 未利用地 0.4612 公顷	所在地政府已纳入调规计划、并已开展征地及补偿工作	预计 2023 年 6 月底前完成组卷材料上报审批工作	待征收、农用地转用手续获得市、省人民政府批准后，将按规划用途实施协议出让，预计 2024 年取得不动产权证书	是 ^{注4}
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	出让取得	(1) 农用地 4.7364 公顷 (2) 建设用地 0.0021 公顷	预计 2023 年 5 月底前所在地政府纳入调规计划、开展征地及补偿工作	预计 2023 年 6 月底前完成组卷材料上报审批工作	待征收、农用地转用手续获得市、省人民政府批准后，将按规划用途实施协议出让，预计 2023 年底前取得不动产权证书	是 ^{注5}

注 1：土地性质及面积为《建设项目用地预审与选址意见书》及《征收使用草原审核同意书》等文件核发项目土地情况；

注 2：大安自然资源局出具的《证明》，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）目前正在办理农用地转用及土地征收审批手续，办理不动产权属证书不存在法律和实施上的障碍；

注 3：扶余自然资源局出具《证明》，扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目目前已完成项目征地补偿工作，正在办理农用地转用及项目建设用地审批手续，办理不动产权属证书不存在法律和实施上的障碍；

注 4：长岭县风力发电开发管理办公室出具《证明》，吉林长岭 10 万千瓦风电项目现已完成项目永久征地补偿协议签订，目前正在办理农用地

地转用及土地征收审批手续，取得不动产权属证书不存在法律和实施上的障碍；

注 5：白城市自然资源局出具《证明》，白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目目前正在办理农用地转用审批手续，办理不动产权属证书不存在法律和实施上的障碍；

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）、扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目、吉林长岭 10 万千瓦风电项目及白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目均因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”，尚未取得土地使用权证书，相关主管部门已出具证明，上述项目办理不动产权证书不存在法律风险和实施上的障碍。

2、光伏发电项目

序号	募投项目	用地计划	用地情况	是否租赁农用地	是否涉及租赁集体土地	租赁集体土地已履行的程序	预计完成租赁集体土地决策程序的时间
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）	租赁取得	拟租赁未利用地 2,925 亩	否	是	项目建设单位已与大安市两家子镇人民政府签署了《土地租赁协议》，拟租赁土地用于建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目光伏部分，土地租赁期为 20 年，土地租赁期满 20 年后，如续租，租赁条件不变。项目建设单位目前根据建设进度，正在推进签署土地租赁及流转合同工作。	2023 年 8 月
2	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（升压站部分）	出让取得	公共设施用地 10289.27m ² 注1	否	否	不适用	不适用
	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（光伏方阵部分）	租赁取得	(1) 农用地 419.5584 公顷 (2) 建设用地 1.2323 公顷 (3) 未利用地 15.3486 公顷	是注2	是	(1) 项目建设单位已分别与南宁市邕宁区百济镇华灵村、红星村、新平村、八联村、屯王村村民委员会签署了《土地租赁合同》，租赁取得土地使用权合计	已完成

序号	募投项目	用地计划	用地情况	是否租赁农用地	是否涉及租赁集体土地	租赁集体土地已履行的程序	预计完成租赁集体土地决策程序的时间
						6,787.76 亩，租赁期限为 20 年，用于该项目建设，南宁市邕宁区百济镇人民政府已对相关合同进行确认。 (2) 南宁市邕宁区百济镇华灵村、红星村、新平村、八联村、屯王村村民委员会已召开村民代表会议，并经三分之二以上村民代表同意将土地出租给发行人用于农光互补发电项目建设。	

注 1：项目建设单位已取得升压站永久用地《不动产权证》（桂（2023）南宁市不动产权第 0031614 号）；

注 2：根据《国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8 号）及《自然资源部办公厅国家林业和草原局办公室国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12 号），在不破坏农业生产条件的前提下，光伏方阵使用永久基本农田以外的农用地，可不改变原有用地的性质。

邕宁吉电百济新平农光互补发电项目为农业光伏复合项目，租赁农用地符合《国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8 号）及《自然资源部办公厅国家林业和草原局办公室国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12 号）的相关规定，且租赁集体土地已完成所需履行的相关程序。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）目前尚在用地选址，待选址完成后办理集体用地租赁手续，预计 2023 年 7 月完成用地选址，2023 年 8 月完成集体用地租赁手续；项目拟租赁未利用地 2,925 亩，目前两家子同心村周边未利用地面积约为 12,000 亩，可满足光伏用地需求。

3、制氢合成氨项目

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）的项目建设单位已取得《不动产权证书》（吉（2023）大安市不动产权第 0001947 号），用地性质为工业用地，用地面积为 296,959.88m²。

（二）土地使用权证办理是否存在实质性障碍以及相关替代措施

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分，含风电、光伏发电共用升压站部分）、扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目、吉林长岭 10 万千瓦风电项目及白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目均因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”，尚未取得土地使用权证书，相关主管部门已出具证明，上述项目办理不动产权证书不存在法律风险和实施上的障碍。

邕宁吉电百济新平农光互补发电项目为农业光伏复合项目，租赁农用地符合《国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8 号）及《自然资源部办公厅国家林业和草原局办公室国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12 号）的相关规定，且租赁集体土地已完成所需履行的相关程序。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）目前尚在用地选址，待选址完成后办理集体用地租赁手续，预计 2023 年 7 月完成用地选址，2023 年 8 月完成集体用地租赁手续；项目拟租赁未利用地 2,925 亩，目前两家子同心村周边未利用地面积约为 12,000 亩，可满足光伏用地需求。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）的项目建设单位已取得《不动产权证书》（吉（2023）大安市不动产权第 0001947 号），用地性质为工业用地，用地面积为 296,959.88m²。

综上所述，本次募投项目土地使用权证办理不存在实质性障碍。

（三）核查过程及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

(1) 取得发行人募投项目已取得的土地使用权证书及办理土地权属证书的前置审批文件，了解不动产权证书办理及取得情况；

(2) 取得发行人关于尚未取得的不动产权证书办理情况的说明；

(3) 取得募投项目相关主管部门出具的《证明》等文件；

(4) 查阅了《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国土地管理法实施条例》、《国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8号）及《自然资源部办公厅国家林业和草原局办公室国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发[2023]12号）等法律法规。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

(1) 本次募投项目中，风电项目均因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”，尚未取得土地使用权证书，相关主管部门已出具证明，上述项目办理不动产权证书不存在法律风险和实施上的障碍；

(2) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目为农业光伏复合项目，租赁农用地符合相关规定，且租赁集体土地已完成所需履行的相关程序，项目用地使用不存在障碍；

(3) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（光伏方阵部分）目前尚处于用地选址阶段，待选址完成后办理集体用地租赁手续，预计完成租赁手续不存在实质性障碍；

(4) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）的项目建设单位已取得《不动产权证书》，项目用地使用不存在障碍。

四、发行人报告期经营集中于火电、风电和光伏发电，本次一体化项目涉及氢能应用，请用列表等形式说明本次募投项目产品与现有产品的区别和联系，结合人员和技术储备等说明是否存在技术实施风险，量产是否存在重大不确定性；

(一) 本次募投项目产品与现有产品的区别和联系

发行人本次募投项目产品与现有产品的区别和联系情况如下：

序号	募集资金投资项目	本次募投项目产品	与发行人现有产品的联系与区别
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	风电、光伏发电 制氢合成氨	<p>与发行人现有风电、光伏发电产品一致，无区别</p> <p>发行人本次新建新能源制绿氢合成氨项目系发行人利用“绿氢”、“绿氨”储能方式，促进新能源发电项目消纳的示范性项目。</p> <p>1、主要联系：</p> <p>(1) 该项目与发行人现有风电、光伏发电产品利用的自然资源一致，均为自然界存在的风能和光能资源；</p> <p>(2) 该项目风电、光伏发电部分工艺与发行人现有风电、光伏发电工艺一致，均为通过发电设备将自然界存在的风能和光能转换为电能的过程；</p> <p>(3) 该项目“绿氢”“绿氨”产品均为电能转换的载体，为发行人现有电力产品能量储存模式的转换；</p> <p>(4) 该项目最终通过电力产品或合成氨产品实现消纳，其中电力产品消纳与发行人现有产品一致，均为通过向电网公司销售电力实现产品的消纳；</p> <p>(5) 该项目日常运维人员主要来源于发行人内部员工岗位调动、外聘及外包服务，与发行人目前电力业务的日常运维模式一致；</p> <p>(6) 该项目风电、光伏发电部分日常管理制度，与发行人目前风电、光伏发电项目管理制度一致。</p> <p>2、主要区别：</p> <p>(1) 该项目制绿氢合成氨部分工艺与发行人现有产品工艺存在区别。① 发行人本次电解水制氢采用 PEM 电解水制氢技术，采购相关设备，并签署相关技术服务协议的方式，实现将电能产品转换为氢能产品的技术应用；② 氢气合成氨技术为成熟技术，技术已大量应用，无较高门槛。发行人将通过招标方式获取合成氨工艺包及专用设备；</p>

序号	募集资金投资项目	本次募投项目产品	与发行人现有产品的联系与区别
			(2) 该项目最终通过电力产品或合成氨产品实现消纳, 合成氨产品消纳与发行人现有产品存在区别, 主要通过向利用合成氨的化工企业销售产品实现销售; (3) 发行人针对制绿氢合成氨项目, 储备了专业人员, 并在日常管理、安全生产、人员培训、风险管控等方面制定了针对性的管理制度。
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	风电	与发行人现有风电、光伏发电产品一致, 无区别
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	风电	与发行人现有风电、光伏发电产品一致, 无区别
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	风电	与发行人现有风电、光伏发电产品一致, 无区别
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	光伏发电	与发行人现有风电、光伏发电产品一致, 无区别

(二) 本次募投项目实施不存在技术实施风险, 量产不存在重大不确定性

1、风电、光伏发电项目

除“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”制绿氢合成氨部分外, 发行人本次募投项目产品与发行人现有风电、光伏发电产品一致, 无区别。发行人风电、光伏发电技术成熟, 已经在全国多地实现大规模并网发电, 并稳定运行多年。上述募投项目实施不存在技术实施风险, 量产不存在重大不确定性。

2、制绿氢合成氨项目

发行人就“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”制绿氢合成氨部分取得的实施技术、人员及管理安排、市场储备情况如下:

序号	项目	情况说明
1	实施技术	<p>(1) 新能源发电: 目前风光发电技术已经非常成熟, 并且已经在国内多地大规模并网发电。公司具备多年从事新能源发电业务的经历, 具备成熟的新能源电站建设、运维所需的技术储备。</p> <p>(2) 制氢: 发行人采用 PEM 电解水制氢技术, 目前欧美日 PEM 电解水制氢市场应用相对成熟, 国内刚开始工业化阶段。发行人 PEM 电解水制氢技术来自长春绿动氢能科技有限公司的 PEM 电解水制氢技术。长春绿动氢能科技有限公司是由国家电力投资集团有限公司控股的专业从事氢能产业技术创新与高精尖产品研发的科技型企业, 是国家“科改示范行动”企业, 目前已成功研制 5Nm³/h、10Nm³/h 和</p>

序号	项目	情况说明
		<p>200Nm³/h 的 PEM 电解水制氢系统，并于 2021 年 12 月完成 200Nm³/h 的 PEM 电解水制氢系统调试，具备成熟的技术工艺；发行人已与长春绿动氢能科技有限公司签署相关设备采购合同（含技术服务）。</p> <p>(3) 合成氨： 发行人采用深冷空分制氮生产合成氨技术，该技术是传统的制氧（氮）方法，在国内外的制氧（氮）行业中占据着统治地位，技术较为成熟。发行人深冷空分制氮生产合成氨技术主要来源于我国自主技术，国内合成氨生产企业超过 200 家，总产能超过 6,500 万吨，技术大量应用，无较高门槛。发行人对合成氨工艺包及专利专有设备拟通过招标确定，目前已启动挂网招标流程。</p>
2	人员及管理安排	<p>(1) 基层员工： 发行人计划通过内部调动、外聘及外包服务方式聘请基层员工，目前已具备基层员工 39 人，拟从发行人其他单位调入员工 5~10 人，外聘 5~10 人，外包 10~15 人；目前，发行人已与吉林市胜合化工助剂有限公司签署《委托运维意向协议》，可保证人员供应。</p> <p>(2) 技术骨干及管理層： 发行人计划通过内部调动、外聘等方式培养技术骨干及管理層，目前已具备技术骨干及管理層 20 人，并拟从发行人其他单位相应技术及管理岗位调入员工 5~10 人，外聘 5~10 人。</p> <p>(3) 管理制度： 发行人已就日常管理、安全生产、人员培训、风险管控等方面制定了完善的管理制度，包括《大安吉电绿氢能源有限公司外委工程安全管理考核实施细则》（2022 年第 51 号）、《大安吉电绿氢能源有限公司安全教育与培训管理实施办法》（2022 年第 41 号）、《大安吉电绿氢能源有限公司安全生产责任制管理规定》（2022 年第 40 号）等。</p>
3	市场储备	<p>(1) 新能源发电上网部分： 发行人新能源发电项目建设已取得吉林省发展和改革委员会出具的《关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目核准（备案）的通知》（吉发改能源[2022]623 号），已取得项目建设核准。发行人后续将积极推进项目的建设及并网工作。</p> <p>(2) 制绿氢部分： 发行人绿氢产品计划均用于生产绿氨，无对外销售安排。</p> <p>(3) 合成氨部分： 发行人合成氨产品主要用于下游三乙醇胺、苯丙胺等化工产品应用，公司已与大庆市昊峻经贸有限公司、呼伦贝尔源泰商贸有限公司等 6 家公司签署意向协议，意向销量达到 78 万吨/年。</p>

发行人就“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”制绿氢合成氨部分已取得了项目实施必要的技术、人才储备，制定了相应的管理制度，并有充足的意向订单，该募投项目实施不存在技术实施风险，量产不存在重大不确定性。

综上所述，发行人本次募投项目实施不存在技术实施风险，量产不存在重大不确定性。

（三）核查过程及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人履行了以下核查程序：

（1）取得发行人关于本次募投项目产品与现有产品的区别和联系的说明；

（2）查阅发行人年度报告等公开披露的文件，了解发行人新能源项目、氢能项目的经营情况；

（3）取得发行人关于氢能项目实施技术、人员及管理安排及市场储备相关情况的说明，分析是否存在技术实施风险；

（4）取得发行人为氢能项目制定的相关管理制度及取得的意向销售协议情况。

2、核查意见

经核查，保荐人认为：

（1）本次募投项目新能源发电项目与发行人现有风电、光伏发电产品一致，无区别；本次募投项目制氢合成氨应用系发行人将新能源项目的电力产品转换为“绿氨”产品，在技术及消纳途径上存在差异；

（2）发行人风电、光伏发电技术成熟，已经在全国多地实现大规模并网发电，并稳定运行多年。新能源发电项目实施不存在技术实施风险，量产不存在重大不确定性；

（3）发行人就“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”制绿氢合成氨部分已取得了项目实施必要的技术、人才储备，制定了相应的管理制度，并有充足的意向订单，该募投项目实施不存在技术实施风险，量产不存在重大不确定性。

五、列示发行人分地区、分业务条线的产能利用率或产销率（包括电力、热力等），结合本次募投项目实施地区的用电需求和供给、当地政策支持、市场和客户储备、在手订单或意向性合同、同行业公司可比项目等情况，分项目量化测算并说明发行人的实际产能需求是否与当地经济发展趋势相符，拟采取的产能消化措施，是否存在弃风弃电的风险；

（一）发行人分地区、分业务条线的产能利用率或产销率

1、电力产品

发行人火电业务位于东北地区，风电、光伏发电业务遍布全国。最近三年一期，发行人电力产品分地区、分业务条线的发电小时数及产销率情况如下：

地区	项目类型	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度	
		平均发电小时数(小时)	平均产销率(%)	平均发电小时数(小时)	平均产销率(%)	平均发电小时数(小时)	平均产销率(%)	平均发电小时数(小时)	平均产销率(%)
东北地区	火电	1,015.55	82.21	3,819.59	87.63	4,101.37	89.24	4,133.73	89.63
	风电	658.70	98.88	2,468.66	98.89	2,410.96	98.66	2,455.95	98.22
	光伏	414.92	99.26	1,704.97	99.22	1,638.91	99.08	1,810.84	98.96
华北地区	风电	482.08	98.29	1,684.28	98.15	2,329.47	97.46	1,654.88	97.27
	光伏	380.06	99.41	1,613.11	99.40	1,268.63	99.29	1,546.47	99.12
华东地区	风电	509.43	98.35	1,999.84	98.24	1,919.79	97.55	1,336.02	96.87
	光伏	270.55	99.91	1,342.38	99.71	875.84	98.49	1,010.67	98.03
华南地区	光伏	577.06	99.38	2,225.81	99.27	1,991.91	99.12	1,887.86	99.05
华中地区	风电	294.66	97.99	1,333.75	97.89	1,264.17	97.58	1,223.54	97.50
	光伏	215.58	98.35	1,163.28	99.07	1,227.38	99.16	1,096.54	98.13
西北地区	风电	360.67	99.17	1,647.92	98.89	1,772.99	98.76	1,664.85	98.58
	光伏	315.71	99.09	1,461.86	99.14	1,331.00	99.00	1,484.97	98.66
西南地区	风电	927.98	98.40	2,565.03	98.47	2,636.04	98.31	3,086.76	98.89
	光伏	324.53	98.49	1,422.76	99.26	1,329.52	99.23	/	/

注 1: 平均发电小时数 = Σ 发电量 \div Σ 发电设备平均装机容量, 数据由生产口径获取;

注 2: 平均产销率 = Σ 上网电量 \div Σ 发电量, 数据由生产口径获取。

2、热力产品

发行人热力产品均位于吉林省内，通过热电联产机组提供热能。最近三年一期，发行人热力产品分地区、分业务条线的产能利用率及产销率情况如下：

单位：万吉焦

项目	所述地区	产能	产量	销量	产能利用率	产销率
2023年1-3月	吉林省	4,520.58	1,367.22	1,370.45	30.24%	100.23%
2022年度	吉林省	4,520.58	3,050.51	2,976.54	67.48%	97.57%
2021年度	吉林省	4,520.58	3,519.71	3,496.26	77.86%	99.33%
2020年度	吉林省	4,520.58	3,264.12	3,260.95	72.21%	99.90%

注1：产能数取期末值，产量及销量数取期间发生额；

注2：2023年1-3月热力产品产销率超过100%，系因2023年度预结算了部分2022年度热力产品。

发行人热力业务均位于吉林省内，冬季向居民及工业用户提供采购供暖、工业蒸汽，夏季仅向工业用户提供工业蒸汽，2020-2022年度热力业务整体产能利用率在60-80%之间，符合行业特征。

（二）本次募投项目实际产能需求与当地经济发展趋势相符

发行人本次募投项目消纳产品包括风电、光伏发电产品及绿氢合成氨产品，项目实施所在地位于吉林省和广西壮族自治区内。具体情况如下：

序号	募集资金投资项目	消纳产品	项目所在省份	项目所在地区
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	绿氢合成氨产品、风电及光伏发电余额上网	吉林省	白城市
2	扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目	风电	吉林省	松原市
3	吉林长岭10万千瓦风电项目	风电	吉林省	松原市
4	白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目	风电	吉林省	白城市
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	光伏发电	广西壮族自治区	南宁市

1、吉林省大力推动新能源发电及氢能利用产品的建设和消纳

吉林省位于我国东北地区中部，是全国少数新能源资源种类较为齐全和丰富的省份之一。依据《吉林省人民政府办公厅关于印发吉林省新能源产业高质量发展战略规划（2022—2030年）的通知》（简称“《吉林省新能源产业战略

规划》”），吉林省风能潜在开发量约 2 亿千瓦，可装机容量约 6,900 万千瓦；太阳能潜在开发量约 9,600 万千瓦，可装机容量约 4,600 万千瓦；西部地区（含本次募投项目所在地：白城、松原）人口稀少、地势平坦，草原、湿地、盐碱地、沼泽地等未利用土地较多，可开发风电、光伏发电的土地面积达 9,230 平方公里以上，且相对集中，非常有利于大型风电光伏基地化建设。

依据《吉林省新能源产业战略规划》，吉林省将以西部白城、松原、双辽为中心，充分发挥区域风资源土地资源的优势，突出大型风电基地和装备制造产业一体布局、规模化发展，不断加快实施“陆上风光三峡”工程¹，推动风电开发扩容增效，计划到 2025 年，风电装机容量累计达到 2,200 万千瓦以上，风电利用率保护在 90%以上。同时，吉林省将在西部地区因地制宜建设一批绿色直供电示范工厂和示范园区，吸引承接高载能产业和项目，开展发供用高比例新能源示范，推动风电在终端直接应用，逐步实现直接供应和燃煤自备电厂替代；推进汽车、石化、钢铁、冶金、新材料等领域以及供暖供热领域风电替代，稳步提升使用比例，实现省内就地就近消纳。此外，吉林省还将加快“中国北方氢谷”建设，采取电解水制氢先进技术，推进白城、松原等地区“风光氢储”产业化发展，打造国家级绿氢规模化供应基地；推进化工、交通等重点领域绿氢替代，促进西部绿氢生产基地和中东部规模应用氢需求有效衔接，实现风电就地制氢、全域消纳。

依据吉林省人民政府《“氢动吉林”中长期发展规划（2021-2035 年）》，吉林省将在近期（2021-2025 年）逐步构建氢能产业生态，产业布局初步成型，产业链逐步完善，产业规模快速增长；在中期（2026-2030 年）全省氢能产业实现跨越式发展，产业链布局趋于完善，产业集群形成规模；在远期（2031-2035 年）将吉林省打造成国家级新能源与氢能产业融合示范区，在氢能交通、氢基化工、氢赋能新能源发展领域处于国内或国际领先地位，成为全国氢能与新能源协调发展标杆和产业链装备技术核心省份，“一区、两轴、四基地”发展格局基本形成，氢能资源网格化布局延伸全域，提升通化、白山、延边等地资源开发利用水平。

¹ 积极打造吉林省内消纳基地、新能源外送基地、新能源转化基地 3 个千万千瓦级新能源基地，在装机容量和发电量上超过水上三峡，形成“陆上风光三峡”。

2、广西壮族自治区全面加快推进新能源项目建设

广西壮族自治区位于我国南部沿海，光照充足、自然资源较好。为贯彻落实国家碳达峰、碳中和战略，广西壮族自治区发展改革委制定了《广西壮族自治区加快推进既有陆上风电、光伏发电项目及配套设施建设方案》，要求全面加快既有陆上风电和光伏发电项目建设，力争 2020 年及以前获得建设指标的项目全部在 2023 年底前建成并网，纳入 2021 年建设方案的项目 2023 年前实现全部开工，“十四五”期间全部建成投产。其中，2022 年和 2023 年分别新增并网新能源规模力争达到 400 万千瓦和 600 万千瓦。根据广西省政府印发的《广西可再生能源发展“十四五”规划》，截至 2020 年末，广西已建成光伏发电装机规模 205 万千瓦，至 2025 年光伏装机规模计划达到 1,500 万千瓦。广西“十四五”期间计划建设光伏发电项目规模超过 6 倍于截至 2020 年末已建成规模，当地光伏项目的开发建设处于大力推进的快速发展阶段。

3、项目所在地用电需求总体呈增加趋势

依据吉林省及广西壮族自治区统计局的相关数据，2020 年度、2021 年度、2022 年度及 2023 年 1-3 月，募投项目所在地全社会用电需求总体呈增加趋势，具体情况如下：

单位：亿千瓦时

项目	2023 年 1-3 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	全社会用电量	同比增速	全社会用电量	同比增速	全社会用电量	同比增速	全社会用电量	同比增速
吉林省	242.35	5.3%	852.24	1.1%	843.18	4.7%	805.40	3.2%
其中：白城市	17.16	16.7%	56.85	4.3%	54.53	3.6%	52.63	5.9%
松原市	19.17	2.4%	66.89	0.8%	66.35	5.1%	63.14	5.5%
广西壮族自治区	547.46	8.2%	2,216.92	-0.9%	2,236.23	10.2%	2,025.25	6.2%

4、“绿氨”符合国家支持方向

2012 年，工信部制定的《合成氨行业准入条件》要求“原则上不得新建以天然气和无烟块煤为原料的合成氨装置”，并“加快落后产能退出”，从工艺条件、能耗消耗和资源综合利用、环境保护、安全生产等方面加大了对传统合成氨工艺的限制。

2022 年 8 月，工信部、国家发改委、生态环境部联合发布的《工业领域碳

达峰实施方案》中指出，鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢，优化煤化工、合成氨、甲醇等原料结构。

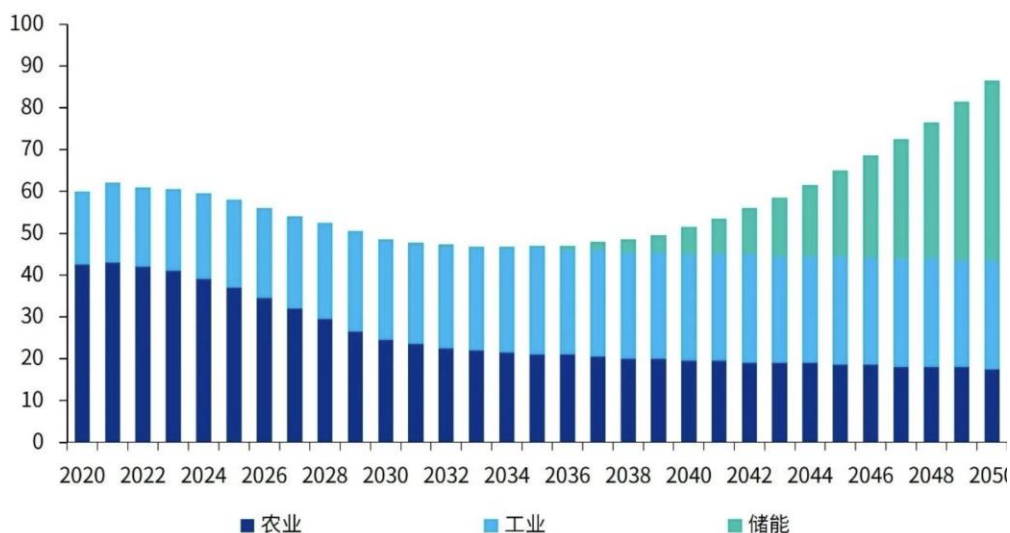
传统工艺使用煤、天然气、油等为原料生产合成氨，生产过程中产生较多的二氧化硫、一氧化碳等污染物的排放，对环境存在一定影响。其中，新建以石油、天然气为原料的氮肥，采用固定层间歇气化技术合成氨，铜洗法氨合成原料气净化工艺被列入限制类。天然气常压间歇转化工艺制合成氨被国家列入淘汰类工艺。除此之外的合成氨工艺为允许类，但各省限制均较为严格，其中内蒙古、江西、河南、山东等已经明确发布政策对合成氨或者氮肥产能进行限制，不再新增。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目利用风电、光伏发电机组产生的“绿电”电解水制取“绿氢”，再将“绿氢”与氮气合成“绿氨”产品，属于《产业结构调整指导目录（2019）》中鼓励类的“氢能、风电与光伏发电互补系统技术开发与应用”，符合《氢能产业发展中长期规划》中提出的“在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模”、“探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范”的政策方向，具有较强的示范效应。

此外，目前碳排放权交易还未包括化工企业、碳税也暂未收取，未来随着国家能耗双控向碳排放双控转变，碳排放权交易政策将很有可能在化工行业落地，也将有利于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目提升市场竞争力。

5、“绿氨”产品市场空间广阔

氨作为一种重要的无机化工产品，在我国的经济发展中占据了较高比重。中国合成氨产业链下游分为农业用氨和工业用氨两大应用领域，包括尿素、碳酸铵、碳酸氢铵等氮肥生产主体、磷酸二铵生产主体及硝酸铵生产主体。其中农业用氨是目前我国合成氨行业的主要消费市场。根据 Rocky Mountain Institute 发布的研究报告，从 2020 年的数据来看我国农业用氨占比 71%，工业用氨占比 29%，未来随着化肥效能的进一步提升，农业用氨占比将逐年减少，而本项目储能用的“绿氨”将逐渐进入快速发展期，到 2050 年达到 50%的占比，是未来合成氨应用的主要方向。



数据来源：Rocky Mountain Institute, Statista

6、同行业公司项目情况

大安风光制绿氢合成氨一体化项目为绿电制绿氢合成氨项目为风光资源通过“绿氢”、“绿氢”消纳的示范性项目，目前国内外尚未有公开披露效益数据的可比项目。同时，该项目主要利用自然界的风光资源，电解水制氢合成氨，与目前市场上以煤炭为原料合成氨、以天然气为原料合成氨的项目在生产工艺、能源利用、环境影响、国家政策支持等方面上存在较大差异，效益无法直接比较。

发行人本次风电、光伏发电项目的预计效益与同行业可比公司的对比情况如下：

单位：%

序号	可比公司	2022年		2021年		2020年	
		风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏
1	申能股份	56.72	53.23	59.45	54.91	56.32	54.54
2	金开新能	67.61	58.09	69.25	58.62	68.55	60.92
3	江苏新能	56.27	55.49	67.12	52.92	59.48	53.91
4	中闽能源	65.05	52.35	65.67	53.97	68.14	57.22
5	节能风电	58.09	/	55.25	/	52.16	/
6	豫能控股	42.93	/	38.83	/	/	/
7	三峡能源	61.54	53.20	60.40	55.52	/	/
8	湖北能源	53.21	51.81	62.79	52.83	/	/
9	浙江新能	50.92	55.78	61.94	56.35	/	/

序号	可比公司	2022 年		2021 年		2020 年	
		风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏
10	桂冠电力	51.48	61.53	53.61	33.91	28.30	
募投项目中风电项目平均毛利率							52.76
可比公司风力发电项目平均毛利率							57.35
发行人/可比公司							92.00
募投项目中光伏发电项目平均毛利率							49.06
可比公司光伏发电项目平均毛利率							54.36
发行人/可比公司							90.25

根据可比公司数据，风力发电业务的平均毛利率为 57.35%，光伏发电业务的平均毛利率水平为 54.36%，本次募投项目中风力发电项目平均毛利率为 52.76%，光伏发电项目平均毛利率为 49.07%，稍低于可比公司毛利率水平，系因发行人近年新能源补贴“退坡”，发行人本次募投项目均为平价上网项目，不含可再生能源补贴，毛利率较含补贴项目低，而同行业可比公司的整体新能源业务包含往期投产的含补贴收入的项目，故整体毛利率较高。因此，发行人募投项目毛利率低于同行业平均水平具有合理性，发行人募投项目效益测算结果谨慎合理。

7、募投项目消纳量化分析

本次募投项目“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”风电、光伏发电主要通过电解水制氢合成氨消纳，电量余额上网，电网消纳压力较小。该募投项目拟分两期建设，一期合成氨产品产能约为 18 万吨/年。发行人积极拓展下游客户，目前已与大庆市昊峻经贸有限公司、呼伦贝尔源泰商贸有限公司等 6 家公司签署意向协议，意向销量达到 78 万吨/年，可满足本项目产品消纳需求。

依据《扶余市三井子风电场五期 100MW 风电项目可行性研究报告》及《吉电股份吉林长岭 10 万千瓦风电工程可行性研究报告》，本次募投项目“扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目”及“吉林长岭 10 万千瓦风电项目”合计建设装机 200MW，预计并网后合计年发电量约为 2.8 亿千瓦时。项目均接入吉林省电网，并由国家电网公司调度，在吉林省内及通过鲁固直流送往山东消纳。根据《扎鲁特~青州±800kV 特高压直流输电工程可行性研究报告》预测：“2020 年山东省约有 33,600MW 的电力市场空间”，可满足项目电力消纳。

依据《白城绿电产业示范园区配套 1000MW 电源一期 100MW 风电项目工程可行性研究报告》，本次募投项目“白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目”建设装机 100MW，预计并网后合计年发电量约为 2.8 亿千瓦时，为白城千万千瓦新能源消纳基地白城绿电产业园的一部分，主要供应示范园区内负荷。根据白城绿电产业示范园区建设用地规划及产业发展规划：绿电产业园区 2022 年最大负荷约 35.7MW，年用电量 2.5 亿千瓦时；至 2025 年，园区最大负荷为 781MW，年用电量为 55 亿千瓦时；至 2030 年，园区用电负荷 8,831MW。本次募投项目消纳前景较好。

依据《邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（一期 150MW）可行性研究报告》及《邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（二期 150MW）可行性研究报告》，本次募投项目“邕宁吉电百济新平农光互补发电项目”位于广西壮族自治区南宁市，一期、二期项目合计建设装机 300MW，预计并网后合计年发电量约为 349GWh。根据负荷预测及电力平衡结果，南宁市 500kV 电网 2021 年、2025 年及 2030 年缺电量分别为 16,207GW.H、25,671GW.H、36,053GW.H，存在较大电力缺口，可满足本次募投项目的消纳。

综上所述，发行人的实际产能需求与所在地经济发展趋势相符。

（三）拟采取的产能消纳措施

1、电力产品

发行人将积极了解募投项目所在省内外电力供需情况，跟踪外送通道建设进度，积极推进电力产品通过电网、工业园区、氢能利用等方式的消纳。同时，发行人还将做好安全生产管理，加强电站设备维护，升级，提升机组负荷快速响应能力，确保机组应发尽发、稳发满发，不断强化隐患排查、缺陷治理、风险防控各项工作力度，提升机组安全运行水平。

2、合成氨产品

国内市场方面，发行人将加大提升产品营销能力，加快建立以市场为导向的营销体系，完善公司的营销网络建设，培养一批经验丰富的营销队伍，并积极与下游厂商签署长期合作协议，促进合成氨产品的销售。同时，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品为绿色低碳产品，在当前碳达峰、碳中和的背

景下，绿色低碳产品对一些受碳排放制约的下游用户十分有吸引力。发行人将加强宣传力度，不断提升对绿色产品要求较高的客户比例。海外市场方面，发行人将积极办理“绿氨”资格认证，将“绿氨”产品销往日本、欧盟等存在较高“绿氨”产品溢价区域。

（四）是否存在弃风弃电的风险

1、“双碳”政策鼓励新能源发展

2021年9月22日，中共中央、国务院印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，意见指出到2025年，单位国内生产总值二氧化碳排放将比2020年下降18%，非化石能源消费比重达到20%左右，到2030年，单位国内生产总值二氧化碳排放将比2025年下降65%以上，非化石能源消费比重达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上；到2060年，非化石能源消费比重达到80%以上，“碳中和”目标顺利实现。

2、国家政策要求风电及光伏发电量全额消纳

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号）、《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150号）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807号）等法律法规规定，风力发电及光伏发电应全额消纳。

3、近年来我国电力行业弃风弃光现象已有效改善

近年来，国家先后颁布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》《清洁能源消纳行动计划（2018—2020年）》《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》等相关政策。自2017年起，我国弃风弃光现象有效改善。根据国家能源局的统计，2022年全国风电平均利用率96.8%、光伏发电平均利用率98.3%，弃风弃光率相对较低。

综上所述，本次募投项目符合国家战略要求，受到政策有力保障，弃风弃光风险较低。针对可能出现的弃风弃光风险，发行人已制定相关防范措施，并

在《募集说明书》“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“六、募投项目相关风险”之“（一）募投项目新增产能消纳不及预期的风险”中披露如下：

“1、募投项目新增产能消纳不及预期的风险

公司本次募投项目将新增新能源发电项目产能，项目建成后主要通过当地电网、工业园区等方式进行消纳，部分项目同时建设配套储能电站。后续项目运营过程中，可能存在因为宏观经济、政策环境、自然条件、市场环境、**所在地电网弃风弃光**等方面因素影响，导致项目电力消纳不及预期的风险。”

（五）核查过程及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人履行了以下核查程序：

- （1）取得发行人分地区、分业务条线的发电小时数及产销率相关数据；
- （2）查阅发行人募投项目所在地关于新能源发电及氢能利用的相关政策文件、所在地电力全社会用电变化情况；
- （4）查阅“绿氨”产品相关的政策文件、研究报告；
- （5）查阅同行业可比项目经营数据，与发行人本次募投项目相关数据进行对比；
- （6）查阅本次募投项目《可行性研究报告》，分析本次募投项目的消纳情况；
- （7）获取发行人关于本次产品消纳措施的说明；
- （8）查阅相关政策及市场分析报告，分析发行人新能源业务是否存在弃风弃光风险。

2、核查意见

经核查，保荐人认为：

- （1）发行人已分地区、分业务条线列示发电小时数及产销率情况；
- （2）吉林省大力推动新能源发电及氢能利用产品的建设和消纳，广西壮族自治区全面加快推进新能源项目建设。项目所在地用电需求总体呈增加趋势；

- (3) “绿氨”符合国家支持方向、产品市场空间广阔；
- (4) 发行人本次风电、光伏发电项目的预计效益与同行业可比公司无重大差异；
- (5) 发行人的实际产能需求与所在地经济发展趋势相符；
- (6) 发行人已制定了产能消纳措施，新能源项目弃风弃光风险较低。

六、列示本次募投项目的具体投资构成明细，结合各明细项目所需资金的测算假设及主要计算过程，说明各项投资支出的必要性和合理性，是否包含董事会前投入的资金，非资本性支出和补流比例是否符合要求，是否存在过度融资的情形；

(一) 本次募投项目的具体投资构成明细，结合各明细项目所需资金的测算假设及主要计算过程，说明各项投资支出的必要性和合理性

发行人本次向特定对象发行股票的募集资金总额为不超过 600,000.00 万元（含本数），扣除发行费用后的募集资金净额用于以下项目：

单位：万元

序号	募集资金项目	项目动态总投资金额	拟投入募集资金
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	595,578.94	228,456.20
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	56,377.05	54,582.16
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	56,001.71	54,527.01
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	54,634.97	43,281.00
5	邕宁吉电百济新农光互补发电项目	129,100.42	39,153.63
6	补充流动资金	/	180,000.00
合计		891,693.09	600,000.00

上述各募投项目的具体投资数额安排明细、投资数额的测算依据和测算过程请详见附件“关于本次募投项目投资支出的说明”部分内容。

本次募投项目各明细项目的所需资金的测算均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等,由专业人员计算而来，具有必要性和合理性。

(二) 是否包含董事会前投入的资金

本次募投项目（不含补充流动资金部分）的资金使用进度情况如下表：

单位：万元

序号	项目	项目动态总投资金额	截至董事会前已投入金额	项目后期需投资金额	拟使用募集资金金额
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	595,578.94	7,353.34	588,225.60	228,456.20
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	56,377.05	980.38	55,396.67	54,582.16
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	56,001.71	385.25	55,616.46	54,527.01
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	54,634.97	10,348.46	44,286.51	43,281.00
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	129,100.42	75,303.98	53,796.44	39,153.63
合计		891,693.09	94,371.41	797,321.68	420,000.00

注：上表所称“董事会”指 2022 年 12 月 30 日公司召开的第九届董事会第五次会议。

本次募投项目总投资金额中拟使用募集资金的部分，不包含董事会前投入的资金，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

（三）非资本性支出和补流比例是否符合要求，是否存在过度融资的情形

1、非资本性支出和补流比例是否符合要求

本次发行募投项目的动态总投资金额为 891,693.09 万元，拟投入募集资金 420,000.00 万元用于工程建设、购买设备等资本性支出。项目建设所需的非资本性支出部分由公司以自有或自筹资金投入。

本次发行同时拟募集资金 180,000.00 万元用于补充流动资金，属于非资本性支出，占本次发行募集资金总额的比例不超过 30%，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求。

2、是否存在过度融资的情形

（1）可支配资金总额和货币资金使用规划

截至 2023 年 3 月 31 日，公司货币资金余额为 118,647.20 万元，拟用于偿还银行贷款、支付日常营运费用及其他重大自筹资金投资项目和电站投资开发业务。

(2) 未来的资金需求

①最低现金保有量

最低现金保有量系公司为维持其日常营运所需要的最少货币资金，计算公式为：最低现金保有量=年付现成本总额÷货币资金周转次数。货币资金周转次数（即“现金周转率”）主要受净营业周期（即“现金周转期”）影响，净营业周期系外购承担付款义务，到收回因销售商品或提供劳务而产生应收款项的周期，故净营业周期主要受到存货周转期、应收款项周转期及应付款项周转期的影响。净营业周期的长短是决定公司现金需要量的重要因素，较短的净营业周期通常表明公司维持现有业务所需货币资金较少。

根据公司 2022 年财务数据测算，公司在现行运营规模下日常经营需要保有的最低货币资金为 314,805.01 万元，具体测算过程如下：

财务指标	计算公式	计算结果
最低现金保有量（万元）	①=②÷③	314,805.01
2022 年度付现成本总额（万元）	②=④+⑤-⑥	1,019,968.24
2022 年度营业成本（含营业税金及附加）（万元）	④	1,149,308.61
2022 年度期间费用总额（万元）	⑤	206,628.96
2022 年度非付现成本总额（万元）	⑥	335,969.33
货币资金周转次数（现金周转率）	③=360÷⑦	3.24
现金周转期（天）	⑦=⑧+⑨-⑩	111.08
存货周转期（天）	⑧	10.72
应收款项周转期（天）	⑨	204.88
应付款项周转期（天）	⑩	104.52

注 1：期间费用包括管理费用、研发费用、销售费用以及财务费用；

注 2：非付现成本总额包括当期固定资产折旧、油气资产折耗、生产性生物资产折旧、使用权资产折旧、无形资产摊销以及长期待摊费用摊销；

注 3：存货周转期=360*平均存货余额/营业成本；应收款项周转期=360*平均应收账款账面余额/营业收入；应付款项周转期=360*平均应付账款账面价值/营业成本。

②未来三年新增营运资金需求

在其他经营要素不变的情况下，根据发行人最近三年（2020 年至 2022 年）经营情况，结合对未来三年（2023 年至 2025 年）市场情况的预判以及公司自身的业务规划，采用销售百分比法对发行人未来三年的运营资金缺口情况进行测算，具体情况如下：

2020年至2022年，公司营业收入的复合增长率为21.92%。基于谨慎性考虑，假设公司未来三年的复合增长率为20%，即公司2023年至2025年预测营业收入分别为1,794,570.44万元、2,153,484.53万元和2,584,181.44万元。

同时假设预测期相关财务数据比例与2022年度完全相同，各计算指标情况如下：

项目	基期（2022年度）	
	金额（万元）	占营业收入百分比
营业收入	1,495,475.37	100.00%
经营性流动资产合计	918,401.44	61.41%
其中：应收票据	7,324.35	0.49%
应收账款	866,821.79	57.96%
预付账款	17,611.19	1.18%
存货	26,644.11	1.78%
经营性流动负债合计	384,396.63	25.70%
其中：应付账款	347,725.68	23.25%
合同负债	36,670.95	2.45%
流动资金占用额	534,004.81	35.71%

综合考虑以上因素，在其他经营要素不变的情况下，公司2023年至2025年流动资金占用情况如下所示：

单位：万元

项目	2022年度	2023年度预计	2024年度预计	2025年度预计
营业收入	1,495,475.37	1,794,570.44	2,153,484.53	2,584,181.44
经营性流动资产合计	918,401.44	1,102,081.73	1,322,498.07	1,586,997.69
其中：应收票据	7,324.35	8,789.22	10,547.06	12,656.48
应收账款	866,821.79	1,040,186.15	1,248,223.38	1,497,868.05
预付账款	17,611.19	21,133.43	25,360.11	30,432.14
存货	26,644.11	31,972.93	38,367.52	46,041.02
经营性流动负债合计	384,396.63	461,275.96	553,531.15	664,237.38
其中：应付账款	347,725.68	417,270.82	500,724.98	600,869.98
合同负债	36,670.95	44,005.14	52,806.17	63,367.40
流动资金占用额	534,004.81	640,805.77	768,966.93	922,760.31
未来三年新增营运资金合计			388,755.50	

注：上述营业收入的假设及测算仅为测算本次向特定对象发行股票募集资金用于补充流动资金的合理性，不代表公司对 2023-2025 年经营情况及趋势的判断，亦不构成盈利预测。

根据以上测算情况，预计发行人未来三年新增营运资金合计约为 388,755.50 万元，未来三年营运资金缺口较大，且公司本次用于补充流动资金的募集资金金额为 180,000.00 万元，低于公司流动资金需求。

③投资项目资金需求

截至 2023 年 3 月 31 日，公司已披露的投资项目包括本次融资的募投项目以及吉西基地鲁固直流风光热外送等项目，预计项目开展前期对资金的需求量较大。

④偿还借款需要

截至 2023 年 3 月末，公司短期借款余额为 700,699.59 万元，长期借款余额为 2,943,432.40 万元，为保障公司按期履行还款义务、降低流动性风险，公司需为此预留资金。

综合考虑公司货币资金情况以及保障未来公司最低现金保有量、未来三年新增营运资金需求、公司投资建设项目的资金需求和偿还借款需要等，公司当前的货币资金仍存在一定的缺口。

综上所述，公司现有货币资金均具有合理用途，随着公司业务规模的持续扩张，未来的资金需求量将进一步增加，本次融资有利于缓解公司规模扩张带来的资金压力，保证公司未来稳定可持续发展，具有必要性与合理性，不存在过度融资的情形。

（四）中介机构核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和会计师主要履行了以下核查程序：

（1）查阅了吉电股份关于《吉林电力股份有限公司关于公司向特定对象非公开发行 A 股股票方案的议案的董事会决议；

（2）查阅本次募投项目可行性分析报告，复核项目投资概算明细表及相关测算过程；

- (3) 获取了本次募投项目董事会前已投金额测算表；
- (4) 访谈本次募投项目实施主体的相关负责人，了解项目开工建设情况；
- (5) 测算未来的资金需求量，分析是否存在过度融资。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

- (1) 本次募投项目具体投资构成明细、各明细项目所需资金的测算假设和测算过程具有合理性，各项投资支出的具有必要性和合理性；
- (2) 本次募集资金不包含董事会前投入的资金；
- (3) 本次募投项目非资本性支出和补充流动资金的比例未超过本次发行募集资金总额的 30%，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求；
- (4) 本次发行不存在过度融资的情形。

七、结合行业产业政策、已有同类项目投资和盈利情况，说明本次募投项目是否纳入或拟纳入财政补贴范围，单位投资规模与同类项目对比是否存在差异，是否存在重复建设的情形；

(一) 行业产业政策

2020 年 9 月，习近平总书记在联合国大会上提出：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，争取在 2060 年前实现碳中和”，为中国未来实现低碳转型及促进经济高质量发展、生态文明建设明确了目标。风电、光伏及绿氢应用是我国落实国家战略部署、实现双碳目标（“碳达峰、碳中和”）的重要手段，享受国家政策的大力扶持。其中，风电、光伏行业在经历了早期的高速发展阶段后，目前国家产业政策从过去支持规模快速扩张，转向引导行业向高质量、可持续方向发展；氢能利用处于初步发展阶段，国家陆续出台鼓励氢能产业发展政策。主要行业政策包括：

1、供给端：国家相关政策陆续出台，支持新能源电站建设

2021 年 2 月，国务院发布了《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体

系的指导意见》指出，提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。

2022年7月，国家市场监督管理总局等多部门联合发布《关于印发贯彻实施〈国家标准化发展纲要〉行动计划的通知》，指出加强新型电力系统标准建设，完善风电、光伏、输配电、储能、氢能、先进核电和化石能源清洁高效利用标准。

2、消纳端：全面提升可再生能源电力消纳能力

2019年至2021年三年间，国家发改委、国家能源局先后发布了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知（发改能源〔2019〕807号）》《关于印发各省级行政区域2020年可再生能源电力消纳责任权重的通知（发改能源〔2020〕767号）》《关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知（发改能源〔2021〕704号）》进一步压实消纳责任，保障新能源电力的消纳量。

（1）大力发展新型储能，缓解绿电消纳

2022年3月，国家能源局发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》指出要加大力度发展电源侧新型储能，促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地的开发消纳和大规模海上风电的开发消纳。

（2）扩展新能源产业链，缓解绿电消纳

2022年3月，国家发展改革委、国家能源局发布了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，指出氢能正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一，氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向，规划明确提到2025年可再生能源制氢量达到10-20万吨/年，2035年可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

（3）绿氢合成氨是合成氨行业降碳改造升级的重要方向

2022年2月，国家发改委发布的《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》中提出，开展绿色低碳能源制合成氨技术研究和示范；优化合成氨原料结构，

增加绿氢原料比例；加大可再生能源生产氨技术研究，降低合成氨生产过程碳排放；确定了到 2025 年，合成氨行业能效标杆水平以上产能比例达到 15%的工作目标。

2022 年 8 月，工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部联合发布的《工业领域碳达峰实施方案》中指出，鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢，优化煤化工、合成氨、甲醇等原料结构。

3、交易端：平价上网政策引导行业向高质量、可持续方向发展

2019 年 1 月，国家发改委与国家能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号），要求“积极推进风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目建设”。在资源条件优良和市场消纳条件保障度高的地区，引导建设一批上网电价低于燃煤标杆上网电价的低价上网试点项目。引导行业向高质量、可持续方向发展。

综上，公司本次融资继续投资新能源及新能源消纳相关领域，符合国家能源行业政策方向，具有合理性和必要性。

（二）已有同类项目情况

已有同类项目情况以及与发行人募投项目的对比情况，详见本题回复中“八、结合产品毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，对效益预测中与现有业务或同行业可比公司差异较大的关键参数进行对比分析，就相关参数变动的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎”之“（二）募投项目相关参数与公司现有业务对比”和“（三）与同行业可比公司进行对比分析”的相关内容。

（三）本次募投项目所涉补贴情况

根据《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号），“2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和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”。

发行人本次募投项目的核准、备案时间全部在 2021 年 1 月之后，不再享有

中央财政补贴。因此，本次募投项目的效益测算均未涉及电价财政补贴。

（四）单位投资规模情况

1、本次募投项目单位投资规模

公司本次募投项目的单位投资规模情况如下：

序号	募集资金项目		规模		项目动态总投资金额 (万元)	单位动态投资	
			MW	万吨		元/kW	元/吨
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	风电	700	/	317,853.55	4,540.77	/
		光伏	100	/	42,745.94	4,274.59	/
		合成氨	/	36	234,979.45	/	6,527.21
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目		100	/	56,377.05	5,637.71	/
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目		100	/	56,001.71	5,600.17	/
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目		100	/	54,634.97	5,463.50	/
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		300	/	129,100.42	4,303.35	/
本次募投项目中风电项目单位投资规模						4,848.67	/
本次募投项目中光伏项目单位投资规模						4,296.16	/
本次募投项目中合成氨部分单位投资规模						/	6,527.21

发行人本次募投项目新能源发电部分的单位投资在 4,274.59 元/kW 至 5,637.71 元/kW 区间，其中，风电项目整体的单位投资规模为 4,848.67 元/kW，光伏项目整体的单位投资规模为 4,296.16 元/kW。

2、募投项目单位投资规模与发行人同类项目的对比

（1）风电项目对比

本次风电募投项目单位投资规模与发行人可比的已有及在建项目比较如下：

单位：元/kw

序号	项目名称	单位投资规模
1	吉西基地鲁固直流 140 万千瓦外送项目（风电 200MW、光伏 100MW、光热 100MW）	4,741.40
2	吉林通榆更生东风电场工程项目	7,264.78
3	河北张北二期光伏	7,955.00
4	吉电镇赉架其 100MW 风电储能平价发电项目	7,537.78
平均值		6,874.74

序号	项目名称	单位投资规模
	本次募投项目中风电项目单位投资规模	4,848.67

发行人风电募投项目单位投资规模低于公司已有风电项目，主要一方面系随着近年新能源项目设备制造和工程建设的技术进步，单位投资规模有所下降；另一方面，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目风电部分的装机规模大，单位造价相对较低。

(2) 光伏发电项目对比

本次光伏发电募投项目单位投资规模与发行人可比的已有及在建项目比较如下：

单位：元/kw

序号	项目名称	单位投资规模
1	阜新杭泰 70MW 农光互补发电项目	4,400.00
2	寿光恒远 200MW 地面光伏发电项目	4,723.44
3	广西崇左响水 150MW 平价光伏项目	3,805.20
4	辽宁阜新 100MW 光伏	4,054.00
5	寿光兴鸿 200MWp 光伏电站项目	4,703.84
	平均值	4,337.30
	本次募投项目中光伏发电项目单位投资规模	4,296.16

发行人光伏发电募投项目单位投资规模与公司已有同类项目接近，募投项目投资测算合理。

(3) 制绿氢合成氨部分

本次募投项目中绿氢合成氨部分，公司未开展同类项目。

3、募投项目单位投资规模与同行业同类项目的对比

(1) 风电项目对比

本次风电募投项目单位投资规模与同行业可比的风电项目比较如下：

单位：元/kw

序号	公司名称	项目名称	单位投资规模
1	北京京能电力股份有限公司	河南京能滑县 10 万千瓦风电项目	6,205.20
2	内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	库布齐沙漠基地鄂尔多斯新能源项目 120 万千瓦风电项目（二期	5,830.04

序号	公司名称	项目名称	单位投资规模
		暖水 60 万千瓦风电项目)	
3	广东水电二局股份有限公司	普定县猫洞来腰鼓 100MW 风电项目	5,959.25
4	云南能源投资股份有限公司	金钟风电场二期项目	6,374.08
5	北京京能电力股份有限公司	乌兰察布市岱海 150 万千瓦风电绿电进京基地项目	6,119.48
平均值			6,097.61
本次募投项目中风电项目单位投资规模			4,848.67

发行人风电募投项目单位投资规模低于同行业同类型项目，主要由于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目风电部分的装机规模大，单位造价相对较低。

(2) 光伏发电项目对比

本次光伏发电募投项目单位投资规模与发行人可比的已有及在建项目比较如下：

单位：元/kw

序号	公司名称	项目名称	单位投资规模
1	国家能源集团长源电力股份有限公司	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	4,810.30
2	青岛高测科技股份有限公司	宜宾（一期）25GW 光伏大硅片项目	4,000.00
3	广州恒运企业集团股份有限公司	怀集恒丰 70MW 农光互补光伏发电项目	4,395.49
4	河南豫能控股股份有限公司	阳光校园（一期）屋顶分布式光伏发电项目	4,309.52
5	广州发展集团股份有限公司	阳山太平光伏复合二期 50MW 扩建项目	4,340.00
平均值			4,371.06
本次募投项目中光伏发电项目单位投资规模			4,296.16

发行人光伏发电募投项目单位投资规模与同行业同类项目接近，募投项目投资测算合理。

(3) 制绿氢合成氨部分

本次募投项目中绿氢合成氨部分，目前国内外尚未有公开披露单位投资数据的可比项目。同时，该项目与目前市场上以煤炭为原料合成氨、以天然气为原料合成氨的项目在生产工艺、能源利用、环境影响、国家政策支持等方面上存在较大差异，单位投资规模无法直接比较。

（五）是否存在重复建设的情况

1、现有业务与前次募投项目情况

吉电股份以新能源、综合智慧能源、氢能、先进储能及火电、供热、生物质能、电站服务为主营业务。截至 2023 年 3 月末，发行人总装机容量达到 1,243.42 万千瓦，新能源装机规模达到 913.42 万千瓦，占发行人总装机比重 73.46%，已遍布全国 30 个省（自治区、直辖市），形成了新能源全国发展格局。

此外，发行人创新发展综合智慧能源，布局氢能产业链，开拓储能充换电业务，以绿色、清洁、低碳为核心理念，主动适应环境变化和市场竞争，为社会公众提供优质绿色能源，为地方经济发展贡献力量。除补充流动资金外，发行人前次募投项目均为投资新能源发电项目。

2、本次募投项目与现有业务、前次募投项目的关系

本次向特定对象发行股票募集资金扣除发行费用后将全部用于新能源发电项目、新能源制绿氢合成氨项目及补充流动资金。其中，本次募投新能源发电项目与前次募集资金使用方向相同，均为对发行人现有新能源业务的新建产能；发行人新能源发电业务的发电量由电网公司统一调度，发电量消纳均有保障，不会产生相互替代，不存在重复建设的情形。

新能源制绿氢合成氨项目系发行人利用“绿氢”、“绿氨”储能方式，促进新能源发电项目消纳的示范性项目，是发行人现有业务的延伸。公司本次募投项目符合国家发展绿色清洁能源，改善能源消费结构的发展战略。

本次募集资金投资项目全部实施完毕后，公司新能源装机规模将进一步扩大，能有效提高公司的电力市场供应能力，进一步增强市场竞争力，改善公司的财务状况，增强公司的抗风险能力。

3、本次募投项目实施主体及建设地点

本次募投项目（除补充流动资金外）的实施主体及建设地点情况如下表：

序号	项目名称	实施主体	建设地点	与公司现有业务是否重叠
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	大安吉电绿氢能源有限公司	大安市两家子镇、乐胜乡、海坨乡、吉林西部（大安）清洁能	否

序号	项目名称	实施主体	建设地点	与公司现有业务是否重叠
			源化工产业园	
2	扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目	扶余吉电新能源有限公司	吉林省扶余市三井子镇	否
3	吉林长岭10万千瓦风电项目	长岭县吉清能源有限公司	吉林省松原市长岭县	否
4	白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目	白城吉电绿电能源有限公司	吉林省白城市洮北区	否
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	南宁吉昇新能源有限公司	广西壮族自治区南宁市邕宁区百济镇	否

综上，本次募投项目中的新能源发电项目，其产品由电网统一调度，发电量消纳均有保障，不会产生相互替代；新能源制绿氢合成氨项目作为示范项目，是发行人现有业务的延伸。本次募投项目在实施主体、建设地点等方面与公司前次募投项目及现有业务不存在重叠，不存在重复建设的情形。

（六）中介机构核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和会计师主要履行了以下核查程序：

- （1）查阅了发行人主营业务及本次募投项目所属行业产业政策及补贴政策；
- （2）查阅了发行人同类项目盈利情况及同类项目的公开信息；
- （3）查阅本次募投项目可行性研究报告、行业资料、发行人信息披露文件；
- （4）访谈发行人管理层，了解本次募投项目之间及募投项目与现有业务的区别与联系，了解募投项目建成后与现有业务的整体安排。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

- （1）本次募投项目符合行业产业政策，与已有同类项目在单位投资规模和盈利水平上不存在明显差异；
- （2）本次募投项目未纳入财政补贴范围；
- （3）本次募投项目紧紧围绕主营业务开展，在实施主体、建设地点等方面与发行人前次募投项目及现有业务均不存在重叠，不存在重复建设的情形。

八、结合产品毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，对效益预测中与现有业务或同行业可比公司差异较大的关键参数进行对比分析，就相关参数变动的的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨慎；

（一）募投项目单位价格、单位成本及毛利率情况

1、新能源发电项目

新能源发电项目关键参数情况表如下：

募集资金项目	平均单位价格 元/kWh（不含税）	平均单位成本 元/kWh（不含税）	毛利率 （%）
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	0.2571	0.1119	56.46
吉林长岭 10 万千瓦风电项目	0.2732	0.1192	56.37
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	0.2301	0.1255	45.46
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（一期）	0.3723	0.1894	49.14
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（二期）	0.3723	0.1899	48.99
风电项目平均值	0.2535	0.1189	52.76
光伏发电项目平均值	0.3723	0.1897	49.07

2、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目关键参数情况如下：

募集资金项目		平均单位价格 （不含税）	毛利率（%）
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	新能源部分	0.3400 元/KWh	19.90
	制氢合成氨部分	3,115 元/T	

（二）募投项目相关参数与公司现有业务对比

1、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目暂无公司及行业的可比项目数据

大安风光制绿氢合成氨一体化项目为绿电制绿氢合成氨项目为风光资源通过“绿氢”、“绿氢”消纳的示范性项目，目前国内外尚未有公开披露效益数据的可比项目。同时，该项目主要利用自然界的风光资源，电解水制氢合成氨，与目前市场上以煤炭为原料合成氨、以天然气为原料合成氨的项目在生产工艺、能源利用、环境影响、国家政策支持等方面上存在较大差异，关键参数无法直接比较。

根据项目可行性研究报告，本项目全投资财务内部收益率为 3.55%，资本金财务内部收益率为 4.57%，项目预计毛利率为 19.90%；该项目为新能源发电的消纳端延伸，符合国家“双碳”目标和国家氢能产业中长期发展规划，具有合理性。

2、与公司整体新能源业务对比分析

公司现有风电及光伏业务毛利率情况表如下：

单位：%

项目	发行人已有业务					募投项目
	2023年 1-3月	2022年	2021年	2020年	区间	
风电	52.44	52.77	53.06	53.59	52.44—53.92	52.76
光伏发电	44.17	47.66	51.29	55.16	44.17—55.16	49.07

报告期内，公司风电业务毛利率为 52.44%—53.92%，光伏业务的毛利率为 44.17%—55.16%；本次募投项目中风力发电项目平均毛利率为 52.76%，光伏发电项目平均毛利率为 49.07%，与公司现有风电、光伏业务毛利率水平相近，募投项目效益测算谨慎合理。

3、与公司已有平价新能源项目对比分析

(1) 与公司已有风电平价项目对比

发行人风电募投项目与已有业务中装机容量相仿的风电平价项目对比如下：

单位：元/kWh

序号	项目名称	2022年		
		单位价格	单位成本	毛利率
	吉电镇赉架其 100MW 风电储能平价发电项目	0.3076	0.1523	50.48%
	发行人本次风电募投项目	0.2535	0.1189	52.76%

本次发行募投项目风电募投项目单位价格、单位成本、毛利率与可比平价风电项目无重大差异，发行人风电募投项目效益测算合理谨慎。

(2) 与公司已有光伏发电平价项目对比

发行人光伏发电募投项目与已有业务中装机容量相仿的光伏发电平价项目对比如下：

单位：元/kWh

序号	项目名称	2022年		
		售价	成本	毛利率
1	黑龙江安达市畜牧场 50MWp 光伏项目	0.2974	0.1489	49.93%
2	辽宁阜新 100MW 光伏	0.3234	0.1587	50.93%
平均值		0.3104	0.1538	50.43%
发行人本次光伏募投项目		0.3723	0.1897	49.07%

本次发行募投项目光伏发电募投项目单位价格、单位成本、毛利率与可比平价光伏发电项目无重大差异，发行人光伏发电募投项目效益测算合理谨慎。

(三) 与同行业可比公司进行对比分析

1、毛利率与同行业可比公司整体业务对比

本次募投项目与可比公司风电及光伏业务毛利率对比如下：

单位：%

序号	可比公司	2022年		2021年		2020年	
		风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏
1	申能股份	56.72	53.23	59.45	54.91	56.32	54.54
2	金开新能	67.61	58.09	69.25	58.62	68.55	60.92
3	江苏新能	56.27	55.49	67.12	52.92	59.48	53.91
4	中闽能源	65.05	52.35	65.67	53.97	68.14	57.22
5	节能风电	58.09	未披露	55.25	未披露	52.16	未披露
6	豫能控股	42.93	未披露	38.83	未披露	未披露	未披露
7	三峡能源	61.54	53.20	60.40	55.52	未披露	未披露
8	湖北能源	53.21	51.81	62.79	52.83	未披露	未披露
9	浙江新能	50.92	55.78	61.94	56.35	未披露	未披露
10	桂冠电力	51.48	61.53	53.61	33.91	28.30	未披露
可比公司风力发电项目平均毛利率							57.35
可比公司光伏发电项目平均毛利率							54.36
发行人风电募投项目平均毛利率							52.76
发行人光伏发电募投项目平均毛利率							49.07

根据可比公司数据，风力发电业务的平均毛利率为 57.35%，光伏发电业务的平均毛利率水平为 54.36%，本次募投项目中风力发电项目平均毛利率为 52.76%，光伏发电项目平均毛利率为 49.07%，稍低于可比公司毛利率水平，系

因发行人近年新能源补贴“退坡”，发行人本次募投项目均为平价上网项目，不含可再生能源补贴，毛利率较含补贴项目低，而同行业可比公司的整体新能源业务包含往期投产的含补贴收入的项目，故整体毛利率较高。因此，发行人募投项目毛利率低于同行业平均水平具有合理性，发行人募投项目效益测算结果谨慎合理。

2、单位价格与同行业可比公司整体业务对比

本次募投项目与可比公司 2022 年度平均上网电价对比如下：

序号	项目名称	平均上网电价（元/KWh）
1	申能股份	0.4849
2	金开新能	0.5881
3	江苏新能	0.6406
4	中闽能源	0.5669
5	节能风电	0.5022
6	豫能控股	0.4547
7	湖北能源	0.4958
8	浙江新能	0.5593
9	桂冠电力	0.4522
10	三峡能源	0.4880
	平均值	0.5233
	吉电股份	0.4967
	募投项目	风电 0.2535，光伏 0.3723

发行人募投项目的单位价格显著低于发行人整体平均上网电价和同行业平均上网电价，系由于发行人募投项目为平价项目，不含可再生能源补贴，上网价格较低。因此，发行人募投项目效益测算的单位价格假设与平价项目的现状相符，效益测算谨慎合理。

3、募投项目效益与同行业可比项目对比

发行人本次募投项目效益与同行业可比项目对比如下：

（1）光伏项目对比分析

公司名称	项目名称	单位价格 (元/kwh)	财务内部 收益率 (税后) (%)	税后投资 回收期 (年)
广东水电二局股份有限公司	广东省广州市增城区石滩镇沙头 80MW 农/渔光互补光伏发电项目	0.453	6.19	11.50
内蒙古电投能源股份有限公司	包头市青山区整县屋顶分布式光伏项目	未披露	5.74	13.15
广州发展集团股份有限公司	台山渔业光伏产业园四期项目	0.453	8.86	未披露
广东水电二局股份有限公司	粤水电巴楚县 20 万千瓦/80 万千瓦时配套储能和 80 万千瓦市场化并网光伏发电项目	0.262	6.06	12.90
中节能太阳能股份有限公司	民勤县整县分布式 96.4 兆瓦并网光伏发电项目	未披露	7.06	11.84
同行业可比项目平均值		0.3893	6.78	12.35
吉电股份	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（一期）	0.3723	7.20	11.61
	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（二期）	0.3723	7.16	11.65
发行人募投项目平均值		0.3723	7.18	11.63

发行人光伏发电募投项目单位价格为 0.3723 元/kwh，与同行业可比项目平均值 0.3893 元/kwh 相仿。光伏发电募投项目平均财务内部收益率为 7.44%，与同行业平均值 6.78%相仿，光伏发电募投项目平均税后投资回收期 11.63 年，与同行业平均值 12.35 年相仿。因此，发行人光伏募投项目测算的效益水平与同行业可比项目相仿，募投项目效益测算谨慎合理。

(2) 风电项目对比分析

公司名称	项目名称	平均价格 (元/kwh)	财务内部 收益率 (税后) (%)	税后投资 回收期 (年)
广东水电二局股份有限公司	猫洞来腰鼓 100MW 风电项目	0.3515	6.61	11.69
内蒙古电投能源股份有限公司	霍林河露天煤业南露天煤矿排土场 4MW 分散式风电示范项目	0.3319	7.16	11.24
内蒙古电投能源股份有限公司	内蒙古霍煤鸿骏电力分公司火电灵活性改造促进市场化消纳新能源试点 300MW 风电项目	未披露	9.34	9.59
云南能源投资股份有限公司	永宁风电场项目	0.2902	7.01	12.03
广东水电二局股份有限公司	新疆哈密十三间房一期 50MW 风电场项目	0.2500	6.59	11.46

公司名称	项目名称	平均价格 (元/kwh)	财务内部 收益率 (税后) (%)	税后投资 回收期 (年)
同行业可比项目平均值		0.3059	7.34	11.20
吉电股份	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	0.2571	10.81	9.33
	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	0.2732	10.77	9.34
	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	0.2301	8.06	10.51
发行人募投项目平均值		0.2535	9.88	9.73

发行人风电项目募投项目平均价格 0.2535 元/kwh，低于同行业可比公司 0.3059 元/kwh，主要是因发行人风电项目为平价项目。发行人风电项目募投项目平均财务内部收益率为 9.88%，高于同行业平均值 7.34%，募投项目投资回收期 9.73 年，低于同行业可比项目的平均值 11.20 年，主要因近年随着风电设备技术革新，单位投资规模下降，导致收益率上升。

（四）相关参数变动的的影响进行敏感性分析，说明效益测算是否合理谨

1、新能源募投项目敏感性分析

由于新能源发电项目收益率容易受到项目投资变动、上网产量及电价变动、经营成本变化等因素影响，结合实际情况对相关参数在-15%—15%的变动范围内进行敏感性分析

新能源发电项目相关参数在-15%—15%的变动范围内敏感性分析情况如下：

募集项目	变化幅度 (%)	投资变化分析			单位价格分析			经营成本变化分析		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	-15.00	8.10	13.23	34.66	10.97	8.36	16.30	9.17	11.10	26.17
	-10.00	8.51	12.34	31.13	10.36	9.19	19.18	9.22	11.00	25.82
	-5.00	8.92	11.54	27.97	9.82	10.01	22.14	9.28	10.91	25.48
	0.00	9.33	10.81	25.14	9.33	10.81	25.14	9.33	10.81	25.14
	5.00	9.73	10.14	22.59	8.89	11.60	28.16	9.39	10.71	24.79
	10.00	10.13	9.52	20.31	8.50	12.38	31.18	9.44	10.61	24.45
	15.00	10.53	8.95	18.27	8.14	13.14	34.20	9.50	10.52	24.11
吉林长岭 10 万千瓦风电项目	-15.00	8.11	13.18	34.83	10.99	8.33	16.51	9.18	11.07	26.39
	-10.00	8.52	12.30	31.32	10.37	9.16	19.39	9.24	10.97	26.04
	-5.00	8.94	11.50	28.17	9.83	9.97	22.35	9.29	10.87	25.70
	0.00	9.34	10.77	25.35	9.34	10.77	25.35	9.34	10.77	25.35
	5.00	9.75	10.10	22.81	8.91	11.56	28.37	9.40	10.68	25.01

募集项目	变化幅度 (%)	投资变化分析			单位价格分析			经营成本变化分析		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
	10.00	10.15	9.49	20.54	8.51	12.34	31.39	9.46	10.58	24.66
	15.00	10.55	8.92	18.49	8.15	13.10	34.40	9.51	10.48	24.31
白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目	-15.00	8.96	10.30	23.77	12.62	5.73	7.96	10.24	8.43	16.45
	-10.00	9.48	9.48	20.48	11.83	6.52	10.28	10.32	8.30	16.05
	-5.00	10.00	8.74	17.67	11.13	7.30	12.70	10.41	8.18	15.65
	0.00	10.51	8.06	15.25	10.51	8.06	15.25	10.51	8.06	15.25
	5.00	11.01	7.44	13.16	9.94	8.81	17.92	10.60	7.94	14.85
	10.00	11.51	6.87	11.33	9.44	9.56	20.69	10.70	7.81	14.45
	15.00	12.00	6.35	9.73	8.98	10.29	23.58	10.80	7.69	14.06
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目(一期)	-15.00	9.89	9.12	17.25	13.98	5.20	5.87	11.31	7.50	11.86
	-10.00	10.46	8.42	14.80	13.09	5.88	7.49	11.41	7.40	11.59
	-5.00	11.03	7.78	12.77	12.31	6.55	9.21	11.51	7.30	11.31
	0.00	11.61	7.20	11.04	11.61	7.20	11.04	11.61	7.20	11.04
	5.00	12.17	6.67	9.54	10.97	7.85	12.96	11.71	7.10	10.76
	10.00	12.73	6.18	8.25	10.40	8.48	15.01	11.81	7.00	10.49
	15.00	13.28	5.73	7.12	9.89	9.11	17.19	11.91	6.90	10.22
邕宁吉电百济新平农光	-15.00	9.92	9.07	17.07	14.03	5.16	5.78	11.36	7.45	11.73
	-10.00	10.50	8.37	14.64	13.15	5.84	7.38	11.46	7.35	11.45

募集项目	变化幅度 (%)	投资变化分析			单位价格分析			经营成本变化分析		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
互补发电项目 (二期)	-5.00	11.08	7.73	12.62	12.36	6.50	9.09	11.55	7.25	11.18
	0.00	11.65	7.16	10.91	11.65	7.16	10.91	11.65	7.16	10.91
	5.00	12.22	6.63	9.43	11.02	7.80	12.82	11.75	7.06	10.63
	10.00	12.78	6.14	8.14	10.44	8.43	14.85	11.86	6.96	10.36
	15.00	13.33	5.69	7.02	9.93	9.06	17.01	11.96	6.86	10.09

在项目投资变动、单位价格变动、经营成本在-15%至 15%范围内变化时，投资回收期（所得税后）在 8.10 年至 14.03 年的范围内变动，项目投资财务内部收益率（所得税后）在 5.16%至 13.23%的范围内变动，资本金财务内部收益率在 5.78%至 34.83%的范围内变动。在项目投资变动、单位价格变动、经营成本一定程度变动时，项目仍保持一定的收益水平。本次募投项目的效益测算合理谨慎。

2、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目敏感性分析

由于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目受合成氨价格的影响较大，以下分别对在不同合成氨售价水平基础上在-10%—10%的变动范围内进行敏感性分析

合成氨售价（不含税价）分别为 3,115 元/吨、3,220 元/吨、3,351 元/吨时的敏感性分析情况如下：

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,115 元/吨			售价为 3,220 元/吨			售价为 3,351 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
基本情况	0.00	15.62	3.55	4.57	15.17	3.89	5.98	14.65	4.30	7.21
建设投资	10.00	17.12	2.55	1.49	16.59	2.89	3.38	15.99	3.29	4.94
	5.00	16.36	3.04	3.02	15.88	3.38	4.71	15.32	3.78	5.90
	-5.00	14.89	4.10	5.94	14.46	4.44	7.25	13.96	4.87	8.94
	-10.00	14.15	4.69	7.33	13.74	5.04	8.56	13.26	5.49	10.91
上网电价	10.00	13.59	5.19	8.31	13.24	5.52	9.42	12.83	5.93	12.29
	5.00	14.53	4.39	6.59	14.13	4.73	7.82	13.65	5.15	9.76
	-5.00	16.99	2.64	1.79	16.45	2.99	3.74	15.83	3.42	5.43
	-10.00	18.84	1.67	14.26	18.15	2.02	0.15	17.35	2.45	3.46
可变成本	10.00	16.21	3.15	3.39	15.71	3.49	5.01	15.14	3.92	6.18
	5.00	15.91	3.35	4.03	15.43	3.69	5.50	14.89	4.11	6.64
	-5.00	15.35	3.75	5.07	14.92	4.08	6.43	14.41	4.49	7.78
	-10.00	15.10	3.95	5.55	14.68	4.28	6.86	14.19	4.68	8.36
生产负荷	10.00	14.37	4.53	6.94	13.95	4.89	8.17	13.47	5.32	10.40
	5.00	14.97	4.05	5.80	14.54	4.39	7.12	14.03	4.82	8.79
	-5.00	16.37	3.03	3.02	15.88	3.37	4.69	15.32	3.78	5.93
	-10.00	17.25	2.49	1.09	16.70	2.82	3.21	16.08	3.23	5.13
合成氨价格	10.00	14.32	4.56	6.95	13.91	4.91	8.18	13.43	5.35	10.41

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,115 元/吨			售价为 3,220 元/吨			售价为 3,351 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
	5.00	14.94	4.06	5.82	14.51	4.40	7.13	14.01	4.83	8.81
	-5.00	16.40	3.02	2.96	15.91	3.36	4.67	15.35	3.76	5.93
	-10.00	17.32	2.46	1.04	16.76	2.79	3.13	16.14	3.20	5.11

合成氨售价（不含税价）分别为 3,752 元/吨、3,925 元/吨时的敏感性分析情况如下：

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,752 元/吨			售价为 3,925 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
基本情况	0.00	13.26	5.52	11.11	12.78	6.00	12.93
建设投资	10.00	14.48	4.46	7.69	13.92	4.94	9.19
	5.00	13.87	4.97	9.29	13.35	5.46	10.88
	-5.00	12.67	6.10	13.09	12.21	6.59	14.91
	-10.00	12.07	6.72	15.38	11.64	7.23	17.34
上网电价	10.00	11.77	7.11	16.60	11.38	7.59	18.48
	5.00	12.46	6.33	13.85	12.03	6.81	15.65
	-5.00	14.26	4.63	8.28	13.68	5.14	9.88
	-10.00	15.45	3.70	5.89	14.81	4.19	6.96

变动因素	变化幅度 (%)	售价为 3,752 元/吨			售价为 3,925 元/吨		
		投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)	投资回收期 (年)	项目投资财务内部收益率 (%)	资本金财务内部收益率 (%)
可变成本	10.00	13.64	5.16	9.89	13.12	5.67	11.58
	5.00	13.44	5.35	10.48	12.95	5.84	12.18
	-5.00	13.08	5.70	11.67	12.62	6.17	13.37
	-10.00	12.92	5.86	12.26	12.47	6.33	13.97
生产负荷	10.00	12.28	6.54	14.76	11.85	7.04	16.68
	5.00	12.75	6.04	12.91	12.29	6.53	14.71
	-5.00	13.86	4.97	9.26	13.33	5.46	10.86
	-10.00	14.53	4.39	7.48	13.97	4.87	8.97
合成氨价格	10.00	12.25	6.56	14.74	11.82	7.06	16.64
	5.00	12.73	6.05	12.91	12.28	6.54	14.71
	-5.00	13.88	4.96	9.25	13.35	5.45	10.85
	-10.00	14.59	4.37	7.43	14.02	4.85	8.93

近年东北市场合成氨价格走向和国内平均价格一致，东北市场价格比国内价格要高 100-200 元/吨，近一年来东北市场合成氨价格为 4,800 元/吨左右。谨慎性考虑，按最近 5 年东北市场合成氨价格的平均不含税价格 3,115 元/吨，预测项目收益情况。

在合成氨价格为 3,115 元/吨，建设投资额、上网电价、可变成本、生产负荷、合成氨价格等各主要参数上下浮动 10%时，内部收益率均为正数。如参考近一年来东北市场合成氨价格，即 4,800 元/吨左右，项目效益将显著高于目前的测算效益。因此，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的效益测算合理谨慎。

综上所述，经对本次募投项目毛利率、单位价格等关键参数与公司已有业务水平、同类项目水平，同行业整体平均水平、同行业可比项目水平等进行多方面比较，发行人本次募投项目效益测算的关键参数合理谨慎；经敏感性分析，在投资额、单位价格等多个关键参数一定范围内的变动中，募投项目均保持一定的盈利水平。因此，本项目募投项目效益测算具有谨慎性、合理性。

（五）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了如下核查程序：

（1）核查公司营业收入、净利润等财务数据，并计算公司毛利率相关财务指标，分析公司经营情况及财务状况；

（2）查阅同行业可比公司年度报告等公开信息，计算同行业可比公司相关财务指标，并与公司对应指标进行比较，分析差异原因；

（3）对公司管理层进行访谈，了解公司各版块营业收入和成本的具体经营情况；

（4）获取本次募投项目的可行性研究报告，并对可行性研究报告进行分析总结，核查有关财务评价与社会效果分析等章节的情况。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

根据对本次募投项目的毛利率、单位价格、单位成本等关键参数情况，与公司现有业务及可比公司的对比分析，以及对相关参数变动影响的敏感性分析，公司对本次募投项目的效益测算具有合理性和谨慎性。

九、结合新增固定资产和无形资产的金额、转固时点等，说明前次和本次募投项目建成后新增折旧和摊销对发行人未来经营业绩的影响；

(一) 新增固定资产和无形资产的金额、转固时点及折旧摊销情况

1、前次募投项目

前次募投项目新增固定资产、无形资产、转固时间及折旧摊销情况如下：

单位：万元

募投项目名称	转固时间	固定资产				无形资产				年折旧摊销额合计
		固定资产原值	固定资产折旧年限(年)	固定资产残值率	年折旧额	无形资产原值	无形资产摊销年限(年)	无形资产残值率	年摊销额	
安徽宿松九成风电项目(100MW)	2021年4月	79,951.56	20	5%、10%	3,920.90	191.73	50	0	3.83	3,924.74
延安宝塔蟠龙风电项目(100MW)	一期2021年1月、二期2021年4月	84,677.38	20	3%、5%、10%	3,728.63	1,149.71	40	0	35.55	3,764.18
青海乌兰风电项目(50MW)	2020年11月	32,353.46	20	5%、10%	1,487.30	-	/	/	-	1,487.30
江西兴国风电场项目(278MW)	2021年1月	216,561.18	20	5%、10%	10,293.59	-	/	/	-	10,293.59
广西崇左响水平价光伏项目(150MW)	2021年1月	55,020.33	20	5%、10%	2,627.29	-	/	/	-	2,627.29
山东寿光恒远平价光伏项目(200MW)	2021年5月	85,910.17	20	5%	4,091.89	-	/	/	-	4,091.89

募投项目名称	转固时间	固定资产				无形资产				年折旧摊销额合计
		固定资产原值	固定资产折旧年限(年)	固定资产残值率	年折旧额	无形资产原值	无形资产摊销年限(年)	无形资产残值率	年摊销额	
合计	/	554,474.07	/	/	26,149.61	1,341.44	/	/	39.38	26,188.99

注：前次募投项目均已投产，固定资产原值为2022年12月31日的账面金额，年折旧摊销额为2022年度的折旧摊销金额。

2、本次募投项目

本次募投项目新增固定资产、无形资产、转固时间及折旧摊销如下：

单位：万元

募投项目名称	预计转固时间	固定资产原值	固定资产折旧年限(年)	固定资产残值率	无形资产及其他资产原值	无形资产及其他资产摊销年限(年)	无形资产及其他资产残值率	年折旧及摊销额(预计)
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	T+2	535,335.53	5-20	3%	1,466.02	5-10	0	29,210.94
扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目	T+2	51,001.28	20	5%	-	/	/	2,422.56
吉林长岭10万千瓦风电项目	T+2	50,658.29	20	5%	-	/	/	2,406.27
白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目	T+1	49,418.05	20	5%	-	/	/	2,347.36
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	T+1	115,946.42	20	3%	480.00	10	0	5,671.40
合计	/	802,359.57	/	/	1,946.02	/	/	42,058.53

注1：T表示开始建设的年度时点；

注2：本次募投项目固定资产原值、无形资产原值为转固时点的金额，年折旧摊销额为项目投产次年的折旧摊销金额。

由上表可见，前次募投项目建成后的新增年折旧摊销额为 26,188.99 万元，本次募投项目建成后的新增年折旧摊销额预估值为 42,058.53 万元，前次和本次募投项目建成后合计新增年折旧摊销额为 68,247.52 万元。

（二）结合项目的收入、净利润，公司前次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响

1、前次募投项目

前次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响如下：

单位：万元

项目	2022 年折旧 摊销	2022 年度 营业收入	2022 年度 净利润
安徽宿松九成风电项目（100MW）	3,924.74	12,468.56	4,123.46
延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	3,764.18	8,229.99	675.83
青海乌兰风电项目（50MW）	1,487.30	5,166.68	1,513.88
江西兴国风电场项目（278MW）	10,293.59	34,036.94	15,634.02
广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	2,627.29	7,752.96	1,594.14
山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	4,091.89	8,790.47	1,224.48
小计	26,188.99	76,445.61	24,765.81
2022 年度发行人营业收入	1,495,475.37		
前次募投项目新增折旧摊销占整体营业收入比例	1.75%		
2022 年度发行人净利润	118,063.15		
前次募投项目新增折旧摊销占整体净利润比例	22.18%		

2022 年，前次募投项目折旧摊销额为 26,188.99 万元，占公司收入的比例为 1.75%，占公司净利润的比例为 22.18%。

前次募投项目 2022 年营业收入为 76,445.61 万元，净利润为 24,765.81 万元，因而，前次募投项目的实施会导致发行人折旧摊销金额增加，但募投项目整体效益良好，募投项目的实施有效提升了公司盈利水平。

综上，虽然前次募投项目的实施会导致发行人折旧摊销金额增加，但募投项目整体效益良好，募投项目的实施有效提升了公司盈利水平，因此不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

2、本次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响：

本次募投项目的新增折旧摊销额对公司未来营业收入、净利润的影响如下：

单位：万元

项目	T+1	T+2	T+3	T+4	T+5	T+6	T+7	T+8	T+9	T+10	T+11	T+12
新增折旧摊销额												
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目			29,210.94	29,210.94	29,210.94	29,210.94	29,210.94	28,937.74	28,937.74	28,937.74	28,937.74	28,937.74
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目			2,422.56	2,422.57	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56	2,422.56
吉林长岭 10 万千瓦风电项目			2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.27	2,406.26	2,406.27	2,406.27	2,406.27
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目		2,347.36	2,347.36	2,347.35	2,347.36	2,347.36	2,347.35	2,347.36	2,347.36	2,347.36	2,347.35	2,347.36
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,671.40	5,623.40
新增折旧摊销合计	0.00	8,018.76	42,058.53	42,058.53	42,058.53	42,058.53	42,058.52	41,785.33	41,785.32	41,785.33	41,785.32	41,737.33
新增折旧摊销占营业收入比例												
现有业务营业收入	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37	1,495,475.37
本次募投项目新增营业收入	0.00	20,227.92	114,560.19	118,153.25	118,092.07	118,031.15	117,970.51	117,910.13	117,850.05	117,790.23	117,730.67	117,671.41
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目			78,172.90	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44	81,827.44
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目			8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79	8,137.79
吉林长岭 10 万千瓦风电项目			8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32	8,083.32
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万		6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88	6,507.88

项目	T+1	T+2	T+3	T+4	T+5	T+6	T+7	T+8	T+9	T+10	T+11	T+12
千瓦风电项目												
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		13,720.04	13,658.30	13,596.82	13,535.64	13,474.72	13,414.08	13,353.70	13,293.62	13,233.80	13,174.24	13,114.98
营业收入合计	1,495,475.37	1,515,703.29	1,610,035.56	1,613,628.62	1,613,567.44	1,613,506.52	1,613,445.88	1,613,385.50	1,613,325.42	1,613,265.60	1,613,206.04	1,613,146.78
本次募投项目新增折旧摊销占整体营业收入比例	0.00%	0.53%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%	2.61%	2.59%	2.59%	2.59%	2.59%	2.59%
新增折旧摊销占净利润比例												
现有净利润	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15	118,063.15
本次募投项目新增净利润	0.00	2,945.41	7,681.42	7,322.21	8,504.61	9,234.44	9,919.74	9,606.50	10,121.19	11,547.00	12,102.15	12,818.80
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目			-1,261.69	-1,746.84	-867.98	38.99	974.86	-410.98	501.87	1,442.33	1,805.90	2,015.16
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目			2,789.61	2,923.41	3,057.21	2,794.02	2,677.63	3,134.05	2,813.76	2,913.54	3,013.33	3,113.12
吉林长岭 10 万千瓦风电项目			2,816.36	2,946.88	3,077.39	2,806.92	2,687.94	3,141.93	2,815.43	2,913.32	3,011.21	3,109.09
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目		1,279.08	1,410.93	1,542.78	1,465.30	1,580.66	1,351.80	1,472.52	1,610.75	1,709.63	1,808.52	1,907.40
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目		1,666.33	1,926.21	1,655.98	1,772.69	2,013.85	2,227.51	2,268.98	2,379.38	2,568.18	2,463.19	2,674.03
净利润合计	118,063.15	121,008.56	125,744.57	125,385.36	126,567.76	127,297.59	127,982.89	127,669.65	128,184.34	129,610.15	130,165.30	130,881.95
本次募投项目新增折旧摊销占整体净利润比例	0.00%	6.63%	33.45%	33.54%	33.23%	33.04%	32.86%	32.73%	32.60%	32.24%	32.10%	31.89%

注 1：T 表示开始建设的年度时点；

注 2：假设本次募投项目在预计转固时间全部建设完成；

注 3：假设 T+1 净利润为 2022 年净利润，不考虑公司现有业务的未来收入增长以及净利润增长，且不构成对公司未来业绩、盈利水平的承诺。

本次募投项目实施后预计首年新增折旧摊销 42,058.53 万元，占投产后年收入的比例为 2.59%至 2.61%，占投产后年净利润的比例为 31.89%至 33.54%。本次募投项目新增营业收入 114,560.19 万元，新增净利润 7,681.42 万元，因此，本次募投项目的实施虽然增加折旧摊销金额，但募投项目预计效益良好，募投项目的实施能有效提升公司盈利水平，不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

综上，前次募投项目及本次募投项目新增的折旧摊销对公司未来业绩不会产生重大不利影响。

（三）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了如下核查程序：

（1）获取公司前次募投项目的报表数据，核查公司前次募投项目投产的固定资产及无形资产的原值及年折旧摊销额计提是否正确，并根据 2022 年折旧摊销额对收入、利润的影响分析对企业未来业绩的影响；

（2）查阅本次募投项目的可行性研究报告，测算本次募投项目投产后固定资产及无形资产未来年份的折旧摊销额占企业营业收入及净利润的比例，分析本次募投项目新增固定资产和无形资产产生的折旧摊销额对企业未来经营业绩的影响。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

虽然前次和本次募投项目的实施会导致公司折旧摊销金额增加，但募投项目整体预计效益良好，募投项目的实施能有效提升公司盈利水平。因此，募投项目新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩造成重大不利影响。

十、结合同行业可比公司的认定情况，说明根据业务地域、全额消纳而认定不构成同业竞争等情形是否合理和充分，并说明本次募投项目实施后是否会新增对发行人构成重大不利影响的同业竞争、显失公平的关联交易，或者严重影响公司生产经营的独立性，如是，请明确相关解决措施并出具承诺。

（一）发行人与控股股东和实际控制人及其控制的企业之间是否存在同业竞争情况

1、发行人火力发电业务不构成实质性同业竞争

（1）电网运营管理属地化，省间不构成同业竞争

根据《中华人民共和国电力法》《电网调度管理条例》规定，发电企业的上网电价由国家发改委批准，上网电量由省级主管部门批准年度发电计划，电网统一调度并负责具体执行。根据《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号），电网运行实行统一调度、分级管理。在目前电力体制下，各省电网分开运营，各省电网公司独立规划上网电量指标，由电网公司根据公平调度原则以及区域电力需求等客观因素决定不同电厂上网电量的分配和调度。

发行人火电机组均为热电联产机组且均位于吉林省内，接受吉林省电网调度，在吉林省范围内提供电力、热力供应，是吉林省保障民生能源供应关键基础设施。国家电投其他火电设备均不在吉林省内，接受所在地区电网调度，故与发行人的火力发电业务不构成实质性同业竞争。

（2）供热业务管理属地化，地区间不构成同业竞争

根据《热电联产管理办法》（发改能源〔2016〕617号），以热水为供热介质的热电联产机组，供热半径一般按20公里考虑，供热范围内原则上不再另行规划建设抽凝热电联产机组；以蒸汽为供热介质的热电联产机组供热半径一般按10公里考虑，供热范围内原则上不再另行规划建设其他热源点。

发行人供热业务均位于吉林省内，热电联产机组产生的热力通过特定供热管道予以供应。供热管道的铺设均需要企业所在地地方政府审批通过方可建设，地方政府从经济性、规模效应以及节能减排的角度，一般在特定地区仅设定一

个热源点，因此国家电投其他火电机组的供热业务与发行人的供热业务不构成实质性的同业竞争。

2、发行人风电、光伏发电等可再生能源业务不构成实质性同业竞争

《中华人民共和国可再生能源法》第十四条“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量”。《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（国家电力监管委员会令第25号）第四条“电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合”。

根据上述规定，风电及光伏发电应全额消纳，即发行人与实际控制人的其他投资主体所发电量可全部上网实现销售，不存在竞争关系。即使在部分地区由于电力需求不足及电网输送能力受限而存在限制发电的现象，光伏与风电按不同类型分别按统一原则由当地电网公司对上网电量比例进行相应调整，并根据公开、公平、公正的原则进行每月公示。因此，发行人与控股股东、实际控制人在风力发电及光伏发电业务领域亦不构成实质性同业竞争。

3、风电、光伏发电与火电等传统能源业务之间不构成实质性同业竞争

（1）风电、光伏建设指标与火电等传统能源业务之间不构成实质性同业竞争

风电及光伏发电建设指标由国家能源局制定发布各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，由各省级行政区域能源主管部门依据本区域非水电可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标确定本省（区、市）完成非水电可再生能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增风电、光伏发电项目并网规模和新增核准（备案）规模。

各省级行政区域风电、光伏新增建设指标均由各省级行政区域能源主管部门确定，与火电等传统能源业务之间不构成实质性同业竞争。

(2) 风电、光伏享有优先调度权，与火电等传统能源业务之间不构成实质性同业竞争

依据《可再生能源法》《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）相关规定，目前不同类型发电企业的发电调度优先顺序不同，风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源发电为优先调度序列，最后才为火力发电。

由于风电及光伏发电作为可再生能源发电机组享有优先调度权，只要可再生能源发电机组具备发电条件，电网将优先调度可再生能源机组所发电量上网，促进可再生能源机组多发满发，发行人、实际控制人及其控制的其他企业均无法决定自身电站的调度优先级别，亦无法自主决定不同电站的上网电量及电价，因此，发行人风电、光伏发电业务与实际控制人下属的火电等其他发电类型发电业务之间不构成实质性同业竞争。

(二) 本次募投项目实施后不会新增对发行人构成重大不利影响的同业竞争

发行人本次募投项目包括新能源发电项目、新能源制绿氢合成氨项目及补充流动资金。

1、现行电力管理体制下，各发电企业无法决定电力产品的调度和分配，风电、光伏发电企业所发电量全额上网消纳，不存在实质性同业竞争。发行人本次募投项目新增发电机组均为风电、光伏机组，募投项目实施前后发行人的电力业务范围未发生变化，与国家电投及其控制的其他企业之间亦不会新增同业竞争；

2、国家电投及其控制的其他企业未从事新能源制绿氢合成氨业务、无合成氨产品的销售，本次募投项目实施后，发行人新增新能源制绿氢合成氨业务与国家电投及其控制的其他企业之间不会新增同业竞争；

3、发行人补充流动资金旨在满足业务发展的流动资金需求，优化资本结构，提升资本实力，不会新增同业竞争。

（三）本次募投项目实施后不会新增显失公平的关联交易

发行人本次募投项目包括新能源发电项目、新能源制绿氢合成氨项目及补充流动资金。

（1）新能源发电项目主要利用风力、太阳能资源进行发电，所发电量向电网公司销售，因此项目实施后，无须向关联方进行原材料采购，亦不存在向关联方销售的情形，因此预计项目实施后不会新增关联交易。

（2）新能源制绿氢合成氨项目一方面利用风力、太阳能资源进行发电，并通过采购高纯水等原材料，余电向电网公司销售，合成氨产品预计向非关联方销售，因此预计项目实施后不会新增关联交易。

（3）公司补充流动资金旨在满足业务发展的流动资金需求，优化资本结构，提升资本实力，不会因流动资金的补充而直接新增关联交易。

如项目实施后，因其他未预见的因素发生关联交易，公司将严格遵照法律法规以及公司内部规定履行关联交易的审批程序，遵循市场公正、公平、公开的原则，依法签订关联交易协议，严格按照法律法规及关联交易相关管理制度的定价原则进行，并及时进行相关信息披露，不会损害公司及全体股东的利益，不存在新增显失公平的关联交易的情形。

（四）核查程序和核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

（1）取得发行人实际控制人及控股股东下属企业及发电机组清单，核查是否经营相同或相似业务；

（2）查询了《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》等法律法规，了解电力行业相关监管政策；

（3）了解发行人组织架构、管理体系、业务经营模式、历史沿革等情况，对比《监管规则适用指引——发行类第 6 号》的相关要求，分析发行人与实际控制人及其控制的其他企业是否存在同业竞争情况；

（4）取得了发行人关于与实际控制人及控股股东是否存在同业竞争、本次

募投项目实施是否会新增同业竞争的说明：

(5) 查阅发行人年度报告、历次融资文件、实际控制人及控股股东出具的关于避免同业竞争相关承诺等文件；

(6) 查阅同行业公司披露的相关文件，分析同行业公司同业竞争相关论述；

(7) 查阅本次发行募投项目的可行性分析报告，以及发行人关联交易明细及审议情况，分析募投项目实施后是否将新增关联交易。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

1、发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间不构成实质性同业竞争；

2、本次募投项目实施后不会新增同业竞争，不会新增显失公平的关联交易，不会影响公司生产经营的独立性。

十一、发行人披露的相关风险

发行人已在募集说明书中披露相关风险内容：

“六、募投项目相关风险

(一) 募投项目新增产能消纳不及预期的风险

公司本次募投项目将新增新能源发电项目产能，项目建成后主要通过当地电网、工业园区等方式进行消纳，部分项目同时建设配套储能电站。后续项目运营过程中，可能存在因为宏观经济、政策环境、自然条件、市场环境、所在地电网弃风弃光等方面因素影响，导致项目电力消纳不及预期的风险。

(二) 新能源绿氢合成氨项目效益不及预期的风险

本次募集资金投资项目“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”为公司拓展氢能利用的示范性项目。项目预计将建成年产量约为 15.3 万吨/年（设计规模为 18 万吨/年）的绿氢合成氨项目，建成后年均可实现利润总额 6,928.33 万元，资本金财务内部收益率为 4.57%，项目投资回收期（税后）为 15.62 年。

绿氢合成氨应用在我国具有一定的领先示范性，如果未来该项目的行业政策、技术路线、终端产品价格或市场竞争等情况出现重大不利变化，则可能导致该项目无法达到预期收益或无法在短期内实现盈利的风险。

（三）部分募投项目用地手续尚在办理的风险

公司本次募投项目主要涉及新能源发电及新能源制绿氢合成氨项目，需要土地较多，涉及土地性质和权属情况复杂，存在部分募投项目用地手续尚在办理的情况。由于相关手续受当地土地规划、用地指标、流转程序等客观因素影响较大，存在办理缓慢、无法按期取得，从而影响项目实施进度的风险。

（四）新增固定资产折旧风险

根据公司本次募集资金投资项目使用计划，项目建成后公司固定资产规模将大幅增加，折旧费用也将相应增加。由于募集资金投资项目的建设需要一定周期，若因募投项目实施后，市场环境等发生重大不利变化，无法实现预计效益，则新增固定资产折旧将对公司未来的盈利情况产生一定不利影响。

（五）部分募投项目尚未取得接入系统批复的风险

白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目电力接入系统方案尚需取得批复，若未能按进度取得接入系统批复，则可能导致项目并网时间延后，影响项目效益的风险。”

问题 3

根据申报材料，2019 年到 2022 年 1-9 月，发行人供热业务处于亏损状态，亏损的主要原因为居民采暖供热价格较低且不能及时调整；运维及其他业务的毛利和毛利率发生大幅度波动；发行人资产负债率处于 74.74%至 79.86%之间，高于行业平均水平。2019 年末、2020 年末、2021 年末和 2022 年 9 月末，公司应收账款账面金额分别为 451,335.45 万元、672,424.07 万元、835,411.59 万元和 903,717.40 万元，呈持续增长趋势。

关于电力业务，报告期内发行人投资扩建的风电、光伏项目较多，新能源装机占总装机比重达 73%。发行人投资的产业基金包括中吉慧能（深圳）投资有限公司、电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）、国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）等，均不认定为财务性投资；其他流动负债包括向横琴吉电绿色能源产业投资基金（有限合伙）和融东（横琴）新能源投资基金（有限合伙）产业基金支付短期融资租赁应付租金。

请发行人补充说明：（1）请结合发行人经营策略、相关政策规定、业务成本和收益情况等，说明供热业务持续亏损的原因和合理性，是否与同行业或同地区可比公司一致，相关不利影响是否持续；（2）结合运维及其他业务的主要经营主体、经营和盈利模式、与主营业务的关系、业务稳定性和占比等，说明毛利率波动较大的原因，是否存在导致发行人业绩大幅下滑的风险；（3）结合发行人经营情况及财务状况（包括但不限于偿债能力指标、现金流量等），说明其资产负债率高于行业平均水平的原因，是否存在偿债风险或流动性风险，拟采取的风险控制及其有效性；（4）2022 年 9 月末发行人应收账款账面金额约为 2019 年末的两倍，显著高于同期营业收入增长率，请结合行业发展情况、发行人业务模式、账龄及坏账计提情况、可比公司应收账款周转率和计提政策等，说明发行人应收账款与收入增长是否匹配，是否存在放宽信用政策的情形，坏账准备计提是否充分；（5）按区域列示主要风电和光伏项目的装机容量和占比、平均发电小时数和弃风弃光率等，说明项目关键指标是否与全国或所属地区平均水平相符，是否达到预期生产规模和效益，如否，请说明原因；（6）请结合发行人持有基金的详细情况（包括但不限于出资人情况、协议内容、认缴实缴

金额、投资方向和范围、决策机制和投资计划、穿透后的具体投资标的等),说明不认定为财务性投资的原因和合理性,并说明最近一期末是否持有金额较大的财务性投资(包括类金融业务),自本次发行董事会决议日前六个月至今,发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况,是否符合《证券期货法律适用意见第18号》的相关要求,是否涉及调减情形。

请发行人补充披露(1)-(5)相关风险。

请保荐人和会计师核查并发表明确意见。

【回复】

一、请结合发行人经营策略、相关政策规定、业务成本和收益情况等,说明供热业务持续亏损的原因和合理性,是否与同行业或同地区可比公司一致,相关不利影响是否持续;

(一) 供热业务的经营策略

公司供热业务均在吉林省内,供热业务的热量均来源于燃煤热电联产机组。公司的供热机组为所在地冬季保民生取暖的主要热源,其中部分机组提供工业蒸汽。因此,公司供热业务包括居民采暖供热业务及工业蒸汽业务。

居民采暖供热业务方面,公司一方面按政府要求,确保民生供暖需要;另一方面积极推动政府建立热力产品价格联动机制,争取还原热力产品商业价值属性,通过提升热力产品价格减少供热业务亏损状况。

工业蒸汽业务方面,公司销售实行煤热联动政策,蒸汽销售价格根据供热市场状况采取双方议价方式。公司每年根据煤炭价格走势测算成本变化情况,根据成本测算结果合理制定销售价格。

(二) 供热业务的相关政策规定

1、居民供热价格受政府管控

目前国家鼓励发展热电联产和集中供热,供热价格原则上实行政府定价或者政府指导价,由省(区、市)人民政府价格主管部门或者经授权的市、县人民政府制定。

2018年吉林省物价局、住房和城乡建设厅联合发布《关于建立煤热价格联

动机制的指导意见》（吉省价格〔2018〕122号），吉林省各地市发改委每年组织开展上一采暖期供热成本核查工作，根据核查结果由地方政府发改委出台居民采暖出厂热价调整文件。

自上文发布至今，主管部门发布的每年采暖出厂热价均有不同程度调增，但整体调整幅度低于煤炭价格增长幅度。

2、供热业务规模受政府管控

2021年吉林省人民政府办公厅印发了《吉林省煤电热保供攻坚战工作方案的通知》（吉政办明电〔2021〕45号），要求“夯实供热地方属地责任。各市（州）、县（市、区）政府针对中小供热企业和民营热力企业多依靠市场化供煤的情况，指导督促热力企业做好热煤储备，运用‘刚性措施’确保供热企业不停供。对存在困难的企业帮助落实煤源，推动提高现地储煤率。开栓前，组织供热企业与属地政府签订保供暖责任状，全面压实供热企业的主体责任；运行期间，对企业煤炭购、耗、储情况持续做好监控，杜绝因燃料问题引发弃供、停供、低温运行等问题发生。长春市区域供热比重高、热煤缺口大，要采取专项措施，确保不出问题”。

因此，发行人的供热业务规模须满足社会热力需求，具有刚性供热的政策要求。

（三）公司供热业务的成本构成情况

报告期内，发行人供热业务成本构成情况如下

单位：万元、%

项目	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
燃料费用	48,546.17	73.15	114,857.97	68.43	125,973.04	69.24	99,626.57	69.23
折旧费用	8,136.07	12.26	24,149.08	14.39	23,781.99	13.07	20,646.93	14.35
职工薪酬	4,954.61	7.47	14,140.27	8.42	17,968.56	9.88	11,808.10	8.21
其他	4,726.66	7.12	14,691.64	8.75	14,219.05	7.82	11,826.87	8.22
合计	66,363.51	100.00	167,838.96	100.00	181,942.64	100.00	143,908.47	100.00

由上表可见，发行人供热业务成本主要是耗用的煤炭成本。

(四) 公司供热业务收益情况

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
供热业务收入	50,494.33	113,144.62	131,736.79	113,798.26
其中：采暖供热	45,461.96	86,180.74	76,060.41	74,840.08
工业蒸汽	5,032.37	26,963.88	55,676.38	38,958.18
供热业务成本	66,363.51	167,838.96	181,942.64	143,908.47
其中：采暖供热	62,511.49	141,461.09	121,746.21	104,354.00
工业蒸汽	3,852.02	26,377.87	60,196.42	39,554.47
供热业务毛利	-15,869.18	-54,694.34	-50,205.85	-30,110.21
其中：采暖供热	-17,049.53	-55,280.35	-45,685.80	-29,513.92
工业蒸汽	1,180.35	586.02	-4,520.05	-596.29
供热业务毛利率	-31.43	-48.34	-38.11	-26.46
其中：采暖供热	-37.50	-64.14	-60.07	-39.44
工业蒸汽	23.46	2.17	-8.12	-1.53

公司供热业务中居民供热业务占比较大，其毛利率较低；工业蒸汽业务收入占比较小，其毛利率相对较高。

(五) 公司供热业务 2020 年至 2022 年持续亏损的原因和合理性

1、居民供热销售价格受政策限价

受政策限价因素的影响，民用热力销售价格由当地政府决定，无法执行市场化交易。近年煤炭价格持续增长，而民用热力销售价格增幅显著低于煤炭价格增长幅度，导致供热业务亏损逐年加大。

发行人各供热单位 2020 年至 2022 年供热销售价格及营业成本中综合标煤单价的变化情况如下表：

供热地区及供热单位		热价变化（元/吉焦）			综合标煤单价变化（元/吨）		
		2020年	2022年	增长率	2020年	2022年	增长率
白城市	白城发电	29.47	32.22	9.34%	614.19	752.02	22.44%
吉林市	松花江热电	31.58	33.28	5.40%	701.82	824.31	17.45%
	松花江一热	31.58	33.28	5.40%	697.75	862.63	23.63%
长春市	长春热电	33.03	35.78	8.33%	684.52	886.65	29.53%
四平市	四平一热	29.58	35.78	20.97%	673.68	890.82	32.23%

供热地区及供热单位		热价变化（元/吉焦）			综合标煤单价变化（元/吨）		
		2020年	2022年	增长率	2020年	2022年	增长率
	吉长电力	29.58	35.78	20.97%	654.91	770.06	17.58%
平均值		30.80	34.35	11.54%	671.15	831.08	23.83%

2020年平均热价为30.80元/吉焦，2022年平均热价为34.35元/吉焦，增长率为11.54%；2020年平均综合标煤单价为671.15元/吨，2022年平均综合标煤单价为831.08元/吨，增长率为23.83%，由于平均热价增长率低于平均煤价增长率，导致亏损逐年增加。

2、工业蒸汽业务规模有所下降

单位：万元

项目	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度	
	收入	毛利率	收入	毛利率	收入	毛利率	收入	毛利率
采暖供热	45,461.96	-37.50	86,180.74	-64.14	76,060.41	-60.07	74,840.08	-39.44
工业蒸汽	5,032.37	23.46	26,963.88	2.17	55,676.38	-8.12	38,958.18	-1.53
供热业务收入	50,494.33	-31.43	113,144.62	-48.34	131,736.79	-38.11	113,798.26	-26.46

发行人工业蒸汽业务毛利率显著高于采暖供热，因2022年起主要工业蒸汽用户减产，发行人工业蒸汽销售量减少，导致供热业务整体毛利率下降。2023年煤炭价格下降，工业蒸汽销售价格上升，导致2023年1-3月供热业务毛利率有所提升。

(六) 报告期各期，公司供热业务毛利率与同行业可比公司的对比情况如下：

单位：万元，%

证券代码	证券简称	2022 年度			2021 年度			2020 年度		
		供热收入	供热成本	毛利率	供热收入	供热成本	毛利率	供热收入	供热成本	毛利率
601991	大唐发电	584,550.60	990,637.90	-69.47	521,478.00	920,174.50	-76.46	467,107.90	671,795.70	-43.82
600863	内蒙华电	49,402.09	75,890.98	-53.62	45,760.20	67,016.78	-46.45	36,819.50	40,602.22	-10.27
600509	天富能源	85,248.85	96,812.24	-13.56	66,742.14	70,211.55	-5.20	60,703.30	51,206.17	15.65
600578	京能电力	202,195.79	314,232.34	-55.41	165,879.79	247,220.23	-49.04	147,303.61	160,980.18	-9.28
000600	建投能源	199,991.02	308,704.34	-54.36	171,057.76	260,603.10	-52.35	151,205.96	167,984.17	-11.10
	平均值	/	/	-49.28	/	/	-45.90	/	/	-11.76
	发行人	113,144.62	167,838.96	-48.34	131,736.79	181,942.64	-38.11	113,798.26	143,908.47	-26.46

如上表所示，公司 2020 年至 2022 年供热业务的毛利率与同行业平均水平不存在重大差异，且整体变动趋势与同行业基本一致。

（七）公司供热业务持续亏损的相关不利影响的持续性

致使发行人供热业务持续亏损的不利影响包括：（1）热力销售价格受政府限定；（2）居民采暖销售规模具有刚性供应的政策要求。

1、限价因素具有持续性

供热业务毛利率水平较低，主要系因受政策限价因素的影响，民用热力销售价格由当地政府决定，无法执行市场化交易，该定价政策具有持续性。

2、供热业务持续性

由于北方地区供热为保障民生的重要事项之一，公司作为吉林省区域重要的供热企业，需履行满足地区供热需求的社会责任，保障区域内安全供电和供热需求。

综上，公司供热业务持续亏损的不利因素具有持续性。但由于公司供热的同时将进行火力发电，火电业务毛利率为正，将降低供热业务亏损的不利影响。同时，2023年1-3月煤炭价格较往年有所下降，该业务毛利率水平有所提升。

（八）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）了解公司供热业务的经营策略及相关政策，获取关于居民采暖的政策性文件，分析供热业务持续亏损的原因及合理性；

（2）获取发行人涉及的供热地区的供热价格政策文件和生产成本中的煤炭价格数据，分析两者变动匹配性；

（3）对公司2020年-2022年供热业务收入、成本、毛利率等数据进行分析，并与同行业公司进行比较。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

（1）发行人供热业务受到政府限价影响，供热价格的调整幅度不及煤炭价格上涨幅度，同时毛利率较高的工业蒸汽业务因用户减产导致业务规模减小，

综合导致供热业务亏损，发行人供热业务亏损具有合理性；

(2) 发行人供热业务亏损情况与同行业情况和变动趋势一致；

(3) 供热业务亏损的不利影响具有持续性。但由于公司供热的同时将进行火力发电，且 2023 年 1-3 月煤炭价格较往年有所下降，将降低供热业务亏损的不利影响。

二、结合运维及其他业务的主要经营主体、经营和盈利模式、与主营业务的关系、业务稳定性和占比等，说明毛利率波动较大的原因，是否存在导致发行人业绩大幅下滑的风险；

(一) 运维及其他业务主要经营主体、经营和盈利模式和主营业务的关系

报告期内，公司运维及其他业务主要包括运维业务、检修业务及其他业务。其中，2020 年至 2023 年 1-3 月运维业务收入占运维及其他业务比例分别为 88.40%、91.50%、85.32%和 83.46%。

运维业务的主要经营主体包括白山吉电能源开发有限公司（以下简称“白山吉电”）、通化吉电发展能源有限公司（以下简称“通化吉电”）和吉林电力股份有限公司二道江发电公司（以下简称“二道江公司”）。

公司运维业务主要经营主体经营模式、盈利模式与主业关系如下：

序号	经营主体	经营模式	盈利模式	与电力业务的关系
1	白山吉电、通化吉电	为委托方提供运维服务，服务内容包括为所属机组进行运行维护管理服务，提供除财务管理以外的生产、运行、维护、日常管理和现场操作。	与委托方签署《委托运营服务协议》，按与委托方确认的预算金额收取委托运营费；此外，部分委托方可根据实际经营情况进行相应的考核与奖惩。	电力辅助服务业务
2	二道江公司	为委托方提供劳务外包服务，服务项目包括汽机、电气、锅炉、除尘、脱硫、脱硝、化学、输煤集控、供热、供水等系统的运行工作、电气二次、热工、汽机本体、锅炉本体技术服务等。	与委托方签署《劳务外包服务协议》，提供劳务外包服务，按年收取固定劳务外包费用。	电力辅助服务业务

(二) 运维及其他业务稳定性、占比及毛利率波动分析

1、运维及其他业务占比及稳定性情况

报告期内，发行人收入结构如下：

单位：万元、%

行业分类	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
电力业务	296,634.03	73.71	1,141,068.58	76.30	958,262.92	72.72	789,823.25	78.51
热力业务	50,494.33	12.55	113,144.62	7.57	131,736.79	10.00	113,798.26	11.31
运维及其他业务	55,318.00	13.75	241,262.18	16.13	227,755.87	17.28	102,380.25	10.18
合计	402,446.36	100.00	1,495,475.37	100.00	1,317,755.58	100.00	1,006,001.76	100.00

2020年至2023年1-3月，公司运维及其他业务分别为102,380.25万元、227,755.87万元、241,262.18万元以及55,318.00万元，占营业收入的比例分别为10.18%、17.28%、16.13%、13.75%，报告期内运维及其他业务占营业收入的比例整体有所提升。

公司拥有丰富的火电机组运维经验，在技术团队、物资调配、燃料统筹采购等方面可充分发挥优势，可以帮助委托方有效控制运营成本，提高资源利用效率，与现有客户已建立了较为长期稳定的合作关系，业务规模平稳提升。

综上，公司运维及其他业务具有稳定性。

2、运维及其他业务毛利率变动分析

报告期内，发行人运维及其他业务毛利率情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	55,318.00	241,262.18	227,755.87	102,380.25
营业成本	53,778.80	234,168.40	220,193.30	102,484.89
毛利	1,539.20	7,093.78	7,562.57	-104.64
毛利率	2.78%	2.94%	3.32%	-0.10%

2020年至2023年1-3月，公司运维及其他业务毛利率分别为-0.10%、3.32%、2.94%、2.78%，整体波动不大。2020年公司运维及其他业务亏损的主要原因是通化吉电和白山吉电自2020年中开始提供运维服务，业务开展初期因

尚未产生良好效益，导致毛利率相对较低。2021年起，上述运维业务操作方式相对成熟，毛利率有所提升并在后续年度保持稳定。

（三）业绩大幅下滑的风险较小

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
运维及其他业务收入	55,318.00	241,262.18	227,755.87	102,380.25
占营业收入的比例	13.75%	16.13%	17.28%	10.18%
毛利率	2.78%	2.94%	3.32%	-0.10%

发行人运维及其他业务自2021年起毛利率相对稳定，发行人运维业务基于与现有客户已建立了较为长期稳定的合作关系，业务规模、业务模式和经营业绩相对稳定，不存在导致发行人业绩大幅下滑的风险。

（四）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）查阅公司信息披露文件，计算公司各业务板块收入及占比情况，分析收入和利润增长情况；

（2）与公司管理层访谈，了解公司运维及其他业务的主要经营主体，查阅公司与主要客户签订的《委托服务协议》了解经营和盈利模式。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

（1）发行人运维及其他业务模式稳定，与现有客户已建立了较为长期稳定的合作关系，业务具有稳定性；

（2）运维及其他业务毛利率波动具有合理性；

（3）发行人运维业务的业务规模、业务模式和经营业绩相对稳定，不存在导致发行人业绩大幅下滑的风险。

三、结合发行人经营情况及财务状况（包括但不限于偿债能力指标、现金流量等），说明其资产负债率高于行业平均水平的原因，是否存在偿债风险或流动性风险，拟采取的风险控制及其有效性；

（一）公司经营情况及财务状况

1、公司经营情况

报告期内，公司经营情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	402,446.36	1,495,475.37	1,317,755.58	1,006,001.76
营业成本	286,515.25	1,137,757.63	1,037,170.82	777,043.44
营业利润	71,645.97	145,424.28	90,552.59	88,470.78
净利润	66,651.42	118,063.15	78,533.15	79,900.41
经营活动现金流净额	70,069.14	732,837.29	343,716.19	333,652.34

报告期内营业收入稳定增长主要系因新能源业务的发展，报告期内公司进一步深化业务转型，通过在全国各地投资建设新能源项目，新能源业务装机容量、发电量得到大幅提升，新能源装机容量从2020年初的340.15万千瓦提升至2023年3月末的913.42万千瓦，新能源业务盈利水平大幅提升，公司主营业务结构得到进一步优化，营业利润规模逐年增长。

报告期内，公司营业收入和净利润规模整体持续提升，经营情况良好。公司经营活动现金流净额为正数，且呈持续增长趋势，公司资金回笼能力良好。

2、公司财务状况

报告期内，公司主要偿债指标如下：

财务指标	2023年3月31日/2023年1-3月	2022年12月31日/2022年度	2021年12月31日/2021年度	2020年12月31日/2020年度
流动比率	0.73	0.68	0.56	0.52
速动比率	0.72	0.66	0.54	0.51
资产负债率（%） （母公司）	71.26	71.93	71.85	75.30
资产负债率（%） （合并）	71.45	72.12	78.61	79.86
利息保障倍数	2.69	1.69	1.52	1.56

2020年末至2023年3月末，公司流动比率分别为0.52、0.56、0.68和0.73；速动比率分别为0.51、0.54、0.66和0.72。报告期内，公司流动比率、速动比率水平较低，主要系一方面公司属于电力、热力生产和销售行业，具有非流动资产规模较大的行业特点；另一方面发行人主要通过较大规模的短期融资为日常经营提供运营资金。报告期内，公司流动比率和速动比率整体有所提升，流动资产对于流动负债的覆盖能力得到提升，短期偿债能力增强。

2020年至2023年1-3月，公司利息保障倍数分别为1.56、1.52、1.69和2.69。报告期内，公司利息保障倍数整体呈上升趋势，主要系报告期内公司业务转型进一步深化，新能源业务得到快速蓬勃发展，使得公司营业利润大幅增加，公司利润对利息的覆盖程度逐步提升。

2020年末至2023年3月末，公司合并口径下资产负债率分别为79.86%、78.61%、72.12%和71.45%。报告期内，公司资产负债率水平较高，主要因为电力行业为资本密集型行业，行业特点决定了电力企业在电力项目投产初期资产负债率相对较高。同时，随着近年来投资新建和收购项目的增多，发行人累计投资金额较大，也使得资产负债率处于较高水平。公司2022年末资产负债率有所下降，系受经营利润的增长及少数股东投资影响。

综上，公司偿债能力指标水平与公司所处行业及发展状况相匹配，随着公司经营业绩的增长，报告期内偿债能力有所提升。

（二）发行人资产负债率高于行业平均水平的原因分析

发行人与同行业资产负债率比对情况如下：

单位：%

证券代码	证券简称	2023年3月 31日	2022年12月 31日	2021年12月 31日	2020年12月 31日
600905.SH	三峡能源	66.40	66.44	64.73	67.43
600236.SH	桂冠电力	49.93	51.40	55.69	56.77
600642.SH	申能股份	57.24	57.55	57.01	48.97
000883.SZ	湖北能源	54.50	53.79	50.25	41.74
601016.SH	节能风电	61.20	62.12	71.12	68.07
600032.SH	浙江新能	69.22	69.35	71.11	65.99
600821.SH	金开新能	71.90	72.99	79.22	76.04

证券代码	证券简称	2023年3月31日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
603693.SH	江苏新能	55.29	55.84	59.31	54.00
001896.SZ	豫能控股	88.26	86.89	80.63	69.29
600163.SH	中闽能源	47.52	49.10	54.30	63.78
平均值		62.15	62.55	64.34	61.21
发行人		71.45	72.12	78.61	79.86

2020年末至2023年3月末，公司合并口径资产负债率分别为79.86%、78.61%、72.12%和71.45%，资产负债率高于同行业平均水平，主要原因包括：

(1) 公司业务与同行业可比公司的业务结构存在差异。公司主营业务主要为新能源发电、火电以及热力供应，公司资产负债率高于新能源发电企业，但低于豫能控股（001896.SZ）等传统火电、热力公司的资产负债率水平；

(2) 公司业务规模较大、与供应商合作关系稳定，采购过程中以信用采购的比例较高，应付账款等流动负债金额较高；

(3) 公司近年来大力推进业务转型，新能源业务规模进一步提升，导致公司借款规模增大。

近三年，公司有息负债基本情况及其占总资产的比重如下：

单位：万元

项目	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
短期借款	679,148.58	1,053,771.81	954,859.73
应付债券	202,849.61	302,614.89	-
长期借款	3,400,099.69	2,920,106.54	2,578,817.62
租赁负债	75,702.12	111,724.05	-
长期应付款	243,167.91	476,927.16	597,378.96
有息负债合计	4,600,967.91	4,865,144.45	4,131,056.31
有息负债与资产总额的比例	64.33%	72.88%	73.65%
有息负债与营业收入的比例	307.66%	369.20%	410.64%

近三年，公司有息负债规模与资产总额、营业收入的比例相对稳定，随着公司资产规模及业务规模的扩大而增加，与公司业务发展相匹配。

综上，公司所属的电力行业属于资本密集型行业，资产负债率普遍处于较

高水平；近年来，公司持续发展新能源发电业务、加快推进业务结构转型，投资规模逐步扩大，导致公司对资金需求相应增加，使得公司与同行业可比公司相比，资产负债率水平相对较高。整体而言，公司债务融资规模、资产负债率水平与公司所处的业务转型发展阶段以及行业特点相符，具有合理性。

（三）关于是否存在流动性风险或偿债风险的分析说明

1、盈利能力持续增强

公司因近年快速发展新能源业务，融资规模逐年扩大，导致资产负债率持续处于较高水平。但随着公司投资建设的新能源机组的相继投产，发行人持续盈利能力得到显著增强，利润规模的增长能一定程度满足公司日常经营的流动性需求和偿债需求。

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
营业收入	402,446.36	1,495,475.37	1,317,755.58	1,006,001.76
净利润	66,651.42	118,063.15	78,533.15	79,900.41
经营活动现金流净额	70,069.14	732,837.29	343,716.19	333,652.34

2、经营活动现金流持续增长

由于公司经营活动产生的现金流量净额为正数，且金额较大，反映公司日常经营的现金流入能有效满足经营活动的资金需求，流动性风险相对较低。另外，利息保障倍数大于1且整体呈上升趋势，偿债风险相对较低。

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
经营活动现金流净额	70,069.14	732,837.29	343,716.19	333,652.34
利息保障倍数	2.69	1.69	1.52	1.56

3、具有融资资金成本优势

新能源行业属于国家实现碳中和目标的重要行业，政府对新能源行业的资金支持力度较高，发行人可以与银行沟通协商通过借入低利率资金来置换高利率存量银行贷款，实现低成本融资。

4、新增融资安排

公司拥有较强的融资能力，公司可通过银行借款，对授信额度、授信期限

以及利率水平进行合理规划，满足公司各类融资需求，合理降低利率波动风险。公司信用评级较高，可通过公开市场发行债券方式进行融资，因此公司可以在必要时以新增金融机构借款或发行债券等方式补充经营性及投资性资金需求。此外，本次募集资金部分用于补充流动资金，有利于进一步优化公司的资本结构，降低公司资产负债率，有助于进一步提高公司偿债能力，降低财务风险。

公司目前处于业务结构转型发展阶段，资金需求量大，伴随公司业务规模的持续扩张，债务规模相应增加。公司业务有稳定增长的现金流净流入，公司资信状况良好，银行授信额度充足，并可通过多种方式拓展融资渠道。

综上，公司偿债能力较强，不存在重大流动性风险或偿债风险。

（四）发行人应对偿债风险的措施

1、持续提升盈利能力

最近三年公司营业收入分别为 100.60 亿元，131.78 亿元和 149.55 亿元，净利润分别为 7.99 亿元，7.85 亿元和 11.81 亿元，公司业务规模和盈利水平呈快速增长趋势，公司良好的经营情况有助于保持现金流的稳定性和公司资信水平，从而降低偿债风险。

2、保持充足的货币资金及现金流量

截至 2023 年 3 月末，公司货币资金余额为 11.86 亿元，其中非受限货币资金的金额为 11.38 亿元，公司保持充裕的在手货币资金以满足偿债需求，控制偿债风险。

此外，近三年公司经营活动产生的现金流量净额分别为 333,652.34 万元、343,716.19 万元、732,837.29 万元，呈上升趋势。公司通过对存量资产的运营，产生良好的经营活动现金流量，从而满足偿债资金需求，控制偿债风险。

3、保持较强的融资能力

公司拥有较强的融资能力，未使用的外部金融机构授信额度较高；同时公司可通过银行借款，对授信额度、授信期限以及利率水平进行合理规划，满足公司各类融资需求。因此，公司可以在必要时以新增金融机构借款等方式应对债券本息兑付等偿债需求。另外，公司近年通过发行股票等权益类融资方式补

充流动资金，从而应对偿债需求、降低偿债风险。

综上，发行人制定了上述应对偿债风险的措施，且有效保持了充足的货币资金及现金流量、保持了较强的融资能力、盈利能力持续提升，报告期内资产负债率整体下降，偿债指标整体有所提升，相关措施具有有效性。

（五）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）核查发行人营业收入、净利润等财务数据，并计算发行人偿债能力相关财务指标，分析发行人经营情况及财务状况；

（2）查阅同行业可比公司年度报告等公开信息，计算同行业可比公司相关财务指标，并与发行人对应指标进行比较，分析差异原因；

（3）对发行人有息负债情况进行核实，并与发行人的资产规模和收入规模进行配比，分析有息负债规模的合理性；

（4）对公司管理层进行访谈，了解公司关于应对偿债风险的具体措施；

（5）针对发行人应对偿债风险的具体措施，通过货币资金、经营业绩等财务数据进行核实，分析应对偿债风险措施的有效性。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

（1）报告期内，公司营业收入和净利润规模整体持续提升，经营情况良好。公司经营活动现金流净额呈持续增长趋势，公司资金回笼能力良好；

（2）公司偿债能力指标水平与公司所处行业及发展状况相匹配，随着公司经营业绩的增长，报告期内偿债能力有所提升；

（3）公司所属的电力行业属于资本密集型行业，资产负债率普遍处于较高水平；近年来，公司持续发展新能源发电业务、加快推进业务结构转型，投资规模逐步扩大，导致公司对资金需求相应增加，使得公司与同行业可比公司相比，资产负债率水平相对较高。整体而言，公司债务融资规模、资产负债率水

平与公司所处的业务转型发展阶段以及行业特点相符，具有合理性；

(4) 公司偿债能力较强，不存在重大流动性风险或偿债风险；

(5) 发行人制定了应对偿债风险的措施，报告期内资产负债率整体下降，偿债指标整体有所提升，相关措施具有有效性。

四、2022年9月末发行人应收账款账面金额约为2019年末的两倍，显著高于同期营业收入增长率，请结合行业发展情况、发行人业务模式、账龄及坏账计提情况、可比公司应收账款周转率和计提政策等，说明发行人应收账款与收入增长是否匹配，是否存在放宽信用政策的情形，坏账准备计提是否充分；

(一) 行业发展情况分析

近年来，我国高度重视经济社会发展与生态环境保护工作，大力支持太阳能、风能等新能源的开发与利用。在技术进步的有效推动与产业政策的有力驱动下，以光伏发电、风电为代表的新能源产业进入快速发展时期，促进了国内以光伏发电、风电等清洁能源为主导的新型电力系统的加速构建。2023年以来，我国持续推进大型风电光伏基地建设、重大水电项目和抽水蓄能建设，可再生能源发展实现良好开局。

1、可再生能源装机规模持续扩大

根据国家能源局网站信息，2023年一季度，全国可再生能源新增装机4,740万千瓦，同比增长86.5%，占新增装机的80.3%。其中，常规水电新增并网121万千瓦，抽水蓄能150万千瓦，风电新增并网1,040万千瓦，光伏发电新增并网3,366万千瓦，生物质发电新增并网63万千瓦。

2、可再生能源发电量持续增长

根据国家能源局网站信息，2023年一季度，全国可再生能源发电量达到5,947亿千瓦时，同比增长11.4%，其中风电光伏发电量达3,422亿千瓦时，同比增长27.8%。

3、可再生能源补贴“退坡”

2019年国家发改委、国家能源局先后发布了《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》《关于完善风电上网电价政策的通知》等政

策，明确 2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

2021 年 6 月 7 日，国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格[2021]833 号）指出，自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，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。光伏发电进入平价上网时代。

（二）业务模式

发行人主营业务为火电、风电、光伏发电项目的开发、投资和运营，以及城市民用供热、工业供热等能源供应业务等。主要销售模式如下：

1、电力业务

发行人电力销售分为计划分配电量、参与电力用户市场交易和跨省区交易相结合，由电网公司统购统销。能源行政主管部门下达各发电企业年度电量指标，各发电企业依据电量计划与当地电网公司签订购售电合同。

2、热力业务

发行人热力销售分为民用供热和工业供热销售。民用供热由公司与热力公司及用户按供热需求签订供热合同。工业供热由公司与工业蒸汽用户签订供热合同。公司依据供热合同组织生产供给，根据供热量与用户进行月度结算。

（三）账龄及坏账计提情况

发行人应收账款账龄及坏账计提情况如下：

单位：万元，%

账龄结构	2023 年 3 月 31 日				2022 年 12 月 31 日			
	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例
1 年内	719,869.91	74.23	4,829.05	0.67	621,890.44	71.00	4,884.59	0.79
1-2 年	148,597.43	15.32	2,281.72	1.54	150,424.70	17.17	2,281.72	1.52
2-3 年	51,824.01	5.34	219.77	0.42	52,430.33	5.99	219.77	0.42

账龄结构	2023年3月31日				2022年12月31日			
	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例
3-4年	26,893.76	2.77	18.18	0.07	27,679.98	3.16	18.18	0.07
4-5年	19,164.92	1.98	-	-	19,992.95	2.28	-	-
5年以上	3,493.07	0.36	1,685.40	48.25	3,493.07	0.40	1,685.4	48.25
合计	969,843.11	100.00	9,034.12	0.93	875,911.47	100.00	9,089.67	1.04
账龄结构	2021年12月31日				2020年12月31日			
	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例	账面余额	结构占比	坏账准备	计提比例
1年内	468,252.26	55.79	1,932.24	0.41	399,285.19	59.18	183.97	0.05
1-2年	203,259.67	24.22	177.46	0.09	172,003.69	25.50	51.45	0.03
2-3年	118,223.59	14.09	17.58	0.01	82,383.25	12.21	158.53	0.19
3-4年	40,550.97	4.83	-	-	18,747.49	2.78	1,271.50	6.78
4-5年	7,755.00	0.92	1,251.64	16.14	1,757.70	0.26	87.80	5.00
5年以上	1,259.14	0.15	510.12	40.51	473.67	0.07	473.67	100.00
合计	839,300.63	100.00	3,889.04	0.46	674,650.99	100.00	2,226.92	0.33

发行人应收账款账龄主要在1年以内，最近一期末一年以内应收账款余额占比为74.23%，坏账计提充分、合理。

(四) 与可比公司应收账款周转率和坏账计提政策的比较分析

1、发行人与可比公司的应收账款周转率比较分析

报告期内，公司应收账款周转率与同行业可比上市公司比较如下：

单位：%

可比公司	2023年1-3月	2022年度		2021年度		2020年度	
	应收账款周转率	新能源业务收入占比	应收账款周转率	新能源业务收入占比	应收账款周转率	新能源业务收入占比	应收账款周转率
节能风电	0.96	100.00	1.07	100.00	0.87	100.00	0.90
金开新能	0.56	100.00	0.68	100.00	0.64	99.93	0.61
中闽能源	1.04	99.49	0.97	100.00	1.10	100.00	1.61
三峡能源	0.96	99.26	1.04	99.16	0.99	98.82	1.02
江苏新能	1.00	93.14	0.99	80.03	1.15	64.36	1.24
浙江新能	0.64	74.44	0.85	71.49	0.73	71.01	0.80
申能股份	3.68	12.19	3.95	9.07	4.58	8.10	4.82

可比公司	2023年 1-3月	2022年度		2021年度		2020年度	
	应收账款周 转率	新能源 业务收 入占比	应收 账款周 转率	新能源 业务收 入占比	应收 账款周 转率	新能源 业务收 入占比	应收 账款周 转率
湖北能源	4.56	9.58	5.50	6.67	6.47	6.00	6.49
桂冠电力	5.52	9.44	7.59	7.52	6.26	2.74	7.95
豫能控股	7.24	2.14	7.42	1.81	6.80	未披露	5.86
平均值	2.62	59.97	3.01	57.58	2.96	61.22	3.13
发行人	1.76	44.80	1.76	40.32	1.75	38.70	1.79

注：1、上述数据来源于可比公司定期报告；
2、2023年1-3月应收账款周转率按年化折算；
3、2023年1-3月可比公司未披露收入构成。

报告期内，公司应收账款周转率低于可比公司平均应收账款周转率，主要系与可比公司之间在产品结构上存在一定差异。

由上表可见，新能源收入占比与应收账款周转率呈反向关系，主要系因新能源业务占比较大的企业，应收可再生能源补贴款占比较大，该应收补贴款回款周期较长，从而导致应收账款周转率较低。

节能风电、金开新能、中闽能源、三峡能源、江苏新能、浙江新能的新能源收入占比较发行人大，其应收账款周转率均低于发行人；而申能股份、湖北能源、桂冠电力和豫能控股的新能源收入占比较小，其应收账款周转率均高于发行人。

因此，发行人应收账款周转率水平与同行业不存在重大差异，发行人应收账款周转率与新能源收入占比相匹配。

2、发行人与可比公司的坏账计提政策比较分析

（1）公司和可比公司的坏账计提政策比较分析

① 公司应收账款的坏账计提政策

项目	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
应收账款——账龄组合	以应收款项的账龄作为信用风险特征	对于不含重大融资成分的应收账款及合同资产,按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备;对于包含重大融资成分的应收账款、合同资产和租赁应收款,公司选择始终按照相
应收账款——低风险组合	为信用等级较高的国内客户的应收电费(含电费补贴)以及未逾期的应收热费、服务费及商品销售款	

项目	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
		当于存续期内预期信用损失的金额计量损失准备

低风险组合应收账款（不包括补贴电费）：主要为信用等级较高的国内客户的应收电费（含电费补贴）以及未逾期的应收热费、服务费及商品销售款，账龄较短，发行人评估后认为该项应收账款回收风险极低，不计提坏账准备。

针对新能源补贴电费形成的应收账款：由国家财政部按照相关法律法规向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目和接网工程享受的补贴资金统一代发放至企业，因此补贴电费实际承担方为政府部门，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。发行人对账龄较长的补贴款按照预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提预期信用损失。

针对除上述类型外的应收账款，公司按账龄组合计提预计信用减值损失。

② 同行业可比上市公司坏账计提政策

同行业可比上市公司关于应收账款坏账计提政策的情况如下所示：

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	对于划分为组合的应收账款，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。
	组合 2	其他组合	
	组合 3	新能源补贴款组合	
桂冠电力	账龄组合	款项账龄	考虑所有合理且有依据的信息，包括历史信用损失经验，并考虑前瞻性信息，通过违约风险敞口和整个存续期信用损失率，对预期信用损失进行估计。
	关联方组合	关联方款项	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，一般不计提信用损失。对于欠款时间长的、偿还能力差的按个别计提。
	应收可再生能源补贴组合	应收风电、光伏可再生能源补贴部分电费形成的应收款项	
申能股份	低风险组合	可再生能源补助、各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项	对于划分为组合的应收账款、租赁应收款、合同资产，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。
	其他组合	除上述组合之外的其他应收款项	

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
湖北能源	信用风险特征组合	账龄组合	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
	发电业务（包含新能源补贴款、发电业务款项组合）	发电业务	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	电力销售应收账款（国内）主要包括应收标杆电费和应收可再生能源补贴电费，客户集中为各地电网公司及其他电力销售客户，客户数量较为有限且单项金额较大。应收标杆电费形成的应收账款，欠款方为电网公司，电网公司信用及支付记录较好，通常自出具账单日起 30-60 天内收款，账龄较短。应收可再生能源补贴电费形成的应收账款，根据国家现行政策及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司等单位，再由地方电网公司等单位根据电量结算情况拨付至发电企业。
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	电力销售应收账款（国外）主要为澳大利亚电厂售电款形成的应收款项（为子公司），欠款方为澳大利亚能源市场运营商有限公司，电费按周结算，四周后付款，由澳大利亚能源市场运营商有限公司向澳大利亚电厂开具税务发票，发票中注明付款时间，付款时间在发票日后一周内，客户信用及支付记录较好。
	组合 3	除组合 1、2 以外的其他应收款项	组合 3 为除组合 1、2 以外的其他应收款项，目前主要为供热款和应收关联方款项，供热款为给小区居民供热所收款项，客户主要为代理小区居民所收供热费用，根据以往情况其存在可回收损失的可能性较低。应收关联方款项为外部关联交易款项，暂不存在可回收损失的可能。
浙江新能	组合 1	应收水力发电电费及其他发电基础电费	对于划分为组合的应收账款，本集团参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
	组合 2	应收已纳入可再生能源目录补贴款	
	组合 3	应收未纳入可再生能源目录补贴款	
	组合 4	应收其他发电电费和和其他款项	
	应收合并范围内关联往来组合	客户类型	

可比公司	组合名称	确定组合的依据	计量预期信用损失的方法
	应收实际控制人及其控制的关联往来组合	客户类型	
金开新能	应收电网公司组合	应收电网公司电费	该公司判断电网公司在短期内履行其合同现金流量义务的能力很强，并且即便较长时期内经济形势和经营环境存在不利变化但未必降低电网公司履行其现金流量义务的能力，因此应收电网公司应收账款被视为具有较低的信用风险。
	账龄组合	除应收电网公司组合外客户的应收账款	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
江苏新能	组合 1	本组合以应收款项的账龄作为信用风险特征（除组合 2、组合 3 之外的应收款项）	对于划分为账龄组合 1 的应收款项，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
	组合 2	本组合为应收电网公司电费（燃煤基准价部分），以账龄作为信用风险特征	对于划分为组合 2 的应收款项，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。
	组合 3	本组合为应收可再生能源电价附加补助	对于划分为组合 3 的应收款项，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，计算预期信用损失。该组合均为可再生能源电价附加补助，按照预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提坏账准备。
豫能控股	账龄分析组合	本组合以应收账款的账龄作为信用风险特征	按类似信用风险特征划分为若干组合，在组合基础上基于所有合理且有依据的信息（包括前瞻性信息）计算预期信用损失。
	应收保理款	本组合以应收保理款有无抵押物及风险等级作为信用风险特征	
中闽能源	信用风险特征组合	应收电费	按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备。
	单项计提	接网补贴	由于国家接网补贴政策发生变化，不再通过可再生能源电价附加补助资金给予补贴，相关补贴纳入所在省输配电价回收，由国家发展改革委在核定输配电价时一并考虑，接网补贴的回收出现迟滞现象，谨慎估计账面接网补贴余额的可收回性，按账面原值全额预计信用损失。

③ 发行人应收账款各组合类型坏账计提方式与同行业无显著差异

经比较，发行人应收账款各组合类型的坏账计提方式与同行业均基本一致，具体如下：

序号	项目	发行人坏账计提方式	同行业坏账计提方式	发行人与同行业是否一致
1	非补贴电费形成的应收账款	不计提坏账准备	5家可比公司采用不计提坏账准备的政策	是
2	新能源补贴电费形成的应收账款	按个别认定方式计提预期信用损失	6家可比公司按个别认定或账龄方式计提预期信用损失，其余未计提坏账准备	是
3	除电费外其他应收信用等级较高的国内客户的款项	不计提坏账准备	仅3家单独披露低风险组合，均未计提坏账	是
4	除应收电费之外的应收账款	按账龄组合计提预计信用减值损失	按账龄组合计提预计信用减值损失	是

④ 发行人账龄组合计提坏账比例与同行业无显著差异

公司账龄组合计提坏账准备的计提比例与同行业可比上市公司比较情况如下：

单位：%

公司	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年以上
金开新能	5.00	10.00	30.00	50.00	80.00	100.00
江苏新能	1.00	10.00	30.00	50.00	50.00	100.00
桂冠电力	-	10.00	20.00	30.00	50.00	80.00
同行业比例区间	1.00-5.00	10.00	20.00-30.00	30.00-50.00	50.00-80.00	80.00-100.00
发行人	2.00	10.00	20.00	50.00	100.00	100.00

注：可比公司中仅金开新能、江苏新能、桂冠电力披露计提比例

根据上表，公司账龄组合计提坏账准备的计提比例处于同行业可比公司区间范围内，与同行业可比上市公司不存在重大差异，发行人坏账计提充分。

（五）应收账款和收入匹配性

报告期内，公司各期应收账款余额与当期营业收入变动明细如下：

单位：万元

项目	2023年3月31日 /2023年1-3月		2022年12月31日/2022 年度		2021年12月31日/2021 年度		2020年12 月31日 /2020年度
	金额	较上期变动比例	金额	较上期变动比例	金额	较上期变动比例	金额

项目	2023年3月31日 /2023年1-3月		2022年12月31日/2022 年度		2021年12月31日/2021 年度		2020年12 月31日 /2020年度
	金额	较上期变 动比例	金额	较上期变 动比例	金额	较上期变 动比例	金额
营业收入	402,446.36	7.64	1,495,475.37	13.49	1,317,755.58	30.99	1,006,001.76
应收账款余额	969,843.11	10.72	875,911.47	4.36	839,300.63	24.41	674,650.99
应收账款余额占 营业收入比例	60.24%		58.57%		63.69%		67.06%
应收账款周转率	1.76		1.76		1.75		1.79

注：2023年1-3月的收入变动率、应收账款余额占营业收入比例经年化折算。

近年来公司坚持深化业务转型，新能源装机规模及占比持续提高，营业收入与应收账款同步增长。由上表可见，2020年末至2023年3月末，公司营业收入及应收账款均呈逐年上升的趋势，应收账款周转率平稳，应收账款的变动与收入相匹配。

（六）是否存在放宽信用政策的情形

公司已根据实际情况制定了应收账款信用政策，公司与主要客户均有长期且稳定的业务往来，很少出现信用损失。为监控公司的信用风险，公司按照账龄、客户资料等要素对客户资信进行分析，主要类型应收账款回款周期如下：

（1）公司应收账款中对电网公司除可再生能源补贴款外的应收电费，通常自出具账单日起30天左右收款；

（2）补贴电费，由国家财政部按照相关法律法规向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目和接网工程享受的补贴资金统一代发放至企业，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。目前，公司可再生能源补贴应收账款的平均账期约为2-3年。

报告期内，公司信用政策未发生改变，应收账款周转率平稳，不存在放宽信用政策的情形。

综上所述，发行人应收账款的增长与收入相匹配，不存在放宽信用政策的情形，报告期内应收账款周转率平稳，与同行业应收账款周转率水平相符，坏账计提政策与同行业无显著差异，坏账计提充分、合理。

（七）核查过程及核查意见

1、核查过程

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）查阅行业政策文件，了解行业发展情况；

（2）核查发行人应收账款及坏账计提和营业收入情况，分析报告期各期发行人应收账款余额变动幅度与当期营业收入变动合理性；

（3）了解公司的坏账准备计提政策，查询发行人同行业可比公司坏账计提政策，比较分析是否存在差异；统计公司与同行业可比公司应收账款周转率变动情况，并分析差异的原因及合理性；综合分析报告期公司是否存在放宽信用政策的情形。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

综上所述，发行人应收账款的增长与收入相匹配，不存在放宽信用政策的情形，报告期内应收账款周转率平稳，与同行业应收账款周转率水平相符，坏账计提政策与同行业无显著差异，坏账计提充分、合理。

五、按区域列示主要风电和光伏项目的装机容量和占比、平均发电小时数和弃风弃光率等，说明项目关键指标是否与全国或所属地区平均水平相符，是否达到预期生产规模和效益，如否，请说明原因；

（一）按区域列示主要风电和光伏项目的装机容量和占比、平均发电小时数和弃风弃光率等情况

发行人按地区列示的风电、光伏项目的关键指标如下：

地区	项目类型	截至 2023 年 3 月末		2023 年 1-3 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
		装机容量 (万千瓦)	占比 (%)	平均发电 小时数 (小时)	平均弃风 弃光率 (%)	平均发电 小时数 (小时)	平均弃风 弃光率 (%)	平均发电 小时数 (小时)	平均弃风 弃光率 (%)	平均发电 小时数 (小时)	平均弃风 弃光率 (%)
东北地区	风电	97.15	10.64	658.70	0.49	2,468.66	2.97	2,410.96	0.56	2,455.95	1.00
	光伏	82.61	9.04	414.92	0.96	1,704.97	1.65	1,638.91	0.31	1,810.84	2.26
华北地区	风电	39.95	4.37	482.08	28.46	1,684.28	25.73	2,329.47	7.95	1,654.88	0.34
	光伏	108.23	11.85	380.06	2.98	1,613.11	1.20	1,268.63	8.64	1,546.47	8.36
华中地区	风电	23.14	2.53	509.43	4.36	1,999.84	2.02	1,919.79	1.13	1,336.02	0.00
	光伏	21.72	2.38	270.55	0.23	1,342.38	0.04	875.84	1.32	1,010.67	0.00
华东地区	风电	93.08	10.19	577.06	0.82	2,225.81	0.20	1,991.91	0.13	1,887.86	0.00
	光伏	209.14	22.90	294.66	1.14	1,333.75	1.63	1,264.17	1.18	1,223.54	1.03
华南地区	光伏	52.70	5.77	215.58	0.02	1,163.28	0.08	1,227.38	0.07	1,096.54	0.00
西北地区	风电	59.90	6.56	360.67	11.98	1,647.92	11.12	1,772.99	9.81	1,664.85	8.67
	光伏	109.20	11.96	315.71	5.38	1,461.86	5.62	1,331.00	6.02	1,484.97	6.60
西南地区	风电	13.60	1.49	927.98	0.00	2,565.03	0.00	2,636.04	0.00	3,086.76	0.00
	光伏	3.00	0.33	324.53	4.43	1,422.76	5.68	1,329.52	9.59	/	/

注 1: 平均发电小时数 = Σ 发电量 \div Σ 发电设备平均装机容量, 数据由生产口径获取;

注 2: 平均弃风弃光率 = Σ 电网弃风或弃光电量 \div (Σ 上网电量 + Σ 电网弃风或弃光电量), 数据由生产口径获取。

(二) 除少数地区外，发行人发电小时数、平均弃风弃光率等关键指标与全国或所属地区平均水平相符

1、“三北地区”风电和光伏项目主要指标

2020-2022年，发行人分区域风电和光伏发电业务年平均发电小时数与《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》²中重点区域城市2021年平均数据对比情况如下：

单位：小时

地区	项目类型	发行人①	地区平均水平②	①/②
东北地区	风电	2,445.19	2,263.40	108.03%
	光伏	1,718.24	1,455.67	118.04%
华北地区	风电	1,889.54	2,336.25	80.88%
	光伏	1,476.07	1,474.25	100.12%
西北地区	风电	1,695.25	2,210.80	76.68%
	光伏	1,425.94	1,456.375	97.91%

注：《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》重点区域城市限于东北、华北、西北地区。

2020-2022年，发行人“三北”区域风电和光伏发电业务年平均弃风弃光率与《2021年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》中相应区域省份2021年平均数据对比情况如下：

地区	项目类型	发行人①	地区平均水平②	①-②
东北地区	风电	1.51%	2.27%	-0.76%
	光伏	1.41%	0.63%	0.78%
华北地区	风电	11.34%	3.07%	8.27%
	光伏	6.07%	1.11%	4.96%
西北地区	风电	0.00%	5.36%	-5.36%
	光伏	7.64%	4.03%	3.61%

发行人在华北地区的风电发电小时数低于地区平均水平、弃风率高于地区平均水平，主要系项目所在地张北县由于输电线路及当地电力供求等原因，导致地区弃风情况高于华北其他地区。

² 国家能源局未公示2022年度重点区域可再生能源电力相关数据

2、“三北地区”以外的其他地区风电和光伏项目主要指标

2020-2022年，发行人“三北地区”以外的其他地区风电和光伏发电业务年平均发电小时数与全国平均水平对比情况如下：

单位：小时

地区	项目类型	发行人①	全国平均水平②	①/②
华中地区	风电	1,751.88	2,121	82.60
	光伏	1,076.30	1,282	83.95
华东地区	风电	2,035.19	2,121	95.95
	光伏	1,273.82	1,282	99.36
华南地区	光伏	1,162.40	1,282	90.67
西南地区	风电	2,762.61	2,121	130.25
	光伏	1,376.14	1,282	107.34

注：全国平均水平数据取自中电联 2020-2022 年《全国电力供需形势分析预测报告》相应数据的各年平均值得。

2020-2022年，发行人“三北地区”以外的其他地区风电和光伏发电业务年平均弃风弃光率与《2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》中相应区域省份 2021 年平均数据对比情况如下：

地区	项目类型	发行人①	地区平均水平②	① - ②
华中地区	风电	1.05%	0.90%	0.15%
	光伏	0.45%	0.03%	0.42%
华东地区	风电	0.11%	0.23%	-0.12%
	光伏	1.28%	0.00%	1.28%
华南地区	光伏	0.05%	0.00%	0.05%
西南地区	风电	0.00%	0.21%	-0.21%
	光伏	7.64%	4.08%	3.56%

发行人“三北地区”以外的其他地区风电、光伏发电主要指标与全国及地区主要指标无重大差异。

（三）发行人风电、光伏发电业务盈利情况较好，效益水平与行业相近

报告期内发行人风电、光伏业务与火电及供热业务对发行人盈利情况的影响对比如下：

单位：万元、%

项目	2023年1-3月		2022年度		2021年度		2020年度	
	毛利	毛利率	毛利	毛利率	毛利	毛利率	毛利	毛利率
风电	40,636.43	52.44	157,716.19	52.77	136,828.95	53.06	99,261.79	53.59
光伏发电	38,619.34	44.17	176,899.32	47.66	140,248.54	51.29	112,618.42	55.16
火电	51,005.31	38.73	70,702.80	15.01	46,150.55	10.81	47,292.95	11.81
热力业务	-15,869.18	-31.43	-54,694.34	-48.34	-50,205.85	-38.11	-30,110.21	-26.46

报告期内，公司风电、光伏等新能源发电业务毛利率显著高于火电、热力业务，是公司盈利的主要来源。近年来，公司通过不断投建新能源项目，整体盈利能力不断提高，公司风电、光伏业务毛利率与同行业可比公司对比情况如下：

单位：%

序号	可比公司	2022年		2021年		2020年	
		风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏
1	申能股份	56.72	53.23	59.45	54.91	56.32	54.54
2	金开新能	67.61	58.09	69.25	58.62	68.55	60.92
3	江苏新能	56.27	55.49	67.12	52.92	59.48	53.91
4	中闽能源	65.05	52.35	65.67	53.97	68.14	57.22
5	节能风电	58.09	/	55.25	/	52.16	/
6	豫能控股	42.93	/	38.83	/	/	/
7	三峡能源	61.54	53.20	60.40	55.52	/	/
8	湖北能源	53.21	51.81	62.79	52.83	/	/
9	浙江新能	50.92	55.78	61.94	56.35	/	/
10	桂冠电力	51.48	61.53	53.61	33.91	28.30	
发行人风力发电项目平均毛利率							53.14
可比公司风力发电项目平均毛利率							57.35
发行人/可比公司							92.66
发行人光伏发电项目平均毛利率							51.37
可比公司光伏发电项目平均毛利率							54.36
发行人/可比公司							94.50

报告期内，公司风电、光伏发电毛利率与行业可比公司不存在较大差异，发行人风电、光伏业务效益与行业平均水平接近，项目达到预期效益。

（四）核查过程及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）取得发行人分地区、分业务条线的装机容量、发电小时数及弃风弃光率相关数据；

（2）查阅国家能源局《2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》，获取新能源项目全国及地区关键指标数据；

（3）将发行人风电、光伏发电项目关键指标与全国或所属地区相应数据进行对比，分析差异的原因和合理性；

（4）通过与其他业务、同行业可比公司相同业务进行对比，分析发行人风电、光伏发电项目效益情况。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

（1）发行人已分地区、分业务条线列示装机容量、发电小时数及弃风弃光率情况；

（2）除张北地区风电由于张北县输电线路及当地电力供求等原因，发电小时数相对较低、平均弃风弃光率相对较高外，发行人其他地区发电小时数、平均弃风弃光率等关键指标与全国或所属地区平均水平相符；

（3）发行人风电、光伏等新能源发电业务毛利率显著高于火电、热力业务，是公司盈利的主要来源，毛利率与行业平均水平接近，项目达到预期效益。

六、请结合发行人持有基金的详细情况（包括但不限于出资人情况、协议内容、认缴实缴金额、投资方向和范围、决策机制和投资计划、穿透后的具体投资标的等），说明不认定为财务性投资的原因和合理性，并说明最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求,是否涉及调减情形。

（一）财务性投资及类金融业务认定依据

1、财务性投资的认定依据

根据《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定：（1）财务性投资的类型包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对国家电投财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等；（2）围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，以收购或整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资；（3）上市公司及其子公司参股类金融公司的，适用本条要求；经营类金融业务的不适用本条，经营类金融业务是指将类金融业务收入纳入合并报表；（4）基于历史原因，通过发起设立、政策性重组等形成且短期难以清退的财务性投资，不纳入财务性投资计算口径；（5）金额较大指的是，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的 30%（不包括对类金融业务的投资金额）。

2、类金融业务的认定依据

《监管规则适用指引——发行类第 7 号》中对于类金融业务作出了说明，除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构外，其他从事金融活动的机构为类金融机构，类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务。与公司主营业务发展密切相关，符合业态所需、行业发展惯例及产业政策的融资租赁、商业保理及供应链金融，暂不纳

入类金融业务计算口径。

（二）发行人持有基金的情况

截至 2023 年 3 月 31 日，发行人持有基金情况及财务性投资认定情况如下：

单位：万元

序号	名称	设立时间	认缴金额	实缴金额	账面价值	是否为财务性投资	发行人的决策影响力	拟扣除募集资金总额的金額
1	国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）	2020 年 10 月	10,000.00	10,000.00	10,568.06	是	相对有限	10,000.00
2	深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司	2022 年 10 月	21,000.00	3,699.50	3,689.93	否	较强的决策影响力	0.00
3	电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）	2022 年 3 月	15,000.00	3,217.50	3,217.50	否	较强的决策影响力	0.00
4	中吉慧能（深圳）投资有限公司	2021 年 9 月	300.00	150.00	177.72	是	相对有限	150.00
合计			46,300.00	17,067.00	17,653.21	/	/	10,150.00

截至 2023 年 3 月 31 日，发行人持有 4 家基金或投资公司，均投资于新兴能源领域方向，认缴金额合计 46,300.00 万元，实缴金额合计 17,067.00 万元。其中，基于谨慎性原则，将国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）和中吉慧能（深圳）投资有限公司认定为财务性投资。发行人在本次发行董事会决议日前 6 个月至今，对该两家单位已实施及拟实施的投资金额合计 10,150.00 万元，拟从本次募集资金总额中扣除。

上述各基金及投资公司的详细情况如下：

1、国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）

（1）出资人情况

国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）（以下简称“科创基金”）的出资结构如下：

单位：万元

序号	合伙人名称	认缴出资金额	出资比例	合伙人类型
1	国家电投集团产业基金管理有限公司	250.00	0.09%	普通合伙人
2	国家电力投资集团有限公司	190,000.00	67.80%	有限合伙人
3	中电国际新能源控股有限公司	23,000.00	8.21%	有限合伙人

序号	合伙人名称	认缴出资金额	出资比例	合伙人类型
4	吉林电力股份有限公司	10,000.00	3.57%	有限合伙人
5	国家电投集团内蒙古能源有限公司	10,000.00	3.57%	有限合伙人
6	国家电投集团黑龙江新能源有限公司	8,000.00	2.85%	有限合伙人
7	上海电力股份有限公司	8,000.00	2.85%	有限合伙人
8	国家电投集团东北电力有限公司	6,000.00	2.14%	有限合伙人
9	国家电投集团河南电力有限公司	5,000.00	1.78%	有限合伙人
10	国家电力投资集团海外投资有限公司	5,000.00	1.78%	有限合伙人
11	国家电投集团铝电投资有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
12	国家电投集团新疆能源化工有限责任公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
13	国家电投集团重庆电力有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
14	国家电投集团浙江电力有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
15	国家电投集团江苏电力有限公司	3,000.00	1.07%	有限合伙人
合计		280,250.00	100.00%	/

(2) 协议主要内容

《国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）合伙协议》

主要内容如下：

事项	条款	主要内容
合伙目的	1.3	合伙企业的目的是对能源领域科技创新企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），对内支持国家电投集团各单位科技研发和成果转化应用，对外开展能源科技领域的市场化风险投资，以期通过 IPO、基金份额转让、资产转让等方式实现投资退出，获得资本增值收益；
出资金额	附件 1 合伙人名册与基本信息表	合伙企业的认缴金额为人民币贰拾捌亿贰佰伍拾万元（¥2,802,500,000.00）；
有限合伙人出资违约	6.2.3	有限合伙人应当在收到缴款通知后二十（20）个工作日内按照通知上所要求的金额和收款账户缴付该期出资，否则普通合伙人有权要求违约出资人在出资到期日后的十（10）日（“催缴期”）内缴清应缴出资，并向合伙企业缴纳未出资金额每日万分之五（0.5%）的滞纳金；
投资决策委员会决策程序	8.1	根据合伙协议约定，投资决策委员会由伍（5）名委员组成，普通合伙人及有限合伙人国家电力投资集团有限公司有权委派投资决策委员会委员，委派人员及人数可由双方协商确定。投资决策委员会实行一人一票制。若有限合伙人欲更换其委派的投资决策委员会成员应于做出决定之日起十（10）个工作日书面告知普通合伙人；普通合伙人应当在更换其委派的投资决策委员会委员或者收到有限合伙人更换通知后十（10）个工作日内书面通知所有有限合伙人；

事项	条款	主要内容
合伙企业收入分配	9.1.1	合伙企业的非项目处置收入，包括临时投资收入、项目存续期间的分红、利息等期间收益，由管理人根据实际情况进行不定期收益分配，具体分配顺序如下： (i) 首先，支付合伙企业应付的各类费用、管理费及普通合伙人判断预留的合伙企业根据法律法规应缴纳的税赋； (ii) 若有剩余，向全体合伙人根据其合伙企业份额比例进行收益分配。

(3) 认缴和实缴金额

发行人对科创基金报告期末的认缴金额、实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日间的投资金额列示如下：

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 3 月 31 日余额	10,000.00	10,000.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	10,000.00	-

(4) 基金投资方向和范围

根据《国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）合伙协议》，约定该基金对能源领域科技创新企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），对内支持国家电投各单位科技研发和成果转化应用，对外开展能源科技领域的市场化风险投资，以期通过 IPO、基金份额转让、资产转让等方式实现投资退出，获得资本增值收益。

(5) 决策机制

根据合伙协议约定，投资决策委员会由 5 名委员组成，普通合伙人及有限合伙人国家电力投资集团有限公司有权委派投资决策委员会委员，委派人员及人数可由双方协商确定。投资决策委员会实行一人一票制。

吉电股份并未委派投资决策委员会委员，对科创基金的投资决策无重大影响。

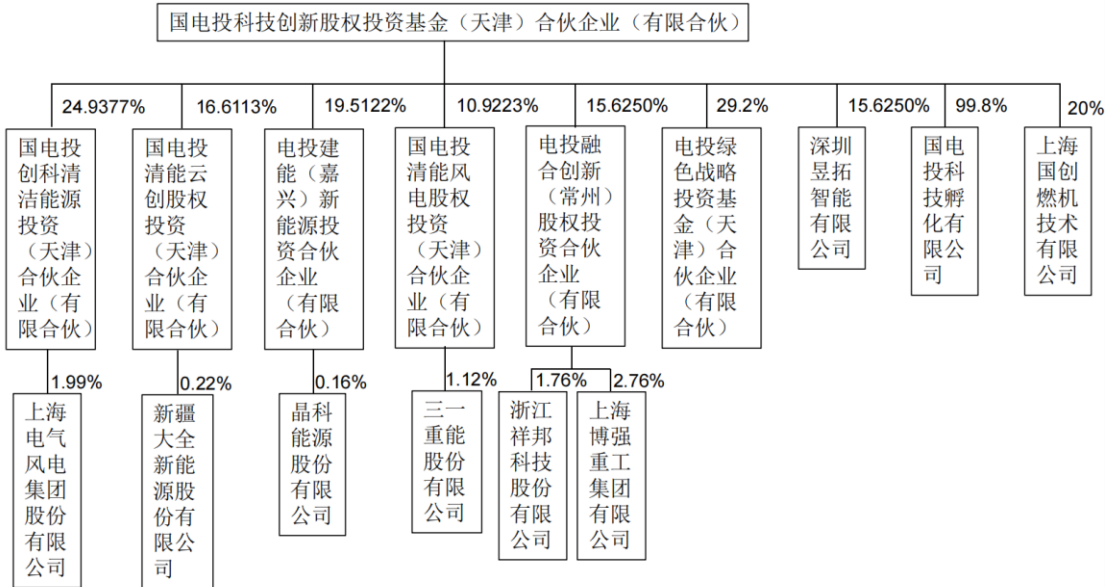
(6) 投资计划

科创基金未来以新兴能源项目为投资方向。

(7) 基金穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 3 月 31 日，科创基金穿透后的股权结构图及投资标的的具体明细分别如下：

① 穿透后的股权结构图



② 投资标的的具体明细

单位：万元

序号	对外投资企业名称	持股比例	注册资本	主营业务
1、直接投资标的				
1	国电投创科清洁能源投资(天津)合伙企业(有限合伙)	24.94%	40,100.00	参与电气风电 IPO 战略配售
2	国电投清能云创股权投资(天津)合伙企业(有限合伙)	16.61%	30,100.00	参与大全能源 IPO 战略配售
3	电投建能(嘉兴)新能源投资合伙企业(有限合伙)	19.51%	41,000.00	参与晶科能源 IPO 战略配售
4	国电投清能风电股权投资(天津)合伙企业(有限合伙)	10.93%	40,000.00	参与三一重能 IPO 战略配售
5	电投融合创新(常州)股权投资合伙企业(有限合伙)	15.63%	100,000.00	投资清洁低碳能源产业链及先进制造领域。
6	电投绿色战略投资基金(天津)合伙企业(有限合伙)	29.20%	82,500.00	围绕碳中和产业链，聚焦绿色能源、绿色制造、绿色交通、绿色环

序号	对外投资企业名称	持股比例	注册资本	主营业务
				境等板块开展投资。
7	深圳昱拓智能有限公司	15.63%	4,800.00	巡检/作业机器人等 AI 设备的研发、生产、销售。
8	国电投科技孵化有限公司	99.8%	100,000.00	技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广等。
9	上海国创燃机技术有限公司	20.00%	10,000.00	围绕重型燃气轮机产业链，开展技术服务、技术开发等业务。
2、穿透后的下层投资标的				
1	上海电气风电集团股份有限公司	1.99%	133,333.34	风力发电设备及零部件的设计、开发、制造和销售等。
2	新疆大全新能源股份有限公司	0.22%	213,739.62	多晶硅、硅芯、硅片、光伏电池、光伏组件和光伏发电系统产品的生产、加工和销售等。
3	晶科能源股份有限公司	0.16%	1,000,000.00	单晶硅棒、单晶硅片、多晶铸锭、多晶硅片；高效太阳能电池、组件和光伏应用系统的研发、加工、制造、安装和销售等。
4	三一重能股份有限公司	1.12%	118,948.42	生产风力发电机、增速机、电气机械及器材、机电设备等。
5	浙江祥邦科技股份有限公司	1.76%	41,435.34	以 P O E、E V A 为原材料的太阳能光伏封装材料、膜材料、高分子材料的生产、销售、研发。
6	上海博强重工集团有限公司	2.76%	12,956.46	发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工等。

该基金投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，发行人对其投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。截至 2023 年 3 月 31 日，发行人对该基金投资的账面价值为 10,568.06 万元，在本次发行董事会决议日前 6 个月至今发行人对该基金的投资金额为 10,000.00 万元。

2、深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司

(1) 出资人情况

深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司（以下简称“吉电盈晟”）出资结构如下：

单位：万元

序号	股东	认缴出资金额	出资比例
1	吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司	39,000.00	65.00%
2	吉林电力股份有限公司	21,000.00	35.00%
合计		60,000.00	100.00%

（2）协议内容

① 关于公司投向及发行人决策权的承诺函

吉电盈晟及吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司均出具承诺函：“按照公司章程等文件规定，切实保证包括吉电股份在内的股东单位在股东会、董事会以及公司其他相关机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来公司主要从事风电、光伏发电以及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设，公司不会从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，吉电盈晟在投资项目决策中须取得吉电股份的支持，方能实施，因此吉电股份对吉电盈晟的投资决策具有否决权。

② 股东协议内容

根据出资人间签署的《吉林电力股份有限公司与吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司之股东协议》及其补充协议，该公司涉及的协议内容如下：

事项	条款	主要内容
合作目的	第二章	为落实“碳达峰”、“碳中和”的战略目标，双方一致同意结合甲方在新能源、储能等双碳产业具有的优势及乙方在证券资本市场、新能源基金募集、投资、管理等优势，根据市场化运作、公允合理原则，通过“投资建设+受托管理运营”方式，共同推进双方在双碳产业的发展壮大；
投资范围	补充协议	吉电盈晟作为新能源项目的实施载体，从事风光电站及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设；
出资金额	第八条	8.1 吉电盈晟的注册资本拟定为人民币肆拾陆亿元整（¥4,600,000,000.00），其中甲方认缴出资为人民币壹拾陆亿壹仟万元整（¥1,610,000,000.00），持股比例为 35%；乙方认缴出资为人民币贰拾玖亿玖仟万元整（¥2,990,000,000.00），持股比例为 65%；甲乙双方的出资方式均为现金； 8.2 吉电盈晟第一期注册资本为人民币陆亿元整

事项	条款	主要内容
		(¥600,000,000.00)。其中,甲方以现金方式出资人民币贰亿壹仟万元整(¥210,000,000.00);乙方以现金方式出资叁亿玖仟万元整(¥390,000,000.00);
决策机制	第二十一条	设立董事会,董事会成员共7名,其中吉电股份提名3名董事、吉业(深圳)双碳产业投资控股有限公司提名4名董事。董事会决定公司的经营方针和投资计划、审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案、变更运维主体等重要事项,必须经代表三分之二以上表决权的董事会通过。
违约责任	第二十二条	22.1 任何一方违反本协议所约定的义务或在本协议中作出的陈述、保证或承诺,视为违反本协议,违约方应向守约方承担违约责任; 22.2 违约方应赔偿因其违约而给对方造成的全部损失,包括本协议履行后可以获得的利益,但不得超过违反本协议一方订立本协议时可以预见或应当预见的因违反本协议可能造成的损失。

注:甲方为吉业(深圳)双碳产业投资控股有限公司;乙方为吉林电力股份有限公司。

③ 运维协议内容

吉电盈晟与吉电股份以及吉电未来智维能源科技(吉林)有限公司签署了委托运营协议,约定将已投产及未来开发的项目及资产委托给吉电股份(受托方1)及吉电未来智维能源科技(吉林)有限公司(受托方2)进行运营,协议主要内容如下:

事项	条款	主要内容
委托范围	第一条	委托运营范围包括:于本协议签署日,托管公司在中国境内已投产及未来开发的项目及其资产;及未来经各方协商一致纳入委托运营的托管公司;
投资管理	5.1	受托方1针对托管公司境内的基建投资提出指导建议,并提交委托方及/或相关托管公司考虑;
人力资源管理	5.2	受托方1就托管公司的人力资源规划提出建议,指导托管公司劳动定员、岗位设置、员工薪酬等组织薪酬管理。受托方对委派至托管公司进行运营工作人员进行统一管理;
吉电未来智维能源科技(吉林)有限公司受托范围	5.2	安全生产管理:负责托管公司的安全生产,参与涉及托管公司的安全、环保等紧急事件和事故的处理;
吉林电力股份有限公司受托范围	5.3	负责托管公司审查工程的设计,指导工程设备及材料管理、安全施工管理、工程质量管理、工程造价控制和工程进度控制等。

(3) 认缴和实缴金额

发行人对吉电盈晟的认缴金融、实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日间的投资金额如下:

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 3 月 31 日余额	3,699.50	21,000.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	3,699.50	-

（4）投资方向和范围

根据《吉林电力股份有限公司与吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司股东协议之补充协议》，吉电盈晟作为新能源项目的实施载体，从事风光电站及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设。

（5）决策机制

根据吉电盈晟及第一大股东出具的承诺函，在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施。

根据董事会席位、决策机制约定，在吉电盈晟作出重大决策时，吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司无法单方决定，吉电股份对重大决策具有否决权。

① 决策机制内容

A、股东协议约定

根据《吉林电力股份有限公司与吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司之股东协议》，吉电盈晟设立董事会，董事会成员共 7 名，其中吉电股份提名 3 名董事。董事会决定公司的经营方针和投资计划、审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案、变更运维主体等重要事项，必须经代表三分之二以上表决权的董事会通过。

B、公司章程约定

《深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司章程》约定：董事会作出决议，必须经全体董事的过半数通过。董事会作出关于以下事项的决议，必须经全体董事三分之二以上同意通过：（一）制订公司增加或者减少注册资本以及发行债券的方案；（二）制订公司合并、分立、改制、解散、申请破产或者变更公司形式的方案；（三）审议批准应当由董事会决议的对外投资、收购或出售重大资产、

对外担保、关联交易、融资以及购买理财产品等事项；（四）制订公司章程修订稿或修正案草案；（五）决定公司的经营计划和投资方案；（六）制订公司的年度财务预算方案、决算方案；（七）审议批准变更项目运维主体；（八）审议批准持有资产产生的绿证指标或碳指标等碳资产交易。

C、关于公司投向及发行人决策权的承诺函

根据吉电盈晟及吉业（深圳）双碳产业投资控股有限公司均出具承诺函：“按照公司章程等文件规定，切实保证包括吉电股份在内的股东单位在股东会、董事会以及公司其他相关机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来公司主要从事风电、光伏发电以及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设，公司不会从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，吉电盈晟在投资项目决策中须取得吉电股份的支持，方能实施，因此吉电股份对吉电盈晟的投资决策具有否决权。

② 未实缴出资不影响表决权的行使

根据《深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司章程》的约定，吉电盈晟“股东会会议由股东按照认缴的出资比例行使表决权；董事会决议的表决，实行一人一票”，上述约定符合《公司法》的规定。因此，发行人作为吉电盈晟的股东，以其认缴出资比例 35%对吉电盈晟相关事项行使股东表决权，并按一人一票原则行使所委派的 3 名董事（公司共 7 名董事）的表决权。

（6）投资计划

吉电盈晟未来以风光电站及储能端等双碳产业上下游项目的投资、开发建设为主要投资方向。

① 已签署协议的投资

2023 年 3 月，吉电盈晟与常州天北系能源有限公司、张家口合垣智慧能源头衙公司及北盛股份有限公司等公司签订了关于张北县区域智能能源示范项目之股权协议，拟收购张北县 100MW 集中式光伏项目。

② 未来意向投资

以下为未来意向投资项目的具体明细：

- A、巴彦淖尔 30MW 风电项目
- B、通辽市 150WM 集中式光伏项目
- C、阿鲁科尔沁旗 200MW 集中式光伏项目
- D、宁夏 200MW/400MWh 储能项目

(7) 穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 3 月 31 日，吉电盈晟不存在已实施的对外投资，但其于 2023 年 3 月，与常州天北系能源有限公司、张家口合垣智慧能源头衙公司及北盛股份有限公司等公司签订了关于张北县区域智能能源示范项目之股权协议，约定吉电盈晟收购常州天北系能源有限公司所持有的目标公司张家口合垣智慧能源头衙公司 100%股权，并分期支付股权转让款 9,691.00 万元。

因此，吉电盈晟当前的实缴资本基本用于张北县 100MW 集中式光伏项目的收购。该项目与发行人的主业一致。收购后，吉电盈晟的主营业务预计为新能源发电业务。

同时，根据前述的委托管理协议，吉电盈晟收购张北县 100MW 集中式光伏项目后，将该项目委托发行人进行工程设备及材料管理、安全施工管理、工程质量管理及工程进度控制等方面的运维，能发展发行人的运维业务，与发行人的业务具有协同效应。

综上所述，吉电盈晟围绕产业链上下游投资新能源发电及其相关领域项目，并将其电站资产委托予发行人运维，与发行人主营业务有高度协同性，同时吉电股份对吉电盈晟具有投资决策影响力，发行人对吉电盈晟的投资不属于财务性投资。

3、电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）

(1) 出资人情况

电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）（以下简称“氢能基金”）的出资结构如下：

单位：万元

序号	合伙人名称	认缴出资金额	出资比例	合伙人类型
1	吉林省吉电国际贸易有限公司	28,000.00	56.00%	有限合伙人
2	吉林电力股份有限公司	15,000.00	30.00%	有限合伙人
3	江苏新途电气设备有限公司	6,500.00	13.00%	有限合伙人
4	国家电投集团产业基金管理有限公司	500.00	1.00%	普通合伙人
合计		50,000.00	100.00%	/

(2) 协议内容

① 关于公司投向及发行人决策权的承诺函

氢能基金及除发行人外的其他合伙人均出具承诺函：“按照合伙协议等文件规定，保证吉电股份在包括投资决策委员会在内的合伙企业各个层面机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来推动公司主要从事氢能、储能和新能源领域的投资开发建设，不会推动公司从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，氢能基金主要从事氢能、储能和新能源领域的投资开发建设，在投资项目决策中须取得吉电股份的支持方能实施，因此吉电股份对氢能基金的投资决策具有否决权。

② 合伙协议

根据《电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）合伙协议》，氢能基金的相关协议内容如下：

事项	条款	主要内容
合伙目的	1.3	合伙企业的目的是对氢能产业和新能源领域企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），支持企业科技研发和成果转化应用，开展氢能储能、新能源领域的市场化风险投资；
出资金额	附件 1:合伙人名册与基本信息表	合伙企业的认缴金额为人民币伍亿元（¥500,000,000.00）；

事项	条款	主要内容
出资安排	6.1 及 6.2.2	<p>合伙企业认缴资本为各合伙人认缴出资之和。合伙企业根据项目投资需求，具备条件后再进行缴款。</p> <p>普通合伙人将根据本协议的约定向有限合伙人发出缴款通知，有限合伙人应当在收到缴款通知后，在通知上载明的期限内无条件按照通知上所要求的金额和收款账户缴付出资，直至认缴的出资全部缴清。普通合伙人也应按照相应的比例缴付其认缴的出资额。</p>
投资决策委员会决策程序	8	<p>8.1 投资决策委员会由肆（4）名委员组成，其中普通合伙人委派 1 名，有限合伙人各委派 1 名。投资决策委员会实行一人一票制。若有限合伙人欲更换其委派的投资决策委员会成员应于做出决定之日起十（10）个工作日书面告知普通合伙人；普通合伙人应当在更换其委派的投资决策委员会委员或者收到有限合伙人更换通知后十（10）个工作日内书面通知所有有限合伙人；</p> <p>8.2 对于投资决策委员会所议事项，投资决策委员会各成员一人一票；</p> <p>8.3 投资决策委员会的职权和决议通过投资决策委员会行使下列职权： 做出关于项目投资的决策，包括项目投资款、以及其他项目投资相关费用的支付的相关决定； 依据本协议第 9.3 条的规定决定投资项目的处置方案； 决定合伙企业日常管理和运营中发生的费用支付； 决定合伙企业为项目投资的目的是设立关联公司或企业； 投资决策委员会会议须有肆（4）名委员出席方为有效。所做决议需经参与表决委员全部同意方能通过。</p>
合伙企业收入分配	9.1.1	<p>可供分配现金包括合伙企业因出售或处置投资项目收到的扣除及预留费用及相关税费后可供分配的现金，以及投资项目分得的股息、分红、利息及其他现金收入。可供分配现金按下列顺序和程序进行分配：</p> <p>（1）百分之百（100%）按照权益比例同时向全体合伙人分配，直至各合伙人累计分配的金额（扣除其累计超额收益，不包括普通合伙人业绩报酬）达到其对所有已退出投资项目的投资成本；为免疑义，“权益比例”，指对于任何合伙人的任何一项投资项目而言，以百分比表示的：1）该合伙人的实缴出资额中用于分担该投资项目的成本的金额，除以 2）所有合伙人的实缴出资额中用于分担该投资项目的成本的金额。权益比例通常为合伙人之间的实缴出资比例。“投资成本”，指对于任何一项投资项目而言，指其投资于或分摊的该投资项目的本金加上与任何该投资项目相关的由合伙企业承担且符合本协议约定的合伙费用及因项目处置需要而产生的应纳税费。投资成本不含其他与该投资项目不直接相关的合伙费用。</p> <p>（2）如有余额，百分之百（100%）按照权益比例同时向全体合伙人分配，直至各合伙人累计分配的金额（扣除其累计超额收益，不包括普通合伙人业绩报酬），达到其所有已退出项目的投资</p>

事项	条款	主要内容
		成本和以其投资成本为基数按照每年百分之八（8%/年）（单利）的业绩比较基准计算的优先回报为止（核算业绩比较基准的期间自该合伙人的该部分出资支付到合伙企业募集账户之日起到该合伙人收回该部分出资之日止，若其出资系分期缴付，收益分段计算，每年按照-365天计算）。

（3）认缴和实缴金额

发行人对氢能基金截至报告期末的认缴金额和实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复报告出具日间的投资金额如下：

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 3 月 31 日余额	3,217.50	15,000.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	3,117.50	-

（4）投资方向和范围

根据《合伙协议》，氢能基金对氢能产业和新能源领域企业进行股权投资（包括直接投资、子基金投资等方式），支持企业科技研发和成果转化应用，开展氢能储能、新能源领域的市场化风险投资。

（5）决策机制

根据氢能基金及除吉电股份外的其他合伙人出具承诺函，在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施。

同时，根据投资决策委员会的决策机制，吉电股份对于氢能基金的投资决策具有一票否决权。

① 决策机制内容

A、投资决策委员会的决策机制

根据合伙协议，氢能基金内部决策机构为投资决策委员会，其职责为决策合伙企业的项目投资等事项，且投资决策事项需经参与表决委员全部同意方能通过。投资决策委员会由 4 名委员组成，其中，发行人委派 1 名，其余三名出资人分别委派 1 名。因此，发行人对氢能基金对外投资事项具有“一票否决权”。

B、氢能基金及其合伙人出具关于基金投向及发行人决策权的承诺

氢能基金及除发行人外的其他合伙人均出具承诺函：“按照合伙协议等文件规定，保证吉电股份在包括投资决策委员会在内的合伙企业各个层面机构的决策权；在投资项目决策中，在未听取吉电股份方面专业意见，未取得吉电股份方面支持的情况下，不会推进该等项目的决策和实施；未来推动公司主要从事氢能、储能和新能源领域的投资开发建设，不会推动公司从事与上述该等业务无关联的其他业务。”

根据上述承诺函内容，氢能基金在投资项目决策中须取得吉电股份的支持方能实施，因此吉电股份对氢能基金的投资决策具有否决权。

② 未完全实缴出资不影响发行人表决权

根据《电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）合伙协议》的约定，氢能基金“认缴资本为各合伙人认缴出资之和。合伙企业根据项目投资需求，具备条件后再进行缴款”，且“普通合伙人将根据本协议的约定向有限合伙人发出缴款通知，有限合伙人应当在收到缴款通知后，在通知上载明的期限内无条件按照通知上所要求的金额和收款账户缴付出资，直至认缴的出资全部缴清。普通合伙人也应按照相应的比例缴付其认缴的出资额”，上述约定符合《中华人民共和国合伙企业法》的规定。因此，在普通合伙人国家电投集团产业基金管理有限公司的缴款通知约定的时间内，发行人按时履行出资义务，则可享受其作为氢能基金有限合伙人的权利。发行人当前已按时履行出资义务，其委派投资委员会委员并以此行使表决的权利不因存在尚未实缴出资金额而受影响。

（6）投资计划

氢能基金未来以氢能、储能等新兴能源项目为投资方向。

（7）基金穿透后的具体投资标的

截至2023年3月31日，基金穿透至末级投资标的的具体情况如下：

序号	单位全称	持股比例	注册资本	公司认缴金额	公司实缴金额	主营业务
1	吉电能谷（白城）储	15%	20,000万	3,000万	3,000万	铅碳电池制造

序号	单位全称	持股比例	注册资本	公司认缴金额	公司实缴金额	主营业务
	能投资有限公司					

吉电能谷（白城）储能投资有限公司的铅碳电池制造业务，能为储能业务提供设备和技术支持，从而促进发行人的新能源业务和储能业务发展，与发行人的主业具有协同效应。

（8）关于氢能基金投向符合主营业务及战略发展方向的说明

氢能基金对氢能产业和新能源领域企业进行股权投资，开展氢能储能、新能源领域的市场化风险投资，投资方向符合吉电股份主营业务及战略发展方向，原因如下：

① 氢能基金的新能源领域投资方向符合吉电股份主营业务及战略发展方向

报告期内，发行人新能源业务收入占营业收入的比例分别为 38.70%、40.32%、44.80%和 40.98%，收入规模及占比不断扩大，且为公司未来继续重点发展业务。因此，氢能基金投资的新能源领域符合发行人主营业务及战略发展方向。

② 氢能基金的储能投资方向为发行人新能源业务发展的关键战略部署

发行人大力发展新能源业务，由于风电、光伏发电等新能源发电存在间歇性和波动性，调峰压力较大，储能系统成为新能源发电效率最大化的重要保障。受国家出台的有关新能源配储政策要求及实际运营需要，发行人风电、光伏发电等新能源电站已陆续开始配建储能项目，储能成为发行人新能源业务发展的关键环节和重要组成。因此，储能业务符合发行人主营业务及战略发展方向。

③ 氢能基金的氢能投资方向为发行人新能源业务发展的重要消纳渠道

“氢能”为能量储存的一种模式，即利用电力系统如风电、光伏发电中的富余电能，通过电解水制氢设备将其转化为氢，并在终端应用环节直接使用氢气而非必须转换回电能上网的储能方式，为发行人主营业务风电、光伏发电业务提供了上网消纳之外的其他消纳渠道，有利于消纳电网未能消纳的电量。发行人本次募投项目大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目为发行人将未上网消纳的风电、光伏发电转换为“氢能”，再将“氢能”转换为合成氨产品进行消纳

的项目，对新能源行业产品消纳提供了新的消纳渠道，具备一定的行业示范效应。此外，发行人在《发展战略纲要》中，明确了创新发展氢能产业集群是公司未来四大发展方向之一。因此，氢能业务符合发行人主营业务及战略发展方向。

综上所述，氢能基金投向新能源、储能及氢能业务符合发行人主营业务及战略发展方向。且通过氢能基金的投资，能促进发行人的新能源业务、储能业务和氢能业务的发展，与发行人业务具有协同效应。同时，发行人对氢能基金投资决策具有显著影响力。因此，发行人对氢能基金的投资不属于财务性投资。

4、中吉慧能（深圳）投资有限公司

（1）出资人情况

中吉慧能（深圳）投资有限公司（以下简称“中吉慧能”）出资结构如下：

单位：万元

序号	股东名称	认缴出资金额	出资比例
1	北京原洪信息科技有限公司	300.00	30.00%
2	吉林电力股份有限公司	300.00	30.00%
3	中能宏煜（海南）投资有限公司	200.00	20.00%
4	普佳慧铭（天津）企业管理有限公司	200.00	20.00%
合计		1,000.00	100.00%

（2）协议内容

《中吉慧能（深圳）投资有限公司章程》约定如下：

事项	条款	主要内容
经营范围	第三条	以自有资金从事实业投资、项目投资、创业投资；
出资金额	第十二条	公司全体股东认缴的注册资本总额为人民币 1,000 万元；
出资期限	第十三条	经全体股东一致约定，股东认缴出资额应于 2041 年 9 月 23 日前足额缴纳完毕；
决策机制	第二十八条	公司设立董事会，其中董事会成员 5 名，各位股东各提名 1 名，另从公司高级管理人员中提名 1 名；由股东吉林电力股份有限公司推荐董事长人选，各方推荐的董事人选由股东会决议选任为公司董事。董事会主要负责公司的经营方针和投资计划、决定公司的经营计划和投资方案； 董事会决议的表决，实行一人一票。到会的董事应当超过全体董事人数的三分之二，并且是在全体董事人数过半数同意的的前提下，董事会的决议方为有效。

（3）认缴和实缴金额

发行人对中吉慧能报告期末的认缴金额和实缴金额及自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日间的投资金额如下：

单位：万元

项目	实缴金额	认缴金额
截至 2023 年 3 月 31 日余额	150.00	300.00
自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日新增投资金额	-	-

（4）投资方向和范围

根据《公司章程》，中吉慧能系以自有资金从事投资活动。根据中吉慧能目前的对外投资的标的情况，其目前主要投资新能源、新材料领域企业。

（5）决策机制

根据《公司章程》，公司设立董事会，其中董事会成员 5 名，各位股东各提名 1 名，另从公司高级管理人员中提名 1 名；由股东吉电股份推荐董事长人选，各方推荐的董事人选由股东会决议选任为公司董事。董事会主要负责公司的经营方针和投资计划、决定公司的经营计划和投资方案。

董事会决议的表决，实行一人一票。到会的董事应当超过全体董事人数的三分之二，并且是在全体董事人数过半数同意的前提下，董事会的决议方为有效。

涉及公司以自有资金投资、利润分配和弥补亏损、增加或减少注册资本金、成立和撤销子公司及分支机构、制定公司相关管理制度、以公司名义担保及对外融资、公司诉讼仲裁和执行案件等相关事项均需要董事长审批。除前述事项之外的公司日常运营管理事宜委托公司总经理审核管理。

吉电股份委派一名董事，对公司的投资决策影响力有限。

（6）投资计划

① 加大储能产业链相关产业进一步投资，依托已投的储能项目，在储能领域探索横向纵向延伸的机会，争取深度进入储能领域，实现全产业链布局；

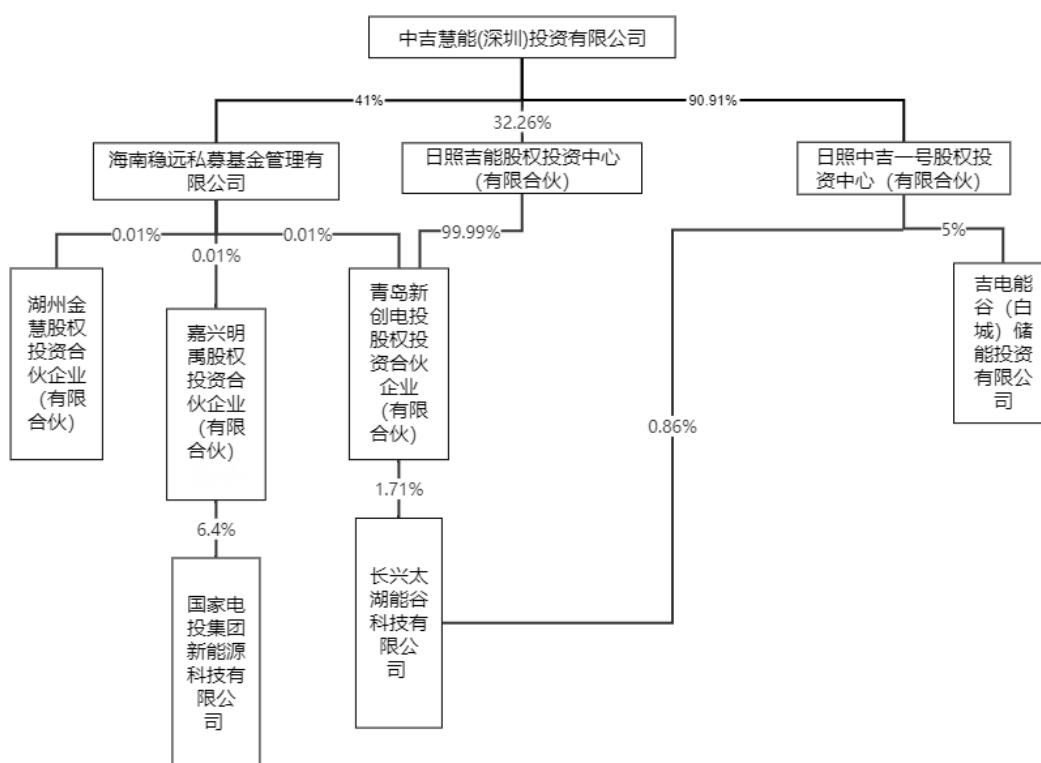
② 探索迈入新能源材料领域，重点关注新能源光伏新材料领域；

③ 加快布局光伏发电、风电新能源领域，目前已在广西、广东等地多方接触相关光伏风电新能源企业，项目类型涉及集中式光伏、分布式光伏、分布式风电等。

(7) 穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 3 月 31 日，中吉慧能穿透至末级投资标的股权结构图及投资标的的具体明细分别如下：

① 穿透后的股权结构图



② 投资标的的具体明细

单位：万元

序号	单位全称	持股比例	注册资本	主营业务
1	海南稳远私募基金管理有限公司	41.00%	1,000.00	私募股权投资基金管理
2	日照吉能股权投资中心（有限合伙）	32.26%	3,100.00	私募股权投资基金管理
3	日照中吉一号股权投资中心（有限合伙）	90.91%	1,100.00	私募股权投资基金管理
4	青岛新创电投股权投资合伙企业（有限合伙）	32.23%	2,100.00	私募股权投资基金管理
5	吉电能谷（白城）储能投资	5.00%	20,000.00	铅碳电池制造

序号	单位全称	持股比例	注册资本	主营业务
	有限公司			
6	长兴太湖能谷科技有限公司	1.33%	7,349.76	技术服务、风力发电机组销售、光伏设备及元器件销售等
7	国家电投集团新能源科技有限公司	6.40%	2,002.22	新能源技术推广服务

综上所述，中吉慧能投资方向和范围与发行人主营业务协同性相对较弱，发行人对中吉慧能的投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将发行人对中吉慧能的投资认定为财务性投资。因发行人认缴金额 300.00 万元，实缴金额 150.00 万元，拟按尚未实缴的金额 150.00 万从本次募集资金总额中扣除。

（三）最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）

公司主营业务为发电及供热业务，公司及下属子公司实际业务均不涉及类金融业务。

公司可能涉及财务性投资（包括类金融业务的投资）的相关报表项目主要为交易性金融资产、其他应收款、其他流动资产、长期应收款、长期股权投资、其他权益工具投资、其他非流动资产等。截至 2023 年 3 月 31 日，各报表项目具体情况如下：

单位：万元

序号	报表项目	账面价值	占归属于母公司净资产比例	是否属于财务性投资
1	交易性金融资产	100.00	0.01%	是
2	其他应收款	25,249.76	2.16%	否
3	其他流动资产	86,520.15	7.39%	否
4	长期应收款	13,533.24	1.16%	否
5	长期股权投资	103,777.52	8.86%	部分涉及财务性投资
6	其他权益工具投资	33,152.79	2.83%	部分涉及财务性投资
7	其他非流动资产	177,125.66	15.13%	否

1、交易性金融资产

截至 2023 年 3 月 31 日，吉电股份交易性金融资产账面价值为 100.00 万元。为 2022 年 12 月吉电股份发行国家电投-吉电股份清洁能源绿色碳中和资产支持专项计划（类 REITS）中，吉电股份认购不动产证券化的次级份额 100.00 万元。

基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。

2、其他应收款

截至 2023 年 3 月末，公司其他应收款账面余额为 30,521.51 万元，其他应收款主要由押金、保证金及单位往来款构成。其他应收账款与公司主营业务相关，并非借予他人款项，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

款项性质	2023 年 3 月 31 日
押金、保证金	17,988.30
单位往来款	12,096.52
其他	436.69
账面余额	30,521.51
减：坏账准备	5,271.75
账面价值	25,249.76

3、其他流动资产

截至 2023 年 3 月末，公司其他流动资产余额为 86,520.15 万元，主要为留抵的增值税进项税，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

款项性质	2023 年 3 月 31 日
留抵的增值税进项税	79,596.48
预缴企业所得税	1,698.76
预缴保险费	5,224.91
合计	86,520.15

4、长期应收款

截至 2023 年 3 月末，公司长期应收款账面价值为 13,533.24 万元，主要为应收项目工程款，不属于财务性投资或类金融业务。

5、长期股权投资

截至 2023 年 3 月末，公司长期股权投资余额为 103,777.52 万元，主要为对联营企业的投资，具体构成如下：

单位：万元

被投资单位	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
-------	------	------	------	----------

被投资单位	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
广西国电投海外能源投资有限公司	56,469.84	35.00%	电力开发、建设、运营	否
长春绿动氢能科技有限公司	19,934.63	26.77%	新兴能源技术研发	否
吉度（苏州）智慧能源有限公司	5,865.92	45.00%	新能源汽车换电设施销售、电动汽车充电基础设施运营	否
吉电能谷（白城）储能投资有限公司	4,006.89	20.00%	储能电池制造	否
深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司	3,689.93	35.00%	投资新能源项目	否
电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）	3,217.50	30.00%	投资新兴能源项目	否
安庆高新吉电能源有限公司	2,837.91	49.00%	电力供应	否
吉电未来智维能源科技（吉林）有限公司	2,300.78	32.00%	电站运维服务	否
氢动力（北京）科技服务有限公司	1,041.85	20.00%	氢能大巴租赁	否
国家电投集团当雄能源有限公司	1,385.10	49.00%	发电业务、输电业务、供（配）电业务	否
沈阳远达环保工程有限公司	1,316.78	20.00%	承接环境保护工程总承包及常规燃煤锅炉、火电机组烟气脱硫及相关附属工程的施工	否
吉电懂憬（吉林）新能源发展有限公司	633.59	30.00%	新能源汽车销售、充换电站建设及运营	否
吉电碧程智慧能源（成都）有限公司	409.48	40.00%	余热余压余气利用技术研发	否
中吉慧能（深圳）投资有限公司	177.72	30.00%	投资新兴能源项目	是
山东鸿吉新能源有限公司	150.08	50.00%	新能源发电	否
潍坊捷凯能源管理有限公司	102.02	50.00%	新能源发电	否
吉林省吉电能源服务有限公司	127.50	21.00%	对吉电股份提供物业服务	否
吉电港华智慧能源（济南）有限公司	60.00	50.00%	新能源发电	否
通榆中吉光热发电有限公司	50.00	50.00%	新能源发电	否
合计	103,777.52	/	/	/

中吉慧能（深圳）投资有限公司主营业务为新兴能源项目投资，出于谨慎性原则，公司将对中吉慧能（深圳）投资有限公司的投资认定为财务性投资。

除此之外，在长期股权投资中，公司的投资均为围绕电力及能源行业产业链进行的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，属于围绕产业链上下

游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，不属于财务性投资。

6、其他权益工具投资

截至 2023 年 3 月末，公司其他权益工具投资账面价值为 33,152.79 万元，具体构成如下：

单位：万元

项目	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
吉林省电力科学研究院有限公司	651.00	9.30%	电力技术开发、转让、咨询、服务	否
吉林电力交易中心有限公司	952.55	9.50%	电力市场交易平台的建设、运营和管理	否
吉林敦化抽水蓄能有限公司	20,981.18	15.00%	抽水蓄能发电	否
国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）	10,568.06	3.57%	投资氢能、储能及其他产业	是
合计	33,152.79	/	/	/

国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）主营业务为投资氢能、储能及其他产业，基于谨慎性原则，公司将国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）的投资认定为财务性投资。

除此之外，发行人其他权益工具投资均为公司围绕电力及能源行业产业链进行的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，属于围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，不属于财务性投资。

7、其他非流动资产

截至 2023 年 3 月末，公司其他非流动资产为 177,125.66 万元，为预付工程设备款和留抵的增值税进项税，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

款项性质	2023 年 3 月 31 日
留抵的增值税进项税	98,540.97
预付工程设备款	78,500.08
其他	84.62
合计	177,125.66

综上，发行人最近一期末财务性投资金额合计 10,845.79 万元，占公司归属

于母公司净资产的 0.93%。因此，发行人最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关要求。

（四）自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况

2022 年 12 月 30 日，发行人召开第九届董事会第五次会议，审议通过本次向特定对象发行股票方案相关事宜。自本次发行董事会决议日前六个月（2022 年 6 月 30 日）至本回复出具日，公司已实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的情况如下：

1、类金融业务

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在对融资租赁、商业保理和小贷业务等类金融业务投资情况。

2、非金融企业投资金融业务

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在投资金融业务情况。

3、设立或投资产业基金、并购基金

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司存在设立或投资产业基金、并购基金的财务性投资情形。

吉电股份对科创基金的投资，认缴金额 10,000.00 万元，吉电股份自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日实缴 10,000.00 万元。考虑到该基金投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，发行人对其投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。在本次发行董事会决议日前 6 个月至今发行人对该基金的投资金额为 10,000.00 万元。

发行人对中吉慧能的投资尚未实缴出资 150.00 万元，考虑到该基金投资方向和范围与公司主营业务协同性相对较弱，发行人对其投资决策影响力相对有限，基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资，拟实施的投资金额为 150.00 万元。

4、与公司主营业务无关的股权投资

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司除设立投资产业基金外，不存在投资与公司主营业务无关的股权投资情况。

5、拆借资金

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在属于财务性投资的拆借资金情形。

6、委托贷款

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在属于财务性投资的委托贷款情形。

7、购买收益波动大且风险较高的金融产品

自本次发行董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司存在购买收益波动大且风险较高的金融产品的情形。

吉电股份于 2022 年 12 月发行国家电投-吉电股份清洁能源绿色碳中和资产支持专项计划（类 REITS），吉电股份认购不动产证券化的次级份额 100.00 万元。基于谨慎性考虑，将其认定为财务性投资。

8、扣减募集资金总额情形

自本次发行董事会决议日前六个月本回复报告出具日，公司已实施或拟实施的财务性投资包括：

① 购买收益波动大且风险较高的金融产品 100.00 万元；

② 投资国电投科技创新股权投资基金（天津）合伙企业（有限合伙）10,000.00 万元。

③ 中吉慧能（深圳）投资有限公司未实缴出资金额 150.00 万元。

根据《〈上市公司证券发行注册管理办法〉第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 18 号》，“本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入的财务性投资金额应当从本次募集资金总额中扣除。”，公司拟召

开董事会审议减少募集资金总额的相关决议，符合《证券期货法律适用意见第18号》的相关要求。

（五）核查程序与核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和会计师履行了以下核查程序：

（1）查阅公司截至最近一期末的财务报表、定期报告、审计报告及附注，取得公司相关投资的决策审批文件、会计凭证及附件等，核查是否存在财务性投资。

（2）访谈公司有关部门，了解本次发行董事会前六个月至本回复报告出具日是否存在实施或拟实施的财务性投资（包括类金融业务）情况，了解最近一期末是否存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形，并就上述情况取得公司的确认。

（3）检查公司对外投资的相关文件，了解对外投资的背景和目的，查阅被投资企业的工商信息，判断是否属于财务性投资。

（4）查阅公司公告等文件，了解是否存在新增对外投资情况。

（5）查阅与本报告相关的《监管规则适用指引——上市类第1号》《<上市公司证券发行注册管理办法>第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第18号》和《监管规则适用指引——发行类第7号》等监管规则适用指引、发行规定。

2、核查意见

经核查，保荐人和会计师认为：

（1）公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资情形。

（2）发行人持有基金中，对科创基金及中吉慧能的投资属于财务性投资。除此之外，其他发行人持有的基金因与发行人业务具有协同效应，且符合公司主营业务及战略发展方向，属于围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，发行人对其决策具有重大影响力，相关不属于财务性投资。

(3) 自本次发行相关董事会决议日前六个月至本回复出具日，除吉电股份对科创基金的投资 10,000.00 万元、认购资产支持专项次级份额 100.00 万元以及对中吉慧能未实缴出资 150.00 万元外，吉电股份及其下属子公司不存在其他新增或拟新增的财务性投资及类金融业务的情形。

七、发行人披露的相关风险

发行人已在募集说明书中披露相关风险内容：

“四、财务风险

(一) 偿债风险

电力行业属于资本密集型行业，电力项目投资具有资金需求量大、新建项目投资回收期较长的特点。近年来，发行人业务规模扩张较快，新建项目较多，项目贷款规模较大，导致资产负债率相对较高。报告期各期末，公司资产负债率分别为 79.86%、78.61%、**72.12%**和 **71.45%**，相对较高；而流动比率分别为 0.52、0.56、**0.68**和 **0.73**，速动比率分别为 0.51、0.54、**0.66**和 **0.72**，相对较低。公司存在一定的偿债风险。

(二) 应收账款回收风险

报告期各期末，公司应收账款分别为 672,424.07 万元、835,411.59 万元、**866,821.79 万元**和 **960,808.99 万元**，占发行人流动资产的比例分别为 74.33%、69.95%、**73.78%**和 **77.72%**。随着公司战略转型升级，产业结构的不断优化，清洁能源发电业务占公司主营业务比重逐年提升，对应各期应收未收的可再生能源补贴及地方补贴逐年提升，公司存在一定的应收账款回收风险。”

问题 4

根据《国民经济行业分类》，发行人所属行业为电力、热力生产和供应业（D44），本次募投包括制氢合成氨的项目。

请发行人补充说明：（1）制氢合成氨的项目是否满足项目所在地能源消费双控要求，是否按规定取得固定资产投资项目节能审查意见；（2）制氢合成氨的项目是否需取得排污许可证，如是，是否已取得，如未取得，说明目前的办理进度、后续取得是否存在法律障碍，是否违反《排污许可管理条例》第三十三条规定；（3）制氢合成氨的项目产品是否属于《环保名录》中规定的“双高”产品，如发行人产品属于《环保名录》中“高环境风险”的，还应满足环境风险防范措施要求、应急预案管理制度健全、近一年内未发生重大特大突发环境事件要求；产品属于《环保名录》中“高污染”的，还应满足国家或地方污染物排放标准及已出台的超低排放要求、达到行业清洁生产先进水平、近一年内无因环境违法行为受到重大处罚的要求；（4）制氢合成氨的项目涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量；所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与项目实施后所产生的污染相匹配。

请保荐人和发行人律师核查并发表明确意见。

【回复】

一、制氢合成氨的项目是否满足项目所在地能源消费双控要求，是否按规定取得固定资产投资项目节能审查意见；

（一）制氢合成氨的项目是否满足项目所在地能源消费双控要求

目前，国家层面关于能源消费总量和强度“双控”管理要求涉及的主要政策文件及相关内容如下：

序号	文件名称	发文机关	涉及能源消费总量和强度双控的相关内容
1	《固定资产投资项目节能审查办法》（国家发展和改革委员会令第四十四号）	国家发展和改革委员会	第八条规定，“节能审查机关受理节能报告后，应委托有关机构进行评审，形成评审意见，作为节能审查的重要依据。节能审查应依据项目是否符合节能有关法律法规、标准规范、政策；项目用能分析是否客观准确，方法是否科学，结论是否准确；节能措施是否合理可行；项目的能源消费量和能效水平是否满足本地区能源消耗总量和强度‘双控’管理要求等对项目节能报告进行审查。”

序号	文件名称	发文机关	涉及能源消费总量和强度双控的相关内容
2	《新时代的 中国能源发展》 白皮书	国务院新闻 办公室	能源消费双控是指能源消费总量和强度双控制度，即按省、自治区、直辖市行政区域设定能源消费总量和强度控制目标，对各级地方政府进行监督考核。对重点用能单位分解能耗双控目标，开展目标责任评价考核，推动重点用能单位加强节能管理。
3	《完善能源消 费强度和总量 双控制度方 案》（发改环 资[2021]1310 号）	国家发展和 改革委员会	“（七）坚决管控高耗能高排放项目。各省（自治区、直辖市）要建立在建、拟建、存量高耗能高排放项目（以下称‘两高’项目）清单，明确处置意见，调整情况及时报送国家发展改革委。对新增能耗 5 万吨标准煤及以上的‘两高’项目，国家发展改革委同有关部门对照能效水平、环保要求、产业政策、相关规划等要求加强窗口指导；对新增能耗 5 万吨标准煤以下的‘两高’项目，各地区根据能耗双控目标任务加强管理，严格把关。对不符合要求的‘两高’项目，各地区要严把节能审查、环评审批等准入关，金融机构不得提供信贷支持。”“（十二）严格实施节能审查制度。各省（自治区、直辖市）要切实加强对能耗量较大特别是化石能源消费量大的项目的节能审查，与本地区能耗双控目标做好衔接，从源头严控新上项目能效水平，新上高耗能项目必须符合国家产业政策且能效达到行业先进水平。未达到能耗强度降低基本目标进度要求的地区，在节能审查等环节对高耗能项目缓批限批，新上高耗能项目须实行能耗等量减量替代。深化节能审查制度改革，加强节能审查事中事后监管，强化节能管理服务，实行闭环管理。”

根据上述规定，能源消费强度和总量双控制要求各地方坚决管控高耗能高排放项目，建立“两高”项目清单，若募投项目不能满足国家能源消费双控要求的，则需对项目节能审查环节采取“缓批限批”等措施。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建设单位已取得《吉林省发展改革委关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）节能报告的审查意见》（吉发改审批[2023]101号）。

根据《国家发展改革委办公厅关于印发<2021年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表>的通知》（发改办环资[2021]629号），能耗双控目标完成情况为红色预警区域的主要包括青海、宁夏、广西、广东、福建、新疆、云南、陕西、江苏、湖北。“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”位于吉林省，不属于上述文件中提到的能耗双控目标完成情况为红色预警的区域。

根据 2020 年至 2021 年《中国生态环境状况公报》以及《2020-2021 年秋冬季环境空气质量目标完成情况》（环办大气函〔2021〕183 号）等生态环境部发

布的对各城市污染物排放考核是否达标的文件，涉及未达标的城市或地区包括安阳、石家庄、太原、唐山、邯郸、临汾、淄博、邢台、鹤壁、焦作、济南、枣庄、咸阳、运城、渭南、新乡、保定、阳泉、聊城、滨州、晋城、洛阳、临沂、德州、济宁、淮安、宿州、金华等。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于吉林省大安市，不属于上述文件中涉及的大气环境质量未达标地区。

《中共吉林省委、吉林省人民政府关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》（2021年11月30日）对乙烯、对二甲苯、煤制烯烃项目提出明确限制性措施，未对合成氨产品出具限制性要求。

综上所述，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目满足项目所在地能源消费双控要求。

（二）制氢合成氨的项目节能审查意见办理情况

根据《国家发展改革委关于印发<不单独进行节能审查的行业目录>的通知》（发改环资规[2017]1975号）要求，“风电站、光伏电站（光热）”项目，建设单位可不编制单独的节能报告，节能审查机关不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。

根据《固定资产投资项目节能审查办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第44号）、《吉林省固定资产投资项目节能审查实施办法（修订版）》的规定，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）需在开工建设前取得节能审查机关出具的节能审查意见。

截至本回复报告出具之日，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）已取得《吉林省发展改革委关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）节能报告的审查意见》（吉发改审批[2023]101号）。

（三）核查程序和核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

（1）查阅《固定资产投资项目节能审查办法》、《新时代的中国能源发展》白皮书、《完善能源消费强度和总量双控制度方案》（发改环资[2021]1310号）

等政策文件，了解国家层面关于能源消费总量和强度“双控”管理的要求；

(2) 查阅大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目实施地吉林省关于能源消费双控要求的相关规定，分析大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目是否满足能源消费双控要求；

(3) 取得大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目相关的节能审查申报及批复文件，确定该项目是否已经履行相应的节能审查程序。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目符合国家及所在省能源消费双控要求；

(2) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）已按要求办理固定资产投资项目节能审查。

二、制氢合成氨的项目是否需取得排污许可证，如是，是否已取得，如未取得，说明目前的办理进度、后续取得是否存在法律障碍，是否违反《排污许可管理条例》第三十三条规定；

(一) 制氢合成氨的项目需要取得排污许可证

根据生态环境部发布的《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，现有排污单位应当在生态环境部规定的实施时限内申请取得排污许可证或者填报排污登记表。新建排污单位应当在启动生产设施或者发生实际排污之前申请取得排污许可证或者填报排污登记表。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电部分属于《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017）“4415 风力发电”及“4416 太阳能发电”，无需申请取得排污许可证；大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）属于《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017）“261 基础化学原料制造”，应当申请取得排污许可证。

（二）制氢合成氨的项目将在启动生产设施或者发生实际排污前申请取得排污许可证，后续取得排污许可证不存在法律障碍

根据《排污许可管理条例》（国务院第 736 号）规定，对具备下列条件的排污单位，颁发排污许可证：（一）依法取得建设项目环境影响报告书（表）批准文件，或者已经办理环境影响登记表备案手续；（二）污染物排放符合污染物排放标准要求，重点污染物排放符合排污许可证申请与核发技术规范、环境影响报告书（表）批准文件、重点污染物排放总量控制要求；其中，排污单位生产经营场所位于未达到国家环境质量标准的重点区域、流域的，还应当符合有关地方人民政府关于改善生态环境质量的特别要求；（三）采用污染防治设施可以达到许可排放浓度要求或者符合污染防治可行技术；（四）自行监测方案的监测点位、指标、频次等符合国家自行监测规范。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）报批的环境影响报告书中已明确污染物排放标准、可行的污染防治设施或技术以及符合国家监测技术要求的监测方案。该环境影响报告书已经吉林省生态环境厅审议通过，并于 2023 年 2 月 17 日取得《吉林省生态环境厅关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）环境影响报告书的批复》（吉环审字[2023]16 号）。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）处于建设期，尚未开始办理排污许可证，将按照《排污许可管理条例》《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》等相关规定，在启动生产设施或者在实际排污之前申请办理排污许可证，预计未来办理不存在法律障碍。

（三）制氢合成氨的项目不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形

根据《排污许可管理条例》第三十三条规定，违反本条例规定，排污单位有下列行为之一的，由生态环境主管部门责令改正或者限制生产、停产整治，处 20 万元以上 100 万元以下的罚款；情节严重的，报经有批准权的人民政府批准，责令停业、关闭：（一）未取得排污许可证排放污染物；（二）排污许可证有效期届满未申请延续或者延续申请未经批准排放污染物；（三）被依法撤销、

注销、吊销排污许可证后排放污染物；（四）依法应当重新申请取得排污许可证，未重新申请取得排污许可证排放污染物。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）尚未建成投产，不存在排放污染物的情况。因此，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形。

综上所述，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）将在启动生产设施或者在实际排污之前申请办理排污许可证，预计未来办理不存在法律障碍，不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形。

（四）核查程序和核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

查阅《排污许可管理条例》《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令第11号）等法律法规，分析大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目是否需取得排污许可证，目前办理进度及是否违反《排污许可管理条例》第三十三条规定。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）需要取得排污许可证，项目将在启动生产设施或者发生实际排污前申请取得排污许可证，后续取得排污许可证不存在法律障碍，不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形。

三、制氢合成氨的项目产品是否属于《环保名录》中规定的“双高”产品，如发行人产品属于《环保名录》中“高环境风险”的，还应满足环境风险防范措施要求、应急预案管理制度健全、近一年内未发生重大特大突发环境事件要求；产品属于《环保名录》中“高污染”的，还应满足国家或地方污染物排放标准及已出台的超低排放要求、达到行业清洁生产先进水平、近一年内无因环境违法行为受到重大处罚的要求

（一）基本情况

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目主要通过合成氨产品实现新能源发电项目的消纳，余电上网消纳。经查阅《环境保护综合名录（2017年版）》项下《“高污染、高环境风险”产品名录（2017年版）》及《环境保护综合名录（2021年版）》项下《“高污染、高环境风险”产品名录（2021年版）》规定的“高污染、高环境风险”产品名录，风电、光伏发电及合成氨产品均不在上述名录中。

（二）核查程序和核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

查阅《“高污染、高环境风险”产品名录（2017年版）》《“高污染、高环境风险”产品名录（2021年版）》等法律法规，分析大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品是否属于上述法律法规所规定的高污染、高环境风险产品。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品不属于《“高污染、高环境风险”产品名录（2017年版）》及《“高污染、高环境风险”产品名录（2021年版）》中规定的高污染、高环境风险产品。

四、制氢合成氨的项目涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量；所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与项目实施后所产生的污染相匹配。

(一) 制氢合成氨的项目涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量

1、新能源发电部分

风电、光伏发电通过将自然能源转化为电能，直接输送至电网，电力生产过程中不存在固废、液废、气废等污染物的排放。

2、制氢合成氨部分

制氢合成氨生产过程中主要污染物及其排放情况如下：

序号	污染物类型	主要污染物名称	具体生产环节	预计排放量
1	废水	合成氨装置冲洗地面排水	合成氨环节	1,002 t/a
		制氧、空分装置冲洗地面排水	空分制氮环节	2,004 t/a
		废热系统排水	余热回收环节	4,320 t/a
		脱盐水处理排水	脱盐水环节	371,864 t/a
		循环水处理排水	循环冷却环节	336,000 t/a
2	废气	氨合成弛放气	合成氨环节	120 t/a
3	噪声	生产设备以及泵类等	制氢、储氢、空分、合成氨环节	/
4	固体废物	废氨合成催化剂	合成氨环节	33m ³ 10/a
		废纯化催化剂	制氢环节	8.28t/5a
		设备更换油类	制氢、储氢、空分、合成氨环节	0.5t/a
		废活性炭	气体净化环节	0.1t/a
		空分装置废分子筛	空分制氮环节	32m ³ /6a
		电解制氢装置废分子筛	制氢环节	30m ³ /5a
		废滤材	纯水制备环节	1t/a
		废渗透膜	污水预处理环节	0.5t/2a

(二) 制氢合成氨的项目所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，能够与项目实施后所产生的污染相匹配

1、新能源发电部分

风电、光伏发电在电力生产过程中不存在固废、液废、气废等污染物的排放，不涉及特定的环保措施。

2、制氢合成氨部分

制氢合成氨过程中主要的污染物包括废水、废气、噪声和固体废物，所采取的主要环保措施及相应的资金来源和金额情况如下：

序号	污染物类型	主要处理设施	主要处理设施预计年处理能力	拟投入金额(万元)	相应的资金来源
1	废水	污水预处理站	1,040,000t/a	259.99	自有或自筹资金
		事故水池、初期雨水池、雨水监控池、生活污水池、排水管网、切换阀等	718,272.24t/a	3,011.14	自有或自筹资金
2	废气	火炬	50t/h	800.00	自有或自筹资金
3	噪声	设置消声器及隔声、减震等设备	/	80.00	自有或自筹资金
4	固体废物	建设危废库	1,000m ²	252.52	自有或自筹资金

综上所述，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目涉及环境污染的具体环节主要是制氢合成氨过程中产生的废水、废气、噪声和固体废物，发行人已根据本次募投项目各类污染物排放量合理规划污染物处置方式，处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配，涉及的环保资金来源于自有或自筹资金。

(三) 核查程序和核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人和发行人律师履行了以下核查程序：

(1) 取得大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目编制的《环境影响报告表》，了解该募投项目的能源消耗及环境污染情况；

(2) 取得发行人关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目所涉及污染物及污染物处理情况等事项的书面说明文件。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目涉及环境污染的具体环节主要是制氢合成氨过程中产生的废水、废气、噪声和固体废物；发行人已根据本次募投项目各类污染物排放量合理规划污染物处置方式，处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配，涉及的环保资金来源于自有或自筹资金。

其他问题

请发行人在募集说明书扉页重大事项提示中，按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险。披露风险应避免包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述，并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序。

同时，请发行人关注社会关注度较高、传播范围较广、可能影响本次发行的媒体报道情况，请保荐人对上述情况中涉及本次项目信息披露的真实性、准确性、完整性等事项进行核查，并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况，也请予以书面说明。

【回复】

一、请发行人在募集说明书扉页重大事项提示中，按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险。披露风险应避免包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述，并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序。

发行人已在募集说明书扉页重大事项提示之“二、重大风险提示”中，按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险，并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序。披露的相关风险未包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述。

二、请发行人关注社会关注度较高、传播范围较广、可能影响本次发行的媒体报道情况，请保荐人对上述情况中涉及本次项目信息披露的真实性、准确性、完整性等事项进行核查，并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况，也请予以书面说明。

（一）再融资申请受理以来有关该项目的重大舆情等情况

本次向特定对象发行股票申请于 2023 年 4 月 21 日获深交所受理至本回复出具日，发行人持续关注媒体报道，并通过网络检索等方式对本次发行相关媒体报道情况进行了自查。

自发行人本次发行申请获深交所受理以来，无重大舆情或媒体质疑情况，

未对发行人信息披露的真实性、准确性、完整性进行质疑。本次发行申请文件中与媒体报道关注的问题相关的信息披露真实、准确、完整，不存在应披露未披露的事项。

（二）核查程序及核查意见

1、核查程序

针对上述事项，保荐人履行了以下核查程序：

保荐人通过网络检索等方式，对自发行人本次发行申请获深圳证券交易所受理日至本问询回复出具日相关媒体报道的情况进行了检索，并与本次再融资相关申请文件进行核对并核实。

2、核查意见

经核查，保荐人认为：

发行人自本次发行申请获深圳证券交易所受理以来不存在重大舆情或媒体质疑情况，发行人本次发行申请文件中的信息披露真实、准确、完整，不存在应披露未披露事项。

（本页无正文，为《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》之发行人签字盖章页）



（以下无正文，为《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》之保荐机构签字盖章页）

保荐代表人：



梁百权



徐超

国信证券股份有限公司

2023年5月15日



保荐人（主承销商）法定代表人声明

本人已认真阅读吉林电力股份有限公司本次审核问询函的回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函的回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人、董事长：



张纳沙

国信证券股份有限公司

2023年5月15日

附件——关于本次募投项目投资支出的说明

1、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

(1) 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目,规划建设新能源发电部分及新能源制绿氢合成氨部分,具体包括风电 700MW、光伏 100MW、电解制氢装置及规模 36 万吨/年的合成氨装置(分两期建设,一期规模 18 万吨/年)。项目的具体投资构成明细如下表:

单位:万元, %

编号	工程或费用名称	设备购置费	主要材料费	安装费	建筑工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	建设投资(含税)	321,095.21	68,079.56	42,573.78	76,171.54	74,207.37	582,127.46	97.74
	光伏项目	21,836.17	6,261.21	4,173.79	5,452.78	4,056.55	41,780.50	7.02
	风电	188,318.08	34,058.37	21,459.81	32,122.36	34,716.03	310,674.65	52.16
	化工	110,940.96	27,759.98	16,940.18	38,596.40	35,434.80	229,672.31	38.56
二	建设期资金筹措费	-	-	-	-	13,451.49	13,451.49	2.26
三	项目动态总投资(含增值税)	321,095.21	68,079.56	42,573.78	76,171.54	87,658.45	595,578.95	100.00

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算而来,全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列,具有必要性。

(2) 所需资金的测算假设及主要计算过程、测算的合理性

①测算假设及依据

A.国家有关工程建设的政策及规定

a.国家计委、建设部关于发布《工程勘察设计收费管理规定》的通知计价格[2002]10号。

b.国家计委关于印发建设项目前期工作咨询收费暂行规定的通知计价格[1999]1283号。

c.国家计委、国家环境保护总局关于规范环境影响咨询收费有关问题的通

知计价格[2002]125号。

d.国家发展改革委、建设部关于印发《建设工程监理与相关服务收费管理规定》的通知发改价格[2007]670号。

e.关于全面推开营业税改征增值税试点的通知财税[2016]36号。

f.《光伏发电工程可行性研究报告编制规定》(NB/T32043-2018)

g.国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016)

h.《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》(可再生定额[2019]14号文)

i.《太阳能发电工程技术标准(GD003-2011)光伏发电工程可行性研究报告编制办法(试行)》

j.国家能源局发布的NB/T310011-2011《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》

k.可再生定额[2016]32号文《关于发布<关于建筑业营业税改征增值税后风电场工程计价依据调整实施意见>的通知》

B.行业发布的工程计价依据及有关规定

a.《中国石油化工集团有限公司暨股份公司石油化工项目可行性研究报告编制规定》(2020年版)》集团工单计[2021]15号。

b.《中国石油化工集团有限公司暨股份公司石油化工项目可行性研究投资估算编制办法(2020年版)》集团工单计[2021]15号。

c.石油化工安装工程概算指标(2019)中国石化概站字[2021]5号。

d.石油化工工程建设费用定额(2019版)中国石化建[2019]348号。

e.关于“营改增”实施后调整石油化工工程建设计价依据的通知中国石化建[2016]307号。

C.可行性研究文件及专业设计人员提供的主要工程量。

②主要计算过程及合理性

A.国内设备价格

a.定型设备采用询价或参考同类工程订货价计算，并另计运费及采购保管费。

b.非标设备原则上采用中国石化工程经济信息网发布的最新非标设备价格信息（2022年第1期）；特殊规格、特殊材质的设备价格根据市场询价或参考同类工程订货价计算，并另计运费及采购保管费。

c.其他设备价格依据市场询价计算，并另计运费及采购保管费。

d.国内设备运费按设备原价的4.6%计算，采购保管费按设备原价的2.87%计算。

B.主要材料价格

a.管材价格采用《石油化工安装工程主材费》（2019版）及最新（2022年第1期）调整系数；特殊材质管材价格为询价，另计运费及采购保管费。

b.工艺阀门采用中国石化工程经济信息网发布的最新阀门参考价格；不足部分阀门价格为询价，另计运费及采购保管费。

c.电缆价格采用中国石化工程经济信息网发布的最新电线电缆参考价格；不足部分电缆价格为询价，另计运费及采购保管费

d.其他材料：采用《石油化工安装工程主材费》（2019版）子目的依据最新（2022年第1期）调整系数进行调整；主材费子目之外的其他主材费参考市场价格。

e.国内主要材料运费按材料原价的2.42%计算，采购保管费按材料原价的1.88%计算。

2、扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目

（1）具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目，规划容量为100MW，新建一座220/35kV升压变电站。项目的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	706.74	-	706.74	1.24
1	施工供电工程	-	50.00	-	50.00	-
2	风电机组安装平台工程	-	315.35	-	315.35	-
3	其他施工辅助工程	-	130.00	-	130.00	-
4	安全文明施工措施	-	211.39	-	211.39	-
二	设备及安装工程	33,195.05	4,939.11	-	38,134.16	67.64
1	发电场设备及安装工程	26,670.37	2,960.35	-	29,630.72	-
2	集电线路设备及安装工程	26.33	1,060.07	-	1,086.40	-
3	升压变电设备及安装工程	2,983.41	662.37	-	3,645.78	-
4	其他设备及安装工程	231.93	38.92	-	270.85	-
5	储能工程 10MW/10MWh	3,283.00	217.40	-	3,500.40	-
三	建筑工程	-	8,996.48	-	8,996.48	15.96
1	发电场工程	-	3,362.79	-	3,362.79	-
2	集电线路工程	-	631.47	-	631.47	-
3	升压变电站工程	-	1,312.66	-	1,312.66	-
4	交通工程	-	2,849.56	-	2,849.56	-
5	其他工程	-	840.00	-	840.00	-
四	其他费用	-	-	6,145.75	6,145.75	10.90
1	项目建设用地费	-	-	2,396.89	2,396.89	-
2	前期费	-	-	400.00	400.00	-
3	项目建设管理费	-	-	1,374.69	1,374.69	-
4	生产准备费	-	-	358.01	358.01	-
5	可研勘察设计费	-	-	546.16	546.16	-
6	其他税费	-	-	770.00	770.00	-
7	送出工程	-	-	300.00	300.00	-
	(一~四)部分合计	-	-	-	53,983.12	95.75
五	基本预备费	-	-	-	809.75	1.44
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	54,792.87	97.19
六	价差预备费	-	-	-	-	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
	建设投资	-	-	-	54,792.87	97.19
七	建设期利息	-	-	-	1,584.18	2.81
八	工程总投资合计	-	-	-	56,377.05	100.00
	单位千瓦静态投资 (元/kW)	-	-	-	5,479.29	-
	单位千瓦动态投资 (元/kW)	-	-	-	5,637.71	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

(2) 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

①测算依据

依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算费用；材料、设备等价格按 2022 年 6 月价格水平计列。

A.风电场工程技术标准（NB/T31011-2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

B.风电场工程技术标准（NB/T31010-2019）《陆上风电场工程概算定额》（2019 年版）。

C.全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列。

D.可再生定额（2019）14 号“关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知”。

E.国家电力投资集团有限公司《风力发电工程设计造价参考指标》。

F.其他有关规定。

②主要测算过程及合理性

A.主要设备的价格

参考同类型工程的订货价格及厂家信息价格资料，主要设备的采购价格如下：

设备名称	单位	价格
风力发电机组	元/kw	1,900
风力发电机组塔筒	元/t	10,000
风力发电机组锚栓	元/t	14,000
箱式变电	万元/台	48

注：风机、塔筒、锚栓按 0.6%计列设备的二次倒运及保管费，其他设备按 0.7%计列设备的二次倒运及保管费。

B.主要材料预算价格

根据扶余地区 2022 年建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况，建筑主要材料预算价如下：

材料名称	单位	价格
普通水泥 C32.5	元/t	450
普通水泥 C42.5	元/t	490
钢筋	元/t	6500
柴油	元/L	6.59
汽油	元/L	7.60
砂	元/立方米	100
碎石	元/立方	170
水	元/t	2
电	元/kwh	0.95

C.人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级技工	元/工日	249
技工	元/工日	173
普工	元/工日	120

D.费率标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定计取，具体如下：

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	-	-	-
1	直接工程费	-	-	-
2	措施费	-	-	16.3
	机组、塔筒设备	人工费+施工机械使用费	6.49	-
	线路工程	人工费+施工机械使用费	13.09	-
	其他设备	人工费+施工机械使用费	12.06	-
二	其他费	-	-	1.86
	机组、塔筒设备	人工费+施工机械使用费	1.73	-
	线路工程	人工费+施工机械使用费	2.4	-
	其他设备	人工费+施工机械使用费	2.3	-
三	间接费	-	-	-
(一)	建筑工程间接费	-	-	-
	土方工程	人工费+施工机械使用费	-	21.28
	石方工程	人工费+施工机械使用费	-	19.56
	混凝土工程	人工费+施工机械使用费	-	40.98
	钢筋工程	人工费+施工机械使用费	-	39.93
	基础处理工程	人工费+施工机械使用费	-	28.86
	砌体砌筑工程	人工费+施工机械使用费	-	34.02
(二)	安装工程间接费	人工费	108	-
四	利润	人工费+机械费+措施费+其他费+间接费	10	10
五	税金	直接费+间接费+利润	9	9

E.其他费用

本期工程永久用地主要包括风机基础及箱变、塔基、升压站共计列征地费用 1390.49 万元，永久征地按 110 元/平米；临时征地主要为安装、建筑施工场地，施工临时设施、临时仓库、集电线路、共计列征地费用 976.4 万元，临时征地按 20 元/平米计列（两年）。

勘察设计费根据风电场工程技术标准（NB/T 31011—2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》计算。

基本预备费：按 1.5% 计列。

F. 贷款利率

建设期贷款利息按 2022 年 5 月 20 日颁布的 LPR 五年期贷款利率 4.45% 计算。

3、吉林长岭 10 万千瓦风电项目

(1) 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

吉林长岭 10 万千瓦风电项目，规划容量 100MW，新建一座 220/35kV 升压变电站。项目的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	610.85	-	610.85	1.09
1	施工供电工程	-	50.00	-	50.00	-
2	风电机组安装平台工程	-	174.40	-	174.40	-
3	堆料场	-	39.50	-	39.50	-
4	其他施工辅助工程	-	130.00	-	130.00	-
5	安全文明施工措施	-	216.95	-	216.95	-
二	设备及安装工程	32,444.75	5,508.48	-	37,953.23	67.77
1	发电场设备及安装工程	27,077.80	2,810.35	-	29,888.15	-
2	集电线路设备及安装工程	72.36	1,857.10	-	1,929.46	-
3	升压变电设备及安装工程	3,036.76	678.59	-	3,715.35	-
4	其他设备及安装工程	231.83	38.21	-	270.04	-
5	储能工程 10MW/20MWh	1,876.00	124.23	-	2,000.23	-
6	屋面光伏	150.00	-	-	150.00	-
三	建筑工程	-	9,077.98	-	9,077.98	16.21
1	发电场工程	-	3,646.33	-	3,646.33	-
2	集电线路工程	-	833.42	-	833.42	-
3	升压变电站工程	-	1,288.25	-	1,288.25	-
4	交通工程	-	2,418.98	-	2,418.98	-
5	其他工程	-	891.00	-	891.00	-
四	其他费用	-	-	6,289.85	6,289.85	11.23

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
1	项目建设用地费	-	-	3,411.62	3,411.62	-
2	前期费	-	-	400.00	400.00	-
3	项目建设管理费	-	-	1,264.29	1,264.29	-
4	生产准备费	-	-	367.08	367.08	-
5	科研勘察设计费	-	-	566.86	566.86	-
6	其他税费	-	-	280.00	280.00	-
	(一~四)部分合计	-	-	-	53,931.91	96.31
五	基本预备费	-	-	-	294.01	0.53
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	54,225.92	96.83
六	送出工程	-	-	-	240.00	0.43
	建设投资	-	-	-	54,465.92	97.26
七	建设期利息	-	-	-	1,535.79	2.74
八	工程总投资合计	-	-	-	56,001.71	100.00
	单位千瓦静态投资(元/kW)	-	-	-	5,446.59	-
	单位千瓦动态投资(元/kW)	-	-	-	5,600.17	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

(2) 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

① 测算依据

依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算费用；材料、设备等价格按 2022 年 9 月吉林省松原长岭价格水平计列。

A. 风电场工程技术标准（NB/T31011-2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

B. 风电场工程技术标准（NB/T31010-2019）《陆上风电场工程概算定额》（2019 年版）。

C. 全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列。

D.可再生定额（2019）14号“关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知”。

E.国家电力投资集团有限公司《风力发电工程设计造价参考指标》。

F.其他有关规定。

②主要测算过程及合理性

A.主要设备的价格

参考同类型工程的订货价格及厂家信息价格资料，主要设备的采购价格如下：

设备名称	单位	价格
风力发电机组	元/kw	2,000
风力发电机组塔筒	元/t	9,500
风力发电机组锚栓	元/t	14,000
箱式变电	万元/台	70

注：风机、塔筒、锚栓按 0.6%计列设备的二次倒运及保管费，其他设备按 0.7%计列设备的二次倒运及保管费。

B.主要材料预算价格

根据长岭地区 2022 年建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况，建筑主要材料预算价如下：

材料名称	单位	价格
普通水泥 C32.5	元/t	450
普通水泥 C42.5	元/t	490
钢筋	元/t	5,100
柴油	元/L	6.59
汽油	元/L	7.60
砂	元/立方米	100
碎石	元/立方	170
水	元/t	2
电	元/kwh	0.95

C.人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）

的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级技工	元/工日	249
技工	元/工日	173
普工	元/工日	120

D.费率标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定计取，具体如下：

序号	项目名称	取数基数	费率标准（%）	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	-	-	-
1	基本直接费	-	-	-
2	其他直接费	-	-	-
(1)	冬雨季施工增加费	人工费 + 施工机械使用费	-	1.37
	机组、塔筒设备	-	1.07	-
	集电线路	-	3.11	-
	其他设备	-	3.61	-
(2)	夜间施工增加费	-	-	0.11
	机组、塔筒设备	-	0.06	-
	集电线路	-	0.08	-
	其他设备	-	0.17	-
(3)	施工工具用具施工费	-	-	1.34
	机组、塔筒设备	-	0.67	-
	集电线路	-	2.63	-
	其他设备	-	0.74	-
(4)	临时设施费	-	-	6.28
	机组、塔筒设备	-	2.08	-
	集电线路	-	2.59	-
	其他设备	-	0.76	-
(5)	其他费率	-	-	1.86
	机组、塔筒设备	-	1.73	-

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
	集电线路	-	2.40	-
	其他设备	-	2.30	-
二	间接费	-	-	-
(一)	建筑工程间接费	人工费 + 施工机械使用费	-	27.66
(二)	安装工程间接费	人工费	74	-
三	利润	人工费+施工机械使用费+ 其他直接费+间接费	10	10
四	税金	直接费 + 间接费 + 利润	9	9

E.其他费用

本期工程永久用地主要包括风机基础及箱变、塔基、升压站共计列征地费用 875.28 万元，永久征地按 178 元/平米；临时征地主要为安装、建筑施工场地，施工临时设施、临时仓库、集电线路、共计列征地费用 2536.34 万元，临时征地按 20 元/平米计列（两年）。

勘察设计费根据风电场工程技术标准（NB/T 31011—2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》计算。

基本预备费：按 0.5% 计列。

F.贷款利率

建设期贷款利息按 2022 年 8 月 22 日颁布的 LPR 五年期贷款利率 4.3% 计算。

4、白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目

(1) 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目，规划容量 100MW，新建一座 220/35kV 升压变电站。项目的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	798.49	-	798.49	1.46
1	施工供电工程	-	75.00	-	75.00	-
2	风电机组安装平台工程	-	370.05	-	370.05	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
3	其他施工辅助工程	-	100.00	-	100.00	-
4	安全文明施工措施 1	-	253.45	-	253.45	-
二	设备及安装工程	33,987.65	4,226.20	-	38,213.85	69.94
1	发电场设备及安装工程	31,219.27	2,235.82	-	33,455.09	-
2	集电线路设备及安装工程	55.28	1,451.20	-	1,506.48	-
3	升压变电设备及安装工程	2,407.38	501.44	-	2,908.82	-
4	其他设备及安装工程	305.72	37.74	-	343.46	-
三	建筑工程	-	7,748.39	-	7,748.39	14.18
1	发电场工程	-	3,757.94	-	3,757.94	-
2	集电线路工程	-	562.74	-	562.74	-
3	升压变电站工程	-	1,278.78	-	1,278.78	-
4	交通工程	-	1,528.92	-	1,528.92	-
5	其他工程	-	620.00	-	620.00	-
四	其他费用	-	-	4,455.26	4,455.26	8.15
1	项目建设用地费	-	-	2,010.82	2,010.82	-
2	工程前期费	-	-	400.00	400.00	-
3	项目建设管理费	-	-	1,212.70	1,212.70	-
4	生产准备费	-	-	266.51	266.51	-
5	科研勘察设计费	-	-	350.00	350.00	-
6	其他税费	-	-	215.23	215.23	-
	(一~四)部分合计	-	-	-	51,215.99	93.74
五	基本预备费	-	-	-	772.01	1.41
	工程静态投资(一~五)部分合计	-	-	-	51,988.00	95.15
六	送出工程(14km)	-	-	-	1,680.00	-
	建设投资	-	-	-	53,668.00	98.23
七	建设期利息	-	-	-	966.97	1.76
八	工程动态投资合计	-	-	-	54,634.97	100
	单位千瓦静态投资(元/kW)	-	-	-	5,366.80	-
	单位千瓦动态投资(元/kW)	-	-	-	5,463.49	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准

等计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

(2) 所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

① 测算依据

依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等计算费用；材料、设备等价格按 2021 年 6 月价格水平计列。

A. 风电场工程技术标准（NB/T31011-2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

B. 风电场工程技术标准（NB/T31010-2019）《陆上风电场工程概算定额》（2019 年版）。

C. 全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列。

D. 其他有关规定。

② 主要测算过程及合理性

A. 主要设备的价格

参考同类型工程的订货价格及厂家信息价格资料，主要设备的采购价格如下：

设备名称	单位	价格
风力发电机组	万元/台	1,150
风力发电机组塔筒	元/t	11,665
风力发电机组锚栓	元/t	14,070
箱式变电	万元/台	65.25

注：运杂费主要设备按照 0.6% 计列，其他设备按 0.7% 计列。

B. 主要材料预算价格

根据百城地区 2021 年建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况，建筑主要材料预算价如下：

材料名称	单位	价格
商品混凝土 C15	元/立方米（含运费及泵送）	350
商品混凝土 C30	元/立方米（含运费及泵送）	450

材料名称	单位	价格
商品混凝土 C40	元/立方米（含运费及泵送）	470
钢筋	元/t	6500
柴油	元/L	6.59
汽油	元/L	7.60
砂	元/立方米	100
碎石	元/立方	120
水	元/t	2
电	元/kwh	0.95

C.人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级技工	元/工日	249
技工	元/工日	173
普工	元/工日	120

D.费率标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）的规定计取，具体如下：

序号	项目名称	取数基数	费率标准（%）	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	-	-	-
1	基本直接费	-	-	-
2	其他直接费	-	-	-
(1)	冬雨季施工增加费	人工费 + 施工机械使用费	-	1.37
	机组、塔筒设备	-	1.07	-
	集电线路	-	3.11	-
	其他设备	-	3.61	-
(2)	夜间施工增加费	-	-	0.11
	机组、塔筒设备	-	0.06	-

序号	项目名称	取数基数	费率标准 (%)	
			安装工程	建筑工程
	集电线路	-	0.08	-
	其他设备	-	0.17	-
(3)	施工工具用具施工费	-	-	1.34
	机组、塔筒设备	-	0.67	-
	集电线路	-	2.63	-
	其他设备	-	0.74	-
(4)	临时设施费	-	-	6.28
	机组、塔筒设备	-	2.08	-
	集电线路	-	2.59	-
	其他设备	-	0.76	-
(5)	其他费率	-	-	1.86
	机组、塔筒设备	-	1.73	-
	集电线路	-	2.40	-
	其他设备	-	2.30	-
二	间接费	-	-	-
(一)	建筑工程间接费	人工费 + 施工机械使用费	-	27.66
(二)	安装工程间接费	人工费	74	-
三	利润	人工费+施工机械使用费+ 其他直接费+间接费	10	10
四	税金	直接费 + 间接费 + 利润	9	9

E.其他费用

本期工程永久用地 168239m²；临时用地 221636 m²，征地费共计 2010.82 万元。

勘察设计费根据风电场工程技术标准（NB/T 31011—2019）《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》计算。

基本预备费：按 1% 计列。

F.贷款利率

年贷款利率为 4.45%。

5、邕宁吉电百济新平农光互补发电项目

(1) 具体投资构成明细、各项投资支出的必要性

邕宁吉电百济新平农光互补发电项目，规划容量 300MW，分两期建设。邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（一期）建设容量为 150 兆瓦，新建一座 220kV 升压站；邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（二期）建设容量为 150 兆瓦，对一期项目 220kV 升压站进行扩建。项目一期的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	设备及安装工程	40,631.22	6,968.09	-	47,599.31	73.89
1	发电场设备及安装工程	38,033.05	5,545.52	-	43,578.57	-
2	升压站变配电设备及安装工程	1,410.78	580.05	-	1,990.83	-
3	控制保护设备及安装工程	1,036.91	322.72	-	1,359.63	-
4	对侧间隔设备及安装工程	150.48	109.80	-	260.28	-
5	其他安装费用	-	410.00	-	410.00	-
二	建筑工程	-	5,746.54	-	5,746.54	8.92
1	发电场工程	-	3,284.62	-	3,284.62	-
2	升压变电站工程	-	1,691.92	-	1,691.92	-
3	交通工程	-	270.00	-	270.00	-
4	其他建筑费用	-	500.00	-	500.00	-
三	其他费用	-	-	4,814.56	4,814.56	7.47
1	项目建设用地费	-	-	2,198.00	2,198.00	-
2	项目建设管理费	-	-	1,810.55	1,810.55	-
3	生产准备费	-	-	120.00	120.00	-
4	勘察设计费	-	-	400.00	400.00	-
5	其他费	-	-	286.00	286.00	-
	（一~三）部分合计	-	-	-	58,160.40	90.29
四	基本预备费	-	-	-	581.60	0.90
五	送出工程（30km）	-	-	-	4,500.00	6.99
	工程静态投资（一~五）部分合计	-	-	-	63,242.00	98.17

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
六	价差预备费	-	-	-	-	-
七	建设期利息	-	-	-	1,176.30	1.83
八	工程总投资（一~七）合计	-	-	-	64,418.30	100.00
	单位千瓦静态投资（元/kW）	-	-	-	4,216.13	-
	单位千瓦动态投资（元/kW）	-	-	-	4,294.55	-

项目二期（150MW）的具体投资构成明细如下表：

单位：万元，%

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	设备及安装工程	46,490.00	6,133.91	-	52,623.91	81.36
1	发电场设备及安装工程	38,007.28	5,090.47	-	43,097.75	-
2	升压站变配电设备及安装工程	1,314.13	588.04	-	1,902.17	-
3	控制保护设备及安装工程	618.59	408.76	-	1,027.35	-
4	对侧间隔设备及安装工程	5,850.00	46.64	-	5,896.64	-
5	其他安装费用	700.00	-	-	700.00	-
二	建筑工程	-	5,818.27	-	5,818.27	9.00
1	发电场工程	-	4,242.90	-	4,242.90	-
2	升压变电站工程	-	501.36	-	501.36	-
3	交通工程	-	375.00	-	375.00	-
4	其他建筑费用	-	699.00	-	699.00	-
三	其他费用	-	-	4,554.85	4,554.85	7.04
1	项目建设用地费	-	-	2,047.00	2,047.00	-
2	项目建设管理费	-	-	1,575.84	1,575.84	-
3	生产准备费	-	-	120.00	120.00	-
4	勘察设计费	-	-	500.00	500.00	-
5	其他费	-	-	312.00	312.00	-
	（一~三）部分合计	-	-	-	62,997.02	97.39
四	基本预备费	-	-	-	503.98	0.78
	工程静态投资（一~四）部分合计	-	-	-	63,501.00	98.17
五	价差预备费	-	-	-	-	-

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
六	建设期利息	-	-	-	1,181.12	1.83
七	工程总投资（一~七）合计	-	-	-	64,682.12	100.00
	单位千瓦静态投资（元/kW）	-	-	-	4,233.40	-
	单位千瓦动态投资（元/kW）	-	-	-	4,312.14	-

以上各项支出均依据国家、相关部门及现行的有关规定、定额、费率标准等,由专业工程设计人员计算而来，全部工程量依据设计专业提供的《设备及材料清单》及定额的要求计列，具有必要性。

（2）所需资金的测算假设及主要计算过程，测算的合理性

①测算依据

A.国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准（NB/T 32027-2016）》。

B.国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额（NB/T32025-2016）》，不足部分参考广西地方定额。

C.其他有关规定。

②主要测算过程及合理性

A.主要设备的价格

本项目工程投资概算编制的价格水平为 2021 年 9 月，主要设备价格参考近期同类工程设备价及厂家询价。主要设备运输方式为陆路运输。

B.主要材料预算价格

安装工程装置性材料价格采用《电力建设工程装置性材料预算价格》（2018 年版）、《电力建设工程装置性材料综合预算价格》（2018 年版），主要材料及其他材料价格采用广西南宁市材料市场价格。

项目一期建筑工程主要材料原价按材料采购地 2021 年 10 月市场价格或出厂价计算，项目二期则按 2021 年 11 月的市场价格或出厂价计算。施工用水价参照同类在建工程计取；施工用电按 100%的外购电网供电计算。

C.人工工资水平

参考《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准（NB/T 32027-2016）》的规定，主要人工工资水平如下：

工人类型	单位	价格
高级熟练工	元/工时	10.26
熟练工	元/工时	7.61
半熟练工	元/工时	5.95
普工	元/工时	4.90

D.取费标准

工程单价费率

单位：%

序号	工程类别	措施费率	间接费率	利润	税金
1	土方工程	13.24	21.90	7	9
2	石方工程	13.24	25.00	7	9
3	混凝土工程	13.24	58.80	7	9
4	钢筋工程	13.24	52.90	7	9
5	基础处理工程	13.24	43.00	7	9
6	砌体砌筑工程	13.24	50.90	7	9
7	设备安装工程	9.08	136.00	7	9

E.基本预备费

按 2% 计列。

F.贷款利率

年贷款利率 4.65% 计算。