



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
(修订稿)

保荐人（主承销商）



国信证券股份有限公司
GUOSEN SECURITIES CO.,LTD.

（住所：深圳市红岭中路1012号国信证券大厦16-26层）

二〇二三年九月

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.....	11
问题 3.....	170
问题 4.....	231
其他问题	242
附件——关于本次募投项目投资支出的说明	247

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

1、本次认购股票数量区间

吉林能投本次认购的股票数量下限为本次发行股票总数的 34%，上限为 284,601,234 股。

（1）认购股票数量下限的约定

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%。

（2）认购股票数量上限的约定

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》的要求，上市公司申请向特定对象发行股票的，拟发行的股份数量原则上不得超过本次发行前总股本的百分之三十，即吉电股份本次发行股票的上限为 837,062,452 股（含本数）。前述上限股数的 34%为 284,601,234 股（向上取整）。

吉林能投对本次发行认购相关事项出具了承诺函，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不超过 284,601,234 股。如本承诺出具日至本次发行日期间吉电股份发生送股、资本公积转增股本、股权激励或因其他原因导致本次发行前吉电股份总股本发生变动的，我公司认购的股份数量上限将做相应调整。”

2、承诺的认购区间与拟募集的资金金额匹配性

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末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。”

（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认购相关事项出具的承诺函。

2、核查意见

经核查，保荐人和发行人律师认为：

吉林能投本次认购的股票数量下限为本次发行股票总数的 34%，上限为 284,601,234 股。吉林能投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

1、吉林能投认购资金来源

吉林能投本次认购的资金来源于国家电投的资本金注入。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）：“同意吉林能投现金认购本次非公开发行股票，认购比例合计不低于 34%，吉林能投认购的资金来源为国家电投资本金注入。”

吉林能投及国家电投基本情况如下：

单位：万元

项目	吉林能投（母公司） 2023 年 6 月 30 日	国家电投（母公司） 2023 年 6 月 30 日
资产合计	765,332.30	31,700,545.97
流动资产	262,579.56	2,145,817.14
其中：货币资金	7,331.71	960,696.53
负债合计	476,583.23	10,822,719.72
所有者权益合计	288,749.06	20,877,826.25

注：以上财务数据未经审计。

由上表可见，吉林能投和国家电投财务及资金状况良好，截至 2023 年 6 月 30 日，吉林能投母公司口径的货币资金余额为 7,331.71 万元，国家电投母公司口径的货币资金余额为 960,696.53 万元。本次发行募集资金总额不超过 553,850 万元，国家电投具有充足的资金履行向吉林能投注入资本金的承诺。

2、相关承诺

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，不影响我公司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）查阅了吉林能投及国家电投的营业执照、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；

（4）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，认购数量为不低于本次发行股票数量的 34%，同时不超过 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）前次募集资金使用最新进度及未完全使用的原因说明

截至 2023 年 6 月 30 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 6 月 30 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 6 月 30 日，募集资金专户余额为 3.13 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、2022 年及 2023 年 1-6 月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%
2023 年 1-6 月	962.50	1,371.18	142.46%
合计	3,905.73	3,283.29	84.06%

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。

此外受延安地区系统调峰和消纳不足影响，延安地区风电场存在弃风限电现象。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 年延安地区实际平均风速为 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。

受地区极端天气影响，2022 年延安地区实际平均风速仅为 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。

综上，延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）2021 年及 2022 年效益未达预期，主要受地区弃风限电及极端天气影响，具有合理性。

（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	用地预审	（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 220000202300031 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 220000202300015 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（扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目已取得）、建	因涉及“农用地转用及土地征收审批手续”尚未完成 ^{注 6}	2023 年第四季度 ^{注 7}	是 ^{注 2}
		（2）扶余市三井子风电场	《建设用地规划许可证》（地			2023 年第四季	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	字第 2207812023YG0005332 号)	设工程规划许可证、建筑工程施工许可证		度 ^{注 7}	
		(3) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目	尚未取得			2023 年第四季度 ^{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 年第四季度 ^{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、扶余市住房和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；

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	用地预审	(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	目前已完成用地选址, 正在办理集体用地租赁手续	预计 2023 年 10 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: 450109202302230101)	已取得, 无尚需取得的文件	不适用	不适用	不适用

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）；

注 3：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。

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）目前已完成用地选址，预计 2023 年 10 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 1}	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） ^{注 2}				
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	土地权属证书	《不动产权证书》（吉（2023）大安市不动产权第 0001947 号）				
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 1：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）。

注 2：依据《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）的规定，“风电站、光伏电站（光热）”不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。本次募投项目除大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）外，

其他项目（包括大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的风电部分及光伏部分）无需单独进行节能审查。

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）目前已完成用地选址，预计 2023 年 10 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**已完成**用地选址，**正在**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 15.1054 公顷 （2）建设用地 0.6295 公顷 （3）未利用地 52.3741 公顷	预计 2023 年 9 月所在地政府纳入调规计划、开展征地及补偿工作	预计 2023 年 10 月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	已取得吉林省自然资源厅出具的关于建设用地的批复	正在履行协议出让手续，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	已向所在地政府报送组卷材料，待最终取得省级政府的建设用地批复	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	项目用地符合当地土地利用总体规划，所在地政府已开展征地及补偿工作	已向所在地政府报送组卷材料，待最终取得省级政府的建设用地批复	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：大安市自然资源局出具的《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：扶余市自然资源局出具《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 10 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 10,289.27m 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）	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	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
	部分)					地租赁合同》，租赁取得土地使用权合计 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）**已完成**用地选址，**预计 2023 年 10 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）目前已完成用地选址，预计 2023 年 10 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）募投项目用地确定性强的情况说明

1、涉及农用地转用手续的风电募投项目用地审批流程

（1）审批流程概述

根据《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》

《建设项目用地预审管理办法》《建设用地审查报批管理办法》等相关规定，发行人本次募投项目中风电项目建设用地审批及土地不动产权证书办理的关键流程和环节如下：

序号	主要步骤	主管部门	审批/备案
1	取得建设项目用地预审意见	所在省级或市（县）级自然资源主管部门	审批
2	（对于涉及农用地转为建设用地的情况）提出建设用地申请并逐级报送取得省级人民政府的建设用地批复	所在省级自然资源主管部门	审批
3	履行国有土地出让手续，与人民政府土地管理部门签署国有建设用地土地出让合同	所在市（县）级自然资源主管部门	审批
4	申请土地登记，取得不动产权证书	所在市（县）级自然资源主管部门	审批

发行人本次风电募投项目均涉及办理农用地转为建设用地的手续，涉及省级自然资源主管部门对于建设用地的批复流程。

（2）农用地转用涉及的审批流程

依据《中华人民共和国土地管理法》的规定“建设占用土地，涉及农用地转为建设用地的，应当办理农用地转用审批手续”及“在土地利用总体规划确定的城市和村庄、集镇建设用地规模范围外，将永久基本农田以外的农用地转为建设用地的，由国务院或者国务院授权的省、自治区、直辖市人民政府批准”。

依据《土地管理法实施条例》的规定“建设项目确需占用国土空间规划确定的城市和村庄、集镇建设用地范围外的农用地，……不涉及占用永久基本农田的，由国务院或者国务院授权的省、自治区、直辖市人民政府批准。”“具体按照下列规定办理：（一）……建设项目需要申请核发选址意见书的，应当合并办理建设项目用地预审与选址意见书，核发建设项目用地预审与选址意见书。

（二）建设单位持建设项目的批准、核准或者备案文件，向市、县人民政府提出建设用地申请。市、县人民政府组织自然资源等部门拟订农用地转用方案，报有批准权的人民政府批准；……（三）农用地转用方案经批准后，由市、县人民政府组织实施。”

依据《建设用地审查报批管理办法》“在建设项目审批、核准、备案阶段，建设单位应当向建设项目批准机关的同级国土资源主管部门提出建设项目用地预审申请。受理预审申请的国土资源主管部门应当依据土地利用总体规划、土

地使用标准和国家土地供应政策，对建设项目的有关事项进行预审，出具建设项目用地预审意见。”

2、发行人本次风电募投项目用地确定性强，未能通过省级政府审核的风险较小

（1）本次风电募投项目用地确定性强

发行人本次发行的 4 个涉及农用地转用的风电募投项目中，扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目已取得省级部门关于建设用地批复，正在办理国有建设用地土地出让手续；风电项目用地不同于一般工商业用地，位于偏远荒郊且只有发行人进行了复杂的风电场建设的前期勘测，“定制化”属性明显，发行人仅按照机位点状征地，取得土地的确定性高。

其余 3 个风电募投项目用地已纳入国土空间总体规划重点建设项目、省级用地保障重点项目，并已取得当地政府关于项目用地手续不存在障碍的证明，用地确定性强，具体情况如下：

序号	项目	已取得用地预审	已纳入国土空间总体规划的重点建设项目	已纳入省级用地保障重点项目	已取得当地政府关于项目用地手续不存在障碍的证明
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）	吉林省自然资源厅于 2023 年 6 月 21 日出具的《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220000202300031 号），本建设项目符合国土空间用途管制要求。	项目已纳入大安市国土空间总体规划重点建设项目清单。	2022 年 6 月 8 日，吉林省自然资源厅下发了《吉林省自然资源厅关于印发 2022 年用地保障重点建设项目清单（第一批）的通知》（吉自然资办发〔2022〕67 号），本募投项目列入《吉林省 2022 年用地保障重点建设项目清单》中，得到省级政府部门的用地保障。	2023 年 5 月 4 日，大安市自然资源局出具的《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；
2	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	2022 年 7 月 20 日，长岭县自然资源局出具了《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220722202200010 号），本建设项目符合国土空间用途管制要求。	项目已纳入松原市国土空间总体规划重点建设项目清单。	2023 年 6 月 19 日，吉林省自然资源厅下发了《吉林省自然资源厅关于印发 2023 年省级重大项目用地清单（第一批）的通知》（吉自然资办发〔2023〕110 号），本募投项目纳入省级重大项目用地清单中，得到省级政府部门的用地保障。	2023 年 5 月 5 日，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。
3	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	2023 年 5 月 11 日，吉林省自然资源厅于出具了《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 220000202300015 号），认为本建设项目符合国土空间用途管制要求。	项目已纳入白城市国土空间总体规划重点建设项目清单。	2022 年 6 月 8 日，吉林省自然资源厅下发了《吉林省自然资源厅关于印发 2022 年用地保障重点建设项目清单（第一批）的通知》（吉自然资办发〔2022〕67 号），本募投项目纳入《吉林省 2022 年用地保障重点建设项目清单》中，得到省级政府部门的用地保障。	2023 年 4 月 26 日，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。

上述募投项目虽暂未取得省级部门关于建设用地的批复，但均取得了多项用地确定性相关的证明材料，包括：① 取得自然资源部门核发的用地预审及选址意见书；② 已纳入所在市的国土空间总体规划的重点建设项目，得到国土空间规划的重点保障；③ 已纳入省级用地保障重点项目，得到省级政府部门的重点用地保障；④ 已取得当地政府部门关于项目用地手续的证明文件，证明各项目办理不动产权属证书不存在法律和实施上的障碍。

上述项目已取得省级政府部门的用地保障以及当地政府部门相关证明，用地具有高度确定性。

（2）未能通过省级政府审核的风险较小

依据《土地管理法实施条例》的规定“农用地转用方案应当重点对是否符合国土空间规划和土地利用年度计划以及补充耕地情况作出说明，涉及占用永久基本农田的，还应当对占用永久基本农田的必要性、合理性和补划可行性作出说明。”

依据上述规定，针对地方政府制定的“农用地转用方案”，省级政府审核关注的主要事项包括“是否符合国土空间规划和土地利用年度计划”、“是否涉及占用永久基本农田”等。本次募投项目中的风电项目均已取得《用地预审与选址意见书》，已明确“符合国土空间用途管制要求”，同时项目拟用地中不涉及占用永久基本农田的情况，未能通过省级政府审核的风险较小。

3、陆上风电募投项目建设用地批复案例统计情况

根据公开信息查询，2020 年之后通过中国证监会或交易所审核的陆上风电募投项目 24 个，总体情况如下：

序号	建设用地批复阶段	项目数量
1	1、未披露或未涉及建设用地批复情况	13
2	2、已披露涉及土地转为建设用地情况	11
2.1	其中：（1）在审核过程中尚未取得省级部门关于建设用地的批复	8
2.2	（2）在审核过程中已取得省级部门关于建设用地的批复	3
合计		24

上述已披露涉及土地转为建设用地的 11 个项目情况如下：

序号	公司简称	募投项目	项目通过审核时间	审核中是否已取得省级政府关于建设用地的批复	发行人及政府出具的证明或说明
1	节能风电 601016.SH	马鬃山第二风电场 B 区 200MW 风电项目	2021 年 5 月 10 日通过中国证监会审核	否	肃北县自然资源局于 2021 年 3 月 10 日出具《关于肃北县马鬃山第二风电场 B 区 200MW 风电项目用地获取情况的说明》，该项目用地报件资料省厅已审核完毕，不存在报件资料缺失，现在正按审批流程进行用地预审及用地报备，待省厅用地批复下发后，该局按相关供地程序及时进行供地，供地后该局在该项目办理建设用地土地使用权证时不存在障碍。
2	华银电力 600744.SH	湘潭县白石镇分散式风电场项目	2022 年 7 月 11 日通过中国证监会审核	否	2022 年 3 月 24 日，湘潭县自然资源局出具《关于大唐华银湘潭县白石镇分散式风电场项目情况说明》，主要内容为：大唐湘潭发电有限责任公司投资建设的大唐华银湘潭县白石镇分散式风电场项目（“项目”）用地面积共计 0.5715 公顷。符合土地利用总体规划，符合国家产业政策及用地标准，不存在占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。就永久性设施用地，大唐湘潭发电有限责任公司正在依法办理取得国有出让建设用地的土地使用权证书的相关法律手续。截至本情况说明出具日，该宗地已经依法办理了建设项目用地预审与选址意见书（用字第 430000202000040），目前正在依法依程序办理农用地转用、土地征收相关审批程序，依法履行相关程序并支付相关费用后，其办理并取得永久设施用地的国有土地使用权证不存在实质性法律障碍，在此期间内，我局将监督公司合法使用上述永久性设施用地。
3	运达股份 300772.SZ	昔阳县皋落风电场二期 50MW 工程项目	2020 年 8 月 21 日通过深圳证券交易所审核	否	无
4	天能重工 300569.SZ	德州新天能赵虎镇风电场项目一期	2020 年 7 月 14 日通过深圳证券交易所审核	是	无
5	天能重工 300569.SZ	德州新天能赵虎镇二期 50MW 风电场项目	2020 年 7 月 14 日通过深圳证券交易所审核	否	2017 年 9 月 26 日，山东省人民政府下发《山东省人民政府关于德州市所辖 9 个县（市、区）和城区驻地乡（镇、街道）土地利用总体规划（2006-2020 年）调整完善方案的批复》（鲁政土字[2017]793 号），同意德州市所辖 9 个县（市、区）和城区驻地乡（镇、街道）土地利用总体规划调整完善方案。 2018 年 5 月 17 日，山东省发展和改革委员会下发《山东省发展和改革委员会关于下达 2018 年度风电开发方案的通知》（鲁发改能源[2018]549 号），德州新天能赵虎镇二期 50MW 风电场项目已纳入山东省 2018 年风电开发建设方案项目的范围。
6	明阳智能 601615.SH	平乐白蔑风电场工程项目	2020 年 7 月 14 日通过中国证监会审核	是	无
7	明阳智能 601615.SH	明阳新县七龙山风电项目	2020 年 7 月 14 日通过中国证监会审核	否	本项目已列入《信阳市发展和改革委员会关于下达信阳市 2017 年风电开发方案的通知》（信发改能源〔2017〕334 号），用地符合国家土地供应政策，且项目已列入新县土地利用总体规划调整完善重点项目清单。信阳市自然资源和规划局亦出具的《信阳市自然资源和规划局关于明阳新县七龙山 50MW 风电项目规划选址的意见》（信自然资函〔2019〕74 号），原则性同意本项目选址规划意见。综上，项目用地符合土地政策、城市规划。
8	明阳智能 601615.SH	新县红柳 100MW 风电项目	2020 年 7 月 14 日通过中国证监会审核	否	本项目已列入《河南省发展和改革委员会关于确认 2018 年风电建设规模公示结果的通知》（豫发改能源〔2018〕492 号），用地符合国家土地供应政策，且本项目已列入信阳市土地利用总体规划调整完善重点项目清单。信阳市自然资源和规划局亦出具的《信阳市自然资源和规划局关于新县红柳 100MW 风电项目规划选址意见的函》（信自然资函〔2020〕21 号），原则性同意本项目选址规划意见。

序号	公司简称	募投项目	项目通过审核时间	审核中是否已取得省级政府关于建设用地的批复	发行人及政府出具的证明或说明
9	明阳智能 601615.SH	北京洁源青 铜峡市峡口 风电项目	2020年7 月14日 通过中国 证监会审 核	是	无
10	嘉泽新能 601619.SH	三道山 150MW 风电 项目	2020年7 月14日 通过中国 证监会审 核	否	该项目已于 2020 年 2 月 25 日取得盐池县自然资源局《关于宁夏泽恺新能源有限公司三道山风电项目用地情况的证明》，证明宁夏泽恺正在办理三道山 150MW 风电项目的建设用地申请，该建设用地申请内容符合《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》等土地方面法律、法规及规范性文件的相关规定，该项目用地权属清楚，无争议，该项目办理建设用地手续及取得土地使用权证不存在实质性障碍。
11	节能风电 601619.SH	德令哈风电 项目 (50MW)	2020年3 月31日 通过中国 证监会审 核	否	青海德令哈市自然资源局于 2019 年 11 月 4 日出具《证明》，指出“德令哈协力光伏发电有限公司建设的德令哈 5 万千瓦风电项目目前已完成项目核准、土地预审等工作，正在办理建设用地申请，其办理建设用地批复及取得土地使用权证书不存在实质性障碍”。

上述 11 个项目中，8 个项目在审核过程中尚未取得省级政府关于建设用地的批复，占比为 73%；审核过程中已取得的省级政府关于建设用地批复的 3 个募投项目分别对应天能重工（300569.SZ）和明阳智能（601615.SH）2 家企业，该两家企业在同次再融资申请中，募投项目均同时包含多个风电募投项目，且其中同时存在已取得和未取得省级政府关于建设用地批复的募投项目。

因此，上述 11 个项目涉及的再融资申请企业，均存在募投项目未取得省级部门关于建设用地的批复的情形，与发行人情况相近。

4、关于风险应对措施说明

本次募投项目中，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）、吉林长岭 10 万千瓦风电项目和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省级政府关于建设用地的批复，但上述项目均为纳入国土空间总体规划、省级用地保障的重点项目，并已取得当地政府关于办理项目用地手续不存在障碍的证明，项目用地确定性强。

本次募投项目中，建设用地批复仅为项目所在地地方政府向省级政府报送的内部土地调规流程，同时风机用地仅按照机位点状征地。若省级政府对地方政府报送的农用地转用方案提出异议，发行人将积极配合各级政府对农用地转用方案进行完善，确保尽快完成审核。

此外，为避免因未取得省级政府建设用地批复出现募集资金长期闲置的风

险，发行人将全力推进本次募投项目用地手续的办理事宜，待取得省级政府关于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）、吉林长岭 10 万千瓦风电项目和白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目的建设用地批复后，向证券交易所报送发行与承销方案，启动发行。

（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；

（5）取得募投项目属于已纳入国土空间总体规划、省级用地保障的重点项目的证明文件；

（6）查询关于再融资审核过程中涉及土地转为建设用地的相关案例情况。

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**已完成**用地选址，**正在**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	与发行人现有风电、光伏发电产品一致，无区别
		制氢合成氨	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。 1、主要联系： （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； （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； （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； （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； （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； （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。

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、主要区别： （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。发行人已通过招标流程确定向南京国昌化工科技有限公司采购合成氨设备及合成氨工艺包； （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

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。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目具体情况如下：

1、项目基本情况

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目通过新能源发电制取绿氢并合成绿氨，项目位于大安市两家子镇、乐胜乡、海坨乡、吉林西部（大安）清洁能源化工产业园，项目规划建设风电装机容量 700MW，光伏发电装机容量 100MW，

新建一座 220kV 升压站，配套建设储能装置；新建制氢、储氢及 18 万吨合成氨装置。

吉林省大安市拥有丰富的风、光资源禀赋。依据大安市人民政府公开的《大安市投资指南》，大安市“风电、光伏规划可开发面积均在 1,000 万千瓦以上”，“风电、光伏剩余可供开发面积巨大，华润、华能、中能建、中广核等一大批央企国企及上市公司正在大安市进行风电、光伏资源开发”。依据《大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目可行性研究报告》，该项目所在区域 110 米高度平均风速 7.16m/s，风功率密度 382.01W/m²，30 年平均太阳能总辐射量 5,304.45MJ/m²，风光资源较好。鉴于上述优质的风、光资源禀赋，发行人积极布局在大安市风电、光伏发电项目的开发。

根据吉林省能源局《关于下达吉林电力股份有限公司风光发电项目建设指标的通知》（吉能新能〔2022〕282 号）的相关要求，发行人本次在大安市取得的 80 万千瓦新能源项目的建设指标中，40 万千瓦部分（风电项目 30 万千瓦，光伏发电项目 10 万千瓦）“自发自用”，不通过电网消纳，因此，发行人在本项目中同时配建了电解水制氢合成氨设备。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建成之后的营运模式、盈利模式及持续资金投入情况如下：

序号	项目建成后	情况说明
1	营运模式	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建成之后主要营运模式如下： （1）新能源部分：运营模式与公司现有风电、光伏发电项目运营模式无显著差异，主要为通过风电、光伏发电设备的运行及维护，保证持续、安全发电，消纳电力产品； （2）制氢合成氨部分： ① 采购方面：该项目采购原辅助材料主要为电解用水、电解制氢分子筛、合成氨催化剂等，主要向所在地及周边供应商采购； ② 技术方面：合成氨技术为行业通用技术，将氢气、氮气作为氨合成的原料进入合成塔内，在一定温度、压力及催化剂的作用下合成氨，技术门槛较低，工艺流程简单、无复杂操作、安全、环保、可靠，发行人通过招标取得工艺包及相关设备。PEM 电解水制氢技术来自长春绿动氢能科技有限公司（以下简称“长春绿动”）的 PEM 电解水制氢技术，其目前已成功研制 5Nm³/h、10Nm³/h 和 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签署相关设备采购合同（含技术服务）。 ③ 生产方面：发行人计划通过内部调动、外聘等方式聘请专业人员，制定安全管理制度，严格控制生产负荷，确保液氨产品达到生

序号	项目建成后	情况说明
		产设计值，保证连续、稳定生产。同时，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》，将与专业机构在化工部分充分合作，保障制氢合成氨项目安全、稳定、高效运行； ④ 销售方面：通过与下游客户签署销售协议，向下游客户销售合成氨产品，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 5 家公司签署意向协议，意向销量达到 72 万吨/年。
2	盈利模式	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建成之后主要通过余电上网、合成氨产品销售实现收入，其盈利来源主要包括两个方面： (1) 余电上网收入：通过与电网公司结算电量，实现收入； (2) 合成氨收入：通过向下游化工、农业、能源等行业企业销售合成氨产品，实现收入。
3	持续资金投入情况	项目建成后无需持续大额资金投入，公司仅需投入与原辅料采购、设备维护、运营相关的必要经营支出。

2、项目建设的必要性

建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目是发行人全面贯彻落实国家能源安全战略和“双碳”节能目标的措施，也是发行人拓展吉林省内新能源业务的必然选择，项目实施必要性如下：

(1) 项目为国家及省级重点建设项目，项目实施得到保障和支持，具有实施必要性

本项目列为国家发展改革委、国家能源局组织实施的第一批清洁低碳氢能创新应用工程项目，并对本项目给予中央预算内投资支持。该项目作为国家发展改革委、国家能源局组织实施的清洁低碳氢能创新应用工程项目，得到国家部委的支持和保障，项目实施具有高度的确定性，具备实施的必要性。

2022 年 12 月吉林省发布了《吉林省人民政府关于印发“氢动吉林”行动实施方案的通知》（吉政发〔2022〕23 号），明确抢抓氢能产业发展关键机遇期，促进氢能产业高质量发展，本项目已列入《“氢动吉林”行动年度示范项目清单（2022 年度）》。2023 年 1 月，吉林省人民政府《政府工作报告》中明确“启动实施‘氢动吉林’行动，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目开工建设”“‘氢动吉林’行动重点建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”，两次强调本项目为重点建设项目。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目受到吉林省政府的高度重视和重点支持，为吉林省政府重点保障落地的项目，项目具备实施的必要性。

(2) 对加快建设新型能源体系、助力能源结构转型具有重要的战略引领作

用

党的二十大报告提出“加快规划建设新型能源体系”，本项目依托吉林省白城市丰富的风、光资源禀赋，采用风光发电、先进的 PEM 制氢和碱液电解水技术，规模化制取绿氢，加速实现我国双碳目标，对改善我国以煤为主、原油和天然气对外依存度高的能源现状具有积极的战略意义，为“把能源的饭碗端在自己手里”创造了物质可能，尤其是在全球地缘政治冲突加剧的当下，以大规模新能源制氢替代油气对保障国家能源安全的作用日益凸显。

（3）对加快构建以新能源为主体的新型电力系统具有较强的创新示范意义

中国未来能源发展的主要方向，将是构建以新能源为主体的新型电力系统，“氢能”作为能量储存的一种模式，可有效缓解风电、光伏发电等新能源发电间歇性、波动性对电网造成的调峰压力。

本项目以绿氢消纳绿电、绿氢消纳绿氢的模式，通过实施风光制氢一体化、源网荷储一体化等消纳主体，充分发挥新能源、负荷、储能的协调互济能力，确保实现制氢合成氨负荷与新能源发电智慧协同、荷随源动，契合国家发改委、国家能源局《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规[2021]280 号），项目以自发自用为主、余电上网为辅，实现了新能源发电的“轻上网”，形成源网荷友好协同互动体系，对解决规模性新能源消纳、推动电力体制深层次改革，尤其是对构建以新能源为主体的新型电力系统具有很强的创新示范意义。

2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，明确氢能是战略性新兴产业的重点方向，是构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级的新增长点。

国家电投与吉林省政府签订了战略合作协议，计划在吉林省布局氢能“制储运用研”全产业链，打造白城大安千万千瓦新能源制氢基地，获得吉林省委、省政府充分肯定，并写入全省《“氢动吉林”中长期发展规划（2021-2035 年）》。

基于在氢能领域的良好实践积累，大安风光制绿氢一体化示范项目采用更能适应风光波动性、间歇性特点的灵活化工技术，作为孵化氢能装备制造业规模化、打通电氢能源体系的平台，为我国氢能（制氢、氢燃料电池、氢（氨）

燃机)、氢能转化(氢制氨(醇)等)、储能产业,提前布局绿电转化相关战略性新兴产业创造先发优势,为助力我国氢能发展创造了新契机。

综上,本项目采用成熟的新能源发电、电解水制氢与合成氨工艺,率先在新能源的氢能利用领域进行科学创新和示范应用,将氢以氨的形式进行储存,解决了氢气储运难和安全性差等制约氢能产业发展的主要“瓶颈”问题,使氢能作为重要能源载体实现跨时间调节、跨区域配置和跨品种耦合成为可能。并且,电氢协同将构建多元化的清洁能源供应体系,为打造新能源制氢、制氨、制醇的“绿氢体系”指明了新方向,为现阶段推进氢能产业快速高质量发展提供了新思路。

3、项目建设的合理性

(1) 项目“自发自用”部分新能源电力消纳路径选择的合理性

可再生能源制氢是绿电除上网外重要的消纳和储能途径。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。

氢能作为传统的工业原料和新兴的燃料能源,应用方向主要集中在化工、交通、冶金等领域。2022年3月,国家发展改革委、工信部等6部门联合印发《“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》,明确提出加快突破“绿氢”规模化应用等关键技术,合理有序开发利用“绿氢”,推进炼化、煤化工与“绿电”“绿氢”等产业耦合示范。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。

目前我国氢气95%用作制氨、炼化等化工领域的原材料、仅5%用于氢燃料等领域的应用。不同消纳路径的优劣对比情况如下:

项目	氢气	制氢合成氨	制氢合成甲醇
----	----	-------	--------

项目	氢气	制氢合成氨	制氢合成甲醇
关于“安全性”	氢气具有燃点低，爆炸区间范围宽和扩散系数大等特点，储存及长距离运输对安全措施要求较高，安全性风险较高	合成氨易压缩，在常温下即可加压液化，方便运输，其存在较弱的燃烧性，安全性风险较低	甲醇常温下即为液体，方便运输，安全性风险较低
关于“环境保护”	生产过程中不利用煤炭，无二氧化氮等温室气体的排放		氢气合成甲醇过程中依然需要煤炭做碳源，无法做到完全“绿色”（现阶段空气捕捉二氧化碳成本过高），存在温室气体的排放
关于“生产工艺”及“产业链成熟度”	目前，我国氢燃料应用的基础设施还相对薄弱，产业链企业主要分布在燃料电池零部件及应用环节，氢能储运及加氢基础设施发展均存在“卡脖子”环节，技术门槛较高	除去复杂的煤制氢与天然气制氢工艺后，绿氨生产主要包含氮气空分与氮氢反应等环节，装置简单，占地空间小，技术成熟，无相关门槛	相较绿氨的生产，氢气合成甲醇过程中还需要复杂的碳生产或碳捕捉装置，生产及用地投入均高于合成氨工艺
关于市场空间及资源限制	（1）当前，我国正在发展氢燃料汽车的应用，行业处于起步阶段，市场空间尚未稳定 （2）受长距离运输的“安全性”制约，绿氢目前远距离销售存在技术瓶颈	（1）当前，我国合成氨已有稳定的市场需求 （2）与传统工艺合成氨受煤炭资源约束不同，本项目合成氨不使用煤炭，无需在煤炭丰富的地区进行选址；目前，东北地区绿电资源丰富，但煤炭资源匮乏，本项目选址在东北地区存在地区竞争优势 （3）“绿氨”属于零碳产品，未来可能获得减碳溢价，将有利于进一步提高项目的收益水平	（1）当前，我国甲醇已有稳定的市场需求 （2）氢气合成甲醇的过程，依然需要煤炭做碳源，为降低煤炭运输成本，需选址在煤炭丰富的地区，而本项目所在地附近无大型煤炭生产基地 （3）生产甲醇尚未能做到完全“绿色”
效益水平	目前，远距离储运氢尚存在技术门槛，项目所在地的市场消纳不足，尚不具备经济性	项目所在地风光资源丰富，合成氨技术和市场成熟，便于运输，具备盈利基础	项目所在地附近无大型煤炭生产基地，远距离运输煤炭将大幅降低项目效益

综上所述，通过在安全、环保、技术、市场、资源及经济效益各方面的综合对比，发行人选择“制氢合成氨”的消纳路径具有合理性。

（2）项目配套建设电解水制氢设备的合理性

依据大安市人民政府公开的《大安市投资指南》，“吉林西部（大安）清洁能源化工产业园，位于大安市两家子镇西南部，是白城市唯一省级化工园区”，

“围绕‘长白氢能走廊’建设，积极引进并主动承接氢能全产业链和现代高载能项目，加快实施新能源制氢、储能示范工程，建成全省万吨级氢能转换基地。大安市水域辽阔，水资源量为 22.72 亿立方米/年，具备利用新能源电解水制氢的资源优势”。

近年来，随着制氢技术的成熟，市场上已有较多企业开始投建电解水制氢合成氨项目，包括华能集团、中国大唐、国家能源集团、国家电投、中国能源建设集团有限公司等 20 多项新能源发电制绿氢、绿氢合成绿氨项目，行业技术成熟，具备产业化基础。

综上所述，大安市具备电解水制氢必要资源及产业链优势，随着电解水制氢技术的提升已具备产业化基础，合成氨技术门槛较低且行业内大型能源企业已开始大量投建绿氢合成氨项目。因此，发行人选择电解水制氢方式消纳“自发自用”40 万千瓦装机的新能源电力产品，是依据所在地资源禀赋及行业发展阶段所作的必然选择，具备合理性。

4、项目实施技术、人员及管理安排、市场储备情况

发行人就“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”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	(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。
		(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。2021 年以来，国内 PEM 电解水制氢设备有了显著的突破，中国船舶重工集团公司第七一八研究所、山东赛克赛斯氢能源有限公司、北京中电丰业技术开发有限公司、淳华氢能科技股份有限公司、长春绿动等企业中小型 PEM 电解槽均已实现量产，随着 PEM 制氢技术的成熟，具备产业化的条件。发行人 PEM 电解水制氢技术来自长春绿动的 PEM 电解水制氢技术。长春绿动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 5Nm ³ /h、10Nm ³ /h 和 200Nm ³ /h 的 PEM 电解水制氢系统，并于 2021 年 12 月完成 200Nm ³ /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签署相关设备采购合同（含技术服务）。
		(3) 合成氨： 合成氨技术为行业通用技术，将氢气、氮气作为氨合成的原料进入

序号	项目	情况说明
		合成塔内，在一定温度、压力及催化剂的作用下合成氨，技术门槛较低，工艺流程简单、无复杂操作、安全、环保、可靠。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用设备拟通过招标确定，目前通过招标流程确定向南京国昌化工科技有限公司采购合成氨设备及合成氨工艺包。
2	人员及管理安排	(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。
		(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。
		(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。
3	市场储备	(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。
		(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。
		(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 5 家公司签署意向协议，意向销量达到 72 万吨/年。

(1) 该项目为现有能源业务的升级，发行人具有技术、人才、市场等储备

发行人目前的氢能业务每年制氢产能为 **140 吨**，而大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目每年制氢产能为 3.20 万吨，产能扩大主要系制氢设备规模扩大的原因。发行人拟通过如下措施保障产能扩大后的稳定量产：

① 设备及技术保障

电解水制氢，即通过水电解在阴极上产生 H₂、在阳极上产生 O₂，技术原理简单。其中，碱液电解制氢（ALK）和质子交换膜水电解制氢（PEM）技术最

成熟。由于 PEM 电解制氢系统转化效率高，抗电源负荷波动性强，尤其适合与光伏、风能等可再生能源联合使用，本项目采用 PEM 电解制氢技术。

本次合作方长春绿动是国家“科改示范行动”企业，目前已成功研制 5Nm³/h、10Nm³/h 和 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签署相关设备采购合同（含技术服务），拟采购 50 台 200Nm³/h PEM 制氢设备，可满足项目的生产。

发行人 PEM 制氢技术研发进展良好，相关研发进度及研发成果情况如下：

研发进度	时间	研发内容及成果	取得成果性文件
1、小试阶段	2019.09 - 2020.10	完成 PEM 制氢关键技术开发，完成 5Nm ³ /h 电解槽样机开发。	1、供应商国家电投集团氢能科技发展有限公司（简称“国氢科技”）及其子公司长春绿动已完成内部测试； 2、国氢科技取得了“核壳结构催化剂及其制备方法和包含该催化剂的膜电极”、“边框结构及具有该结构的电化学电池装置”两项发明专利； 3、长春绿动取得了“电化学电池”一项发明专利。
2、中试阶段	2021.01-2021.12	完成 50Nm ³ /h、100Nm ³ /h 电解槽开发，完成首套 200Nm ³ /h 标方系统样机开发	
3、工业化实验阶段	2022.01-2023.05	发行人中韩示范区“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化创新示范项目已对国氢科技及其子公司长春绿动产品进行工业化实验，证明该工艺技术具备工业化生产的工艺条件，生产过程安全可靠。具备包括： 1、2022 年 10 月，对 4x50Nm³/h PEM 电解制氢系统开始加氢运营，已累计运行超过 1,800 小时。 2、长春绿动委托英格尔集团（ICAS）对 2x200Nm³/h PEM 电解制氢系统进行第三方测试，已于 2022 年 10 月取得《检测报告》及《一致性证书》。 3、目前，发行人正在进行现场调试。	长春绿动对 200Nm ³ /h 质子交换膜电解水制氢电解槽的《检测报告》及《一致性证书》

② 人员保障

发行人根据中国石油化工集团公司《石油化工项目可行性研究报告编制规

定（2020 年版）》、本项目的可行性研究报告以及生产管理实践经验，项目稳定运营后计划保持员工 200 人左右，其中 40 人左右负责管理工作，50 人左右负责电器仪表等公用事项，60 人左右负责制氢工艺，50 人左右负责合成氨工艺。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，目前已具备基层及管理人员 50 人左右，未来拟从发行人其他单位调入员工、外聘、外包等方式保障项目人员。

③ 管理制度保障

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。

④ 运营保障

为确保产能扩大后能稳定、安全运营，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》，将与专业机构在化工部分（包括制氢部分、合成氨部分）充分合作，保障项目安全、稳定、高效运行。

⑤ 大型能源项目运营经验保障

发行人以电力、热力生产运营、配售电、电站开发建设、电站服务为主营业务，是吉林省经济发展和民生保障所需电力及热力供应的主要能源企业之一，是国家电投推进清洁能源发展战略的重要平台，具备丰富的大型能源项目运营经验，包括白城绿电园区千万千瓦新能源消纳基地项目、吉林汪清抽水蓄能项目、吉西基地鲁固直流白城外送风光热一体化项目、中韩示范区氢能产业基地项目等。目前，在全国范围，发行人已建立五个新能源平台公司（装机规模均超过百万千瓦）和三个新能源生产运营中心，具备较强的项目开发和运营能力。因此，发行人的大型能源项目运营经验能有效保证氢能业务的顺利扩产。

因此，发行人已取得了该项目实施必要的技术、人才、设备、市场储备，并制定了相应的管理制度。

（2）该项目是发行人基于现有氢能领域技术积累的应用，发行人具有合成

氨生产的技术、人员、市场等储备

根据发行人的氢能业务经验，该项目采用 PEM 电解水制氢技术及合成氨技术，PEM 电解水制氢技术情况参见本节“(1) 该项目为现有能源业务的升级，发行人具有技术、人才、市场等储备”之“① 设备及技术保障”。合成氨技术为行业通用技术，工艺流程简单、无复杂操作、安全、环保、可靠。该项目是发行人基于现有氢能领域技术积累的应用，孵化氢能装备制造业规模化。发行人具有本项目合成氨部分的技术、人员及运维管理等相关储备：

① 合成氨技术储备

合成氨技术产生于 1909 年，德国化学家哈伯成功了建立每小时生成 80 克氨气的实验装置，开辟了人工固氮的途径。我国合成氨工业开始于 20 世纪 30 年代，经过几十年的努力，我国合成氨生产企业超过 200 家，总产能超过 6,500 万吨，合成氨产能已位居世界第一位。因此，合成氨技术为行业通用技术，将氢气、氮气作为氨合成的原料进入合成塔内，在一定温度、压力及催化剂的作用下合成氨，技术门槛较低，工艺流程简单。

本项目通过将净化后的空气进入空分塔内，通过冷却、蒸馏等步骤获取高纯度的氮气；将氢气、氮气作为氨合成的原料进入合成塔内，在一定温度、压力及催化剂的作用下合成氨，技术工艺成熟。

② 设备保障

发行人通过招标方式获取合成氨工艺包及专用设备，包括合成氨设备及合成氨工艺包等；目前通过招标流程确定向南京国昌化工科技有限公司采购合成氨设备及合成氨工艺包。南京国昌化工科技有限公司在合成氨设备领域具有成熟的工艺和丰富的经验，相关情况如下：

项目	说明
公司简介	南京国昌化工科技有限公司是 GC 型氨（甲醇）合成塔技术的主要发明者、国家专家，国内合成氨（甲醇）技术知名学者吕仲明教授为首创建，集科研、设计、制造、服务为一体的合成氨企业。公司专业从事氨合成、甲醇合成系统工艺设计及设备制造，承接高、中、低压（系统生产能力：40~300Kt/a 合成氨、10~600Kt/a 合成甲醇）工艺设计和设备制造，以及从气体净化到下游产品的全套设计、制造、安装。生产塔径从 800mm~3,600mm 的 GC 型氨、甲醇、甲烷化合成塔内件和附属设备内件，产品遍及全国，出口东南亚。

项目	说明
公司相关项目案例	目前，山东华鲁恒升化工股份有限公司 60 万吨氨合成项目已采用南京国昌化工科技有限公司的节能型低压氨合成工艺及专利专有设备，该装置于 2018 年 3 月 3 日开始升温还原，3 月 13 日转入轻负荷生产，目前产量已达 90% 负荷，整个生产较为平稳。

③ 人员保障

参见本节“（1）该项目为现有能源业务的升级，发行人具有技术、人才、市场等储备”之“② 人员保障”。

④ 管理制度保障

参见本节“（1）该项目为现有能源业务的升级，发行人具有技术、人才、市场等储备”之“③ 管理制度保障”。

⑤ 运营保障

参见本节“（1）该项目为现有能源业务的升级，发行人具有技术、人才、市场等储备”之“④ 运营保障”。

⑥ 大型能源项目运营经验保障

参见本节“（1）该项目为现有能源业务的升级，发行人具有技术、人才、市场等储备”之“⑤ 大型能源项目运营经验保障”。

⑦ 市场储备

目前该项目有充足的意向订单，实施不存在技术实施风险，量产不存在重大不确定性。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目拟分两期建设，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 5 家公司签署意向协议，意向销量达到 72 万吨/年。

发行人已掌握本次制氢合成氨项目所需的技术基础，可保证产品质量符合意向订单的技术标准要求，且意向订单规模可覆盖产品消纳需求。综上，本次募投项目为公司主营业务的扩产和向下游的延伸，是发行人基于现有氢能领域技术积累的应用，有利于我国构建以新能源为主体的新型电力系统，属于募集资金主要投向主业。

5、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目短期内无法盈利的风险以及对发行人的影响

本次大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建设期约 2 年，工程建设阶段预计不产生收入。依据项目可行性分析报告的测算数据，由于本次募投项目存在较大金额的投资，将会在预测期内形成较大金额的财务费用及折旧摊销，预测建成后第 1 年至第 5 年的净利润金额分别为-1,261.69 万元、-1,746.84 万元、-867.98 万元、38.99 万元和 974.86 万元，若公司达产进度不及预期、市场对新产品的需求低于预期，或竞争对手产品对募投项目新增产品的市场挤压，公司仍将面临一定的市场开拓压力，本次募投项目可能需要更长的时间才能扭亏为盈。发行人已在募集说明书中披露“新能源绿氢合成氨项目效益不及预期的风险”如下：

“1、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，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。

合成氨是大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的主要产品之一，作为大宗商品，其价格受市场供需影响，存在较大波动。本项目效益测算按东北地区合成氨最近五年平均价格 3,115 元/吨（不含税）作为测算基准价格，预计本项目建成后的毛利率为 19.90%，资本金内部收益率 4.57%。若按 2,748 元/吨（不含税）（较测算基准价格下降 11.78%）进行模拟测算，则本项目的资本金内部收益率降至 0%。2023 年 1-6 月，受煤炭价格大幅回落等不利因素影响，我国合成氨价格亦大幅回落，东北地区合成氨价格最低降至 2,522 元/吨（不含税）（较测算基准价格下降 19.04%），接近近 5 年价格区间下限。若按上述最低价格作为未来售价进行模拟测算，则本项目毛利率将降至 9.95%，资本金内部收益率为负。因此，若未来合成氨销售价格持续低位运行，可能导致本项目投资效益不及预期。”

（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 1-6 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	1,826.95	85.38	3,819.59	87.63	4,101.37	89.24	4,133.73	89.63
	风电	1,314.31	98.99	2,468.66	98.89	2,410.96	98.66	2,455.95	98.22
	光伏	910.57	99.21	1,704.97	99.22	1,638.91	99.08	1,810.84	98.96
华北地区	风电	1,026.68	98.41	1,684.28	98.15	2,329.47	97.46	1,654.88	97.27
	光伏	820.80	99.41	1,613.11	99.40	1,268.63	99.29	1,546.47	99.12
华东地区	风电	1,021.09	98.41	1,999.84	98.24	1,919.79	97.55	1,336.02	96.87
	光伏	619.71	99.89	1,342.38	99.71	875.84	98.49	1,010.67	98.03
华南地区	光伏	1,128.87	99.32	2,225.81	99.27	1,991.91	99.12	1,887.86	99.05
华中地区	风电	665.75	97.99	1,333.75	97.89	1,264.17	97.58	1,223.54	97.50
	光伏	451.95	99.14	1,163.28	99.07	1,227.38	99.16	1,096.54	98.13
西北地区	风电	890.37	99.04	1,647.92	98.89	1,772.99	98.76	1,664.85	98.58
	光伏	782.10	99.31	1,461.86	99.14	1,331.00	99.00	1,484.97	98.66
西南地区	风电	1,754.60	98.37	2,565.03	98.47	2,636.04	98.31	3,086.76	98.89
	光伏	633.96	99.00	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 1-6 月	吉林省	2,260.29	1,514.32	1,491.83	67.00%	98.52%
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：产能数取期末值，产量及销量数取期间发生额；

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发电基地化建设。

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，当地光伏发电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 1-5 月/2023 年 1-6 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 1-5 月/1-6 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	386.89	9.5%	852.24	1.1%	843.18	4.7%	805.40	3.2%
其中：白城市	28.05	19.1%	56.85	4.3%	54.53	3.6%	52.63	5.9%
松原市	28.45	5.1%	66.89	0.8%	66.35	5.1%	63.14	5.5%
广西壮族自治区	1,155.85	10.1%	2,216.92	-0.9%	2,236.23	10.2%	2,025.25	6.2%

注：吉林省统计局目前数据只更新至 2023 年 1-5 月，吉林省内用地数据为 2023 年 1-5 月数据；广西壮族自治区用地数据为 2023 年 1-6 月数据。

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。

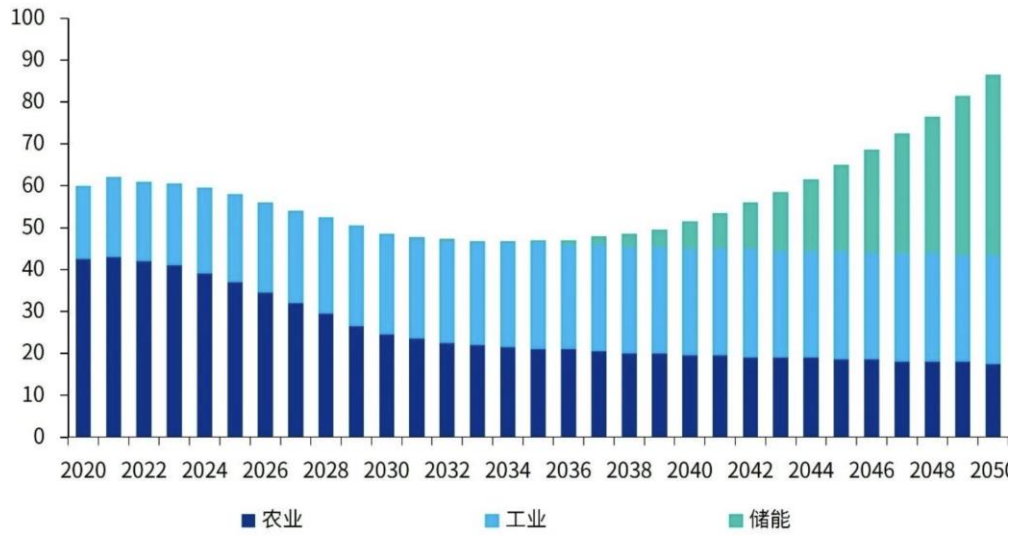
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目利用风电、光伏发电机组产生的“绿电”电解水制取“绿氢”，再将“绿氢”与氮气合成“绿氨”产品，属于《产业结构调整指导目录（2019）》中鼓励类的“氢能、风电与光伏发电互补系统技术开发与应用”，符合《氢能产业发展中长期规划》中提出的“在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模”、“探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范”的政策方向，具有较强的示范效应。

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 Mountaininstitute，Statista

6、同行业公司项目情况

(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化项目

参见本问询回复“问题 2”之“八”之“(二) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效益与同类项目的比较”。

(2) 发行人本次风电、光伏发电项目

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	光伏发电	风电	光伏发电	风电	光伏发电
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	/	/

序号	可比公司	2022 年		2021 年		2020 年	
		风电	光伏发电	风电	光伏发电	风电	光伏发电
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	
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 49.06%，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 5 家公司签署意向协议，意向销量达到 72 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：

“2、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。本次募投项目中发电项目包括东北地区的风电项目和华南地区的光伏发电项目，发行人最近三年一期东北地区风电项目平均弃风率为 0.24%-2.97%，华南地区光伏发电项目弃光率为 0.00%-0.08%。虽本次募投项目所在地弃风弃光率不高，但未来项目运营过程中，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 553,850 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	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	129,100.42	39,153.63
6	补充流动资金	/	133,850.00
合 计		891,693.09	553,850.00

注：上述拟使用募集资金金额已扣除公司第九届董事会第五次会议决议日前六个月至

本次发行前新投入和拟投入的财务性投资 46,150 万元。

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、本次募投项目募集资金的具体投资构成明细

(1) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

单位：万元

投资内容	风电部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	183,672.64	是	183,672.64
建安工程费	75,898.81	是	44,783.56
其他费用	34,689.28	是	-
储能工程	12,000.00	是	-

建设期利息	9,635.11	是	-
基本预备费	4,413.91	否	-
小 计	320,309.75	/	228,456.20
投资内容	光伏部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	30,789.70	是	-
建安工程费	8,424.04	是	-
其他费用	1,747.54	是	-
建设期利息	1,295.76	是	-
基本预备费	819.23	否	-
小 计	43,076.27	/	-
投资内容	化工部分		
	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	110,940.96	是	-
主要材料费	27,759.98	是	-
安装费	16,940.18	是	-
建筑工程费	38,596.40	是	-
其他费用	23,823.95	是	-
基本预备费	11,610.83	否	-
建设期利息	2,520.62	是	-
小 计	232,192.92	/	-
合 计	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

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	33,195.05	是	33,195.05
建安工程费	14,642.33	是	14,642.33
其他费用	5,845.74	是	5,165.37
建设期利息	1,584.18	是	1,579.41
基本预备费	809.75	否	-
送出工程	300.00	是	-
合计	56,377.05	/	54,582.16

(3) 吉林长岭 10 万千瓦风电项目

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	32,444.75	是	32,444.75
建安工程费	15,197.31	是	15,197.31
其他费用	6,289.85	是	5,904.60
建设期利息	1,535.79	是	980.35
基本预备费	294.01	否	-
送出工程	240.00	是	-
合计	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

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	33,987.65	是	33,987.65
建安工程费	12,773.08	是	9,293.35
其他费用	4,455.26	是	-
送出工程	1,680.00	是	-
建设期利息	966.97	是	-
基本预备费	772.01	否	-
合计	54,634.97	/	43,281.00

(5) 邕宁吉电百济新平农光互补发电项目

单位：万元

投资内容	拟投资金额	是否属于资本性投入	拟使用募集资金金额
设备购置费	87,121.22	是	30,514.11
建安工程费	24,666.81	是	8,639.52
其他费用	9,369.41	是	-
送出工程	4,500.00	是	-
建设期利息	2,357.42	是	-
基本预备费	1,085.56	否	-
合计	129,100.42	/	39,153.63

各募投项目动态总投资额合计 891,693.09 万元，其中资本性投入金额 871,887.79 万元，占动态总投资额的比例为 97.78%；募集资金用于各募投项目的合计投入资金 420,000.00 万元，占动态总投资额的比例为 47.10%，全部用于资本性投入。

2、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自有或自筹资金投入。

本次发行同时拟募集资金 133,850.00 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。

3、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 6 月 30 日，公司货币资金余额为 158,951.36 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

财务指标	计算公式	计算结果
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、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%

项目	基期（2022 年度）	
	金额（万元）	占营业收入百分比
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 133,850.00 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 6 月 30 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 6 月末，公司短期借款余额为 798,556.06 万元，长期借款余额为 2,996,400.45 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关于公司向特定对象发行 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

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。

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：

（1）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目

序号	募集资金项目	产能（万吨）	项目动态总投资金额（万元）	单位动态投资规模（元/吨）
1	大安风光制绿氢合成氨一	18	595,578.94	33,087.72

序号	募集资金项目	产能（万吨）	项目动态总投资金额（万元）	单位动态投资规模（元/吨）
	体化示范项目			

（2）新能源发电项目

序号	募集资金项目	规模（MW）	项目动态总投资金额（万元）	单位动态投资规模（元/kw）
1	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
2	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	100	56,001.71	5,600.17
3	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
4	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				5,567.12
本次募投项目中光伏发电项目单位投资规模				4,303.35

发行人本次募投项目中大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的单位投资规模为 33,087.72 元/吨。

新能源发电项目的单位投资规模在 4,303.35 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 5,567.12 元/kw，光伏项目整体的单位投资规模为 4,303.35 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
本次募投项目中风电项目单位投资规模		5,567.13

发行人可比的已有及在建风电项目的单位投资规模区间为 4,741.40 元/kw 至 7,955.00 元/kw，本次募投项目中风电项目单位投资规模为 5,567.13 元/kw，

位于区间范围内，具有合理性。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单位投资规模的平均值，主要系随着近年新能源发电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。

（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		4,303.35

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）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与公司同类项目比较

公司暂未开展与大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目同类项目。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项与同行业同类项目对比情况详见下述“3、募投项目单位投资规模与同行业同类项目的对比”之“（3）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与同行业同类项目比较”。

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			5,567.12

发行人风电募投项目单位投资规模略低于同行业同类型项目，主要由于风电项目设备制造和工程建设的技术进步，以及发行人在风力发电上具有较为成熟的技术储备及管理经验，募投项目投资测算合理。

(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			4,303.35

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) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与同行业同类项目比较

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目与同行业同类项目比较如下：

序号	企业	项目名称	项目总投资 (亿元)	年产绿氨 (万吨)	单位投资 规模(万元/吨)	项目情况
1	广东省能源集团贵州有限公司、浙江运达风电股份有限公司	绿电制氢与年产 20 万吨绿氨及燃料电池产业研究院一体化示范项目	52.80	20.00	2.64	2023 年 3 月，陕西省府谷县绿电制氢与年产 20 万吨绿氨及燃料电池产业研究院一体化示范项目计划投资 52.8 亿元，拟建设 60,000m ³ /h 电解水制氢项目、1 座 500kg/d 示范加氢站、20 万 t/a 绿色合成氨项目、燃料电池产业研究院及电池储能系统制造等多个项目。
2	水木明拓氢能科技有限公司	内蒙古包头市达尔罕茂明安联合旗国际氢能冶金化工产业示范区日产 1800 吨绿氨项目	120	65.70	1.83	2023 年 1 月，水木明拓氢能科技有限公司与托普索公司在丹麦王国驻华大使馆，就内蒙古包头市达尔罕茂明安联合旗国际氢能冶金化工产业示范区日产 1800 吨绿氨项目签约。该项目总投资约 120 亿元，将在内蒙古包头市达茂旗建设 3 套装置，包括 150 万千瓦装机容量风电、15 万标准立方米/小时的电解制氢以及采用催化合成技术的 1800 吨/天动态绿氨装置。项目将由水木明拓牵头建设，托普索为其提供先进的动态绿氨技术，预计 2025 年投入运行。
3	中国能源建设集团有限公司、武汉众宇动力系统科技有限公司	兰州新区氢能产业园项目	30.00	6.00	5.00	2022 年 8 月，甘肃兰州新区获批国家级新区十周年重大项目集中开工活动在兰州新区氢能产业园项目现场举行。项目一期总投资 30 亿元，主要建设年产 2 万吨制氢能力和 10 万标方储氢能力的绿氢供应基地，以年产 6 万吨绿氨和氢能交通应用为核心的示范应用中心。
4	水发交投内蒙古绿色发展有限公司	风光制氢与绿色灵活化工一体化绿氢制合成氨项目	45.00	10.00	4.50	2022 年 3 月，包头市达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化绿氢制合成氨（绿氨）项目获准予备案公示。该项目建设年产 10 万吨绿氢合成氨生产线。
平均值			/	/	3.49	/
发行人		大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	59.56	18.00	3.31	2022 年 10 月，该项目按照“绿氢消纳绿电、绿氨消纳绿氢、源网荷储一体化”全产业链设计，动态总投资金额为 59.56 亿元，位于吉林省大安市。

目前已公开披露项目总投资额及绿氨产能的可比项目中，平均单位投资规模为 3.49 万元/吨。发行人大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的单位投资规模为 3.31 万元/吨，与市场平均水平无重大差异。因此，发行人大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目投资规模测算合理谨慎。

（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 6 月末，发行人总装机容量达到 1,287.44 万千瓦，新能源装机规模达到 957.44 万千瓦，占发行人总装机比重 74.37%，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力，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）清洁能源化工产业园	否
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) 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效益与同类项目的比较

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的产品包括电力、合成氨等。以下将该项目分为新能源发电上网部分和新能源发电制氢合成氨部分进行模拟拆分，分别测算两部分效益。

序号	消纳/ 销售产品	预计年销售收入 (万元)	预计产品毛 利率 (%)	资本额金内部 收益率 (%)	说明
	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	81,644.71	19.90	4.57	项目为一体化项目
模拟分拆后:					
1	新能源发电上网	33,104.87	64.18	35.51	该部分为新能源发电后除向制氢合成氨供给外的剩余电量,通过上网向电网公司销售,按上网电价结算。
2	新能源发电制氢合成氨	48,539.84	-9.27	-3.13	该部分为制氢合成氨工序部分,产品包括制氢合成氨及副产品。

现就上述产品关键参数与同行业可比指标对比情况说明如下:

1、新能源发电上网毛利率与同行业可比公司对比情况及差异分析

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电产品与可比公司风电业务毛利率对比如下:

单位: %

序号	可比公司	2022 年	2021 年	2020 年
1	申能股份	56.72	59.45	56.32
2	金开新能	67.61	69.25	68.55
3	江苏新能	56.27	67.12	59.48
4	中闽能源	65.05	65.67	68.14
5	节能风电	58.09	55.25	52.16
6	豫能控股	42.93	38.83	未披露
7	三峡能源	61.54	60.40	未披露
8	湖北能源	53.21	62.79	未披露
9	浙江新能	50.92	61.94	未披露
10	桂冠电力	51.48	53.61	28.30
可比公司风电项目平均毛利率				57.35
可比公司风电项目毛利率区间				28.30 至 69.25
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电上网毛利率				64.18

根据可比公司数据,同行业风电业务的毛利率区间为 28.30%至 69.25%,平均毛利率为 57.35%,大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源上网发电产品毛利率为 64.18%,在同行业风电业务毛利率区间范围内,略高于同行业新

能源发电业务平均毛利率水平，主要由于：（1）随着近年新能源设备及建造的技术革新，单位造价有所下降；（2）大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的风电单机装机容量规模较大，导致单位投资金额相对较低；（3）项目所在区域风资源较好，项目效益相对较好。

2、合成氨产品毛利率与同行业可比公司对比情况及差异分析

（1）合成氨产品毛利率与同行业可比公司对比情况

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目合成氨产品与可比公司合成氨产品毛利率对比如下：

序号	公司简称	制氨工艺	合成氨毛利率（%）		
			2022 年度	2021 年度	2020 年度
1	宏达股份	以煤为原料生产氢气，再合成氨	36.46	34.12	20.97
2	陕西黑猫	焦炉煤气制合成氨	39.34	47.98	4.16
3	华昌化工	煤为原料生产合成气（氢气、一氧化碳、二氧化碳），氢气用于生产合成氨	21.21	18.39	11.81
4	华锦股份	以石油为原材料制合成氨	46.05	53.88	22.67
5	兴化股份	采用多元煤浆（湿法）气化、由氮和氢在高温高压和催化剂存在下直接合成的氨	0.16	16.39	17.32
平均值			28.64	34.15	15.39
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目新能源发电制氢合成氨部分			-9.27		

注：1、陕西黑猫 2021 年度合成氨产品的毛利率大幅上涨主要是因为合成氨的销售价格上涨、收入增加。

2、兴化股份 2022 年度合成氨产品的毛利率大幅下降主要是由于抽取部分合成气去生产乙酸甲酯导致化工合成氨减产。

同行业合成氨产品平均毛利率区间为 15.39%至 34.15%，随着近年合成氨市场价格的提升，同行业合成氨产品毛利率整体呈上升趋势。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目模拟分拆的新能源发电制氢合成氨部分毛利率为-9.27%，低于同行业合成氨毛利率平均水平，主要原因包括：

① 制氢工艺成本差异

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目电解水制氢气的生产成本高于市场传统制氢成本。可比公司合成氨的原材料为煤炭、石油、天然气等产品生产的“灰氢”或“蓝氢”，而发行人合成氨产品的原材料为新能源发电电解水产生的

“绿氢”，“绿氢”的生产成本高于“灰氢”或“蓝氢”。

根据中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业手册 2020》的统计数据，不同制氢技术经济性与碳排放对比情况如下：

制氢种类	制氢方式	原料价格	制氢成本 (元/kg)	制氢碳排放量 (kgCO ₂ e/kgH ₂)
电解水制氢	商业用电	0.8 元/千瓦时	48	33.75-43.41
	谷电	0.3 元/千瓦时	23	
	可再生能源弃电	0.1 元/千瓦时	14	0.4-0.5
煤制氢		550 元/吨	9	22-35

由上表可见，电解水制氢成本显著高于煤制氢，从而导致大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目毛利率低于同行业平均水平。但以可再生能源制氢的碳排放量显著低于煤制氢，符合国家的低碳发展战略。

② 合成氨市场价格波动

2022 年东北地区合成氨产量约 179 万吨，占全国产量比例约 4%。因我国各地区煤炭、天然气等能源资源禀赋差异较大，各地区合成氨的生产成本及销售价格存在差异。东北地区煤炭等原料资源相对匮乏，合成氨生产成本相对较高，故东北地区合成氨价格略高于全国平均水平。同时，因合成氨受运输成本影响，如运输半径超出合理范围将失去经济性，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于吉林省白城市大安市，因此项目选取东北地区合成氨市场价格为可比市场价格。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目效益测算中基于谨慎性原则，以合成氨近 5 年东北地区均价 3,520 元/吨（含税）进行测算，而 2022 年度合成氨均价为 4,435 元/吨（含税）。如按 2022 年市场均价测算，则大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目模拟分拆的制氢合成氨部分的毛利率为 12.84%，与同行业 2022 年度合成氨产品毛利率平均水平差异有所缩小。

（2）发行人采用电解水制氢的必要性及合理性

① 采用电解水方式制氢旨在拓展新能源发电的消纳途径

发行人主要从事新能源发电项目，建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范

项目系出于将电网未消纳的电力利用“绿氢”、“绿氨”等储能方式进行消纳，为风光资源丰富地区提供新能源电力无法全额上网的替代消纳途径。发行人该募投项目的目的为拓展新能源主业的消纳途径，并非以进入化工行业并生产合成氨为目标，故通过采购价格更低的“灰氢”“蓝氢”，降低合成氨生产成本，提升效益不符合发行人新能源主业的发展战略，采用电解水方式制氢旨在拓展新能源发电的消纳途径，具有合理性。

② 在直接上网消纳受限时，利用电网弃电量电解水制氢可提升项目效益

发行人大力发展新能源发电业务，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，客观上存在一定的电网弃电量。该电网弃电量无法上网将无法实现收益，若通过电解水制氢转为“绿氢”或“绿氨”产品进行销售，虽然总体毛利率低于直接上网销售的毛利率，但在直接上网“受限”的前提下，仍可提升发行人新能源发电业务的消纳和效益，发行人本次募投项目通过“绿氢”及“绿氨”产品促进消纳具备合理性。

③ 可再生能源电解水产生的绿氢系绿色发展的要求

根据中国政府承诺在 2030 年前，二氧化碳的排放不再增长，达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和目标，煤气化制氢和天然气重整制氢因为二氧化碳等温室气体的排放量较大，均不是理想的制氢方式。未来随着国家碳排放税政策的落地以及风光发电成本的降低，利用可再生能源电解水产生的“绿氢”能有效降低碳排放量，有望成为未来氢气制取的主流方式。

（三）新能源发电募投项目相关参数与公司现有业务对比

1、与公司整体新能源业务对比分析

公司现有风电及光伏发电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 1-6 月	2022 年	2021 年	2020 年	区间	
风电	54.46	52.77	53.06	53.59	52.77—54.46	52.76
光伏发电	47.45	47.66	51.29	55.16	47.45—55.16	49.07

报告期内，公司风电业务毛利率为 52.77%—54.46%，光伏发电业务的毛利

率为 **47.45%—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、光伏发电业务毛利率水平相近，募投项目效益测算谨慎合理。

2、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
1	吉电镇赉架其 100MW 风电储能平价发电项目	0.3076	0.1523	50.48%
2	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。

(四) 新能源发电募投项目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	光伏发电	风电	光伏发电	风电	光伏发电
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

序号	项目名称	平均上网电价（元/KWh）
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 7.18%，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
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。

（五）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

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

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 (%)
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
	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

2022 年东北地区合成氨均价为 3,925 元/吨（不含税）。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（不含税），预测项目收益情况。

在合成氨价格为 3,115 元/吨（不含税），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。

当合成氨价格较测算基本价格 3,115 元/吨（不含税）下降 11.78%，即 2,748 元/吨（不含税）时，项目的资本金内部收益率降为 0%。

合成氨售价以 3,115 元/吨（不含税）作为基准时，价格变动引起毛利率变动的敏感性分析如下：

序号	合成氨价格（元/吨）	价格变动幅度	毛利率
1	1,869	-40.00%	-4.31%
2	2,025	-35.00%	-0.51%
3	2,181	-30.00%	3.02%
4	2,336	-25.00%	6.31%
5	2,492	-20.00%	9.38%
6	2,648	-15.00%	12.26%
7	2,804	-10.00%	14.97%
8	2,959	-5.00%	17.51%
9	3,115	0.00%	19.90%
10	3,271	5.00%	22.16%
11	3,427	10.00%	24.29%
12	3,582	15.00%	26.32%
13	3,738	20.00%	28.23%
14	3,894	25.00%	30.05%
15	4,050	30.00%	31.78%
16	4,205	35.00%	33.42%
17	4,361	40.00%	34.99%

在合成氨价格为 3,115 元/吨（不含税），合成氨价格参数上下浮动 40%时，项目毛利率在-4.31%-34.99%之间。

经测算，当合成氨价格下降 34.29%时，即 2,047 元/吨（不含税）时，项目

毛利率降至 0%。

3、合成氨价格波动分析

（1）价格变动概述

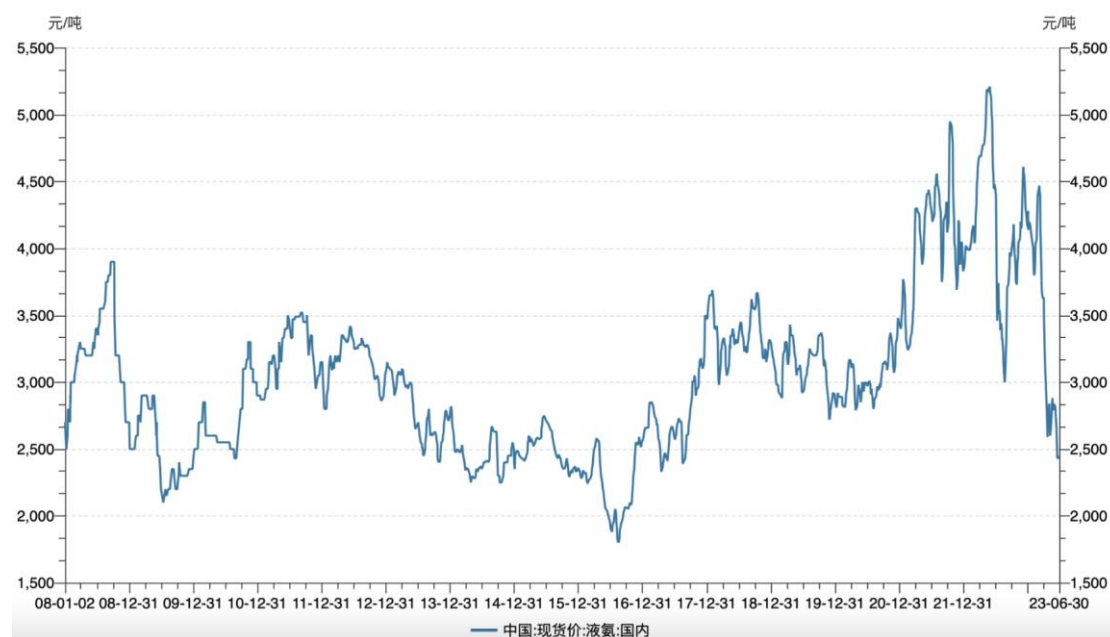
合成氨是最重要的无机化工原料之一，产品价格总体呈区间波动状况，周期性特征明显。自 2008 年有统计数据以来合成氨价格主要集中在 3,000 元/吨（含税）左右波动，目前价格已低于 3,000 元/吨（含税），处于近 5 年的最低水平。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于东北地区，合成氨售价高于全国平均水平，有利于提升项目的整体效益。随着煤炭价格企稳，行业落后产能退出，下游需求提升等因素作用下，未来合成氨价格有望重新企稳回升。同时，随着全球零碳排放目标施行、国际 CBAM 等碳税法案推行以及市场存在大量碳风险溢价空间等，“绿氨”的市场体量和价格得到良好支撑和提升，从而有效提升大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的产品价格。

（2）价格变动具体分析

合成氨是最重要的无机化工原料之一，当前我国约有 80%氨用来生产化肥，20%为其它化工产品的原料。合成氨行业属于完全竞争行业，价格变动与市场供求情况直接关联，上游油、煤炭及天然气价格，以及下游化肥、农产品价格的变化均会导致合成氨价格发生变化，从而导致产品价格总体呈区间波动状况，周期性特征明显。具体分析如下：

① 合成氨价格历史走势及波动分析

我国合成氨价格历史期走势情况如下：

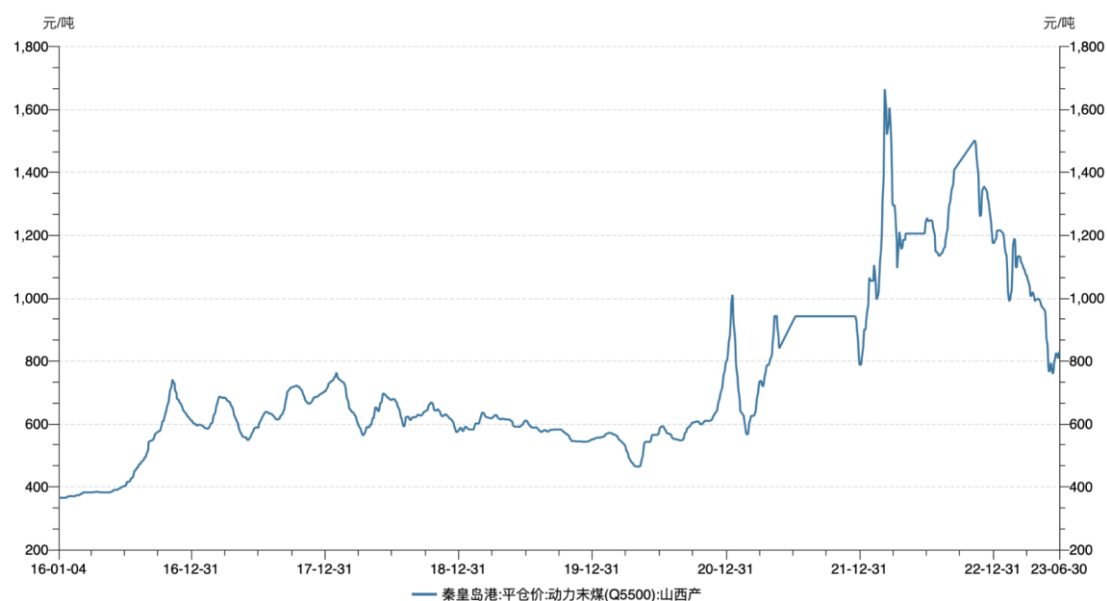


从历史看，我国合成氨价格主要集中在 3,000 元/吨左右波动，目前价格已低于 3,000 元/吨，处于近 5 年的最低水平。随着煤炭价格企稳，季节性因素影响逐步消除以及供暖季的来临，预期合成氨价格短期内将企稳反弹。

② 供需关系缓和有利于合成氨价格企稳反弹

A、上游煤炭价格已回归正常波动区间，有利于合成氨价格企稳

煤炭是传统合成氨工艺的主要原材料之一，煤炭价格的波动直接影响合成氨的出厂价格，2016 年 1 月 1 日至 2023 年 6 月 30 日，我国秦皇岛港 Q5500 动力末煤价格变动情况如下：



数据来源：Wind

2022 年下半年至 2023 年上半年，受国内原煤产量增加及恢复澳煤进口等保供措施影响，煤炭价格大幅回落。目前，秦皇岛港 Q5500 动力末煤价格在 800 元/吨左右，已回归历史正常波动区间。未来随着社会用电负荷的增长，预计煤炭价格将停止大幅回落，并在正常波动区间中波动。同时，基于北方供暖季的影响，煤炭价格一般下半年高于上半年，预期本年下半年煤炭价格受供暖季而有所提升。综上，煤炭价格预期的回稳提升将有利于合成氨价格的回升。

B、行业落后产能加速退出有利于提升产品价格

目前，我国合成氨价格自 2022 年度的高点以来已有较大幅度的降低，部分地区出厂价格接近成本价格，预计将对行业内大量生产工艺落后的中小企业带来较大冲击，加速落后产能的退出，从而提升产品价格。

C、下游已有及新增需求将有利于提升产品价格

a、农业氮肥需求稳步提升

我国合成氨消费中农业消费量（尿素等氮肥）占到了目前总消费量的约七成，2018 年以来，我国合成氨表观消费量由 4,700 万吨增加至 2021 年的 5,986.5 万吨，年复合增长率达 8.40%。未来，随着农业氮肥需求的稳定增加，合成氨在农业消费量的需求有望稳步提升。此外，未来随着逐步进入下一轮春播期，尿素价格有望季节性走强，有利于合成氨产品价格的恢复。

b、航运、储能等行业对“绿氨”的需求是合成氨新的需求增长点

国际海事组织（IMO）提出了降低船舶碳排放的目标，要求到 2030 年，新建船舶的碳排放强度比 2008 年降低 40%；到 2050 年将全球船舶运输业总碳排放减少至 2008 年水平的 50%。绿氨燃料易压缩储运、且能够较低成本地实现全生命周期零碳排放，中国江南造船、日本邮船等企业也已纷纷布局绿氨动力船舶的建设。因此，绿氨将成为航运领域最有竞争力的绿色替代燃料之一，并为合成氨创造新的需求增长点。

全国首例大型煤电机组大比例掺氨燃烧工程示范已取得成功，该项目为煤电机组的清洁化提供了较强的示范效益，未来若逐步在火电行业内推广开来，亦将为合成氨，特别是“绿氨”产品提供更广阔的应用空间。

根据 Rocky Mountain Institute 发布的研究报告，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。

基于上述情况分析，导致近期合成氨价格较快回落的原因主要系上游煤炭价格回落、产业短期扩大产能、下游氮肥季节性需求等短期波动因素的影响。随着煤炭价格企稳，国家绿色发展战略的推进，“绿氨”在下游燃料、储能等新应用领域的发展，未来合成氨价格有望重新企稳回升。

③ 东北地区合成氨价格高于我国平均水平

东北地区煤炭等原料资源相对匮乏，合成氨价格略高于全国平均水平，近 5 年合成氨最高价格为 5,073 元/吨（含税），最低价格为 2,650 元/吨（含税）。根据隆众资讯的数据，最近一年中化吉林长山化工有限公司（吉林省内最大的氮肥生产企业）的合成氨销售价格具体变动情况如下：



数据来源：隆众资讯

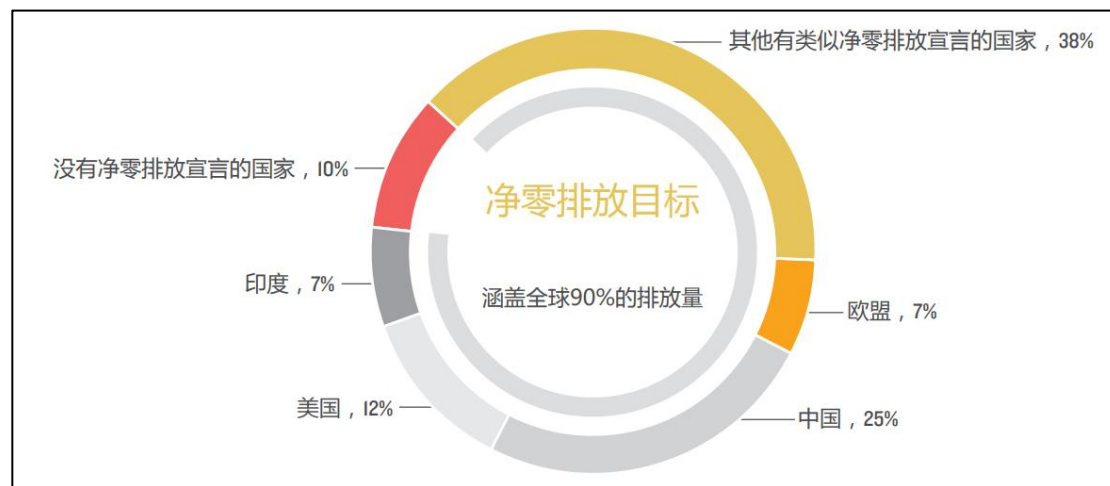
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目位于东北地区，合成氨售价高于全国平均水平，有利于提升项目的整体效益。

④ “绿氨”产品特有的竞争优势分析——“绿氨”的市场体量和价格得到良好支撑和提升

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品与传统合成氨产品不同，具有独特的“绿色”属性，与煤/天然气制氨相比，在市场竞争、价格竞争方面具有多项优势，具体分析如下：

A、全球零排放目标为绿色氨产品需求提供有利支撑

截至 2021 年 11 月 2 日，全球有 140 多个国家已宣布或正在考虑在 2050 年或 2060 年前实现净零排放（Net zero emissions），这些国家代表了全球 90% 的温室气体排放。全球国家和地区宣布净零排放目标情况如下：



其中，中国作为目前全球最大的碳排放国，提出将采取更加有力的减排政策和措施，目标是二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。我国社会经济文化需求正处于高速增长期，人均化学品消费仍将长期保持增长态势，为确保 2030 碳达峰目标实现，无法再通过扩大化石能源开发的方式提高市场供给能力，须通过生产绿色合成氨的方式补充市场需求增量，将对绿色氨产品需求提供有利支撑。

B、绿色合成氨产品在国际市场上具备较强竞争力

随着我国提出双碳目标，欧美等发达国家提出可再生能源法案、CBAM 等绿色产品有关法案，合成氨是否为“绿氨”将成为衡量产品价值的重要属性。根据国际能源署（IEA）出具的《2020 年全球可再生能源展望》，不断上升的绿色氨产量和潜在的储存需求将推动绿色氨市场的发展。到 2028 年底前，欧洲绿色氨市场预计将拥有全球最大的市场份额，产生 5.5803 亿美元的收入，远高于 2019 年的 749 万美元。亚太地区预计将占据全球第二大市场份额，预期收入达 1.9069 亿美元。

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目目前已签订了出口国际市场的意向销售订单，预期能通过国际市场绿氨的竞争溢价。

C、绿色合成氨产品存在大量碳风险溢价空间

“绿氨”的绿色价值最终要通过价格体现。2023 年 2 月，欧洲碳排放（EUA）价格一度突破 100 欧元/吨，随后略有回落，目前基本稳定在 85 欧元/吨，自 2016 年体系建立以来始终保持上涨趋势。国内 2023 年碳交易价格高点一度接近 100 元/吨，目前基本稳定在 55 元/吨，总体呈上涨趋势。碳交易价格的持续增长，为绿氨产品带来大量碳风险溢价。

从出口国际的角度来看，绿氨生产比煤/天然气制氨盈利空间高出 178.5/365.6 欧元/吨氨；从国内竞争角度来看，绿氨生产比煤/天然气制氨高出 210/430 元/吨氨，比照当前氨市场价格，高出 10%-20%的价格增值空间。

综上所述，未来随着国内产业碳减排大方向不变、农业工业刚性需求不减、国际 CBAM 等碳税法案推行在即、船运燃料及煤电掺氨等一众新兴场景出现，均对合成氨、尤其是“绿氨”的市场体量和价格形成了良好支撑和提升。

4、相关风险披露

针对合成氨价格波动对项目效益的影响，发行人已在募集说明书中补充披露以下风险：

“（一）新能源绿氨合成氨项目效益不及预期的风险

本次募集资金投资项目“大安风光制绿氨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）的绿氨合成氨项目，绿氨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。

合成氨是大安风光制绿氨合成氨一体化示范项目的主要产品之一，作为大宗商品，其价格受市场供需影响，存在较大波动。本项目效益测算按东北地区合成氨最近五年平均价格 3,115 元/吨（不含税）作为测算基准价格，预计本项目建成后的毛利率为 19.90%，资本金内部收益率 4.57%。若按 2,748 元/吨（不含税）（较测算基准价格下降 11.78%）进行模拟测算，则本项目的资本金内部收益率降至 0%。2023 年 1-6 月，受煤炭价格大幅回落等不利因素影响，我国合成氨价格亦大幅回落，东北地区合成氨价格最低降至 2,522 元/吨（不含税）

（较测算基准价格下降 19.04%），接近近 5 年价格区间下限。若按上述最低价格作为未来售价进行模拟测算，则本项目毛利率将降至 9.95%，资本金内部收益率为负。因此，若未来合成氨销售价格持续低位运行，可能导致本项目投资效益不及预期。”

（六）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
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 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率为 2.59%至 2.61%，占投产后年净利润的比率为 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

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。吉林能投为公司的控股股东，国家电投为公司的实际控制人。

国家电投为国务院国有资产监督管理委员会投资运营的特大型国有重要骨干企业，为我国五大发电集团之一，肩负保障国家能源安全的重大责任，业务涵盖电力、热力、煤炭、铝业、物流、金融、环保、光伏、电站服务等领域，拥有火电、风电、光伏发电、生物质发电、核电等全部发电类型。截至 2023 年 6 月 30 日，国家电投及其控制的其他企业中与公司存在从事相似业务的主要二级公司情况如下：

序号	公司名称	相似业务
1	国家电力投资集团有限公司	风电、光伏发电、生物质发电
2	国家核电技术有限公司	光伏发电、核电
3	中国电力国际有限公司	火电、风电、光伏发电、生物质发电、水电
4	国能生物发电集团有限公司	生物质发电
5	国家电力投资集团海外投资有限公司	火电、风电、光伏发电
6	国家电投集团北京电力有限公司	风电、光伏发电
7	国家电投集团河北电力有限公司	火电、风电、光伏发电
8	国家电投集团河南电力有限公司	火电、风电、光伏发电
9	国家电投集团东北电力有限公司	火电、风电、光伏发电
10	国家电投集团黑龙江电力有限公司	风电、光伏发电、生物质发电
11	国家电投集团吉林能源投资有限公司	风电
12	国家电投集团内蒙古能源有限公司	火电、风电、光伏发电
13	国家电投集团山东电力有限公司	风电、光伏发电
14	国家电投集团山西电力有限公司	风电、光伏发电

序号	公司名称	相似业务
15	国家电投集团江西电力有限公司	火电、风电、光伏发电、生物质发电、水电
16	上海电力股份有限公司	火电、风电、光伏发电
17	国家电投集团四川电力有限公司	风电、光伏发电、水电
18	国家电投集团福建电力有限公司	火电、风电、光伏发电
19	国家电投集团重庆电力有限公司	火电、风电、光伏发电、水电
20	国家电投集团云南国际电力投资有限公司	风电、光伏发电、水电
21	国家电投集团新疆能源化工有限责任公司	火电、风电、光伏发电、水电
22	国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司	火电、风电、光伏发电、水电
23	国家电投集团远达环保股份有限公司	光伏发电
24	国家电投集团铝电投资有限公司	火电、风电、光伏发电
25	国家电投集团贵州金元股份有限公司	火电、风电、光伏发电、水电
26	国家电投集团绿能科技发展有限公司	光伏发电
27	国家电投集团智慧能源投资有限公司	风电、光伏发电
28	国家电投集团资产管理有限公司	风电、光伏发电

注：上述公司统计表所列公司中，国家电力投资集团有限公司含本部及各分公司，国家电投集团吉林能源投资有限公司含母公司及其他分子公司（不包括发行人），其他公司含母公司及其他分子公司。

上述公司与发行人均不构成同业竞争，具体理由如下：

1、独立性方面

发行人在业务、人员、资产、财务、管理体系等方面具备独立性，上述方面与国家电投及其控制的其他企业不构成同业竞争。

（1）业务独立性

发行人主要从事电力、热力的生产和销售，拥有完整的业务流程和独立的原材料采购、产品生产和市场销售系统及相关配套设施，能够独立开展业务经营活动，不存在需要依赖国家电投及控制的其他企业进行生产经营活动的情形。

（2）人员独立性

发行人及其控股子公司拥有独立的劳动、人事及工资管理规章制度和规范的管理考核体系，并设有人力资源部专门负责公司的劳动、人事及工资管理工作。发行人所有董事和高级管理人员的选举与任命均根据《公司法》和《公司章程》的规定，由股东大会、董事会或职工代表大会通过合法程序进行选举或

任命，不存在被控股股东、实际控制人非法干预的情况。

（3）资产独立性

发行人及其控股子公司拥有独立的经营办公场所、健全的内部经营管理机构，能够独立行使经营管理职权，不存在与关联企业混合经营、合署办公的情形。发行人的机构设置均独立于国家电投，完全拥有机构设置自主权。

（4）财务独立性

发行人及其控股子公司设有独立的财务部门，配置有独立的财务人员，建立了独立的会计核算体系和财务管理制度，独立管理公司财务档案。发行人及其控股子公司独立在银行开户，不存在与控股股东共用银行账户的情况，亦不存在将资金存入控股股东银行账户的情况，发行人资金使用亦不受吉林能投及其控股子公司的干预。发行人及各控股子公司均为独立纳税人，依法独立纳税。发行人能够根据《公司章程》规定的程序和权限，独立作出财务决策。

（5）管理体系独立性

国家电投对下属单位分别进行考核，各公司分别承担一定的综合业绩考核指标，且考核结果同企业负责人的激励约束、薪酬紧密挂钩，不存在利益输送的情形。

2、主营业务方面

发行人在产品服务的具體特点、技术、商标商号方面、销售方面、采购方面，均与实际控制人及其控制的其他企业不构成同业竞争，具体分析如下：

（1）产品服务的具體特点、技术、商标商号方面不构成同业竞争

① 产品服务的具體特点

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，其中火电机组均为热电联产机组，供热产品均由发电设备的产生。

产品生产方面。发行人具备独立的资产、人员、机构等生产必須的资源，通过对发电设备的操作及日常管理进行生产，与实际控制人及其控制的其他企业在产品生产上不存在同业竞争。

产品存储及输送方面。发行人电力、热力产品均为无实物形态的产品，“发、输、用”瞬间同时完成，其生产、传输和使用的过程就是能量的转化过程，并且需经过特定的线路或管道完成输送。故发行人与实际控制人及其控制的其他企业均无电力、热力产品库存，无法通过调节库存的方式调节电力销售量。因此，发行人与实际控制人及其控制的其他企业在产品存储及输送上不存在同业竞争。

② 技术

发行人通过对发电设备的操作及日常管理进行生产，发电设备日常操作、管理所需技术均为行业通用技术。发行人目前拥有的充足、专业的人员储备，采取规范、严格的内部管理措施等，不存在依赖国家电投及其控制的其他公司技术的情形，与国家电投及其控制的其他公司不存在业务技术方面的同业竞争。

③ 商标商号

发行人产品主要为电力、热力产品，由电网公司及地方供热企业根据国家及地方政策予以消纳，电力、热力产品均为无实物形态的产品，通过特定输电线路或供热管道供应，不存在需要以商标商号进行区分的情况，与国家电投及其控制的其他公司不存在商标商号使用的同业竞争。

（2）销售定价方面不构成同业竞争

发行人电力、热力产品定价均由国家发改委等主管部门出具相关文件决定，与电网企业、发电企业和供热企业并无直接关系，发行人业务不存在与实际控制人及其控制的其他企业竞价情形，因此发行人产品定价上与实际控制人及其控制的其他企业不存在同业竞争。

（3）销售量（产品消纳）方面不构成同业竞争

根据《可再生能源法》《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》《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》等规定，风电及光伏发电应全额消纳，且风电、光伏享有优先调度权，调度顺序优先于火电，发行人风电及光伏发电业务与实际控制人及其控制的其他企业不构成同业竞争。同时，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，发行人火电机组均为热电联产机组且均位于吉林省内，与实际控制人及

其控制的其他企业不构成同业竞争。

① 发行人火力发电业务不构成同业竞争

A、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，接受所在地电网的调度，故与发行人的火力发电业务不构成同业竞争。

B、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同业竞争

A、风电、光伏建设指标与火电等传统能源业务之间不构成同业竞争

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）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同业竞争。

B、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同业竞争。

④ 客户重合情况的合理性

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。

根据《中华人民共和国电力法》（2018年修订）第二十一条“电网运行实行统一调度、分级管理”、第二十五条“供电企业在批准的供电营业区内向用户供电。供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素，一个供电营业区内只设立一个供电营业机构。”根据《电力业务许可证管理规定》（电监会9号令）第七条“从事输电业务的，应当取得输电类电力业务许可证。”

因电力体制监管要求，电力产品具有特殊性，不同于其他产品。目前，国内拥有输电业务许可证的企业主要为国家电网公司及其下属区域级、省级电网公司及南方电网及其下属区域级、省级电网公司，且为了确保电力安全，电力调度由各地区电网公司统一安排，发行人和国家电投及其控制的其他电力企业均无法影响电网公司电力调度和分配。鉴于上述情况，发行人、国家电投及其控制的其他电力企业主要重叠客户为国家电网及南方电网，该情况系电力产品行业特殊性导致的结果。发行人已建立独立的销售管理体系，面向下游市场独立经营，不存在共用或竞争销售渠道的情况。

（4）采购方面不构成同业竞争

① 火力发电

A、采购渠道独立

发行人火力发电主要原料为煤炭资源。煤炭系大宗产品，发行人采购煤炭均在定期发布的煤炭价格指数指导下，分别与煤炭企业通过签署年度长协合同等方式进行采购，公司与实际控制人控制的燃煤火电企业采购渠道相互独立，不存在共用采购渠道的情况。

B、政策保障采购量，不存在同业竞争

发行人火力发电机组均为保障所在地区电热能源供应的关键基础设施，煤炭供应除经济效应外，更多涉及地区能源安全及居民生活保障，均为优先保障煤炭供应的机组。2022年2月，国家发改委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303号），要求加大电煤长协保供力度，提出“严格落实三个100%（即合同签约率、履约率、价格政策执行情况）”。发行人严格落实国家发改委相关要求，通过签署年度长协合同覆盖煤炭需求。

C、煤炭采购价格参考煤炭市场价格指数确定，不存在同业竞争

发行人的煤炭采购价格参考煤炭市场价格指数确定，煤炭采购过程不存在多方竞价情形，因此采购价格方面不存在同业竞争。

综上所述，发行人具有独立的煤炭采购渠道，参考煤炭价格指数确定采购价格，且公司热电联产机组均为保障地区电热能源供应的关键保供设施，与国家电投及其控制的其他公司在煤炭采购方面不构成同业竞争。

② 风电、光伏发电

发行人风力发电、光伏发电主要利用自然界风光资源，无需单独采购原材料，与国家电投及其控制的其他新能源发电项目不构成同业竞争。

3、历史沿革方面

在历史沿革中，发行人经历多次再融资等资本运作，发行人控股股东及实际控制人已履行消除同业竞争的相关承诺，并补充出具了关于未来避免同业竞争的承诺，目前发行人无同业竞争的情形存在。

（1）发行人设立、上市情况

① 发行人设立

发行人为吉林省能源交通总公司（简称“能交总”）、吉林省电力有限公司、

吉林信托投资公司、交通银行长春分行、中国华能吉林发电有限公司共同发起设立的股份公司，为吉林省人民政府国有资产监督管理委员会控制的国有企业。

发行人设立时的主营业务为火力发电业务。

② 发行人上市

2002 年 9 月，公司经吉林省人民政府批准、中国证监会核准，由第一大股东能交总与吉林通海高科技股份有限公司原社会公众股股东换股，实现在深圳证券交易所挂牌上市交易。

(2) 发行人实际控制人变更及火电业务资本市场融资情况

① 实际控制人变更

2005 年 7 月，依据国家电投前身中国电力投资集团公司（简称“中电投集团”）与吉林省人民政府国有资产监督管理委员会签署《关于吉林省能源交通总公司产权转让协议》，中电投集团成为公司控股股东能交总的母公司，成为公司实际控制人。

截至 2004 年末，中电投集团拥有火电机组 1,872.33 万千瓦，水电机组 788.48 万千瓦，核电机组 135.08 万千瓦，在吉林省内拥有浑江及二道江两项火电项目；发行人拥有火电机组 85.00 万千瓦（均在吉林省内）。为解决同业竞争问题，收购人中电投承诺：将履行资本函[2005]18 号《关于浑江五期、二道江三期项目公司股权有关事宜的函》，根据中国证监会、深圳证券交易所有关关联交易和同业竞争的监管要求，放弃在上述两家公司的控股地位，适时将股权转让给公司，以支持吉电股份快速扩张和发展。

对本次收购事项，中国证监会于 2005 年 9 月 23 日出具《关于中国电力投资集团公司收购吉林电力股份有限公司信息披露意见》（证监公司字[2005]91 号），对上述合并事项无异议。

② 2007 年收购松花江热电

2007 年 12 月，为逐步解决与第一大股东能交总在吉林省境内发电资产的同业竞争问题，经中国证监会核准，发行人向能交总发行股份购买松花江热电公司 94%的股权。

对于其他同业竞争机组，能交总及实际控制人承诺：对于白山热电 60%股权、通化热电 60%股权、四平合营公司 35.1%股权，将结合股权分置改革时的承诺，在 2008 年底前以合适的方式注入上市公司；能交总承诺：对于大唐珥春 45%股权和长山华能 31.73%股权，将根据国家“十一五”期间关停小火电机组有关政策与进展情况，择机解决同业竞争问题，实现上市公司健康稳定地发展。

中电投集团及能交总上述同业竞争的承诺均已履行完毕。

③ 2013 年非公开发行股票在吉林省内投建火电项目

2013 年 12 月，经中国证监会核准，发行人向实际控制人中电投集团等不超过十名的特定对象非公开发行股票，募集资金主要用于松花江热电公司新建背压机组项目，其他用于补充流动资金。

实际控制人中电投集团为支持发行人的发展，落实中国证监会避免同业竞争的有关要求，承诺如下：1) 本集团及本集团下属全资子公司、控股子公司、分公司或本集团拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，在不违反本集团在国内外证券市场已公开作出的承诺且吉电股份具有相应业务资质的情况下，均由吉电股份作为本集团在吉林区域的投资载体。2) 对于本集团及本集团下属全资子公司、控股子公司、分公司或本集团拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内仍保有的电力资产，本集团承诺用 5 到 8 年的时间，在该等资产符合相关条件且吉电股份具有相应业务资质时注入吉电股份。

控股股东能交总为支持发行人的发展，落实中国证监会避免同业竞争的有关要求，承诺如下：1) 本公司及本公司下属全资子公司、控股子公司、分公司或本公司拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，均由吉电股份作为本公司在吉林区域的投资载体。2) 对于本公司及本公司下属全资子公司、控股子公司、分公司或本公司拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内仍保有的电力资产，本公司承诺用 5 到 8 年的时间，在该等资产符合相关条件时注入吉电股份。

国家电投及吉林能投上述同业竞争的承诺均已履行完毕。

发行人控股股东及实际控制人的历次关于解决同业竞争的承诺，均为解决

发行人吉林省内火电机组因地区电网调度产生的潜在同业竞争问题而出具的承诺，并且均已履行完毕。

（3）发行人风电、光伏发电业务资本市场融资情况

① 2016 年非公开发行股票在全国范围内投建新能源发电项目

2016 年 12 月，经中国证监会核准，发行人向控股股东能交总等不超过十名的特定对象非公开发行股票，募集资金用于安徽南谯常山风电场项目、青海诺木洪大格勒河东风电场一期工程、吉林长岭腰井子风电场二期工程、吉林长岭三十号风电场二期工程、河南省辉县市南旋风风电场工程、收购三塘湖 99MW 风电并网发电项目、收购陕西定边 150MW 并网光伏发电项目以及补充流动资金。发行人开始在全国范围内投建风电、光伏发电项目。

② 2021 年非公开发行股票在全国范围内投建新能源发电项目

2021 年 3 月，经中国证监会核准，发行人向控股股东吉林能投等不超过三十五名特定对象非公开发行，募集资金用于安徽宿松九成风电项目、延安宝塔蟠龙风电项目、青海乌兰风电项目、江西兴国风电场项目、广西崇左响水平价光伏项目、山东寿光恒远平价光伏项目以及补充流动资金。

发行人 2016 及 2021 年非公开发行股票在全国投建新能源电站，实际控制人及控股股东均未新增关于同业竞争事项的承诺，通过新能源发电项目由国家政策保证“全额消纳”论述不构成同业竞争。

综上所述，发行人为特大型国有发电重要骨干企业国家电投的控股上市公司，历史沿革与除控股股东吉林能投外的国家电投控制的其他企业相互独立，以火力发电业务存在“业务地域”、新能源发电业务存在“全额消纳”，作为不存在同业竞争的论述理由具有历史渊源，具备合理性和充分性。

4、同业竞争是否构成重大不利影响

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同业竞争，不涉及构成重大不利影响的同业竞争的情形。

5、已存在的构成重大不利影响的同业竞争是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排

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同业竞争，不涉及需要制定解决方案并明确未来整合时间安排的事项。

6、已做出的关于避免或解决同业竞争承诺的履行情况及是否存在违反承诺的情形，是否损害上市公司利益

（1）公司实际控制人国家电投关于避免同业竞争的承诺及其履行情况

项目	说明
承诺主体	国家电投（原“中电投”）
承诺事项	避免同业竞争的承诺
承诺内容	（1）中电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或中电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，在不违反中电投在国内外证券市场已公开作出的承诺且吉电股份具有相应业务资质的情况下，均由吉电股份作为中电投在吉林区域的投资载体。 （2）对于中电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或中电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内仍保有的电力资产，中电投承诺用 5 到 8 年的时间，在该等资产符合相关条件且吉电股份具有相应业务资质时注入吉电股份。
承诺期限	2012 年 10 月 10 日至 2020 年 10 月 10 日
承诺履行情况	承诺已履行完毕，具体如下： （1）国家电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或国家电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司在吉林省投资或发展任何电力业务，在不违反国家电投在国内外证券市场已公开作出的承诺且吉电股份具有相应业务资质的情况下，均已由吉电股份作为集团在吉林区域的投资载体。 （2）在承诺履行期间，国家电投实际控制企业蒙东协合新能源有限公司将镇赉华兴风力发电有限公司 100%转让给吉电股份，国家电投全资子公司吉林能投已将其持有的吉林吉长热电有限公司、吉林吉长能源有限公司、吉林吉长（以下简称“四平合营公司”）63.82%股权转让给吉电股份。截至目前，国家电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或国家电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内无保有的电力资产。

（2）公司控股股东吉林能投关于避免同业竞争的承诺及其履行情况

项目	说明
承诺主体	吉林能投（原“能交总”）
承诺事项	避免同业竞争的承诺

项目	说明
承诺内容	(1) 能交总及下属全资子公司、控股子公司、分公司或能交总拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，均由吉电股份作为能交总在吉林区域的投资载体。 (2) 对于能交总及下属全资子公司、控股子公司、分公司或能交总拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内仍保有的电力资产，能交总承诺用 5 到 8 年的时间，在该等资产符合相关条件时注入吉电股份。
承诺期限	2012 年 10 月 10 日至 2020 年 10 月 10 日
承诺履行情况	承诺已履行完毕，具体如下： (1) 吉林能投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或吉林能投拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，均已由吉电股份作为吉林能投在吉林区域的投资载体。 (2) 在承诺履行期间，吉林能投已将其持有的四平合营公司 63.82%股权转让给吉电股份。截至目前，吉林能投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或吉林能投拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内，无保有的电力资产。

依据 2020 年 11 月国家电投《关于集团公司承诺履行情况的通知》（国家电投资本[2020]526 号），中电投集团在 2012 年承诺的承诺期限为“2012 年 10 月 10 日至 2020 年 10 月 10 日”且“履行情况：已履行完毕”、“集团公司及下属全资子公司、控股子公司、分公司或中电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司在吉林省投资或发展任何电力业务，在不违反中电投在国内外证券市场已公开作出的承诺且吉电股份具有相应业务资质的情况下，均已由吉电股份作为集团在吉林区域的投资载体”，故中电投集团原承诺均已履行完毕。

综上所述，截至本说明出具日，公司控股股东吉林能投及实际控制人国家电投 2012 年 10 月做出的关于避免同业竞争的相关承诺均已履行完毕，不存在违反承诺的情形，不存在损害上市公司利益的情形。

（3）未来发行人电力业务亦不存在同业竞争

① 基于未来吉林省内火电项目的安排，发行人火电业务不存在同业竞争

根据控股股东吉林能投出具的《承诺函》，吉林能投及所控制的公司吉林省区域投资开发任何火电等常规发电业务，均由发行人及其控制的公司作为投资开发主体。除吉电股份外，吉林能投及所控制的其他公司未来不会在吉林省区域拓展常规发电业务。如因任何原因导致吉林能投及所控制的其他公司取得与吉电股份构成同业竞争的业务或业务机会的，吉林能投将第一时间通知吉电股份，由其行使该等业务开发的优先选择权。

根据实际控制人国家电投出具的《承诺函》，国家电投及所控制的公司吉林省区域投资开发任何火电等常规发电业务，均由发行人及其控制的公司作为投资开发主体。除吉电股份外，国家电投及所控制的其他公司未来不会在吉林省区域拓展常规发电业务。如因任何原因导致国家电投及所控制的其他公司在吉林省区域取得与吉电股份构成同业竞争的业务或业务机会的，国家电投将第一时间通知吉电股份，由其行使该等业务开发的优先选择权。

② 基于新能源所发电量全额上网消纳，发行人新能源业务不存在同业竞争

在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，不存在同业竞争。

(二) 关于同业竞争的可比案例具体情况

依据公开披露的信息，“五大发电集团”下均存在多家上市公司及集团内其他公司共同经营火电、风电及光伏发电业务的情况，具体情况如下：

集团	主营业务	发电项目	装机容量 (万千瓦)	历次再融资关于电力业务“同业竞争”论述的要点	审核情况
中国华能集团有限公司 (简称“华能集团”)	电力项目投资运营等	火电	14,224	1、内蒙华电：从电量调度及价格决定机制来看，发行人与华能集团各自运营的电厂面对相同的竞争条件，发行人与华能集团不存在实质性的同业竞争。 2、华能国际（2014年承诺）：（1）将华能国际作为华能集团常规能源业务最终整合的唯一平台；（2）对于华能集团位于山东省的常规能源业务资产，华能集团承诺在2016年年底前，将该等资产在盈利能力改善且符合注入上市公司条件时注入华能国际；（3）对于华能集团在其他省级行政区域内的非上市常规能源业务资产，华能集团承诺在2016年年底前，将该等资产在符合注入上市公司条件时注入华能国际；（4）华能集团将继续履行之前作出的支持下属上市公司发展的各项承诺。	审核通过
		风电	3,393		
		光伏	1,735		
中国大唐集团有限公司 (简称“大唐集团”)	电力项目投资运营等	火电	无公开数据	1、大唐发电：对火电业务做出承诺，将河北、黑龙江以及安徽三省所拥有发电资产将全部注入上市公司。 2、华银电力：（1）我国目前电网为各地分开运营，属地化特点明显。湖南省境内，与大唐集团及其控制的湖南省外企业不存在竞争关系（2）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	审核通过
		风电	无公开数据		

集团	主营业务	发电项目	装机容量 (万千瓦)	历次再融资关于电力业务“同业竞争”论述的要点	审核情况
		光伏	无公开数据	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。 3、桂冠电力: (1) 水力发电享有优先调度权; (2) 发电企业不具备影响上网电价与上网电量的能力。	
国家能源投资集团有限责任公司 (简称“国家能源集团”)	电力项目投资运营等	火电	19,400	1、中国神华: 主要是针对煤炭业务的同业竞争论述; 2、国电电力(2010年承诺, 后续多次补充): 将国电电力作为国家能源集团常规能源发电业务整合平台, 承诺期限为无限期; 3、长源电力: (1) 发电企业的上网电价由政府部门核定; (2) 发电企业的发电量按照年度售电合同由电网企业进行调度安排; (3) 政策支持新能源发电优先全额上网。故上市公司从事的电力业务, 包括火电、水电、生物质发电, 与国家能源集团控制的其他公司的发电业务属于同类业务, 但不构成实质性的同业竞争。	审核通过
		风电	4,999		
		光伏	860		
中国华电集团有限公司 (简称“华电集团”)	电力项目投资运营等	火电	12,211	1、金山股份: 考虑到电力安全, 电力调度由各地区电网统一安排, 华电集团无法参与到电力的分配当中, 因此金山股份与华电集团及下属其他企业的发电业务之间不存在实质性的同业竞争。 2、华电国际(2014年承诺): 确定华电国际作为整合常规能源发电资产的最终整合平台和发展常规能源发电业务的核心企业, 履行期限为满足资产注入条件后三年内(未约定具体完成时间)。	审核通过
		风电、光伏	3,755		
国家电投	电力项目投资运营等	火电	7,145.69	1、上海电力: (1) 明确发行人为其在上海市、江苏省、浙江省等三个地区常规能源发电业务的唯一境内上市平台; (2) 发行人与控股股东及其下属公司的可再生能源电力业务, 在保障性消纳部分与市场化交易部分均不存在实质性同业竞争。 2、电投能源: 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”, 等法律法规规定, 风力发电及光伏发电应全额消纳 3、电投产融: 由于我国的热电发展规划和销售定价机制的特征, 以及电力生产经营的特殊性等原因。	审核通过
		风电、光伏	9,561.00		

注 1: 部分“五大发电集团”企业中国能源投资集团有限责任公司尚未披露 2022 年数据, 本表列示装机取自 2021 年公开数据; 中国华能集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国大唐集团有限公司装机取自 2022 年公开数据。

注 2: 上表不含水电等其他电力业务情况。

1、“五大发电集团”中和发行人论述类似的上市公司案例

上述“五大发电集团”旗下，和发行人论述类似的上市公司案例情况如下：

公司简称	资本运作情况	装机情况	同业竞争论证	出具承诺情况
华银电力 (600744.SH)	2022 年非公开发行股票 (审核通过)	火电 524 万千瓦 风电 53.95 万千瓦 光伏 38.1 万千瓦	(1) 属地管理：我国目前电网为各地分开运营，属地化特点明显。本次募投项目全部位于湖南省境内，与大唐集团及其控制的湖南省外企业不存在竞争关系； (2) 新能源全额消纳：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。	大唐集团已就避免湖南境内构成实质性同业竞争业务事项作出承诺（2015 年出具）
长源电力 (000966.SZ)	2021 年发行股份及支付现金购买资产 (审核通过)	火电 629.00 万千瓦 风电 19.30 万千瓦	(1) 集团公司无法决定电价电量：在我国的电力管理体制下，上市公司与国家能源集团均无权决定上市公司的电价，亦不能直接决定发电量，因此，国家能源集团不存在调整或限制上市公司销售电价、发电量等与上市公司进行市场竞争的情形，亦不存在通过同业竞争业务损害上市公司或上市公司其他股东利益的情形； (2) 政策支持新能源发电优先全额上网	本次交易完成后上市公司将成为本集团旗下在湖北省境内唯一的火电和水电资产运营平台。本集团在湖北省境内新建的所有火力和水力发电项目均通过上市公司进行投资、建设、运营（2021 年出具）
金山股份 (600396.SH)	2022 年收购资产项目（审核通过）	火电 520 万千瓦 新能源 47.75 万千瓦	集团公司无法参与电力分配：考虑到电力安全，电力调度由各地区电网统一安排，华电集团无法参与到电力的分配当中，因此金山股份与华电集团及下属其他企业的发电业务之间不存在实质性的同业竞争	华电集团确定金山股份是本集团在辽宁省内发展火电项目的投资主体，本集团支持金山股份未来的发展（2022 年出具）
内蒙华电 (600863.SH)	2017 年公开发行可转换公司债券（审核通过）	火电 1,140 万千瓦 新能源 144.62 万千瓦	在电量调度及价格决定机制方面，发行人与北方电力、华能集团各自运营的电厂面对相同的竞争条件，发行人与北方电力、华能集团不存在实质性的同业竞争，北方电力、华能集团无法利用发行人控股股东、实际控制人的身份，制定有利于己方的竞争条件、从而通过不公平的竞争损害发行人及其股东的利益。	北方公司（华能集团作为内蒙古地区唯一火电经营主体）承诺继续将内蒙华电作为本公司煤电一体化等业务的最终整合平台，逐步将满足注入上市公司条件的相关业务和资产注入内蒙华电。（2017 年出具）
上海电力 (600021.SH)	2021 年非公开发行股票 (审核通过)	火电 1,272.32 万千瓦 风电 388.41 万千瓦 光伏 430.80 万千瓦	(1) 火电（地域划分）：根据公司控股股东国家电投集团出具的《关于避免同业竞争的承诺函》，明确发行人为其在上海市、江苏省、浙江省等三个地区常规能源发电业务的唯一境内上市平台； (2) 新能源（全额消纳）：保障性消纳的可再生能源电力不存在同业竞争；我国可再生能源电力市场需求巨	本次重组交易完成后，上海电力将作为国家电投集团在上海市、江苏省、浙江省等三个地区常规能源发电业务（即火电、水电等相关传统发电）的唯一境内上市平台。（2017 年出具）

公司简称	资本运作情况	装机情况	同业竞争论证	出具承诺情况
			大，利用率接近 100%，同业企业不存在实质性竞争。	

根据上述案例情况，发行人关于同业竞争事项的论述与行业内可比公司相关论述基本一致。

2、部分案例在同业竞争相关事项的认定或安排上存在差异情况的说明

“五大发电集团”中存在部分集团指定集团内某一上市公司作为火电等常规能源业务整合平台的安排。国家电投是全球最大的清洁能源、新能源发电企业，清洁能源装机容量共 1.4 亿千瓦（占其总装机容量的 66%），目前重点发展清洁能源、新能源业务，致力于建设具有全球竞争力的世界一流清洁能源企业，与其他几大发电集团在装机结构上存在差异；对火电等常规能源业务，国家电投指定发行人及其控制的公司作为吉林省区域投资开发任何火电等常规发电业务的开发主体，与发行人在火电等常规发电业务上不构成同业竞争。

除“五大发电集团”外，存在个别电力业务上市公司在新能源发电业务是否构成同业竞争的认定上，与发行人存在部分差异；其在认定同业竞争时，不仅从事新能源业务，同时从事新能源设备制造业务，与控股股东存在同业竞争，因此作出了关于解决同业竞争的承诺；同时，其业务体量相对较小、且非集团主业，发电业务集中在部分地区，具有将新能源发电业务进行整合管理的业务合理性，与发行人及国家电投集团作为电力主业的央企发电集团在业务发展定位上不具备完全可比性。

（三）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、新能源发电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中新能源发电项目均为风电、光伏发电项目，在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，不存在同业竞争。

发行人本次募投项目新增风电、光伏机组，项目实施前后发行人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、新能源制绿氢合成氨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

国家电投及其控制的其他企业目前未从事新能源制绿氢合成氨业务、无合成氨产品的销售，也无开展该业务的计划。本次新能源制绿氢合成氨项目中除通过国家电网消纳的新能源电力外，其他新能源发电电力均“自发自用”，电解水制氢均用于合成氨，与国家电投及其控制的其他企业不存在同业竞争，具体分析如下：

本次新能源制绿氢合成氨业务为发行人自建项目，在历史沿革、资产、人员等方面与国家电投及其控制的其他企业相互独立，不会新增同业竞争；本次新能源制绿氢合成氨项目建成后，新能源部分不存在同业竞争；制氢环节仅为生产中的中间环节，能源来源主要为新能源项目“自发自用”的电力，且不对外销售，故项目运营中制氢环节无可能构成同业竞争的采购和销售情形；合成氨部分原料主要为制氢环节产生的氢气及空气分离产生的氮气，销售客户为合成氨下游应用客户，与国家电投及其控制的其他企业不存在供应商与客户的重叠，不会新增同业竞争；本次新能源制绿氢合成氨项目建成后，发行人通过新能源电站及其附属的制氢合成氨设备的运营进行盈利，不涉及氢能技术推广、氢气产品销售的情况，亦不会新增同业竞争。

目前，国家电投及其控制的其他企业无合成氨销售业务，且无发展合成氨业务的计划。若未来发生因任何原因导致国家电投及其控制的企业出现销售合成氨产品的情况，发行人将依据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》等监管规则的相关判断标准，判断是否属于构成重大不利影响的同业竞争，若出现监管规则规定的重大不利影响的同业竞争，发行人和实际控制人将按监管规则的要求及时制定解决方案及未来整合时间安排，包括但不限于向上市公司注入资产、向第三方转让或关停非上市资产等方式，消除不利影响。

综上所述，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

发行人本次拟募集 133,850.00 万元资金用于补充流动资金，具体用途包括：

债权人（借款银行）	贷款期限	到期日	余额（万元）
招商银行股份有限公司	1 年	2023/11/25	20,000.00
广发银行股份有限公司	3 年	2023/11/29	10,000.00
平安银行股份有限公司	1 年	2023/10/24	35,210.70
国家电投财务公司	3 年	2023/11/8	20,000.00
平安银行股份有限公司	1 年	2023/11/28	38,000.00
建设银行股份有限公司	1 年	2023/12/31	20,000.00
合计			143,210.70

上述银行贷款及超短期融资券债券融资资金亦用于公司日常运营所需资金。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，不存在将补充流动资金用于新建可能涉及潜在同业竞争的项目，本次补充流动资金不会新增同业竞争。

4、新增同业竞争是否构成重大不利影响

本次募投项目实施后不会新增同业竞争，不涉及构成重大不利影响的同业竞争。

5、是否属于募投项目实施前已存在同业竞争

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，本次募投项目实施前，发行人风电、光伏发电业务与国家电投及其控制的其他企业之间不构成同业竞争。

（四）相关信息披露情况

发行人已在《募集说明书》“第一节 发行人基本情况”中补充披露“七、同业竞争情况”，具体如下：

“七、同业竞争情况

（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

根据《可再生能源法》《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》《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》等规定，风电及光伏发电应全额消纳，且风电、光伏享有优先调度权，调度顺序优先于火电，发行人风电及光伏发电业务与实际控制人及其控制的其他企业不构成同业竞争。同时，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，发行人火电机组均为热电联产机组且均位于吉林省内，与实际控制人及其控制的其他企业不构成同业竞争。

1、发行人火力发电业务不构成同业竞争

(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，不接受吉林省电网的调度，无法向吉林省内供应电力、热力产品，故与发行人的火力发电业务不构成同业竞争。

(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同业竞争

（1）风电、光伏增建设指标与火电等传统能源业务之间不构成同业竞争

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同业竞争。

（二）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构成重大不利影响的同业竞争

发行人与控股股东和实际控制人及其控制的企业之间不存在构成重大不利影响的同业竞争。

（三）发行人控股股东和实际控制人出具的关于避免同业竞争的承诺及其履行情况

1、公司实际控制人国家电投关于避免同业竞争的承诺及其履行情况

项目	说明
承诺主体	国家电投（原“中电投”）
承诺事项	避免同业竞争的承诺
承诺内容	（1）中电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或中电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，在不违反中电投在国内外证券市场已公开作出的承诺且吉电股份具有相应业务资质的情况下，均由吉电股份作为中电投在吉林区域的投资载体。 （2）对于中电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或中电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内仍保有的电力资产，中电投承诺用5到8年的时间，在该等资产符合相关条件且吉电股份具有相应业务资质时注入吉电股份。
承诺期限	2012年10月10日至2020年10月10日
承诺履行情况	承诺已履行完毕，具体如下： （1）国家电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或国家电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司在吉林省投资或发展任何电力业务，在

项目	说明
	不违反国家电投在国内外证券市场已公开作出的承诺且吉电股份具有相应业务资质的情况下，均已由吉电股份作为集团公司在吉林区域的投资载体。 (2) 在承诺履行期间，国家电投实际控制企业蒙东协合新能源有限公司将镇赉华兴风力发电有限公司 100%转让给吉电股份，国家电投全资子公司吉林能投已将其持有的吉林吉长热电有限公司、吉林吉长能源有限公司、吉林吉长（以下简称“四平合营公司”）63.82%股权转让给吉电股份。截至目前，国家电投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或国家电投拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内无保有的电力资产。

2、公司控股股东吉林能投关于避免同业竞争的承诺及其履行情况

项目	说明
承诺主体	吉林能投（原“能交总”）
承诺事项	避免同业竞争的承诺
承诺内容	(1) 能交总及下属全资子公司、控股子公司、分公司或能交总拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，均由吉电股份作为能交总在吉林区域的投资载体。 (2) 对于能交总及下属全资子公司、控股子公司、分公司或能交总拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内仍保有的电力资产，能交总承诺用 5 到 8 年的时间，在该等资产符合相关条件时注入吉电股份。
承诺期限	2012 年 10 月 10 日至 2020 年 10 月 10 日
承诺履行情况	承诺已履行完毕，具体如下： (1) 吉林能投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或吉林能投拥有实际控制权或重大影响的其它公司未来在吉林省投资或发展任何电力业务，均已由吉电股份作为吉林能投在吉林区域的投资载体。 (2) 在承诺履行期间，吉林能投已将其持有的四平合营公司 63.82%股权转让给吉电股份。截至目前，吉林能投及下属全资子公司、控股子公司、分公司或吉林能投拥有实际控制权或重大影响的其它公司目前在吉林省范围内，无保有的电力资产。

综上所述，截至本说明出具日，公司控股股东吉林能投及实际控制人国家电投 2012 年 10 月做出的关于避免同业竞争的相关承诺均已履行完毕，不存在违反承诺的情形，不存在损害上市公司利益的情形。

3、未来发行人电力业务亦不存在同业竞争

(1) 基于未来吉林省内火电项目的安排，发行人火电业务不存在同业竞争

根据控股股东吉林能投出具的《承诺函》，吉林能投及所控制的公司吉林省区域投资开发任何火电等常规发电业务，均由发行人及其控制的公司作为投资开发主体。除吉电股份外，吉林能投及所控制的其他公司未来不会在吉林省

区域拓展常规发电业务。如因任何原因导致吉林能投及所控制的其他公司取得与吉电股份构成同业竞争的业务或业务机会的，吉林能投将第一时间通知吉电股份，由其行使该等业务开发的优先选择权。

根据实际控制人国家电投出具的《承诺函》，国家电投及所控制的公司吉林省区域投资开发任何火电等常规发电业务，均由发行人及其控制的公司作为投资开发主体。除吉电股份外，国家电投及所控制的其他公司未来不会在吉林省区域拓展常规发电业务。如因任何原因导致国家电投及所控制的其他公司在吉林省区域取得与吉电股份构成同业竞争的业务或业务机会的，国家电投将第一时间通知吉电股份，由其行使该等业务开发的优先选择权。

(2) 基于新能源所发电量全额上网消纳，发行人新能源业务不存在同业竞争

在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，不存在同业竞争。

(四) 独立董事关于同业竞争相关事项的独立意见

公司独立董事对公司同业竞争发表独立意见如下：公司与其控股股东国家电投集团吉林能源投资有限公司、实际控制人国家电力投资集团有限公司及前述主体控制的其他企业之间不存在同业竞争关系。公司控股股东和实际控制人已就避免同业竞争出具《承诺函》，该等承诺处于正常履行中，控股股东及实际控制人不存在因违反承诺而受到处罚的情形。控股股东及实际控制人避免同业竞争的措施具体有效，能够切实维护上市公司及中小股东的利益。”

(五) 关于发行人关联交易的核查情况

1、关联交易具体情况

项目	金额（万元）				流程	核查结论
	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度		
1、购销产品、提供或接受劳务的关联交易					公司制定了《公司章程》《股东大会议事规则》《董事会议事规则》《关联交易管理制度》等规章制度，并根据该等制度对关联交易履行了如下程序：	报告期内，发行人相关关联交易的定价与市场价格不存在显著差异，交易定价具
采购商品、接受劳务的关联交易	145,786.32	314,659.19	325,128.76	87,753.65		
出售商品、提供劳务的关联交易	782.24	2,324.42	78,446.25	69,716.63		
2、关联租赁						

项目	金额（万元）				流程	核查结论
	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度		
发行人为出租方	-	55.34	-	-	（1）报告期内公司会在每年年初对当年的日常关联交易进行预计，并按照所预计的金额标准提交董事会审议，关联董事回避表决并由独立董事发表事前认可及独立意见； （2）针对达到董事会或股东大会审议的偶发性关联交易，公司会根据投资金额分别提交董事会及/或股东大会审议，关联董事/关联股东在审议相关事项时均回避表决，且由独立董事发表事前认可及独立意见。	有合理性及公允性
发行人为承租方	4.82	0.22	-	-		
3、关联受托管理/承包及委托管理/出包情况						
发行人为受托人	-	-	77,539.10	68,913.90		
发行人为委托人	-	-	-	-		
4、关联担保情况						
公司作为担保方或被担保方的关联担保	4,704.00	4,704.00	4,704.00	4,704.00		
5、关联方资金拆借						
在关联方的存款	117,087.16	115,765.07	80,891.77	35,793.12		
关联方资金拆入	499,914.87	665,845.94	603,371.46	743,507.07		
6、关键管理人员报酬						
关键管理人员报酬	675.66	958.73	807.37	702.57		
7、其他关联交易						
发行人向国家电投转让可再生能源补贴应收账款	-	-	121,896.48	-		

（1）购销产品、提供或接受劳务的关联交易

最近三年一期，公司采购商品、接受劳务的关联交易情况如下表所示：

单位：万元

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
扎哈淖尔煤业	燃料采购	50,380.87	87,423.90	77,026.88	23,092.63
电投能源	燃料采购	42,342.16	90,519.32	69,932.83	31,909.42
国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司	燃料采购	12,623.52	36,894.38	29,577.81	-
蒙东煤业	燃料采购	16,850.73	33,234.13	29,336.14	10,930.84
中电投融和融资租赁有限公司	设备款、工程款	-	12,520.84	-	-
吉林省吉电国际贸易有限公司	燃料采购	-	-	85,770.63	-
国核电力规划设计研究院有限公司	工程款、技术服务费	6,351.95	7,315.33	5,989.15	-
山东电力工程咨询院有限公司	工程款、服务款、修理费	1,058.22	5,753.61	-	-

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
赤峰中电物流有限公司	燃料采购	-	-	3,883.32	-
国家电力投资集团有限公司物资装备分公司	总包配送服务费	-	-	3,518.02	3,554.16
上海发电设备成套设计研究院有限责任公司	技术服务、工程款、设备款	1,142.78	4,255.64	2,373.66	312.00
国家电力投资集团有限公司	服务费	3,043.07	10,013.45	2,203.46	1,148.11
国家电投集团数字科技有限公司	技术服务费、工程款	188.04	2,099.77	2,042.31	-
国家电投集团保险经纪有限公司	保险费	-	-	1,926.22	-
电能易购（北京）科技有限公司	材料款、设备款	2,361.41	5,441.78	1,784.78	-
吉林省电力科学研究院有限公司	技术服务费	383.37	1,214.66	1,360.32	1,282.75
中电投先融（天津）风险管理有限公司	燃料采购	-	-	1,231.90	2,334.14
吉林省吉电能源服务有限公司	工程款、技术服务费、委托运行费	2,139.38	3,418.45	973.11	-
上海中电新能源置业发展有限公司	服务费	-	0.28	828.18	-
中电投新疆能源化工集团哈密有限公司	委托运行费	333.42	690.88	805.33	-
国家电力投资集团有限公司发展研究中心	技术服务费	-	-	710.33	-
北京和瑞储能科技有限公司	材料款、工程款	-	-	540.23	-
沈阳远达环保工程有限公司	工程款	293.44	563.30	534.86	654.70
国核电站运行服务技术有限公司	工程款、设备款、服务款	-	453.01	-	-
国核电力规划设计研究院重庆有限公司	技术服务费	-	53.36	418.61	-
国家电投集团科学技术研究院有限公司	技术服务费	-	26.42	376.11	-
国家电投集团北京电能碳资产管理有限公司	碳资产核算	-	-	273.25	82.08
上海明华电力科技有限公司	设备款、技术服务	-	264.15	256.51	-
成套公司	设备款、材料款	8.90	39.03	146.84	548.81
铁岭市清河电力监理有限责任公司	监理费	-	45.00	107.99	-
山东核电设备制造有限	设备款	2,397.59	955.77	107.07	-

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
公司					
长春绿动氢能科技有限公司	工程设备款	938.05	-	-	-
国核自仪系统工程有限 公司	工程款	-	263.75	85.04	-
中能融合智慧科技有限 公司	信息化费用	155.89	585.43	82.05	22.04
重庆中电自能科技有限 公司	技术服务费	117.49	1,313.04	71.96	-
山东国电投能源营销有 限公司	技术服务 费、委托运 行费	26.68	295.68	65.36	-
国家电投集团碳资产管 理有限公司	服务费	18.87	165.09	-	-
国核信息科技有限公司	技术服务费	-	92.10	47.36	-
国家电投集团资本控股 有限公司	咨询服务费	-	11.32	45.28	-
电能（北京）工程监理 有限公司	监理费	30.96	60.57	44.18	-
贵州西能电力建设有限 公司	工程款	-	51.38	-	-
国电南瑞吉电新能源 （南京）有限公司	工程款	-	-	29.40	-
山东泛能能源发展研究 院有限公司	技术服务费	109.91	-	28.30	-
上海和运工程咨询有限 公司	监理费	-	7.55	15.82	-
国家电投集团西安太阳 能电力有限公司	材料款	-	-	14.77	-
重庆和技环境检测有限 公司	技术服务费	-	-	13.18	-
国家电投集团云南国际 电力投资有限公司	技术服务费	-	0.94	10.38	-
淮南市国家电投新能源 有限公司	材料款	-	-	8.03	-
国家电投集团电站运营 技术（北京）有限公司	技术服务费	0.07	10.54	5.89	384.85
国核宝钛锆业股份公司	服务费	-	-	1.28	-
上海中电投电力设备有 限公司	设备款	-	-	-	3,933.73
通化热电公司	委托运行费	-	-	-	3,577.69
国家电投集团协鑫滨海 发电有限公司	燃料采购	-	-	-	2,234.81
上海能源科技发展有限 公司	工程款	1,925.23	141.49	524.63	980.64

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
白山热电公司	委托运营费	-	-	-	570.85
中电投东北能源科技有限公司	服务费	-	18.49	-	89.81
上海斯耐迪工程咨询有限公司	监理费	-	-	-	58.02
国家电投集团信息技术有限公司	技术服务费	-	-	-	43.35
北京中电兴华软件有限公司	咨询费	-	-	-	8.23
国家电投集团吉林能源投资有限公司	车辆使用费	-	1.52	-	-
国家电投集团山南电力有限公司	服务费	110.16	452.12	-	-
国家电投集团远达环保催化剂有限公司	材料采购	276.57	2,846.77	-	-
青海黄河上游水电开发有限责任公司	材料款、工程款	-	53.91	-	-
国家电投集团山东能源发展有限公司	咨询服务费	-	14.18	-	-
国家电投集团甘肃售电有限公司	服务费	16.48	7.25	-	-
北京鲁电国际电力工程有限公司	服务费	-	46.23	-	-
安徽远达催化剂有限公司	服务费	-	48.49	-	-
国家电投集团远达环保工程有限公司	工程、设备款	-	4,938.62	-	-
国电投国际贸易（北京）有限公司	燃料款	-	14.44	-	-
青海黄河新能源维检有限公司	服务费	-	8.55	-	-
国电投山西能源服务有限公司	服务费	23.58	8.19	-	-
中电智慧综合能源有限公司	工程款	-	4.84	-	-
朝阳燕山湖发电有限公司	租赁费	-	0.22	-	-
中电华创电力技术研究有限公司	技术服务费	101.86	-	-	-
国家电投集团江苏综合能源供应有限公司	咨询费	0.28	-	-	-
国家电投集团陕西售电有限公司	咨询费	33.02	-	-	-
广西国电投博能售电有限公司	技术服务费	2.36	-	-	-
合计		145,786.32	314,659.19	325,128.76	87,753.65

最近三年一期，公司出售商品、提供劳务的关联交易情况如下表所示：

单位：万元

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
国家电投集团山西铝业有限公司	服务费	367.77	604.74	55.67	-
重庆中电自能科技有限公司	服务费	163.56	-	-	-
大连发电有限责任公司	商品销售	-	300.27	-	-
安徽淮南平圩发电有限责任公司	服务费	22.04	8.94	-	-
国电投国际贸易（北京）有限公司	材料销售	1.32	88.50	-	-
锡林浩特市京运通风力发电有限公司	服务费、培训费	0.57	31.43	-	-
甘肃中电投新能源发电有限责任公司	运行维护	-	13.42	-	-
国家电投集团科学技术研究院有限公司	服务费	0.94	0.94	-	-
通化热电公司	检修维护费、技术服务费、委托运行费	-	-	40,481.76	28,038.01
白山热电公司	检修维护费、技术服务费、委托运行费	-	-	37,057.34	40,875.89
吉林省电力科学研究院有限公司	服务费	-	73.58	73.58	-
靖宇宏核新能源有限公司	工程款、培训费	0.17	-	-	2.83
白山明珠产业园区管理有限公司	劳务费	-	148.96	-	-
阜新发电有限责任公司	技术服务	-	-	-	686.73
国家电投集团东北电力有限公司	商品销售、项目改造	-	289.84	237.70	86.28
中电投新疆能源化工集团哈密有限公司	服务费	-	26.89	26.89	26.89
国家电力投资	培训费	-	225.27	-	-

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
集团有限公司					
国核电力规划设计研究院有限公司	项目可研、设计、管理	-	-	190.00	-
国核吉林核电有限公司	服务费	1.53	5.73	1.80	-
建德晶科光伏发电有限公司	劳务费	49.77	71.21	48.10	-
缙云县晶科光伏发电有限公司	劳务费	43.76	57.87	34.73	-
辽宁东方发电有限公司	服务费	-	-	114.87	-
灵寿县安旭晟新能源科技有限公司	劳务费	-	-	14.15	-
龙州县百熠新能源科技有限公司	劳务费	101.00	194.23	90.66	-
国电投（深圳）能源发展有限公司	服务费	-	-	19.00	-
吉度（苏州）智慧能源有限公司	培训费	-	0.44	-	-
内蒙古吉电能源有限公司	培训费	0.55	128.89	-	-
山东国电投能源营销有限公司	培训费	1.05	1.24	-	-
吉林省吉电能源服务有限公司	培训费	-	0.28	-	-
苏尼特左旗风鼎发电有限公司	劳务费	1.04	38.43	-	-
河北洁蓝新能源科技有限公司	劳务费	4.72	4.72	-	-
国家电投集团黑龙江绿拓新能源有限公司	培训费	-	8.58	-	-
延安能源开发有限责任公司	培训费	0.66	-	-	-
凤台中电生物质发电有限公司	培训费	0.66	-	-	-

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
石家庄绿燃新能源发电有限公司	培训费	0.66	-	-	-
国家电投集团黑龙江新能源有限公司	培训费	14.53	-	-	-
中电（沈阳）能源投资有限公司	培训费	0.66	-	-	-
澄城秦阳新能源有限公司	培训费	0.66	-	-	-
长春绿动氢能科技有限公司	培训费	2.64	-	-	-
山西中电神头第二发电有限责任公司	培训费	1.98	-	-	-
合计		782.24	2,324.42	78,446.25	69,716.63

(2) 关联租赁

报告期内，发行人关联租赁情况如下所示：

单位：万元

发行人为出租方：					
承租方名称	租赁资产种类	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
国电投（深圳）能源发展有限公司	运输工具	-	55.34	-	-
发行人为承租方：					
出租方名称	租赁资产种类	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
朝阳燕山湖发电有限公司	房屋	-	0.22	-	-
成套公司	房屋	4.82	-	-	-

(3) 关联受托管理/承包及委托管理/出包情况

2020 年至 2021 年，发行人存在两笔受托管理业务，分别系通化热电公司和白山热电公司委托发行人子公司对其所属机组进行运行维护管理。

2022 年及 2023 年 1-6 月不存在关联受托管理或关联委托管理情况。

报告期内，上述受托管理业务具体情况如下：

委托方/出包方名称	受托方/ 承包方名称	受托/承包资产 类型	托管收益/承包收益 定价依据
-----------	---------------	---------------	-------------------

委托方/出包方名称	受托方/ 承包方名称	受托/承包资产 类型	托管收益/承包收益 定价依据
通化热电公司	通化吉电	生产运行管理	协议价
白山热电公司	白山吉电	生产运行管理	协议价

(4) 关联担保情况

最近三年一期，公司作为担保方或被担保方的关联担保情况如下：

单位：万元

公司作为担保方：							
被担保方	担保 起始日	担保 到期日	2023 年 1-6 月担 保金额	2022 年 担保金额	2021 年 担保金额	2020 年 担保金额	担保是否 已经履行 完毕
当雄能源	2019- 12-30	2034- 12-29	4,704.00	4,704.00	4,704.00	4,704.00	否

报告期内公司无作为被担保方的关联担保。

报告期内，公司对联营公司当雄能源存在一笔担保事项，具体情况如下：

单位：万元

担保对象 名称	担保额度相 关公告披露 日期	实际发 生日期	截至 2023 年 6 月末担 保额度	担保 类型	担保 期	是否 履行 完毕	是否为 关联方 担保
当雄能源	2019-10-30	2019-12-30	4,704.00	质押担 保、保 证担保	15 年	否	是

上述对外担保事项，主要系公司为支持当雄能源的经营发展，向当雄能源项目借款提供担保。公司持有当雄能源 49%股权，国家电投集团西藏能源有限公司持有当雄能源 51%股权，前述借款需由吉电股份和国家电投集团西藏能源有限公司按持股比例提供担保和股权质押。公司已与当雄能源签署反担保质押合同，由当雄能源以电费收费权质押方式向吉电股份提供反担保，具有实际承担能力。

(5) 关联方资金拆借

报告期内，公司关联方资金拆借均为资金拆入，具体情况如下：

单位：万元

2023 年 1-6 月				
关联方	拆借金额	起始日	到期日	说明
国家电投	252,726.00	2020 年 10 月 16 日	2025 年 12 月 10 日	借款，本期支付的利息为 43,517,854.85 元，

				利率 2.75%-4.35%
国家电投财务公司	247,188.87	2009 年 07 月 08 日	2025 年 10 月 26 日	借款，本期支付的利息为 37,058,866.83 元，利率 2.30%-4.10%
2022 年度				
关联方	拆借金额	起始日	到期日	说明
国家电投	299,595.00	2019 年 04 月 16 日	2025 年 12 月 10 日	借款，本期支付的利息为 93,171,646.31 元，利率 2.75%-4.33%
国家电投财务公司	366,250.94	2009 年 07 月 08 日	2029 年 12 月 16 日	借款，本期支付的利息为 132,969,698.48 元，利率 3.20%-4.15%
2021 年度				
关联方	拆借金额	起始日	到期日	说明
国家电投	291,169.00	2019 年 04 月 16 日	2025 年 12 月 10 日	借款，本年支付的利息为 130,166,133.88 元，利率 2.35%-5.90%
国家电投财务公司	260,250.94	2009 年 07 月 08 日	2025 年 10 月 8 日	借款，本年支付的利息为 89,993,995.58 元，利率 3.50%-4.75%
中电投融和融资租赁有限公司	51,951.52	2020 年 10 月 10 日	2036 年 10 月 9 日	借款，本年支付的利息为 14,862,124.25 元，利率 2.86%-4.88%
2020 年度				
关联方	拆借金额	起始日	到期日	说明
国家电投	291,140.00	2018 年 05 月 21 日	2025 年 12 月 10 日	借款，本年支付的利息为 66,630,584.01 元，利率 1.64%-3.60%
国家电投财务公司	322,250.94	2009 年 07 月 08 日	2029 年 12 月 16 日	借款，本年支付的利息为 40,015,193.26 元，利率 3.35%-4.41%
中电投融和融资租赁有限公司	67,664.48	2016 年 11 月 15 日	2036 年 10 月 09 日	融资租赁，本年支付的利息 26,382,109.91 元，利率 4.00%-6.5%
上海经风海设备租赁有限公司	62,451.65	2019 年 06 月 19 日	2029 年 06 月 03 日	融资租赁，本年支付的利息 23,985,533.35 元，利率 4.88%-5.64%

注：国家电投和国家电投财务公司对公司存在多笔资金拆借，上述起始日和到期日分别为最早的一笔拆借资金的起始日期和到期日最晚的一笔拆借资金的到期日期。

除此之外，发行人在国家电投财务公司存在存款，报告期各期末存款余额如下：

单位：万元

项目	2023 年 6 月 30 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
在国家电投财务公司的存款	117,087.16	115,765.07	80,891.77	35,793.12

(6) 关键管理人员报酬

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
关键管理人员报酬	675.66	958.73	807.37	702.57

(7) 其他关联交易

公司 2021 年参与由国家电投发起设立的，由百瑞信托有限责任公司作为管理人的“国家电力投资集团有限公司 2021 年度新能源 4 号绿色定向资产支持商业票据信托”，“国家电力投资集团有限公司 2021 年度新能源 3 号绿色定向资产支持商业票据信托”，公司向国家电投转让可再生能源补贴应收账款 121,896.48 万元，转让上述应收账款发生融资咨询服务费等交易费用 2,643.16 万元。

2、报告期内关联交易必要性和合理性分析

(1) 关联销售

报告期内，公司关联销售金额分别为 69,716.63 万元、78,446.25 万元、2,324.42 万元以及 **782.24** 万元，分别占对应当期营业收入比例分别为 6.93%、5.95%、0.16%和 **0.10%**，占比较小。报告期内，公司主要关联销售情况如下所示：

单位：万元

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
白山热电公司	委托运行费、检修维护费、技术服务费、	-	-	37,057.34	40,875.89
通化热电公司	委托运行费、检修维护费、技术服务费、	-	-	40,481.76	28,038.01
小计		-	-	77,539.10	68,913.90
占当期关联销售比重		-	-	98.84%	98.85%

报告期内，公司主要关联销售为公司对白山热电公司、通化热电公司提供委托运行服务。

其中，公司对白山热电公司、通化热电公司提供委托运行服务，系由于公

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自身优势，受托运营后，既可促进白山热电公司和通化热电公司有效控制运营成本，提高资源利用效率，同时能提升公司运营收入水平。

报告期内其他关联销售，如向关联方提供技术服务等偶发性销售业务，占当期关联销售额的比例小，且均属于公司在正常开展业务过程中通过公开竞标、议标等市场化方式取得而与关联方产生的关联交易。

(2) 关联采购

报告期内，公司关联采购金额分别为 87,753.65 万元、325,128.76 万元、314,659.19 万元和 **145,786.32** 万元，分别占对应当期营业成本比例分别为 11.29%、31.35%、27.66%和 **27.14%**。

2021 年及 2022 年，关联采购占比较 2020 年显著提升，主要原因如下：① 通辽铁盛与公司的合作，自 2020 年 7 月开始由提供包含煤炭采购和运输的物流总包服务改为仅提供运输服务，不再包含煤炭采购服务，故公司自此转为直接向关联方电投能源、蒙东煤业采购煤炭，导致关联交易占比上升；② 2021 年煤炭价格上涨，导致向关联方采购煤炭金额上升；③ 随着公司受托运维业务规模扩大，2021 年总体煤炭采购量较 2020 年有所增加。

报告期内，公司主要关联采购情况如下所示：

单位：万元

关联方	关联交易内容	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
扎哈淖尔煤业	燃料采购	50,380.87	87,423.90	77,026.88	23,092.63
电投能源	燃料采购	42,342.16	90,519.32	69,932.83	31,909.42
国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司	燃料采购	12,623.52	36,894.38	29,577.81	-
蒙东煤业	燃料采购	16,850.73	33,234.13	29,336.14	10,930.84
吉林省吉电国际贸易有限公司	燃料采购	-	-	85,770.63	-
小计		122,197.27	248,071.73	291,644.29	65,932.89
占当期关联采购比重		83.82%	78.84%	87.31%	75.13%

报告期内，公司向关联方电投能源、蒙东煤业、扎哈淖尔煤业、国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司、吉林省吉电国际贸易有限公司采购部分燃煤，

其中，扎哈淖尔煤业为电投能源的控股子公司。

上述关联方财务状况和经营情况如下：

① 扎鲁特旗扎哈淖尔煤业有限公司

扎哈淖尔煤业设立于 2011 年 4 月，注册资本为 100,000 万元人民币，所在地位于内蒙古自治区扎鲁特旗扎哈淖尔开发区，主要从事煤炭生产、销售等业务，财务状况及经营情况良好。最近一年及一期，扎哈淖尔煤业主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月/2023 年 6 月末	2022 年度/2022 年 12 月末
总资产	732,031.81	643,117.37
净资产	558,381.89	518,358.72
营业收入	248,073.18	469,367.55
净利润	84,462.85	106,818.42

② 内蒙古电投能源股份有限公司

电投能源（代码“002128.SZ”）设立于 2001 年 12 月，注册资本为 192,157.35 万元人民币，所在地位于内蒙古自治区通辽市霍林郭勒市，主要从事煤炭生产、销售等业务，财务状况及经营情况良好。最近一年及一期，电投能源主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月/2023 年 6 月末	2022 年度/2022 年 12 月末
总资产	4,842,852.94	4,212,091.69
净资产	3,319,092.93	2,731,553.37
营业收入	1,320,932.28	2,679,290.03
净利润	278,585.91	470,640.90

③ 国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司

内蒙古白音华设立于 2003 年 12 月，注册资本为 386,180 万元人民币，所在地位于内蒙古锡林郭勒西乌旗，主要从事煤炭生产、销售等业务，财务状况及经营情况良好。最近一年及一期，内蒙古白音华主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月/2023 年 6 月末	2022 年度/2022 年 12 月末
总资产	2,767,096.36	2,679,591.67
净资产	744,324.36	681,515.56
营业收入	390,346.97	542,645.95
净利润	53,287.02	25,910.43

④ 内蒙古白音华蒙东露天煤业有限公司

蒙东煤业设立于 2006 年 8 月，注册资本为 322,945.99 万元人民币，所在地位于内蒙古自治区锡林郭勒盟西乌旗，主要从事煤炭生产、销售等业务，财务状况及经营情况良好。最近一年及一期，蒙东煤业主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月/2023 年 6 月末	2022 年度/2022 年 12 月末
总资产	1,246,122.16	1,183,243.66
净资产	623,252.32	610,824.68
营业收入	191,397.50	353,041.39
净利润	43,726.06	61,096.06

⑤ 吉林省吉电国际贸易有限公司

吉林省吉电国际贸易有限公司（简称“吉电国贸”）设立于 2020 年 7 月，注册资本为 5,000 万元人民币，所在地位于长春长德新区，主要从事煤炭贸易等业务。最近一年及一期，吉电国贸主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月/2023 年 6 月末	2022 年度/2022 年 12 月末
总资产	355,241.54	390,883.82
净资产	-5,964.18	10,579.61
营业收入	29,387.99	784,044.27
净利润	-740.81	2,378.53

发行人火电业务对煤炭资源需求较大。由于吉林省煤炭资源逐渐枯竭，2022 年自给率仅 10.51%，缺口达 8,054 万吨，主要依靠由蒙东地区调入褐煤满足需求。

电投能源、内蒙古白音华及蒙东煤业拥有丰富的煤炭开采储量和稳定的运输供应能力，并处于发行人的燃煤采购运输半径内，2005 年以来均为发行人在

蒙东地区靠前的煤炭供应商，可以稳定持续的满足发行人的原煤需求。公司的该项关联交易事项是由于公司所处地域范围限制和发电机组设计特点等原因而形成，是交易双方生产经营所必要的。同时，向关联方采购燃料，有利于建立长期合作关系，保证公司煤炭稳定供应，抵御煤炭市场波动及铁路运力紧张风险，有效降控燃料采购成本，符合国家未来煤电一体化的发展战略。

吉电国贸主要经营进口煤炭的贸易。2021 年吉林省煤炭供需矛盾突出，煤炭供应缺口较大，且国内煤炭价格高企，公司通过采购进口煤炭的方式，补充煤炭缺口，平抑煤炭采购价格。吉电国贸拥有珲春口岸进口俄罗斯煤炭较高比例的铁路计划权，同时海运煤累计采购量较大，并能实现稳定发运，故 2021 年向吉电国贸采购金额较大。

（3）关联租赁

报告期内，公司关联租赁主要为向国电投（深圳）能源发展有限公司出租氢能大巴客车，用于深圳市首条氢能公交示范项目，具有合理的商业用途。

（4）关联受托管理

2020 年至 2021 年，公司的两笔受托管理业务分别为通化热电公司和白山热电公司委托公司子公司对其所属机组进行运行维护管理。由于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自身优势，受托运营白山热电公司和通化热电公司，既可促进上述两家公司有效控制运营成本，提高资源利用效率，同时能提升公司运营收入水平。因此，公司分别与白山热电公司和通化热电公司签订《委托运营服务协议》，对其所属机组进行运行维护管理。

吉林能投于 2020 年 5 月将白山热电公司 100%股权转让至白山市国有能源投资有限责任公司，于 2020 年 7 月将通化热电公司 100%股权转让至天津吉能运营管理有限公司。自此，白山热电公司和通化热电公司已与公司不存在现时的关联关系，但根据《深圳证券交易所股票上市规则》，在上述股权转让后十二个月内，通化热电公司和白山热电公司仍认定为公司关联方。

（5）关联方资金拆借

报告期内，公司在国家电投财务公司存款，系因国家电投财务公司提供相

关金融服务和资金管理平台，可提高公司资金的管理水平及使用效率。

公司关联资金拆借主要系与国家电投、国家电投财务公司、中电投融和融资租赁有限公司和上海经风海设备租赁有限公司开展的贷款、融资租赁款等业务。开展上述业务主要系控股股东及实际控制人为了满足公司正常经营的需求，缓解公司资金压力，而同公司开展关联方资金拆借业务。公司通过关联资金拆入，能降低公司融资成本，改善公司财务状况和实现公司持续发展。

（6）关联担保

报告期内，公司对联营公司当雄能源的担保系公司为支持当雄能源的经营发展，向当雄能源项目借款提供担保。公司该对外担保事项已履行必要的内部审批程序，公司持有当雄能源 49%股权，国家电投集团西藏能源有限公司持有当雄能源 51%股权，前述借款需由吉电股份和国家电投集团西藏能源有限公司按持股比例提供担保和股权质押。公司已与当雄能源签署反担保质押合同，由当雄能源以电费收费权质押方式向吉电股份提供反担保，具有实际承担能力。该担保事项已履行必要的内部审批程序并已公告，不存在损害公司及其他股东利益的行为，也不会对公司持续经营能力产生重大影响。

（7）可再生能源补贴应收账款转让

公司向国家电投转让可再生能源补贴应收账款 121,896.48 万元，能利用国家电投的资信水平及在资本市场的融资优势，通过将绿电补贴转让给国家电投获取流动资金，用于公司业务的持续发展，从而盘活存量资产，具有合理性及必要性。

3、关联交易定价公允性分析

公司关联交易主要遵循市场价格的原则；如果没有市场价格，按照协议价定价；如果有国家政府制定价格的，按照国家政府制定的价格执行。遵循市场价格即以市场价为准确定商品或劳务的价格及费率，原则上不偏离市场独立第三方的价格或收费的标准。采用协议价即由交易双方协商确定价格及费率，按协议价定价的，公司需取得或要求关联方提供确定交易价格的合法、有效的依据，作为签订该关联交易的价格依据。具体如下：

① 公司向关联方购置资产，按评估确认价值或参考市场同类价格计价；

- ② 公司向关联方转入股权或债权，按评估确认价值或协议约定价格计价；
- ③ 公司所属发电公司接受关联方服务，按协议约定价格计价；
- ④ 公司向关联方收取受托管理费，价格的确定是参考市场同类交易价格计价。

（1）关联销售

公司向关联方提供运行检修维护等技术服务的定价原则为协议定价，根据双方签署的销售合同，执行市场价格。

（2）关联采购

报告期内，公司向关联方采购煤炭执行市场定价原则，价格公允。公司向关联方采购煤炭的定价原则是按热值计价，执行市场价格，与非关联方定价原则无差异。

发行人主要采购的是境内煤炭，发行人向关联方的采购境内煤炭价格与向非关联方的采购价格对比如下：

元/吨				
项目	价格区间/平均值	2022 年度	2021 年度	2020 年度
向关联方的煤炭采购价格（不含税）	价格范围	228 至 274	192 至 240	163 至 350
	平均单价	247	217	202
向非关联方的煤炭采购价格（不含税）	价格范围	160 至 376	147 至 755	162 至 312
	平均单价	291	297	274

注：采购价格范围为年度采购量在 10 万吨以上的供应商的平均单价范围。

发行人向关联方的煤炭采购价格基本均在向非关联方的采购价格范围内，因此发行人向关联方的采购价格具有合理性和公允性。

发行人向关联方的煤炭采购价格平均值低于向非关联方的煤炭采购价格平均值，系因煤炭采购关联方主要为蒙东地区的大型煤炭生产及销售企业，其产量及销量规模大，发行人与关联方企业签订了长期的煤炭采购协议，采购量显著大于非关联方，基于规模效应，关联采购平均单价低于非关联方的煤炭采购单价，具有合理性和公允性，不存在通过关联交易调节发行人收入利润或成本费用的情形。同时，发行人向关联方的采购价格不高于向非关联方的采购价格，

因此不存在向关联方的利益输送，不存在损害发行人中小股东利益的情形。

（3）关联租赁

报告期内，公司关联租赁主要为公司向国电投（深圳）能源发展有限公司出租氢能大巴客车。其定价依据主要参考出租方所在的白城市公交单位对外租赁车辆价格，并考虑氢能燃料客车与普通客车区别，确定每台车每月租金 2.8 万元。上述关联租赁系交易相关方基于平等自愿的原则协商确定，定价公允，且交易金额占公司当期营业收入比重极小，对公司的盈利能力不构成重大影响。

综上，报告期内，公司关联租赁定价具有公允性，不存在损害上市公司及公众股东利益情形。

（4）关联受托管理

2020 年至 2021 年，公司受托运营白山热电公司和通化热电公司，定价方式为协议定价。公司每年编制年度委托运营预算，报白山热电公司和通化热电公司审核确定，公司按双方确认的预算金额向该两家公司收取委托运营费。其中，公司与通化热电公司约定，通化热电公司根据实际经营情况对公司进行相应的考核与奖惩。

（5）关联资金拆借

报告期内，公司与关联方开展贷款等业务的存贷款利率均参考同期银行存贷款基准利率，并在此基础上给予公司一定优惠，定价具有公允性，不存在损害上市公司及公众股东利益情形。

① 结合发行人涉及财务公司公告信息，核查与尽职调查报告中拆借资金数据是否一致

中审众环针对发行人 2020 年及 2021 年与国家电投财务公司存贷款业务分别出具了《关于吉林电力股份有限公司在国电投集团财务有限公司存贷款业务情况的专项审核说明》（众环专号（2021）0202021 号、众环专号（2022）0210611 号）。经核对，2020 年和 2021 年国家电投财务公司存贷款业务情况的专项审核说明中资金拆借期末余额与尽职调查报告的关联资金拆借金额均一致，且与发行人 2020 年审计报告及 2021 年审计报告的关联资金拆借金额一致。

天健会计师出具《关于吉林电力股份有限公司涉及财务公司关联交易的存款、贷款等金融业务的专项说明》（天健审〔2023〕1-375号）（以下简称“专项说明”）。尽职调查报告的2022年关联资金拆借金额665,845.94万元中，扣除当期已到期偿还的224,062.07万元，剩余的441,783.87万元为期末余额，与专项说明期末余额金额一致。同时，尽职调查报告关联资金拆借金额与发行人2022年审计报告的关联资金拆借金额一致。2022年专项说明与尽职调查报告（审计报告）数据勾稽关系如下：

单位：万元

期间	关联方	尽职调查报告（审计报告）			专项说明 期末余额	尽职调查报告 期末余额与专 项说明期末余 额是否一致
		资金拆借金额	当期偿还金额	期末余额		
2022年	国家电投财务公司	366,250.94	126,062.07	240,188.87	240,188.87	是
	国家电投	299,595.00	98,000.00	201,595.00	201,595.00	是

② 并结合存贷款利率相关情况，说明是否存在损害中小股东权益情形

A、国家电投财务公司对发行人的资金拆借利率具有公允性

除国家电投财务公司对发行人进行资金拆借外，发行人的主要借款金融机构包括中国工商银行股份有限公司（以下简称“工商银行”）、中国银行股份有限公司（以下简称“中国银行”）、中国建设银行股份有限公司（以下简称“建设银行”）、中国邮政储蓄银行股份有限公司（以下简称“邮储银行”）、中国农业银行股份有限公司（以下简称“农业银行”）、国家开发银行（以下简称“国开行”）

发行人从国家电投财务公司的借款利率与中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布贷款市场报价利率（LPR）（以下简称“贷款市场报价利率”）、发行人向其他主要金融机构的借款利率对比如下：

单位：%

时间	借款期限	国家电投 财务公司	贷款市场 报价利率	工商银行	中国银行	建设银行	邮储银行	农业银行	国家开发 银行
2020年 12月31日	1年以内 (含一年)	1.64-3.92	3.85-4.15	3.65	3.65	3.65-3.92	3.65	3.35-5.13	2.80
	一年以上	3.15-4.83	4.65-4.80	4.15-4.41	4.15-4.66	4.05-4.41	4.19-4.56	4.15-4.65	4.41-5.39
2021年 12月31日	1年以内 (含一年)	3.50-3.85	3.70-3.85	3.65	3.65	3.20-3.85	3.65-3.85	3.00-3.85	2.85-3.60
	一年以上	3.15-4.65	4.45-4.65	4.05-4.41	2.65-4.66	3.90-4.41	4.10-4.20	3.00-4.66	4.05-4.41

时间	借款期限	国家电投财务公司	贷款市场报价利率	工商银行	中国银行	建设银行	邮储银行	农业银行	国家开发银行
2022 年 12 月 31 日	1 年以内 (含一年)	3.20-3.80	3.65-3.70	3.65	3.55	1.75-3.60	/	2.75-3.50	2.80-3.35
	一年以上	2.75-4.65	4.30-4.60	3.25-4.06	2.65-4.35	2.80-4.10	3.20-4.20	3.10-3.90	3.15-4.06

由上表可见，国家电投财务公司向发行人的资金拆借利率区间与人民银行发布的基准利率区间、以及其他主要的金融机构向发行人的贷款利率相仿，因此国家电投财务公司向发行人的资金拆借利率具有公允性。

发行人 2020 年末至 2022 年末加权平均借款利率对比如下：

单位：%

时间	国家电投财务公司	工商银行	中国银行	建设银行	邮储银行	农业银行	国家开发银行
2020 年 12 月 31 日	4.00	4.09	4.07	4.06	3.89	4.10	4.17
2021 年 12 月 31 日	3.91	4.05	3.87	3.83	4.09	4.08	3.63
2022 年 12 月 31 日	3.88	3.64	3.51	3.48	3.78	3.47	3.59

2020 年末至 2022 年末，贷款市场报价利率为 3.65%-4.80%；发行人从国家电投财务公司取得的借款的加权平均贷款利率为 3.88%-4.00%；发行人从其他主要金融机构取得的借款加权平均贷款利率为 3.47%-4.17%。发行人从国家电投财务公司取得的拆借资金利率水平与贷款市场报价利率及向其他主要金融机构的借款利率基本一致，具有公允性。

综上，国家电投财务公司对发行人的资金拆借利率公允，不存在损害中小股东权益的情况。

B、发行人在国家电投财务公司的存款利率具有公允性

2020 年末至 2022 年末国家电投财务公司与外部金融机构的活期存款利率情况如下：

单位：%

时间	国家电投财务公司	工商银行	中国银行	建设银行	邮储银行	农业银行
2020 年 12 月 31 日	0.35	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
2021 年 12 月 31 日	0.35	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
2022 年 12 月 31 日	0.35	0.25-0.30	0.25-0.30	0.25-0.30	0.25-0.30	0.25-0.30

2020 年末至 2022 年末，发行人在国家电投财务公司活期存款利率略高于

其他金融机构，发行人在国家电投财务公司的存款行为不存在损害中小股东权益的情况。

2020 年至 2022 年立信会计师事务所（特殊普通合伙）针对国家电投财务公司的风险评估事项，分别出具了信会师报字[2021]第 ZG24748 号、信会师报字[2022]第 ZG24094 号、信会师报字[2023]第 ZG24790 号的《关于国家电投集团财务有限公司风险评估专项审核报告》，未发现国家电投财务公司截至 2020 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日和 2022 年 12 月 31 日与财务报表编制有关的风险管理存在重大缺陷。因此，发行人在国家电投财务公司的存款不具有显著风险。

综上，发行人在国家电投财务公司的借款和存款利率具有公允性，不存在损害中小股东权益的情况。

（6）关联担保

报告期内，公司对联营公司当雄能源的担保系公司为支持当雄能源的经营发展，向当雄能源项目借款提供担保。公司已与当雄能源签署反担保质押合同，由当雄能源以电费收费权质押方式向吉电股份提供反担保。上述事项具有合理性和公允性。公司担保事项均已履行必要的内部审批程序并已公告，不存在损害公司及其他股东利益的行为，也不会对公司持续经营能力产生重大影响。

（7）可再生能源补贴应收账款转让

公司向国家电投转让可再生能源补贴应收账款 121,896.48 万元，其转让价款为应收账款未偿价款余额。公司另外支付资产转让过程中的税费及融资安排咨询服务费。上述可再生能源补贴应收账款转让定价具有公允性，不存在损害上市公司及公众股东利益情形。

4、关联交易决策程序合法性和信息披露规范性分析

（1）经常性关联交易

报告期内，公司发生的各年度预计日常性关联交易发生额均在《日常关联交易预计公告》中进行披露，实际关联交易发生额均在各年年报中进行详细披露。具体情况如下表所示：

公告名称	公告时间	公告编号
公司第八届董事会第七次会议决议公告	2020年3月27日	2020-006
日常关联交易预计公告	2020年3月27日	2020-014
公司2019年度股东大会决议公告	2020年4月18日	2020-023
公司第八届董事会第十八次会议决议公告	2021年4月29日	2021-035
2021年度日常关联交易预计公告	2021年4月29日	2021-048
公司2020年度股东大会决议公告	2021年5月20日	2021-059
公司第八届董事会第二十八次会议决议公告	2022年3月31日	2022-011
2022年度日常关联交易预计公告	2022年3月31日	2022-019
2021年度股东大会决议公告	2022年5月19日	2022-037
公司第九届董事会第七次会议决议公告	2023年4月28日	2023-022
2023年度日常关联交易预计公告	2023年4月28日	2023-032
2022年度股东大会决议公告	2023年5月19日	2023-041

(2) 关联受托管理

报告期内，公司与白山热电公司发生的关联受托管理交易具体信息披露情况如下所示：

公告名称	公告时间	公告编号
公司第八届董事会第十三次会议决议公告	2020年12月12日	2020-092
关于受托运营服务白山热电公司暨关联交易的公告	2020年12月12日	2020-098

报告期内，公司与通化热电公司发生的关联受托管理交易具体信息披露情况如下所示：

公告名称	公告时间	公告编号
公司第八届董事会第十三次会议决议公告	2020年12月12日	2020-092
关于受托运营服务通化热电公司暨关联交易的公告	2020年12月12日	2020-099

(3) 关联资金拆借

报告期内，公司与国家电投、国家电投财务公司以及中电投融和融资租赁有限公司开展的贷款、融资租赁款等资金拆入业务具体信息披露情况如下所示：

公告名称	公告时间	公告编号
公司第八届董事会第七次会议决议公告	2020年3月27日	2020-006
关于与国家电投财务公司办理存款、贷款业务的关联交易公告	2020年3月27日	2020-011

公告名称	公告时间	公告编号
关于与中电投融和融资租赁有限公司办理租赁业务的关联交易公告	2020年3月27日	2020-012
关于与国核商业保理股份有限公司办理保理业务的关联交易公告	2020年3月27日	2020-013
公司第八届董事会第十八次会议决议公告	2021年4月29日	2021-035
关于与中电投融和融资租赁有限公司办理租赁业务的关联交易公告	2021年4月29日	2021-044
关于与国家电投财务公司办理存、贷款业务的关联交易公告	2021年4月29日	2021-043
公司2020年度股东大会决议公告	2021年5月20日	2021-059
公司第八届董事会第二十八次会议决议公告	2022年3月31日	2022-011
关于公司与国家电投财务公司办理存款、贷款业务的关联交易公告	2022年3月31日	2022-017
关于公司与中电投融和融资租赁有限公司办理租赁业务的关联交易公告	2022年3月31日	2022-018
2021年度股东大会决议公告	2022年5月19日	2022-037
公司第九届董事会第七次会议决议公告	2023年4月28日	2023-022
关于公司与国家电投集团财务有限公司办理存款、贷款业务的关联交易公告	2023年4月28日	2023-030
2022年度股东大会决议公告	2023年5月19日	2023-041

(4) 关联担保

报告期内，公司发生的关联担保具体信息披露情况如下所示：

公告名称	公告时间	公告编号
公司第八届董事会第三次会议决议公告	2019年10月30日	2019-072
关于公司为当雄能源工行贷款提供担保的公告	2019年10月30日	2019-077

(5) 可再生能源补贴应收账款转让

报告期内，公司与关联方发生的可再生能源补贴应收账款转让具体履行的内部审批及信息披露情况如下所示：

公告名称	公告时间	公告编号
公司第八届董事会第二十一次会议决议公告	2021年08月20日	2021-072
关于转让公司可再生能源电价附加补贴收益权暨关联交易的公告	2021年08月20日	2020-075
关于转让公司可再生能源电价附加补贴收益权暨关联交易的公告	2021年09月17日	2021-094

经核查，发行人关联交易均履行了相应的决策程序，并按法规要求及时予以公告，关联交易的决策程序合法合规，信息披露完整规范。

5、本次向特定对象发行股票所涉及的关联交易

（1）关联交易的批准程序

本次向特定对象发行股票涉及吉林能投以现金认购吉电股份新增股份，以及募投项目建设期内向关联方采购设备服务事项，构成关联交易。经调查，该关联交易均经发行人董事会或股东大会审议通过，关联交易批准程序符合有关规定。

（2）关联交易价格的确定

本次向特定对象发行股票的定价基准日为公司本次向特定对象发行股票的发行期首日，发行价格不低于定价基准日前 20 个交易日公司股票均价的 80%，且不低于发行前公司最近一期末经审计的归属于母公司普通股股东的每股净资产值。吉林能投的认购价格与其他认购对象同股同价。发行价格以市场价格作为定价基准，定价合理，不会损害上市公司和全体股东的合法权益。

（3）本次募集资金投资项目涉及的关联交易

本次募集资金投资项目涉及的关联交易情况详见“（六）募投项目新增关联交易情况”。

6、关于是否存在关联交易非关联化的情况分析

经核查，发行人已根据法律法规要求完整认定相关关联方，并对与关联方发行的交易认定为关联交易，并履行了相应的决策程序和信息披露义务，关联方的认定完整准确，不存在通过将关联方非关联化等方式进行关联交易非关联化的情形。

7、关联交易对发行人独立经营能力的影响分析

发行人的关联采购主要为向关联方进行煤炭采购，由前述分析可见，该关联采购具有必要性和商业合理性，且交易价格公允，不存在利益输送情形。发行人除向关联方采购煤炭外，报告期内也存在向非关联方采购煤炭，不存在对关联方的重大依赖。因此，发行人的关联采购对其独立经营能力不构成重大不利影响。

除关联采购外，发行人报告期内的其他关联交易占比较小，对发行人的业

务经营影响较小，对发行人独立经营能力不构成重大不利影响。

综上，关联交易有利于发行人的业务经营，具有合理性、必要性和公允性，对发行人独立经营能力不构成重大不利影响。

8、规范和减少关联交易的措施

对于在公司经营过程中，根据业务需要与关联方进行的关联交易，公司将按照《公司章程》和有关法律法规对关联交易的有关规定，严格执行关联交易基本原则、决策程序、回避制度、信息披露等措施，将关联交易的数量和对经营成果的影响降至最小程度。对于不可避免的关联交易，公司将严格执行《公司章程》规定的关联交易决策程序、回避表决制度和信息披露制度，进一步完善独立董事制度，加强独立董事对关联交易的监督，并进一步健全公司治理结构，保证关联交易的公平、公正、公允，避免关联交易损害公司及股东利益。

综上，发行人关联销售产生的收入占主营业务收入比例较小，关联采购金额占营业成本的比例虽接近 30%，但主要为关联方煤炭采购，具有合理性和必要性，不影响发行人的经营独立性、不构成对控股股东或实际控制人的依赖，且采购价格具有公允性，不存在通过关联交易调节发行人收入利润或成本费用的情形，关联采购价格不高于向非关联方的采购价格，不存在对发行人利益输送的情形。

（六）募投项目新增关联交易情况

1、募投项目新增关联交易总体情况

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，因此预计项目建成后运营过程中不会新增关联交易。但项目在建设过程

中存在向关联方采购生产设备情形，因此在建设期将产生关联交易。

(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，补充流动资金计划全部用于偿还债务，发行人不会因流动资金的补充而新增关联交易。

除上述关联交易情形外，如因其他未预见的因素导致募投项目实施中发生其他关联交易，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。

2、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建设期关联交易情况说明

(1) 关联采购内容及金额

发行人全资子公司大安吉电绿氢能源与关联方长春绿动签订 PEM 制氢设备供货合同，采购 10,000Nm³/h PEM 电解水制氢系统，价格为 29,000 万元。发行人与长春绿动同受国家电投控制，因此该交易构成关联交易。同时，因该采购为项目建设期对生产设备的一次性采购，在项目运营阶段不涉及该类设备采购，故该关联交易属偶发性关联交易。

该交易采购金额占发行人最近一年（2022 年）营业成本的 2.55%，占比较小。

(2) 关联采购的合理性和必要性

① 长春绿动产品技术优势显著，并经相关鉴定及认证

长春绿动拥有多项自主知识产权，其中包括 3 项发明专利和 11 项实用新型专利；同时掌握了质子交换膜、催化剂、双极板、膜电极等关键技术及生产工艺，其自主研发的“氢涌”PEM 电解水制氢装备，具有单槽产气量大、活性面积尺寸大、制氢效率高且能耗低以及变载范围大等技术优势。

长春绿动产品技术经中国产业发展促进会、国家发改委能源研究所等单位的相关领域专家鉴定：“该装备拥有完全自主知识产权，总体技术水平达到国内领先水平，其中电解槽活性面积尺寸、直流电耗等指标达到国际先进水平。”长

春绿动兆瓦级产品通过了英格尔检测公司进行的第三方认证，认证产品性能稳定，性能指标均达标。

② 长春绿动产品对可再生能源发电的适配性强、利用率高、安全性强、具有经济性

A、可再生能源发电的适配性强

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目主要通过可再生能源发电进行制氢，实现可再生能源发电、制氢和制氨一体化，因而可再生能源发电环节与制氢环节的匹配性至关重要。可再生能源发电具有典型的波动性、间歇性，长春绿动 PEM 制氢设备动态响应快，响应速度可达秒级且调整灵活，可以有效适配可再生能源的波动性及间歇性。

B、设备利用率高

长春绿动 PEM 制氢设备冷启动速度快，冷态启动提升至额定功率运行时间短；负荷调节范围广，因此设备利用率高。

C、安全性

长春绿动 PEM 电解制氢设备则采用差压系统，使用质子交换膜隔绝电极两侧的气体，PEM 电解槽电源快速变化时，氢氧互串量极低，均在正常运行范围内，大大提高了电解制氢的安全性。同时，PEM 电解槽以纯水为电解液，纯水不导电，电解产生的气体杂质仅为水蒸汽和极少的氧，安全性强。

D、具有经济性

长春绿动 PEM 制氢设备额定制氢电流大、效率高，制氢电流密度高，可有效降低项目用电成本。另外，长春绿动自主研发的 PEM 电解槽占地面积小、结构紧凑、质量轻，200Nm³/h 产品电解槽占地约 0.7 平方米，有效节约土建投资。因此，采购长春绿动产品具有经济性。

③ 该关联采购满足发行人大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的生产需求

PEM 制氢设备为发行人拟建设的大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的制氢环节生产设备，发行人向长春绿动采购 PEM 制氢设备旨在满足大安风光制

绿氢合成氨一体化示范项目的生产需求和发行人氢能业务发展的需要，该项采购具有必要性和合理性。

因长春绿动产品技术优势显著，并经相关鉴定和认证，且长春绿动产品对可再生能源发电的适配性强、利用率高、具有经济性，发行人基于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的生产建设需求和业务发展需要，向长春绿动采购设备具有合理性和必要性。

（3）公司直接从长春绿动采购的方式合法合规

① 法律法规要求

根据国务院制定的《中华人民共和国招标投标法实施条例（2019 修订）》第九条的规定“除招标投标法第六十六条规定的可以不进行招标的特殊情况外，有下列情形之一的，可以不进行招标：（一）需要采用不可替代的专利或者专有技术；（二）采购人依法能够自行建设、生产或者提供；（三）已通过招标方式选定的特许经营项目投资人依法能够自行建设、生产或者提供；（四）需要向原中标人采购工程、货物或者服务，否则将影响施工或者功能配套要求；（五）国家规定的其他特殊情形。招标人为适用前款规定弄虚作假的，属于招标投标法第四条规定的规避招标。”

《招标投标法实施条例》第九条第（二）款规定的可以不进行招标的情形包括“采购人依法能够自行建设、生产或者提供”。对于本条中“采购人”的理解存在分歧，一种观点认为此处的“采购人”不包括标的公司的母公司和子公司，另一种观点认为可以包含母公司和子公司。

经公开查询，如江苏省人民政府在《江苏省国有资金投资工程建设项目招标投标管理办法》（江苏省人民政府令第 120 号），第九条规定“国有企业使用非财政性资金建设的经营性项目，建设单位控股或者被控股的企业具备相应资质且能够提供设计、施工、材料设备和咨询服务的，建设单位可以直接发包给其控股或者被控股的企业”。因此，包括江苏省人民政府等主体认定《招标投标法实施条例》的“采购人”的范围包含母公司和子公司。

依据部分大型能源集团下属上市公司公开披露的信息，其集团内部采购亦存在通过协商确定价格方式向集团内其他关联企业进行采购的情况，相关案例

情况如下：

序号	所属集团	采购时间	采购人	供应商	采购人与供应商的关系	对应的工程建设项目名称	采购内容	金额（万元）	定价原则
1	国家电投	2022年	上海电力股份有限公司	国家电投集团及所属子公司	国家电投同一控制下的企业	/	采购设备及工程服务等	购买设备、产品和物资总包配送 2.39 亿元 接受工程和技术等服务 2.47 亿元	购买燃料、设备、产品等并接受工程和技术等服务的关联交易价格参照市场价格，并经双方协商确定。
2		2021年	上海电力股份有限公司	国家电投集团及所属子公司		/	采购设备及工程服务等	购买设备、产品等及物资总包配送 8.9 亿元 接受工程和技术等服务 2.07 亿元	
3		2020年	上海电力股份有限公司	国家电投集团及所属子公司		/	采购设备及工程服务等	购买设备、产品等及物资总包配送 5.2 亿元 接受工程和技术等服务 1.59 亿元	
4		2020年	内蒙古电投能源股份有限公司	山东电力工程咨询院有限公司		/	工程项目 EPC 总承包	40,750.00	
5		2022年	山东京沂储能科技有限公司	山东中电新能源工程有限公司		沂水储能项目（100 兆瓦/200 兆瓦时的储能电站）	工程总承包：（1）设计、采购、建造和安装服务，以及（2）技术支援服务。	44,252.30	订约双方经公平磋商后，工程总承包合同代价参考（i）该项目可行性研究报告规定的单位投资成本；（ii）北极星储能网的网站 https://chuneng.bjx.com.cn 上刊登承包同类储能项目中标价格最近的可供查阅数据；（iii）新源智储（山东工程的中间控股公司）承接同类储能项目的代价；（iv）该项目所需的储能容量；以及（v）兴建该项目的复杂程度而厘定。
6		2022年	五大连池市凌运能源有限公司	上海和运工程咨询有限公司		五大连池项目（69.5 兆瓦的分布式光伏发电项目）	工程总承包：（1）勘察设计、采购、建造和安装服务，以及（2）技术支援服务。	26,182.98	集团透过混合筛选方式授予上海和运工程总承包合同，该方式包括比较在特定时间范围内市场上具有可比地理位置的相类项目报价，并遵循内部采购管理政策，以评价及选择最合适的承包商。工程总承包合同的代价及承诺项目完工时间与其他项目公司就市场可比较项目所提

序号	所属集团	采购时间	采购人	供应商	采购人与供应商的关系	对应的工程建设项目名称	采购内容	金额（万元）	定价原则
									供的现行条款相符或较之条款更佳。
7	中国大唐集团有限公司	2022年	大唐华银电力股份有限公司	大唐集团及其分子公司	大唐集团同一控制下的企业	公司生产经营及光伏、风电等新能源建设	钢球 2,050 吨、润滑油 110 吨、光伏组件、逆变器、电缆等物资	7.76 亿元	公司与关联方的关联交易定价遵循市场化原则，经双方一致协商确定，按照公开、公平、公正的原则进行。
8		2021年	大唐华银电力股份有限公司	大唐集团及其分子公司		公司生产经营及光伏、风电等新能源建设	钢球 2,250 吨、润滑油 125 吨、脱硝催化剂 1,500 立方米、光伏组件、逆变器、电缆等物资	7.54 亿元	公司与关联方的关联交易定价遵循市场化原则，经双方一致协商确定，按照公开、公平、公正的原则进行。
9		2020年	大唐华银电力股份有限公司	大唐集团及其分子公司		公司生产经营及光伏、风电等新能源建设	钢球 2,400 吨、润滑油 120 吨、脱硝催化剂 2,500 吨、设备、备品备件、电缆、办公用品等物资	2.67 亿元	公司与关联方的关联交易定价遵循市场化原则，经双方一致协商确定，按照公开、公平、公正的原则进行。
10	中国华能集团有限公司	2021年	山东新能泰山发电股份有限公司	中国华能集团有限公司（包括子公司）	华能集团同一控制下的企业	/	电缆、电力配件	21,162.30	公平交易原则进行磋商及决定
11	国家开发投资集团	2021年	中成进出口股份有限公司	中国甘肃国际经济技术合作有限公司科特迪瓦有限责任公司	国家开发投资集团同一控制下的企业	/	工程分包	1,901.00	以市场价格和公允的协商价格为定价基础，遵循公平合理的定价原则
12	国家能源投资集团有限责任公司	2021年	宁夏英力特化工股份有限公司	北京国电龙源环保工程有限公司	国家能源集团同一控制下的企业	/	技术工程服务	2,800.00	参照市场价格定价
13	中国节能环保集团有限公司	2021年	中节能风力发电股份有限公司	中国地质工程集团有限公司	中国节能环保集团有限公司同一控制下的企业	/	工程服务	3,237.99	定价以同类业务市场价格为基础，经双方友好协商确定，遵循公平、公允、合理交易原则

综上所述，关于“采购人”的认定在实践中存在认为包含母公司和子公司的情况。

② 国家电投及发行人采购相关的内部制度与上述法规及认定相符

《国家电力投资集团有限公司采购管理规定》第二十条的规定“对于符合相应资质条件要求的集团公司所属全资、控股公司，有能力承担相应工程设计、监理、总承包、检修维护、信息化项目、科研委托项目等服务和提供设备材料

的，在国家法律法规、价格及质量符合市场同类价格及质量水平的情况下，可由各二级单位履行决策程序，委托集团系统内相应企业承担。”

《吉林电力股份有限公司采购管理规定》第十四条（三）之规定：“（三）符合以下条件的之一的，可采用直接采购方式：……2.集团公司和公司内部单位有能力承担相应的物资、工程、服务类的采购。”

根据《关于大安吉电绿氢能源有限公司确定 PEM 制氢设备供货单位的批复》（国家电投吉电采购〔2022〕145 号），“鉴于长春绿动氢能科技有限公司是集团公司系统内从事新兴新能源技术的专业单位，有能力生产 PEM 制氢设备；采购方式符合《吉林电力股份有限公司采购管理规定》中‘第十四条（三）’直接采购条件”。

长春绿动属于有能力承担相应的物资采购的内部单位，发行人直接从长春绿动采购氢能设备符合国家电投及公司内部制度要求。

（4）关联采购的公允性

① 市场交易价格

根据市场招投标公开数据，PEM 制氢设备的市场交易情况如下：

时间	招投标项目	中标单位	PEM 制氢设备规模 (Nm ³ /h)	中标金额 (万元)	单位价格 (万元/Nm ³ /h)
2021 年 9 月	三峡集团乌兰察布“源网荷储一体化”项目	康明斯发动机（上海）贸易服务有限公司	500	2,700	5.40
2023 年 2 月	陕西北元化工集团股份有限公司制氢电解槽成套设备采购	山东赛克赛斯氢能有限公司	100	687	6.87

数据来源：招标网

根据市场公开交易数据，在 PEM 制氢设备规模为 500Nm³/h 和 100Nm³/h 时，单位价格为 5.40 万元/Nm³/h 和 6.87 万元/Nm³/h。两者相比，在设备规模增加 5 倍的情况下，单位价格下降了 21.40%。因此，受生产的规模效应影响，单位价格与设备规模呈显著的反向关系，随着设备规模的增加，单位价格显著下降。

② 长春绿动向第三方的销售价格

除与发行人外，长春绿动签订了 2 项 PEM 制氢设备销售合同，情况如下：

合同签订时间	合同名称	销售对象	PEM 制氢设备规模 (Nm ³ /h)	销售金额 (万元)	单位价格 (万元/Nm ³ /h)
2022 年 3 月	中韩示范区“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化示范项目制氢系统采购合同	国核电力规划设计研究院有限公司	200	1,066	5.33
2022 年 12 月	白城分布式发电制氢加氢一体化示范项目 PEM 制氢系统采购合同	白城吉电氢能科技有限公司	200	1,060	5.30

长春绿动销售 200Nm³/h PEM 制氢设备的单价约为 5.30 万元/Nm³/h，与前述市场价格无显著差异。

③ 发行人向长春绿动的关联采购价格公允

发行人向长春绿动分三批进行采购，采购规模及金额如下：

批次	设备规模 (Nm ³ /h)	金额 (万元)	单批次单价 (万元/Nm ³ /h)	累计采购规模 (Nm ³ /h)	累计平均单价 (万元/Nm ³ /h)
1	3,200	12,600	3.94	3,200	3.94
2	3,200	9,200	2.88	6,400	3.41
3	3,600	7,200	2.00	10,000	2.90
合计	10,000	29,000	/	/	/

长春绿动与发行人经协商确定交易价格，该关联采购价格低于长春绿动其他销售合同的销售单价，主要原因如下：

A、规模效应降低采购价格

长春绿动为促进销售，提升业务规模，基于规模效应和随规模增加而成本下降的因素考虑，对不同规模的采购量给予不同单价水平，故随着发行人累计采购规模的增加，发行人各批次采购单价呈逐次下降。

对于第一批 3,200Nm³/h 的设备采购，采购规模为长春绿动小规模销售（200Nm³/h）的 16 倍，单价为 3.94Nm³/h，价格略低于其小规模销售价格 5.30 万元/Nm³/h，具有合理性，不存在损害上市公司利益的情况。基于规模效应，随着累计采购规模的增加，累计平均单价下降，符合市场上规模增加导致采购单价下降的普遍规律，具有合理性和公允性。

发行人大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目采购的 10,000Nm³/h PEM 制

氢设备为国内最大的 PEM 制氢设备采购项目之一，该项目制氢设备规模为长春绿动其他销售合同设备规模（ $200\text{Nm}^3/\text{h}$ ）的 50 倍，远远大于长春绿动其他销售合同规模及市场公开的交易规模，从而能有效实现设备核心材料国产化、设备大型化、生产规模化等供应商生产需求和目标，并通过生产的规模效应有效降低生产成本，因此销售单价低于其他小规模销售的单价，具有合理性和公允性。

B、长春绿动产品生产成本优势渐趋显著，从而降低未来交付产品的价格

本次产品采购为未来在大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目建设期内的交易事项，非已有存货的交易。随着技术和工艺研发，长春绿动产品生产成本优势渐趋显著，从而促使其降低未来交付产品的价格，发行人采购价格随之降低。长春绿动生产成本优势渐趋显著的原因如下：

a、关键材料逐步实现自主化，有效降低生产成本

PEM 电解槽制造所需关键原材料包括质子膜、碳纸、钛毡、催化剂及双极板等，关键原材料成本占整个电解槽一半以上，目前国内部分制氢厂商关键材料仍需依靠进口。而长春绿动掌握了质子交换膜、催化剂、双极板、膜电极等全产业链关键技术及生产工艺，正加快原材料的研发及产品生产，逐步实现核心材料全自主化、配套设备国产化替代，成本可以实现大幅降低。

b、批量化生产，降低设备成本

目前 PEM 制氢装备的市场占有率较小，国内部分厂家处于样机研发及示范阶段，未达到规模化生产阶段，造成生产成本高。长春绿动目前已具备批量生产的条件，批量化生产的实施，采用物资批量采购，由此可降低设备采购成本。

因此，基于规模效应和长春绿动产品生产成本优势渐趋显著，发行人采购价格低于市场上小规模设备的采购价格，符合市场定价规律，具有合理性和公允性，不存在利益输送情形，不存在损害上市公司及公众股东的利益的情形。

（5）关联采购的决策程序合规性和信息披露规范性

① 关联采购的决策程序情况

该关联采购事项已经发行人第九届董事会第六次会议和第九届监事会第四次会议审议通过，关联董事何宏伟先生和廖剑波先生履行了回避表决义务。同

时，该关联采购事项已经公司独立董事事前认可，独立董事发表了独立意见如下：

A、根据深圳证券交易所的有关规定，公司第九届董事会第六次会议审议了上述关联交易事项。本次董事会召开符合法律程序，审议程序合法、有效，符合有关法律、法规和公司《章程》的规定。

B、交易发生的必要性：长春绿动拥有多项自主知识产权，其自主研发的“氢涌”PEM 电解水制氢装备，经中国产业发展促进会、国家发改委能源研究所等单位的相关领域专家鉴定，总体产品技术水平先进。大安吉电绿氢能源将 PEM 制氢设备委托长春绿动生产制造、安装及调试。可提高先进技术设备迅速转化生产力，实现技术创新、优化资源配置，确保示范项目获得较好的投资效益。

C、该关联交易客观公允，并经各方协商确定，不存在损害公司及其他股东行为，也不会对本公司持续经营能力产生重大影响。

该关联采购事项已及时公告，详见《关于公司全资子公司与长春绿动氢能科技有限公司签订大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目 PEM 制氢设备供货合同暨关联交易的公告》（公告编号：2023-014）。

② 公司关联采购决策程序符合上市公司关联交易审核制度要求

A、董事会审议时关联董事已履行回避程序

公司第九届董事会第六次会议审议通过了《关于公司全资子公司与长春绿动氢能科技有限公司签订大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目 PEM 制氢设备供货合同的议案》，关联董事何宏伟先生和廖剑波先生履行了回避表决义务，参与表决的 7 名非关联董事一致通过该项议案。

根据《深圳证券交易所股票上市规则（2023 年修订）》的规定，因长春绿动的控股股东为氢能公司，实际控制人系国家电投，何宏伟先生和廖剑波先生作为国家电投委派在吉电股份董事，符合《深圳证券交易所股票上市规则（2023 年修订）》6.3.8 条“关联董事”的规定，本次关联交易事项审议，两名关联董事已回避表决。

经核查，上述 7 名未回避表决的董事不属于《深圳证券交易所股票上市规则（2023 年修订）》6.3.8 条“关联董事”的规定的形态，具体如下：

序号	属于关联董事的情形	核查情况
1	交易对方	本次交易对方为长春绿动，未回避董事不属于交易对方。
2	在交易对方任职，或者在能直接或者间接控制该交易对方的法人（或者其他组织）、该交易对方直接或者间接控制的法人（或者其他组织）任职	长春绿动无直接或间接控制的法人（或者其他组织）。未回避董事未在长春绿动、控股股东氢能公司和实际控制人国家电投内任职。
3	拥有交易对方的直接或者间接控制权	未回避董事未在长春绿动及其控股股东或实际控制人中任职或持股，亦无法通过其他方式直接或者间接控制长春绿动。
4	交易对方或者其直接、间接控制人的关系密切的家庭成员	长春绿动、氢能公司及国家电投均为法人，未回避董事不属于交易对方或者其直接、间接控制人的关系密切的家庭成员情况。
5	交易对方或者其直接、间接控制人的董事、监事和高级管理人员的关系密切的家庭成员	未回避董事并非长春绿动、氢能公司及国家电投的董事、监事和高级管理人员的关系密切的家庭成员。
6	中国证监会、本所或者上市公司认定的因其他原因使其独立的商业判断可能受到影响的董事	未回避董事中虽有部分董事通过跟投平台间接持有交易对方长春绿动的股权，但持股比例极小，因此，吉电股份并未认定部分董事系能导致其独立的商业判断可能受到影响的董事；同时，中国证监会和深圳证券交易所未有相关规定认定上述情形使董事独立的商业判断可能受到影响。因此，在该关联交易中，未回避董事不存在被中国证监会、深圳证券交易所或者吉电股份认定为因其他原因导致独立的商业判断可能受到影响的情形。

因此，公司第九届董事会第六次会议审议上述关联交易事项时，除 2 名关联董事外，其他 7 名董事不属于《深圳证券交易所股票上市规则（2023 年修订）》6.3.8 条中“关联董事”规定的形态，该董事会审议和决策程序合法合规。

B、该项关联交易所涉交易额未达到需提交股东大会审议的标准

该项关联交易所涉交易额占上市公司最近一期经审计净资产绝对值未达到 5%，因此，该项关联交易不属于《深圳证券交易所股票上市规则（2023 年修订）》6.3.7 条等其他规定和《吉林电力股份有限公司章程》第 43 条需经股东大会审议通过的事项，无需提交股东大会审议。

本次关联交易已履行了吉电股份必要的批准和披露程序，符合《深圳证券

交易所股票上市规则（2023 年修订）》《深圳证券交易所上市公司自律监管指引第 1 号——主板上市公司规范运作》等法律法规及规范性文件和公司章程的情形，关联交易的决策程序合法合规，信息披露完整规范，不影响发行人的独立性。

综上，发行人向长春绿动的关联采购具有合理性和必要性，交易价格公允合理，采购方式合法合规，交易金额占营业成本比例较小，该关联交易不影响发行人的独立性、对发行人不产生重大不利影响，并已履行关联交易决策程序，该关联交易决策程序合法合规，信息披露完整规范，不存在利益输送情形，不存在损害上市公司及公众股东的利益的情形，不存在违反相关监管法律法规及规范性文件的情形。

发行人员工跟投平台参股长春绿动事项中，员工跟投平台设立及批准程序合规，持股比例低，且并未实缴出资，目前员工跟投平台正履行注销程序，不存在因跟投平台而产生显失公平的关联交易或严重影响公司生产经营的独立性，不存在利益输送或损害发行人中小股东利益的情形。

（七）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，分析同行业公司对于同业竞争相关论述；

（7）获取独立董事就同业竞争相关事项发表的独立意见；

（8）查阅发行人与国家电投财务公司、外部银行的借款交易台账和借款合同，查阅中国人民银行公布的贷款市场报价利率，同时计算国家电投财务公司和外部银行机构各报告期末的加权平均贷款利率水平进行对比，判断相关利率是否公允；

（9）查阅发行人存放在国家电投财务公司及外部金融机构的存款利率水平进行对比分析，判断相关利率是否公允；

（10）获取发行人关联交易合同，核实关联交易内容的准确性、完整性；

（11）获取发行人大额关联交易凭证及附件，核实相关关联交易的真实性；

（12）获取发行人关于关联交易的商业背景和定价依据的说明，分析发行人关联交易的商业合理性、必要性和公允性；

（13）获取发行人同类业务非关联交易的数据，核查关联交易的公允性；

（14）查阅发行人董事会、监事会及股东大会会议资料，核查关联交易的决策程序的合规性；

（15）查阅发行人关于关联交易的信息披露文件，核查发行人对于关联交易披露的准确性、及时性和完整性；

（16）查阅发行人关于规范关联交易的制度文件，并与发行人的实际情况进行对照，核查其关联交易的制度安排和内部控制的有效性；

（17）查阅募投项目的可行性研究报告，分析募投项目是否新增关联交易；

（18）获取长春绿动出具的说明、财务报表和公司章程，核实长春绿动分红机制、是否进行过分红、是否存在其他实施利益输送的交易行为；

（19）获取吉电股份员工跟投平台出具的关于其合伙人未实缴出资的说明；

（20）获取吉电股份员工跟投平台出具的关于其未对长春绿动的股东扬州

氢融股权投资合伙企业（有限合伙）实缴出资的承诺；

（21）获取公司员工跟投平台人员具体信息情况表，核查跟投平台人员的相关信息；

（22）通过公开渠道查询并核查长春绿动及其控股股东、实际控制人的董事、监事和高级管理人员的组成情况；

（23）获取公司董事出具的关于公司与长春绿动关联交易事项为非关联董事的承诺。

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同业竞争；

（2）发行人控股股东吉林能投及实际控制人国家电投 2012 年 10 月做出的关于避免同业竞争的相关承诺均已履行完毕，不存在违反承诺的情形，不存在损害上市公司利益的情形；发行人控股股东、实际控制人已补充出具承诺；

（3）本次募投项目实施后不会新增同业竞争；

（4）发行人已在募集说明书中披露了关于同业竞争的相关情况，独立董事已就同业竞争相关事项发表了独立意见。

（5）发行人关联交易出于生产经营的需要，具有必要性和合理性；

（6）发行人关联交易的交易价格公允，不存在损害公司及其他股东利益的情况；

（7）发行人发生的关联交易履行了必要的批准程序，符合相关法律法规的规定；

（8）发行人信息披露及时、准确、完整，符合相关法律法规的规定；

（9）发行人不存在关联交易非关联化的情况；

（10）关联交易有利于发行人的业务经营，具有合理性、必要性和公允性，对发行人独立经营能力不构成重大不利影响；

（11）发行人从国家电投财务公司的借款以及存款业务不存在损害中小股

东权益的情况；

(12) 本次募投项目建成实施后预计不会新增关联交易，但募投项目建设期内将产生关联采购事项，该关联采购，具有合理性和必要性，交易价格公允合理，交易金额占营业收入比例较小，该关联交易不影响发行人的独立性、对发行人不产生重大不利影响，并已履行关联交易决策程序，该关联交易决策程序合法合规，信息披露完整规范，不存在利益输送情形，不存在损害上市公司及公众股东的利益的情形。发行人不存在因募投项目而新增显失公平的关联交易的情形。

(13) 长春绿动成立以来不存在通过分红、关联交易等任何方式实现利益输送或影响发行人独立性的情形，不存在损害发行人中小股东利益的情形。后续将通过跟投平台退出和注销消除跟投平台可能存在的不利影响。

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) 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，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。

合成氨是大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的主要产品之一，作为大宗商品，其价格受市场供需影响，存在较大波动。本项目效益测算按东北地区合成氨最近五年平均价格 3,115 元/吨（不含税）作为测算基准价格，预计本项目建成后的毛利率为 19.90%，资本金内部收益率 4.57%。若按 2,748 元/吨（不含税）（较测算基准价格下降 11.78%）进行模拟测算，则本项目的资本金内部收益率降至 0%。2023 年 1-6 月，受煤炭价格大幅回落等不利因素影响，我国合成氨价格亦大幅回落，东北地区合成氨价格最低降至 2,522 元/吨（不含税）

(较测算基准价格下降 19.04%)，接近近 5 年价格区间下限。若按上述最低价格作为未来售价进行模拟测算，则本项目毛利率将降至 9.95%，资本金内部收益率为负。因此，若未来合成氨销售价格持续低位运行，可能导致本项目投资效益不及预期。

(二) 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。本次募投项目中发电项目包括东北地区的风电项目和华南地区的光伏发电项目，发行人最近三年一期东北地区风电项目平均弃风率为 0.24%-2.97%，华南地区光伏发电项目弃光率为 0.00%-0.08%。虽本次募投项目所在地弃风弃光率不高，但未来项目运营过程中，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。

(三) 风电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，其中风电项目均涉及办理农用地转为建设用地手续，尚未取得土地权属证书。项目土地权证办理进度如下：

序号	募集资金投资项目	土地权证办理流程环节			
		1、取得用地预审	2、用地方案组卷报送至所在地政府，并由所在地政府逐级上报，最终取得省级政府出具的建设用地批复	3、所在地政府履行土地出让手续	4、所在地政府核发土地权属证书
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（风电部分）	已取得用地预审	待完成用地方案组卷工作后，向所在地政府部门报送组卷材料	正在履行前置程序	正在履行前置程序
2	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目		已取得省级政府部门出具的建设用地批复	正在履行土地出让程序	
3	吉林长岭 10 万千瓦风电项目		已向所在地政府报送组卷材料，待最终取得省级政府部门的建设用地批复	正在履行前置程序	
4	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目		已向所在地政府报送组卷材料，待最终取得省级政府部门的建设用地批复	正在履行前置程序	

注：上述项目所在地政府部门出具了关于办理不动产权属证书不存在法律和实施上障碍的

证明

上述风电项目均符合国土空间用途管制要求，不涉及占用永久基本农田的情况。其中扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目已取得省级政府部门的建设用地批复，其余三个项目尚未取得该建设用地批复。公司往年曾存在其他个别新能源项目因未取得不动产权属证书并占用土地而受到主管部门处罚的情形。

因此，若因公司或所在地政府变更用地方案等情况，导致取得省级政府部门建设用地批复时间延迟，则可能出现影响前述募投项目实施进度的风险。

（四）新增固定资产折旧风险

由于新能源发电项目的设备投入金额较大，固定资产折旧费用为新能源发电项目运营期的主要营业成本。根据公司本次募集资金投资项目使用计划，全部项目建成后公司固定资产规模将增加 802,359.57 万元，每年将新增折旧摊销费用约 42,058.53 万元，占公司 2022 年营业收入的 2.81%，占公司 2022 年净利润的 35.62%。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。”

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

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 1-6 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	54,349.25	70.40	114,857.97	68.43	125,973.04	69.24	99,626.57	69.23
折旧费用	10,153.64	13.16	24,149.08	14.39	23,781.99	13.07	20,646.93	14.35
职工薪酬	6,539.59	8.47	14,140.27	8.42	17,968.56	9.88	11,808.10	8.21
其他	6,154.19	7.97	14,691.64	8.75	14,219.05	7.82	11,826.87	8.22
合计	77,196.67	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 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
供热业务收入	57,085.82	113,144.62	131,736.79	113,798.26
其中：采暖供热	46,883.96	86,180.74	76,060.41	74,840.08
工业蒸汽	10,201.86	26,963.88	55,676.38	38,958.18
供热业务成本	77,119.67	167,838.96	181,942.64	143,908.47
其中：采暖供热	68,619.46	141,461.09	121,746.21	104,354.00
工业蒸汽	8,500.21	26,377.87	60,196.42	39,554.47
供热业务毛利	-20,033.85	-54,694.34	-50,205.85	-30,110.21
其中：采暖供热	-21,735.50	-55,280.35	-45,685.80	-29,513.92
工业蒸汽	1,701.65	586.02	-4,520.05	-596.29
供热业务毛利率	-35.09	-48.34	-38.11	-26.46
其中：采暖供热	-46.36	-64.14	-60.07	-39.44
工业蒸汽	16.68	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 1-6 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	46,883.96	-46.36	86,180.74	-64.14	76,060.41	-60.07	74,840.08	-39.44
工业蒸汽	10,201.86	16.68	26,963.88	2.17	55,676.38	-8.12	38,958.18	-1.53
供热业务收入	57,085.82	-35.09	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 1-6 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1-6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 1-6 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 1-6 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 78.57%。

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 1-6 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	609,981.87	79.90	1,141,068.58	76.30	958,262.92	72.72	789,823.25	78.51
热力业务	57,085.82	7.48	113,144.62	7.57	131,736.79	10.00	113,798.26	11.31
运维及其他业务	96,376.43	12.62	241,262.18	16.13	227,755.87	17.28	102,380.25	10.18
合计	763,444.12	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 1-6 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 **96,376.43 万元**，占营业收入的比例分别为 10.18%、17.28%、16.13%、**12.62%**，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 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业收入	96,376.43	241,262.18	227,755.87	102,380.25
营业成本	94,108.44	234,168.40	220,193.30	102,484.89
毛利	2,267.99	7,093.78	7,562.57	-104.64
毛利率	2.35%	2.94%	3.32%	-0.10%

2020 年至 2023 年 1-6 月，公司运维及其他业务毛利率分别为-0.10%、3.32%、2.94%、**2.35%**，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 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
运维及其他业务收入	96,376.43	241,262.18	227,755.87	102,380.25
占营业收入的比例	12.62%	16.13%	17.28%	10.18%
毛利率	2.35%	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 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业收入	763,444.12	1,495,475.37	1,317,755.58	1,006,001.76
营业成本	537,080.88	1,137,757.63	1,037,170.82	777,043.44
营业利润	143,421.40	145,424.28	90,552.59	88,470.78
净利润	127,970.59	118,063.15	78,533.15	79,900.41
经营活动现金流净额	204,184.04	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 6 月末的 **957.44 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 6 月 30 日 /2023 年 1-6 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	0.77	0.68	0.56	0.52
速动比率	0.75	0.66	0.54	0.51
资产负债率（%） （母公司）	69.27	71.93	71.85	75.30
资产负债率（%） （合并）	71.40	72.12	78.61	79.86

财务指标	2023年6月30日 /2023年1-6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
利息保障倍数	2.76	1.69	1.52	1.56

2020年末至2023年6月末，公司流动比率分别为0.52、0.56、0.68和**0.77**；速动比率分别为0.51、0.54、0.66和**0.75**。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1-6月，公司利息保障倍数分别为1.56、1.52、1.69和**2.76**。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6月末，公司合并口径下资产负债率分别为79.86%、78.61%、72.12%和**71.40%**。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 6月30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	66.84	66.44	64.73	67.43
600236.SH	桂冠电力	52.40	51.40	55.69	56.77
600642.SH	申能股份	56.46	57.55	57.01	48.97

证券代码	证券简称	2023 年 6 月 30 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
000883.SZ	湖北能源	55.92	53.79	50.25	41.74
601016.SH	节能风电	60.47	62.12	71.12	68.07
600032.SH	浙江新能	64.71	69.35	71.11	65.99
600821.SH	金开新能	72.03	72.99	79.22	76.04
603693.SH	江苏新能	56.09	55.84	59.31	54.00
001896.SZ	豫能控股	88.44	86.89	80.63	69.29
600163.SH	中闽能源	48.00	49.10	54.30	63.78
平均值		62.14	62.55	64.34	61.21
发行人		71.40	72.12	78.61	79.86

2020 年末至 2023 年 6 月末，公司合并口径资产负债率分别为 79.86%、78.61%、72.12%和 **71.40%**，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

项目	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日
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 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业收入	763,444.12	1,495,475.37	1,317,755.58	1,006,001.76
净利润	127,970.59	118,063.15	78,533.15	79,900.41
经营活动现金流净额	204,184.04	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 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
经营活动现金流净额	204,184.04	732,837.29	343,716.19	333,652.34
利息保障倍数	2.76	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 6 月末，公司货币资金余额为 15.90 亿元，其中非受限货币资金的金额为 15.33 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 1-6 月，我国可再生能源发电新增装机 1.09 亿千瓦，占全国新增装机的 77%。其中，水电新增 536 万千瓦、风电新增 2,299 万千瓦、太阳能发电新增 7,842 万千瓦、生物质发电新增 176 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 1-6 月，全国可再生能源发电量达到 1.34 万亿千瓦时，其中水电发电量 5,166 亿千瓦时，风电发电量 4,628 亿千瓦时，光伏发电量 2,663 亿千瓦时，生物质发电量 984 亿千瓦时。

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。

因此，在上述政策规定补贴退坡时间后新建的新能源新项目不再获取国家补贴，补贴退坡前已投建的新能源项目仍按原补贴水平获取相应的国家补贴。

（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 6 月 30 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	705,982.24	68.21	4,775.31	0.68	621,890.44	71.00	4,884.59	0.79
1-2 年	227,767.49	22.01	1,815.62	0.80	150,424.70	17.17	2,281.72	1.52
2-3 年	51,778.23	5.00	667.22	1.29	52,430.33	5.99	219.77	0.42
3-4 年	26,876.70	2.60	34.31	0.13	27,679.98	3.16	18.18	0.07
4-5 年	19,164.92	1.85	-	-	19,992.95	2.28	-	-
5 年以上	3,493.07	0.34	1,685.40	48.25	3,493.07	0.40	1,685.4	48.25
合计	1,035,062.66	100.00	8,977.86	0.87	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 **68.21%**，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 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	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	新能源业务收入占比	应收账款周转率
节能风电	100.00	0.77	100.00	1.07	100.00	0.87	100.00	0.90
金开新能	97.27	0.56	100.00	0.68	100.00	0.64	99.93	0.61
中闽能源	未披露	0.95	99.49	0.97	100.00	1.10	100.00	1.61
三峡能源	98.58	0.91	99.26	1.04	99.16	0.99	98.82	1.02
江苏新能	93.38	0.96	93.14	0.99	80.03	1.15	64.36	1.24
浙江新能	80.80	0.66	74.44	0.85	71.49	0.73	71.01	0.80
申能股份	13.76	3.34	12.19	3.95	9.07	4.58	8.10	4.82
湖北能源	12.71	4.61	9.58	5.50	6.67	6.47	6.00	6.49
桂冠电力	13.95	5.48	9.44	7.59	7.52	6.26	2.74	7.95
豫能控股	3.26	6.04	2.14	7.42	1.81	6.80	未披露	5.86
平均值	57.08	2.43	59.97	3.01	57.58	2.96	61.22	3.13
发行人	47.58	1.62	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 1-6 月应收账款周转率按年化折算

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

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当于存续期内预期信用损失的金额计量损失准备
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	

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	
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

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
			大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其他款项	
	应收合并范围内关联往来组合	客户类型	
	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

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
			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 6 月 30 日 /2023 年 1-6 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	763,444.12	2.10%	1,495,475.37	13.49%	1,317,755.58	30.99%	1,006,001.76
应收账款余额	1,035,062.66	18.17%	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	67.79%		58.57%		63.69%		67.06%
应收账款周转率	1.62		1.76		1.75		1.79

注：2023 年 1-6 月的收入变动率、应收账款余额占营业收入比例及应收账款周转率经年化折算。

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 6 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 6 月末		2023 年 1-6 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	10.11	1,314.31	0.24	2,468.66	2.97	2,410.96	0.56	2,455.95	1.00
	光伏	91.53	9.53	910.57	1.70	1,704.97	1.65	1,638.91	0.31	1,810.84	2.26
华北地区	风电	39.95	4.16	1,026.68	0.13	1,684.28	25.73	2,329.47	7.95	1,654.88	0.34
	光伏	119.52	12.44	820.80	2.38	1,613.11	1.20	1,268.63	8.64	1,546.47	8.36
华中地区	风电	23.14	2.41	1,021.09	0.32	1,999.84	2.02	1,919.79	1.13	1,336.02	0.00
	光伏	21.72	2.26	619.71	0.26	1,342.38	0.04	875.84	1.32	1,010.67	0.00
华东地区	风电	93.08	9.69	1,128.87	0.35	2,225.81	0.20	1,991.91	0.13	1,887.86	0.00
	光伏	217.44	22.63	665.75	1.23	1,333.75	1.63	1,264.17	1.18	1,223.54	1.03
华南地区	光伏	67.70	7.05	451.95	0.01	1,163.28	0.08	1,227.38	0.07	1,096.54	0.00
西北地区	风电	59.90	6.23	890.37	0.42	1,647.92	11.12	1,772.99	9.81	1,664.85	8.67
	光伏	113.20	11.78	782.10	4.77	1,461.86	5.62	1,331.00	6.02	1,484.97	6.60
西南地区	风电	13.60	1.42	1,754.60	0.09	2,565.03	0.00	2,636.04	0.00	3,086.76	0.00
	光伏	3.00	0.31	633.96	3.51	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 1-6 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	89,023.94	54.46	157,716.19	52.77	136,828.95	53.06	99,261.79	53.59
光伏发电	94,799.23	47.45	176,899.32	47.66	140,248.54	51.29	112,618.42	55.16
火电	60,305.94	24.44	70,702.80	15.01	46,150.55	10.81	47,292.95	11.81
热力业务	-20,033.85	-35.09	-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 6 月 30 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	本次发行董事会前 6 个月前实缴金额	本次发行董事会前 6 个月已投及拟投资金额	是否为财务性投资	发行人的决策影响力	扣除募集资金总额
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	-	10,000.00	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	3,676.66	-	21,000.00	是	较强的决策影响力	21,000.00
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	100.00	14,900.00	是	较强的决策影响力	14,900.00
4	中吉慧能（深圳）投资有限公司	2021 年 9 月	300.00	150.00	177.28	150.00	150.00	是	相对有限	150.00
合计			46,300.00	17,067.00	17,639.50	250.00	46,050.00	/	/	46,050.00

注：2022 年 6 月 17 日发行人向氢能基金实缴 100.00 万元；2021 年 11 月 26 日，发行人向中吉慧能实缴 150.00 万元。

截至 2023 年 6 月 30 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。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）、深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司、电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）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 个月后，对该四家单位已实施及拟实施的投资金额合计 46,050.00 万元，已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
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电力有限公司	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（0.05%）的滞纳金；
投资决策委员会决策	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

事项	条款	主要内容
程序		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；
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 6 月 30 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。

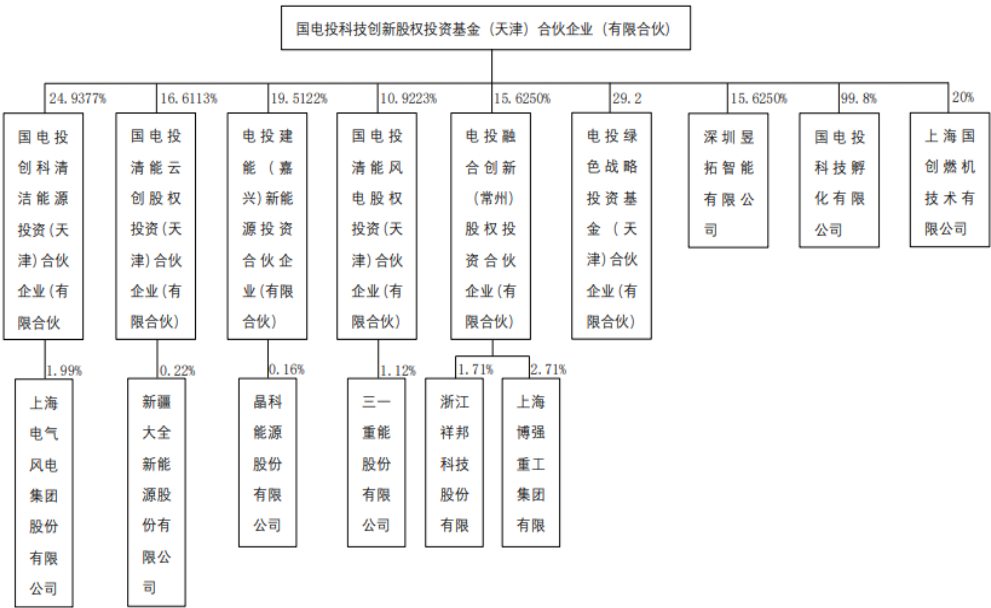
(6) 投资计划

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 6 月 30 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%	41,200.00	参与三一重能 IPO 战略配售

序号	对外投资企业名称	持股比例	注册资本	主营业务
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	1.71%	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	2.71%	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 6 月 30 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；

事项	条款	主要内容
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（¥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 6 月 30 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街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

（7）穿透后的具体投资标的

截至 2023 年 6 月 30 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街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街公司 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。但基于谨慎性原则，发行人将对吉电盈晟的投资认定为财务性投资，并按其认缴金额 21,000.00 万元从募集资金总额中扣除。

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；

事项	条款	主要内容
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);
出资安排	6.1 及 6.2.2	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。 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。
投资决策委员会决策程序	8	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; 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; 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。
合伙企业收入分配	9.1.1	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: (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

事项	条款	主要内容
		相关的合伙费用。 (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 6 月 30 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 6 月 30 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）储能投资有限公司	15%	20,000 万	3,000 万	3,000 万	铅碳电池制造

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 **47.58%**，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。但基于谨慎性原则，发行人将对氢能基金的投资认定为财务性投资，并按认缴金额（除本次发行董事会决议日前六个月前已实缴的 100 万元）14,900.00 万元从募集资金总额中扣除。

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	北京原洪新能源科技有限公司	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

事项	条款	主要内容
		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。

（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 6 月 30 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。

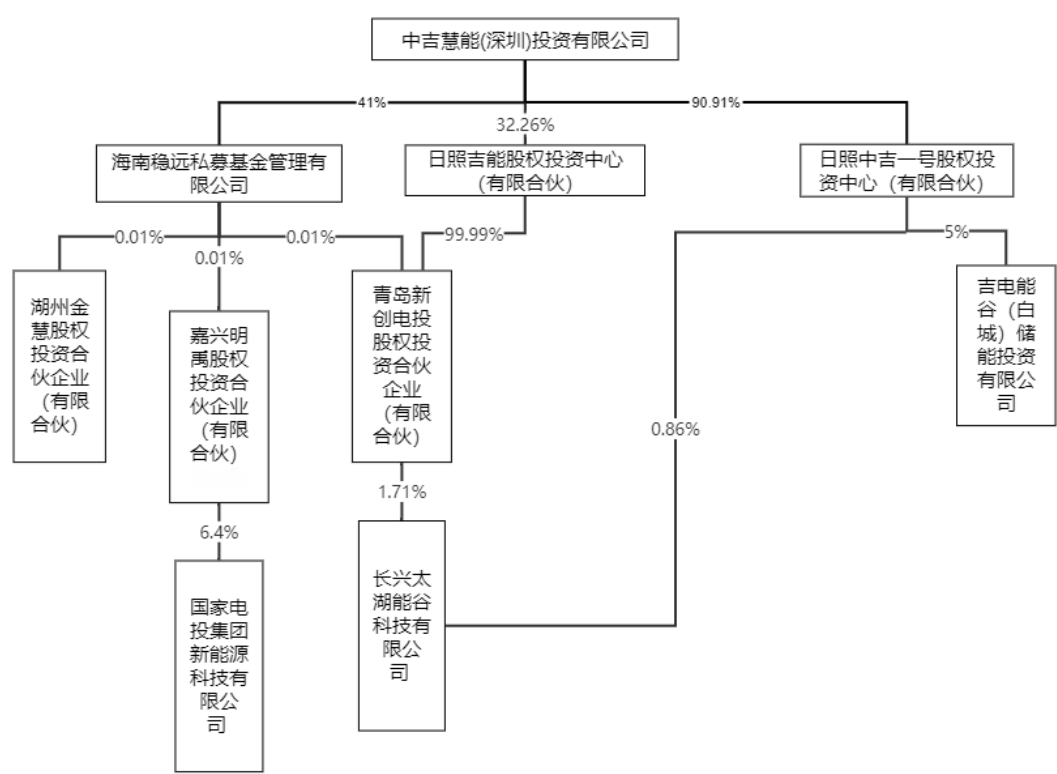
（6）投资计划

- 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 6 月 30 日，中吉慧能穿透至末级投资标的股权结构图及投资标的具体明细分别如下：

① 穿透后的股权结构图



② 投资标的具体明细

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	32.26%	3,100.00	私募股权投资基金管理

序号	单位全称	持股比例	注册资本	主营业务
	有限合伙)			
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)储能投资有限公司	5.00%	20,000.00	铅碳电池制造
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，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 6 月 30 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	26,238.45	2.16%	否
3	其他流动资产	90,827.62	7.48%	否
4	长期应收款	13,317.24	1.10%	否
5	长期股权投资	114,843.34	9.46%	部分涉及财务性投资
6	其他权益工具投资	33,152.79	2.73%	部分涉及财务性投资
7	其他非流动资产	189,658.45	15.63%	否

1、交易性金融资产

截至 2023 年 6 月 30 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，吉电股份认购碳中和资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 6 月末，公司其他应收款账面余额为 31,502.17 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 6 月 30 日
押金、保证金	18,264.08
往来款	12,694.88
其他	543.21
账面余额	31,502.17
减：坏账准备	5,263.72
账面价值	26,238.45

3、其他流动资产

截至 2023 年 6 月末，公司其他流动资产余额为 90,827.62 万元，主要为待抵扣进项税，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 6 月 30 日
留抵的增值税进项税	89,300.43
预缴企业所得税	301.59
预缴保险费	1,225.60
合计	90,827.62

4、长期应收款

截至 2023 年 6 月末，公司长期应收款账面价值为 13,317.24 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 6 月末，公司长期股权投资账面价值为 **114,843.34** 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
广西国电投海外能源投资有限公司	60,500.44	35.00%	电力开发、建设、运营	否
长春绿动氢能科技有限公司	19,487.49	26.77%	新兴能源技术研发	否
吉度（苏州）智慧能源有限公司	6,044.58	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	4,005.08	20.00%	储能电池制造	否
国家电投集团长兴储能有限公司	3,805.97	40.00%	储能业务	否
深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司	3,676.66	35.00%	投资新能源项目	是
通榆中吉光热发电有限公司	3,450.00	50.00%	新能源发电	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	是
安庆高新吉电能源有限公司	2,813.91	49.00%	电力供应	否
吉电未来智维能源科技（吉林）有限公司	2,533.55	32.00%	电站运维服务	否
国家电投集团当雄能源有限公司	1,434.47	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	1,357.59	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
氢动力（北京）科技服务有限公司	932.59	14.65%	氢能大巴租赁	否
吉电憧憬（吉林）新能源发展有限公司	625.07	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	424.64	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	177.28	30.00%	投资新兴能源项目	是
山东鸿吉新能源有限公司	150.01	50.00%	新能源发电	否
潍坊捷凯能源管理有限公司	102.34	50.00%	新能源发电	否
吉林省吉电能源服务有限公司	44.02	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	60.16	50.00%	新能源发电	否
合计	114,843.34	/	/	/

公司对广西国电投海外能源投资有限公司（以下简称“广西海能”）认缴金额为 45,500.00 万元，已于 2020 年全部实缴完毕。广西海能主营业务为电力开发、建设和运营，其经营范围中的投资业务仅限于电力业务，广西海能 2022 年风电业务收入占其主营业务收入的 99.44%。公司对广西海能的投资目的主要是为了开发广西区域优质项目，拓展清洁能源市场，符合公司主营业务及战略发展方向，不以获取投资收益为目的，因此并非财务性投资。

吉电能谷（白城）储能投资有限公司主营业务为铅蓄电池的研发、生产和销售。该公司为实业企业，目前正开展“500 万 KVAh 铅碳电池和废旧铅酸电池”等储能电池开发项目，其经营范围无投资业务。国家电投集团长兴储能有限公司主营业务为储能业务，目前正开展“和平共储”综合智慧能源项目等储能项目。该两家公司主营业务属于电力业务中的储能领域，为新能源发电业务重要环节，符合发行人的主营业务及战略发展方向。发行人对该公司的投资旨在通过储能领域的发展提升新能源发电存储和消纳，并促进作为发行人主要发展方向的储能业务的发展，从而促进发行人整体业务的发展，该投资并非财务性投资。

深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司、电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）和中吉慧能（深圳）投资有限公司主营业务为新兴能源项目投资，基于谨慎性原则，公司将对上述企业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 6 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

项目	账面价值	持股比例	主营业务	是否为财务性投资
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，公司将对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 6 月末，公司其他非流动资产为 189,658.45 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 6 月 30 日
留抵的增值税进项税	93,809.40
预付工程设备款	95,764.43
其他	84.62
合计	189,658.45

综上，发行人最近一期末财务性投资金额合计 46,400.00 万元，占公司归属于母公司净资产的 3.82%。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。

基于谨慎性原则，发行人将对吉电盈晟的投资认定为财务性投资，并按其认缴金额 21,000.00 万元从募集资金总额中扣除；对氢能基金的投资认定为财务性投资，并按认缴金额（除本次发行董事会决议日前六个月前已实缴的 100 万元）14,900.00 万元从募集资金总额中扣除。

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），吉电股份认购碳中和资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至本回复报告出具日，公司已实施或拟实施的财务性投资共计 46,150.00 万元，具体包括：

- 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。
- ④ 投资深圳市吉电盈晟新能源投资有限公司 21,000.00 万元。
- ⑤ 投资电投绿色氢能一期（海南）私募基金合伙企业（有限合伙）14,900.00 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。”，公司已召开第九届第九次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、吉电盈晟、氢能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，除吉电股份对基金（投资性主体）的投资 46,050.00 万元以及认购资产支持专项次级份额 100.00 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 71.40%，相对较高；而流动比率分别为 0.52、0.56、0.68 和 0.77，速动比率分别为 0.51、0.54、0.66 和 0.75，相对较低。2020 年末至 2022 年末，公司有息负债金额分别为 4,131,056.31 万元、4,865,144.45 万元和 4,600,967.91 万元，对应各年利息支出分别为 130,288.83 万元、165,564.72 万元和 183,970.72 万元。

公司有息负债规模及每年利息支出规模均较大，且公司未来存在以本次募投项目为主的资本性支出计划。如未来公司业绩未达预期或销售回款速度减慢，导致经营性现金流入减少，公司将存在按期支付利息及偿还债务的压力，从而存在一定的偿债风险。

(二) 应收账款回收风险

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。

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 1,026,084.80 万元，占发行人流动资产的比例分别为 74.33%、69.95%、73.78%和 75.50%，应收账款随着收入增长呈逐年增长趋势，且占流动资产比例较大。报告期各期末，坏账计提比例分别为 0.33%、0.46%、1.04%和 0.87%，截至报告期末应收账款坏账准备金额为 8,977.86 万元。

若未来财政部对于可再生能源补贴发放周期延长，或因市场环境变化导致客户结算周期延长，应收账款回收速度减慢，将对公司经营现金流入造成不利影响，并因应收账款账龄延长，可能导致坏账计提金额上升，影响公司业绩。”

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	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

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
	44 号)		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。”
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），审查意见为原则同意该节能报告。

依据《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）的规定，“风电站、光伏电站（光热）”不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。本次募投项目除大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目（制氢合成氨部分）外，其他项目（包括大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目的风电部分及光伏部分）均为风电、光伏发电项目，无需单独进行节能审查。

（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》

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

1、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品不属于《环保名录》中规定的“高污染、高环境风险”产品

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。

2、大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目产品不属于“高排放、高耗能”产品

根据生态环境部综合司有关负责人就《环境保护综合名录（2021年版）》（简称“《名录（2021年版）》”）答记者问答“《名录（2021年版）》编制的总体要求和基本原则是什么？答：贯彻习近平生态文明思想，深入打好污染防治攻

坚战，坚持新发展理念，坚决遏制高耗能、高排放项目盲目发展，进一步完善“双高”产品名录，提出除外工艺与污染防治设备，推动在财税、贸易等领域应用，引导企业技术升级改造，促进重点行业企业绿色转型发展”，即编制《名录（2021 年版）》的目的为引导企业技术升级改造，促进重点行业企业绿色转型发展。

对于“高排放”部分。合成氨工艺在氢气与氮气合成氨的过程中涉及的氢气、氮气和合成氨产品均不属于污染物，不产生二氧化碳的排放；而二氧化碳等污染物的排放环节主要源于传统工艺中通过煤、石油等化工原料生产氢气的过程产生的污染物排放。大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目通过绿电电解水制氢，过程中无二氧化碳等污染物的排放，可大幅降低传统合成氨工艺的污染气体排放，与《名录（2021 年版）》“引导企业技术升级改造，促进重点行业企业绿色转型发展”的要求相符。

对于“高耗能”部分。2022 年，国家发展改革委、工信部、商务部等七部门联合印发《促进绿色消费实施方案》，要求“加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束，各地可根据实际情况制定高耗能企业电力消费中绿色电力最低占比”，即高耗能企业使用绿色电力为国家发展改革委等七部委鼓励的降低能耗措施。根据《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），大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目制氢合成氨部分能耗折算成标准煤为 216,075 吨/年，其中电力约 175,473 万千瓦时/年，液化石油气约 244 吨/年。对比传统合成氨工艺，本项目能耗主要系使用新能源电力电解水制氢所需的能量消耗较大。本项目新能源电力消耗主要来自于自行建造的风电、光伏发电的“绿色”项目，电力供应过程中不消耗化石能源，不新增电网电能消耗负担，折算成标准煤较大系因内部自发自用电力折算的原因，实际外部耗能较少，符合七部委《促进绿色消费实施方案》的要求，与《名录（2021 年版）》“引导企业技术升级改造，促进重点行业企业绿色转型发展”的要求相符。

（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
		脱盐水处理站排水	脱盐水处理环节	371,864 t/a

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
		循环水站排水	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。

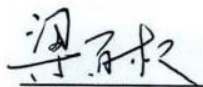
（本页无正文，为《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》之发行人盖章页）

吉林电力股份有限公司

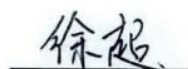


（以下无正文，为《关于吉林电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》之保荐机构签字盖章页）

保荐代表人：



梁百权



徐 超

国信证券股份有限公司

2023 年 9 月 13 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9月13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	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	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。