

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）

关于新特能源股份有限公司

首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件
的审核问询函之回复

上海证券交易所：

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”）作为新特能源股份有限公司（简称“新特能源”“公司”“发行人”）首次公开发行股票并在沪市主板上市申请的财务审计机构，根据贵所于 2023 年 3 月 9 日出具的《关于新特能源股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的审核问询函》（上证上审【2023】169 号）（以下简称“《审核问询函》”）要求，对《审核问询函》所列问题进行了逐项落实、核查，现回复如下（以下简称“本问询回复”或“本回复”），请予审核。

除另有说明外，本回复中的简称或名词的释义与《新特能源股份有限公司首次公开发行股票并在主板上市招股说明书（申报稿）》（以下简称“招股说明书”）中的含义相同。

本回复中部分合计数与各明细数直接相加之和在尾数上如有差异，这些差异是由于四舍五入造成的。

问题 1、关于新能源补贴

根据申报材料：（1）2022 年 3 月发布的《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（以下简称《自查通知》）要求在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，根据 2023 年 1 月 6 日公布的第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，公司持有的电站中存在发电补贴的电站项目共计 27 个，其中 12 个未纳入第一批清单；（2）根据公司自查，前述 12 个项目中，有 3 个项目符合本次自查标准，公司预计申诉后可正常获得电价补贴，有 9 个项目存在瑕疵，包括 1 个项目未纳入年度可再生能源项目建设计划和规模，8 个项目未在规定时间内全容量并网；（3）9 个瑕疵项目可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险，公司已对存在减值迹象的新能源电站相关资产计提了资产减值准备，并对可能会被要求退回的已到账电价补贴款冲减当期营业收入，金额共计 104,718.94 万元，其中：电价补贴应收款项计提信用减值损失 67,829.75 万元，电站相关资产组计提资产减值准备 32,267.57 万元，已收到可能会退回的电价补贴 4,621.62 万元冲减当期营业收入。

请发行人说明：（1）对于未纳入第一批清单的项目，公司预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴的判断依据是否充分，目前申诉的进度，是否取得相关部门认可，是否存在类似已申诉成功的案例；9 个存在瑕疵的项目是否拟进行申诉，后期是否仍可能获取补贴，发行人对前述项目的未来安排；（2）《自查通知》对于能否获取补贴的相关要求是否在前期政策文件中均已明确，公司前期确认收入及各关键节点（如应当全容量并网时）对于收入估计的依据是否充分，对于受《自查通知》影响的项目，是否应当作为前期会计差错更正处理，如是，请区分前期已收到可能退回、未收到款项部分，说明会计差错更正的具体方式，是否符合企业会计准则及相关规定；（3）公司进行上述会计处理的具体原因、计算过程及数据来源，损益调整是否充分；对于存在无法获取或无法全额获取发电补贴风险的项目，其合同价款的变动是否因所提供商品或服务相关原因导致，而非客户的信用风险导致，结合前述事项及同行业公司会计处理方式，说明公司针对《自查通知》进行的会计处理是否符合企业会计准则及相关规定。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

1-1 对于未纳入第一批清单的项目，公司预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴的判断依据是否充分，目前申诉的进度，是否取得相关部门认可，是否存在类似已申诉成功的案例；9 个存在瑕疵的项目是否拟进行申诉，后期是否仍可能获取补贴，发行人对前述项目的未来安排

2022 年 3 月 24 日，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（以下简称“自查通知”），在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查与核查工作，自查与核查对象包括电网和发电企业，范围为截止到 2021 年 12 月 31 日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目，主要为风电、集中式光伏电站以及生物质发电项目，以进一步摸清可再生能源发电补贴底数。

2022 年 10 月 8 日，国家发展改革委、国家能源局以及财政部联合发布《可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》（发改办运行〔2022〕853 号），就部分特殊光伏发电项目、建设时间跨度大的风电项目上网电价确定，以及纳入补贴项目容量的认定、光伏项目备案容量的认定标准、风电项目核准规模是否超出规划规模的认定等事项进行了明确。

2023 年 1 月 6 日，受国家发展改革委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单（以下简称“第一批合规项目清单”），本次公布第一批合规项目共计 7,335 个。

截至 2022 年末，公司持有的电站中确认发电补贴收入的电站项目共计 27 个，其中：已纳入第一批合规项目清单的项目 15 个；未纳入第一批合规项目清单的项目 12 个。

本次《自查通知》确定的自查及核查范围为截止到 2021 年 12 月 31 日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目。除上述 27 个电站项目外，公司持有的其他电站项目均为平价项目（不享受可再生能源发电补贴），因在建设之初便确定为不享受电价补贴，因此不属于本次《自查通知》规定的自查及核查范围，不存在因《自查通知》而需计提减值准备的情形。

一、对于未纳入第一批清单的项目，公司预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴的判断依据是否充分，目前申诉的进度，是否取得相关部门认可，是否存在类似已申诉成功的案例

（一）公司预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴的判断依据充分

公司对未纳入第一批合规项目清单的 12 个发电项目中，预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴，具体情况如下：

序号	项目公司名称	项目名称	是否已纳入补贴清单	是否已开始获得补贴	备注
1	孟县华光光伏发电有限公司	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	是	否	申报开始时间：2020 年 5 月 审核通过时间：2021 年 4 月 补贴清单公布时间：2021 年 4 月，已纳入国家电网 2021 年第七批可再生能源发电项目补贴清单。
2	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	正在申报	否	2021 年 1 月 18 日，项目公司发起补贴申报，并通过省电力公司、能源局审核通过；国家可再生能源信息管理中心审核暂未通过，后续因全国开展可再生能源补贴核查工作，申报流程暂停。
3	哈巴河县新特风电有限公司	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	是	是	申报开始时间：2018 年 1 月 审核通过时间：2018 年 6 月 补贴目录公布时间：2018 年 6 月，已纳入第七批可再生能源电价附加资金补助目录。

1、山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目

公司子公司孟县华光光伏发电有限公司持有的“山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目”于 2017 年 3 月 25 日开工建设，2017 年 11 月 27 日首次并网 5MW，由于征地进度影响，于 2018 年 8 月全容量并网。本次核查过程中关注到该项目直流侧组件装机容量为 100MW，交流侧逆变器容量为 93.12MW，核查小组认为该项目实际建成装机容量低于备案容量，即交流侧逆变器容量 93.12MW 低于 100MW。因此，该项目暂未纳入第一批合规项目清单。

根据国家发展改革委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司于 2022 年 10 月 8 日联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》（发改办运行[2022]853 号）的相关规定，若备案文件中装机规模的单位是“MWp”，备案容量按直流侧容量认定。该项目备案文件记录的建设装机规模为 100MWp，故应按直流侧容量认定备案容量，该项目符合相关核查要求。因此，

公司预计该项目经申诉后可正常获得电价补贴。

2、山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目

公司子公司菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司持有的“山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目”于 2019 年 8 月 29 日开工建设，2020 年 12 月 19 日首台机组并网，2020 年 12 月 28 日全容量并网，由于并网期间风速较低，2020 年 12 月 31 日前该项目发电最大出力为 72.7%。本次核查过程中，山东省能监办以项目发电最大出力 80%以上作为全容量并网时间的核查标准，故判定该项目在 2020 年 12 月 31 日前未完成全容量并网，上述判断标准不同于其他省份“全部机组带电”标准。

由于该项目于 2020 年 12 月 31 日前全部机组均已带电，符合《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》以及《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》（发改办运行[2022]853 号）相关要求。因此，公司预计该项目申诉后可正常获得电价补贴。

公司向同行业公司三峡能源所属的一个存在类似情况的电站项目公司进行了沟通，该项目亦处于山东省。经沟通了解，该项目未进入补贴清单，尚未获得电费补贴，未纳入第一批合规项目清单，其认为经申诉后可正常获得电价补贴，对累计确认的补贴电费收入未进行冲减收入或计提信用减值损失，与公司对山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目的处理方式一致。

3、哈巴河风电场一期 49.5MW 项目

公司子公司哈巴河县新特风电有限公司持有的“哈巴河风电场一期 49.5MW 项目”于 2015 年 7 月开工建设。在项目建设过程中，因国家规划调整（2017 年新疆地区划定生态保护红线），项目用地被划入生态保护红线内。该项目用地被划入生态保护红线后，“哈巴河风电场一期 49.5MW 项目”未新建、扩建项目，实际并网容量为 16.5MW，于 2015 年 12 月完成并网。本次核查过程中，核查小组认为该项目实际装机容量低于核准容量。

国家发展改革委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合下发的《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》（发改办运行[2022]853 号）关于纳入补贴项目容量的相关规定：风电项目纳入补贴范围的“项

目容量”以核准时确定的容量为准，受风机选型因素影响，允许核准文件明确的项目规模与各省（区、市）年度开发建设方案或实施方案明确的项目规模存在一定偏差，偏差不超过单台额定功率最小机组的容量。项目实际并网容量小于核准容量的，纳入补贴的项目容量以实际并网容量为准，项目实际并网容量超过核准容量的部分，需按比例核减补贴资金。

哈巴河风电场一期 49.5MW 项目因上述项目用地调整原因，导致最终实际并网容量为 16.5MW，公司也按照实际建设容量申报补贴，并进入第七批可再生能源电价附加资金补助目录。虽其实际建设规模小于开发建设方案明确的项目规模，且偏差超过单台额定功率最小机组的容量，但根据《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》（发改办运行[2022]853 号）规定，风电项目实际并网容量小于核准容量的，纳入补贴的项目容量以实际并网容量为准。因此，“哈巴河风电场一期 49.5MW 项目”目前已建成的 16.5MW 符合补贴标准，公司预计该项目经申诉后可正常获得电价补贴。

公司向同行业公司华电新能源所属的一个存在类似情况的电站项目公司进行了沟通，该项目亦位于新疆维吾尔自治区哈巴河县。经沟通了解，该项目进入了第七批可再生能源电价附加资金补助目录，已开始获得电费补贴，未纳入第一批合规项目清单，未收到要求退还补贴款的通知，其认为经申诉后可正常获得电价补贴，对累计确认的补贴电费收入未进行冲减收入或计提信用减值损失，与公司对哈巴河风电场一期 49.5MW 项目的处理方式一致。

综上，公司认为上述 3 个发电项目可正常获得电价补贴的判断依据充分。

（二）上述 3 个电站项目目前申诉的进度，是否取得相关部门认可，是否存在类似已申诉成功的案例

公司在获知上述项目最终未纳入第一批合规项目清单后，根据项目实际情况整理申诉材料，并于 2022 年 12 月至 2023 年 3 月期间将申诉材料提交至各省能监办并最终上报至国家可再生能源中心。截至本回复出具日，尚未获得相关部门的反馈信息。由于国家相关部门分批次公布可再生能源发电补贴核查合规项目清单，目前仅公布了第一批合规项目清单，因此，公司目前尚未获知有其他类似已申诉成功的案例。

（三）对预计可正常获得电价补贴的 3 个电站项目的后续会计处理及依据

根据自查及核查情况，公司预计山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目、山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目、哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）可正常获得电价补贴（具体原因详见本题回复“1-1、一、（一）公司预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴的判断依据充分”），故继续按照原补贴电价确认相应的电费补贴收入。

假定上述 3 个电站项目最终不能申诉成功，按取消补贴电价模拟测算，并参照 9 个存在瑕疵的电站项目的会计处理方式，对发行人收入和利润的影响情况如下：

单位：万元

序号	项目公司名称	项目名称	累计补贴电费收入调减	预计无法收到的增值税销项税	净利润减少	归属于母公司股东的净利润减少
1	孟县华光光伏发电有限公司	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	1,478.52	200.93	1,629.22	1,234.13
2	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	3,780.74	491.50	4,149.36	3,143.14
3	哈巴河县新特风电有限公司	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	3,787.50	529.41	4,184.56	3,169.80
合计			9,046.76	1,221.84	9,963.14	7,547.08

由上表可知，假定上述 3 个电站项目最终不能申诉成功，按取消补贴电价模拟测算，将导致公司 2022 年净利润减少 9,963.14 万元、归属母公司股东的净利润减少 7,547.08 万元，减少金额占 2022 年净利润、归属于母公司股东的净利润的比例分别为 0.70%、0.57%，影响较小。

二、9 个存在瑕疵的项目是否拟进行申诉，后期是否仍可能获取补贴，发行人对前述项目的未来安排

（一）9 个存在瑕疵的电站项目的具体情况

对未纳入第一批清单的 12 个发电项目，经过充分自查，公司预计有 8 个项目因可能被认定为未在规定时间内全容量并网，1 个电站项目因未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模存在一定瑕疵，可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险。具体情况如下：

1、9 个电站项目纳入补贴清单或申报情况

序号	项目公司名称	项目名称	是否已纳入补贴清单	是否已开始获得补贴	项目纳入补贴清单或补贴申报情况
1	哈密风尚发电有限责任公司	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	是	是	2016 年 9 月，已纳入第七批可再生能源电价附加资金补助目录
2	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	是	是	2018 年 6 月，已纳入第 7 批可再生能源电价附加补助目录
3	包头市光羿太阳能发电有限责任公司	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	是	是	2020 年 8 月，已纳入内蒙古电力集团公布的首批可再生能源发电项目补贴清单。
4	奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	是	是	2020 年 11 月，已纳入国家电网 2020 年第八批可再生能源发电项目补贴清单。
5	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	正在申报	否	2021 年 8 月在国网新能源云平台提交补贴申报，2021 年 11 月经电网公司审核通过，2021 年 12 月 31 日经内蒙古自治区能源局审核，要求进一步提供依据文件，后续因全国开展可再生能源补贴核查工作，申报流程暂停。
6	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	正在申报	否	
7	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	正在申报	否	
8	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	正在申报	否	
9	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	正在申报	否	资料准备中，因全国开展可再生能源补贴核查工作，申报流程暂停。

2、9 个电站项目电价补贴自查情况及初步核查情况

（1）1 个电站项目未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模

公司子公司奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司（以下简称“奈曼旗汇特”）持有的“奈曼旗汇特一期 30MW 光伏发电项目”于 2013 年 12 月 2 日取得通辽市发展和改革委员会出具的《关于汇特奈曼旗 30MW 光伏并网发电项目备案的通知》（通发改能源字[2013]1121 号），于 2016 年 6 月 13 日取得通辽市发展和改革委员会出具的《关于汇特奈曼旗 30MW 光伏并网发电项目备案文件延期的通知》（通发改能源字[2016]279 号），该项目于 2016 年 6 月 30 日实现全容量并网，并于 2020 年进入第八批可再生能源发电补贴项目清单。该项目已取得通辽市发展和改革委员会的备案，并纳入内蒙古自治区 2015 年度增补光伏发电建设指标，但该项目未被纳入到国家年度可再生能源项目建设计划和规模内，因此，该项目存在瑕疵。

根据内蒙古自治区发展和改革委员会 2022 年 6 月 29 日下发的《关于废止部分可再生能源项目上网电价批复的通知》（内发改价费字〔2022〕1021 号）、通

辽市发展和改革委员会 2022 年 6 月 30 日下发的《关于废止通发改价字〔2016〕272 号等 4 份可再生能源项目上网电价批复文件的通知》(该文件已于 2022 年 12 月 22 日作废)，奈曼旗汇特原持有的上网电价批复文件（通发改价字[2016]272 号）因未纳入当年年度建设规模管理而被废止。公司认为该项目可以纳入下一年度建设规模，但享受的可再生能源补贴电价将降低 0.07 元/kW.h。2022 年 8 月，公司收到根据内蒙古财政厅、内蒙古自治区发展和改革委员会和内蒙古自治区能源局联合下发的《关于追回违规领取可再生能源电价附加补助资金的通知》，要求退回前期已领取的电价补贴款，公司进行了申诉。2023 年 1 月 7 日及 2023 年 2 月 20 日，公司收到《催缴通知》，仍被要求退回前期已收到的全部可再生能源电价附加补助资金。根据核查进展情况，公司认为该项目将被取消全部电价补贴，未来能够继续获得补贴的可能性较低。

(2) 8 个电站项目可能被认定为未在规定时间内全容量并网

根据自查及核查情况，公司所持 8 个电站项目可能被认定为未在规定时间内完成全容量并网，具体情况如下：

序号	项目名称	电价补贴自查及核查情况	预计核查后的补贴电价
1	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	该项目于 2014 年 12 月取得核准，取得批复电价为 0.58 元/kW.h，2015 年 12 月实现并网。但因外部线路未及时建设完成，导致其全容量并网时间为 2018 年 6 月，晚于要求的 2015 年 12 月 31 日之前，因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	按照 2018 年全容量并网项目应享受的补贴电价，确定其应享受电价为 0.56 元/kW.h，补贴电价下降 0.02 元/kW.h
2	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	该项目于 2014 年 11 月 27 日取得核准，取得批复电价为 0.51 元/kW.h，于 2015 年 11 月实现并网，并取得电力业务许可证，但因不可抗力原因导致该项目全容量并网时间为 2016 年 6 月，晚于要求的 2015 年 12 月 31 日之前，因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	按照 2016 年全容量并网项目应享受的补贴电价，确定其应享受电价为 0.49 元/kW.h，补贴电价下降 0.02 元/kW.h
3	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	该项目于 2016 年 11 月 18 日备案，并于 2016 年 9 月 25 日通过竞价确定上网电价为 0.59 元/千瓦时。根据包头市人民政府《关于研究包头市 2016 年采煤沉陷区先进技术光伏产业示范基地建设有关事宜的会议纪要》((2016)40 号)文件，该项目应于 2017 年 6 月 30 日前具备并网条件并在 9 月 30 日前全部建成并网，但因外部变电站及相关线路未按期建设完成导致其全容量并网时间为 2019 年 12 月，因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	按照 2019 年全容量并网项目应享受的补贴电价，确定其应享受电价为 0.40 元/kW.h，补贴电价下降 0.19 元/kW.h
4	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	该项目于 2020 年 12 月完成并网，电力业务许可证记载的装机容量为 275MW、机组投运时间为 2020 年 12 月 16 日，但因不可抗力原因项目全部建成投运时间为 2021 年 5 月，因此被认定为未在规定时间内全容量并网。	核查组认定全容量并网时间在 2021 年，不再享受补贴电价，实行平价上网
5	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	该项目于 2020 年 12 月完成并网，电力业务许可证记载的装机容量为 200MW、机组投运时间为 2020 年 12 月 18 日，但因不可抗力原因项目全部建成投运时间为 2021 年 5 月，因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	
6	锡林郭勒新园新能源有限公司	该项目于 2020 年 12 月完成并网，电力业务许可证记载的装机容量为 200MW、机组投运时间为 2020 年 12 月 18 日，但	

序号	项目名称	电价补贴自查及核查情况	预计核查后的补贴电价
	200MW 风电项目	因不可抗力原因项目全部建成投运时间为 2021 年 5 月, 因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	
7	木垒大石头 200MW 风力发电项目	该项目于 2020 年 12 月完成并网, 电力业务许可证记载的装机容量为 200MW、机组投运时间为 2020 年 12 月 28 日, 但因不可抗力原因项目全部建成投运时间为 2021 年 6 月, 因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	
8	中闽(木垒)风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	该项目于 2020 年 12 月完成并网, 电力业务许可证记载的装机容量为 200MW、机组投运时间为 2020 年 12 月 28 日, 但因不可抗力原因项目全部建成投运时间为 2021 年 6 月, 因此可能被认定为未在规定时间内全容量并网。	

公司当时基于对“全容量并网”概念理解, 认为电力业务许可证记载的机组容量及并网时间符合“全容量并网”要求。根据本次可再生能源补贴核查要求, 上述 8 个电站项目所有机组全部完成并网的时间晚于电力业务许可证记载的并网时间, 故可能被认定为未在规定时间内完成全容量并网, 公司预计获得申诉成功的可能性较低。

公司上述 8 个电站项目有关“全容量并网”问题产生的主要原因:

① “全容量并网”概念的提出以及行业内对该概念认识逐步清晰

我国新能源发电行业补贴实施以来, 相关配套文件仅对海上风电项目提出了需全部机组投运, 方可享受对应电价, 但对陆上风电并网投运是否为全部并网投运并未明确。同行业中基本系根据以往的经验及案例按照项目并网或投运的时间享受电价补贴。2020 年 11 月 18 日, 财政部下发《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》(财办建[2020]70 号), 首次要求项目执行全部建成投运时间的上网电价, 并首次提出全容量并网概念和具体认定办法。

② 相关配套设施建设进度与电站项目达到并网条件的时间不一致

在各地可再生能源建设过程中, 部分项目由于电站建设和送出工程规划不一致, 送出线路滞后导致了电站建设项目无法及时实现全容量并网。上述事项导致可再生能源发电企业并网时点晚于补贴退坡的关键时间节点, 并非可再生能源发电企业主观原因导致, 行业主管部门对该类问题尚未有明确性和解释。

③ 不可抗力影响

2020 年以来, 受不可抗力影响, 部分项目上游发电设备交付延迟、吊装资源无法及时安排, 导致部分项目未能在补贴退坡的关键时间节点前实现全容量并

网。

（二）上述 9 个电站的申诉情况、获得补贴的可能性及对电站的未来安排

针对 9 个存在瑕疵的项目，公司已根据项目实际情况整理申诉材料，并提交至各省（自治区）能监办，最终上报至国家可再生能源中心，目前尚在国家可再生能源中心审核阶段。9 个存在瑕疵的项目具体情况详见本题回复“1-1、二、（一）、9 个存在瑕疵的电站项目的具体情况”所述，公司结合目前可再生能源补贴核查进展情况，以及对相关政策的理解情况对上述项目是否能够获得审核通过进行了最佳估计，公司预计获得审核通过的可能性较低。

公司对前述 9 个存在瑕疵的电站项目仍继续作为自主运营电站管理。

（三）对 9 个存在瑕疵项目的后续会计处理及依据

公司根据可再生能源补贴核查进展情况，对奈曼旗汇特一期 30MW 光伏发电项目，原补贴电价为 0.6465 元/kW.h，在公司账面记录中，2022 年 7-9 月按照 0.5765 元/kW.h 确认补贴电价收入，自 2022 年 10 月起，未确认补贴电价收入。对于其余 8 个电站项目，公司账面记录中自 2022 年 7 月起，对预计降低或取消的电价补贴不再确认收入。具体情况如下：

序号	项目	会计处理方式	依据
1	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	2022 年 7-9 月，公司按 0.88 元/kW.h（其中：基础电价 0.3035 元/kW.h，补贴电价 0.5765 元/kW.h）电价确认收入	公司认为该项目可以纳入建设规模，享受 2016 年度新增的该类项目的补贴电价，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知（发改价格〔2015〕3044 号）》，2016 年度新增的该类项目应享受的电价为 0.88 元/kW.h。
		2022 年 10 月起，不再确认补贴电费收入	2023 年 2 月 20 日，公司收到核查组下发的《催缴通知》，要求退回前期已收到的全部可再生能源电价附加补助资金，因此公司认为未来能够继续收取补贴收入的可能性较低，基于谨慎原则，公司自 2022 年 10 月开始不确认补贴电费收入。
2	木垒大石头 200MW 风力发电项目	自 2022 年 7 月起，不再确认补贴电费收入	检查组认定该等项目全容量并网时间为 2021 年度，根据 2019 年 5 月国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号），规定，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 年底核准的陆上风电项目，2021
3	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目		
4	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目		

序号	项目	会计处理方式	依据
5	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目		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。
6	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目		
7	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	补贴电价下调 0.19 元/kW.h，自 2022 年 7 月开始按 0.40 元/kW.h 确认电费收入	检查组认定其全容量并网时间为 2019 年度，根据《国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761 号），该年度新增的该类项目应享受的电价为 0.40 元/kW.h。
8	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	补贴电价下调 0.02 元/kW.h，自 2022 年 7 月开始按 0.49 元/kW.h 确认电费收入	检查组认定其全容量并网时间为 2016 年度，根据《国家发展改革委关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008 号），该年度新增的该类项目应享受的电价为 0.49 元/kW.h。
9	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	补贴电价下调 0.02 元/kW.h，自 2022 年 7 月开始按 0.56 元/kW.h 确认电费收入	检查组认定其全容量并网时间为 2018 年度，根据《国家发展改革委关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008 号），该年度新增的该类项目应享受的电价为 0.56 元/kW.h。

注：公司根据自查及核查情况，预计上述 9 个电站项目的补贴电价将被降低或取消，故在 2022 年财务报表中将上述电站项目补贴电价预计降低或取消对应的 2022 年及以前年度累计确认的补贴收入全部冲减 2022 年营业收入。

由于上述 9 个存在瑕疵的电站项目可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险，公司基于谨慎性原则，参考《企业会计准则第 14 号-收入》及其应用指南中对于合同变更的处理原则，并基于谨慎性原则，针对该等电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元（测算详见本题回复“1-3、一、（二）、2、公司 9 个存在瑕疵的电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费的计算过程”），并根据《企业会计准则第 22 号—金融工具确认和计量》的规定对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元，同时对存在减值迹象的相关电站资产组（固定资产、无形资产及使用权资产）进行减值测算，计提资产减值准备 32,267.57 万元。

1-2《自查通知》对于能否获取补贴的相关要求是否在前期政策文件中均已明确，公司前期确认收入及各关键节点（如应当全容量并网时）对于收入估计的依据是否充分，对于受《自查通知》影响的项目，是否应当作为前期会计差错更正处理，如是，请区分前期已收到可能退回、未收到款项部分，说明会计

差错更正的具体方式，是否符合企业会计准则及相关规定

一、前期政策文件中对于项目是否能够获取补贴的相关要求

（一）前期政策对于是否能够获取补贴的要求

风能、光伏发电项目是否能够获取可再生能源发电补贴的主要依据为财政部、国家发展改革委、国家能源局于 2012 年 3 月 14 日颁布的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）和 2020 年 1 月 20 日颁布的《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建[2020]5 号）的相关规定。

根据《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》第三条“申请补助的项目必须符合以下条件：（一）属于《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发<可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法>的通知》规定的补助范围。（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案，且已经过国家能源局审核确认。具体审核确认办法由国家能源局另行制定。（三）符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。”

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》第六条“电网企业应按照本办法要求，定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单，并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。纳入补助项目清单项目的具体条件包括：（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。（三）全部机组并网时间符合补助要求。（四）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。”

对于进入补助项目清单的项目由财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金并最终由电网企业兑付给可再生能源发电企业。

（二）可再生能源发电项目电价补贴申报模式、补贴资金申请及拨付流程

1、可再生能源补贴申报模式（2020 年 1 月前）

(1) 2020 年 1 月前的申报模式

2012 年 3 月，财政部、国家发展改革委以及国家能源局发布了《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）。

符合相应条件的项目，可再生能源发电企业、可再生能源发电上网工程项目单位、公共可再生能源独立电力系统项目单位，按属地原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核，并将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录（以下简称“补贴目录”）。

2012 年至 2018 年，财政部、国家发展改革委、国家能源局按照项目并网发电时间先后公布了七个批次《可再生能源电价附加资金补助目录》。

(2) 2020 年 1 月后的申报模式

2020 年 1 月，根据财政部、国家发展改革委、国家能源局发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4 号），国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，财政部、国家发展改革委、国家能源局已发文公布的 1-7 批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

2020 年 1 月，财政部、国家发展改革委和国家能源局联合发布《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建[2020]5 号）。根据办法第六条规定，电网企业应按照本办法要求，定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单（以下简称“补贴清单”），并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。

2020 年 3 月财政部办公厅发布《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]6 号）、2020 年 4 月国家电网发布的《国家电网有限公司关于组织开展可再生能源发电补贴项目清单申报的公告》。享受中央

财政补贴资金的光伏扶贫项目由国家有关部门实行补贴目录管理，不需要申请纳入清单；已经由财政部、国家发展改革委、国家能源局发文公布的 1-7 批可再生能源电价附加资金补助目录内的发电项目，直接纳入清单，不需要重复申请。

根据上述政策，国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的补贴清单，其具体审核、公布流程如下：

①项目初审：国家电网、南方电网和地方独立电网企业组织经营范围内的可再生能源发电企业按要求申报补贴清单，并对申报项目材料的真实性进行初审。

②省级主管部门确认：电网企业将符合要求的可再生能源发电项目汇总后，向各省（区、市）能源主管部门申报审核。各省（区、市）能源主管部门对项目是否按规定完成核准（备案）、是否纳入年度建设规模管理范围等条件进行确认并将结果反馈电网企业。

③项目复核：电网企业将经过确认的可再生能源发电项目相关申报材料按要求通过信息平台提交国家可再生能源信息管理中心，由国家可再生能源信息管理中心对申报项目资料的完整性、支持性文件的有效性和项目情况的真实性进行复核，包括规模管理和电价政策等方面内容，并将复核结果反馈电网企业。

④补贴清单公示和公布：电网企业将复核后符合条件的项目形成补贴项目清单，并在网站上进行公示。公示期满后，国家电网、南方电网正式对外公布各自经营范围内的补贴清单，并将公布结果报送财政部、国家发展改革委和国家能源局。地方独立电网需报送所在地省级财政、价格、能源主管部门确认后，再公布经营范围内的补贴清单。

2、补贴资金申请、拨付流程

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建[2020]5 号），可再生能源电价附加补助资金（以下简称“补助资金”）属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

①资金申请

每年 3 月 30 日前，由电网企业或省级相关部门提出补助资金申请。纳入补

助目录的可再生能源发电项目和光伏扶贫项目，由电网企业提出补助资金申请。其中：国家电网、南方电网向财政部提出申请；地方独立电网企业由所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。电网企业和省级相关部门提出的新增项目补助资金必须符合以收定支的原则，不得超过当年确定的新增补贴总额。

②资金拨付

财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。电网企业收到补助资金后，一般应当在 10 个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。

电网企业按以下办法兑付补助资金：**A**、当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。**B**、纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先兑付补助资金。其他存量项目由电网企业按照相同比例统一兑付。

3、公司确认可再生能源发电补贴的会计处理

对于存在可再生能源发电补贴的项目，公司在并网发电后取得电网公司电费结算单据时确认基础电费收入和补贴电费收入，借：应收账款-电网下属企业；贷：主营业务收入（包括基础电费收入和补贴电费收入）、应交税费-应交增值税。收到国网补贴回款时，借：银行存款；贷：应收账款-电网下属企业。

4、公司获取可再生能源发电补贴流程图

公司从发电项目备案或核准、项目建设、签署并网调度协议、签署购售电合同、获取补贴各环节的流程、主管部门或合同签订方等情况如下：

主要节点	主管部门或合同签订方
项目前期工作	
获取项目备案或核准（注①）	各级发展改革部门（视各地发展改革委要求）
项目建设、达到并网条件	
签署并网调度协议（注②）	电网企业下属省级电力公司
获取电价批复（目前已取消电价批复，平价项目上网电价参考当地脱硫煤电价）（注③）	各级发展改革部门（视各地发展改革委要求）
签署购售电合同（注④）	电网企业下属省级电力公司或其下属供电公司
办理电力业务许可证（注⑤）	国家能源局派出机构
并网送电、确认收入（含补贴电费）（注⑥）	电网下属省级电力公司或其下属供电公司
可再生能源发电补贴申报（平价项目不适用）（注⑦）	“财建[2020]4号”出台前，由省级财政、价格、能源主管部门初审，财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核； “财建[2020]4号”出台后，经电网公司初审、省级发展改革委确认、国家可再生能源信息平台管理中心复核
补贴资金申请（注⑧）	电网企业或省级财政、价格、能源主管部门
补贴资金拨付（注⑨）	财政部
补贴资金兑付（注⑩）	电网企业下属电力公司

注：①获取项目核准或备案

光伏项目：提交列入建设规模的指标文件、项目可研报告、填报项目基本信息、光伏区土地租赁协议（视各地发改委要求）等；风电项目：提交列入建设规模的指标文件、项目可研报告、核准申请报告、建设项目用地预审与选址意见书等。

取得备案或者核准文件，表明项目符合国家相关发展规划、技术标准和产业政策，在主管部门进行了正式的信息登记，公司方可正式开展项目建设。

②签署并网调度协议

并网调度协议由发电企业与电网下属省级电力公司签订，通常在并网前3个月内开展，须提交备案或核准文件、接入批复意见、调度命名批复、设备命名批复、营业执照、法人身

份证扫描件、并网点图示、业主单位信息、设备基本参数等。

并网调度协议是电网公司同意发电企业并网运行的文件，在协议中规定双方应承担的基本责任和义务以及双方应满足的技术条件和行为规范。

③获取电价批复文件

在项目并网发电后，发电企业向发改委提交电价申请，须提交列入建设规模的指标文件、备案或核准文件、并网通知、并网调度协议、转商运质检报告、系统接入意见、电价申请报告等。

电价批复文件明确了获得电价的条件及对应的电价，是后期签订购售电合同、审批补贴的依据。

④签署购售电合同

由发电企业与电网下属省级电力公司或其下属供电公司签订，须提交营业执照、开户许可证、备案或核准文件、接入批复意见、并网调度协议、法人委托书、供用电合同等。

购售电合同约定了购电人和售电人的义务、电力电量购销、上网电价、电能计量、电量计算、电费结算和支付等方面的内容。

⑤办理电力业务许可证

发电企业应在项目完成启动试运工作后 3 个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后 6 个月内）取得电力业务许可证，须提交申请表、承诺书、财务报告、发电项目通过竣工验收或启动验收的材料以及安全、生产、技术、财务负责人的任命文件、简历及职称证书等资料，并准备备查文件。

电力业务许可证列示了发电机组所有人、编号、类型、容量、投产日期、设计寿命、调度关系、所属电力市场等信息，取得电力业务许可证表明发电企业取得了从事电力业务的行政许可，是发电企业成为合格市场主体的前提。

⑥并网送电、确认收入

根据电网下属省级电力公司电费结算单确认收入。

⑦可再生能源发电补贴申报

“财建[2020]4 号”出台前，发电企业按属地原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核，并将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。

财建[2020]4 号出台后，国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单（以下简称补贴清单）。申请纳入项目清单的新能源发电企业通过国网新能源云平台(网址：<http://sgnec.esgcc.com.cn>)开展申报工作。发电企业在国网新能源云平台提交列入建设规模的指标文件、备案或核准文件、接入批复意见、并网通知书、转商运质检报告、申报承诺书等。对通过国网新能源云平台申报纳入可再生能源发电补贴清单，经国家电网初审、省级主管部门确认、国家可再生能源信息管理中心复核后，按规定完成公示程序的项目予以公布。

经审核通过后，说明发电项目可以列入可再生能源电价附加资金补贴清单，确定了补贴规模及电价，进入国家财政预算管理，方可给予发电项目电价补贴。

⑧补贴资金申请

每年 3 月 30 日前，由电网企业或省级相关部门向财政部提出补助资金申请。

⑨补贴资金拨付

财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。

⑩补贴资金兑付

电网企业各省电力公司在国网新能源云平台发布年度预算可再生能源电价附加补助资金拨付情况的公告，说明补助资金拨付原则、顺序及项目清单；发电公司所在地电力公司将补贴信息（包括补贴期间、电量、电价、补贴金额等信息）通知相关发电企业；发电企业与电力公司核对并确认数据后，向电力公司提供等额增值税专用发票；电力公司收到发票后向发电企业支付对应的可再生能源补贴资金。

公司未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目对应上述主要节点的时间如下：

序号	项目名称	项目核准或备案时间	签署并网调度协议时间	取得电价批复时间	签署购售电合同时间	取得电力业务许可证时间	电力业务许可证确定的并网投运时间	提交补贴申报时间	纳入补贴目录或补贴清单时间	获得首笔补贴款时间
1	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2018/11/05	2020/10/30	注①	2020/12/29	2020/12/30	2020/12/28	资料准备中，因可再生能源补贴核查，公司暂停申报	尚未纳入	-
2	中闽（木垒）风电有限公司 木 垒 大 石 头 200MW 风力发电项目	2018/11/05	2020/10/30	注①	2020/12/29	2020/12/30	2020/12/28		尚未纳入	-
3	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2017/12/26	2020/12/01	2020/12/29	2020/10/30	2021/05/21	2020/12/16	2021/08/25	尚未纳入	-
4	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2017/12/26	2020/12/01	2020/12/29	2020/10/30	2021/05/21	2020/12/16	2021/08/25	尚未纳入	-
5	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2017/12/26	2020/12/01	2020/12/29	2020/10/30	2021/05/14	2020/12/18	2021/08/25	尚未纳入	-
6	内蒙古包头市采煤沉陷区 光伏 示 范 基 地 100MW 项目	2016/11/18	2019/11/11	2016/09/25	2020/05/20	2020/04/28	2019/12/27	2020/04/03	2020 年 8 月	2020 年 9 月
7	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	2014/11/27	2015/12/16	2015/12/31	2016/01/01	2017/04/18	2015/12/28	2017/05/26	2018 年 6 月	2018 年 9 月
8	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	2014/12/22	2015/12/05	2015/09/21	2016/02/15	2018/12/13	2015/12/28	2016/03/10	2016 年 9 月	2019 年 12 月
9	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	2013/12/02	2016/05/30	2016/06/15	2016/09/18	2017/06/29	2016/06/30	2020/05/21	2020 年 11 月	2020 年 12 月
10	山 西 阳 泉 市 孟 县 100MW 光伏领跑者项目	2016/12/02	2017/06/30	2017/06/19	2017/06/30	2018/05/22	2017/11/26	2020/05/07	2021 年 4 月	暂未收到
11	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2018/12/26	2020/11/03	注②	2020/11/05	2021/01/12	2020/12/19	2021/01/18	尚未纳入	-
12	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量为 16.5MW）	2013/01/28	2015/12/03	2015/10/29	2016/02/15	2019/11/01	2015/12/01	2018/01/01	2018/06/01	2018 年 9 月

注：①根据新疆维吾尔自治区发展改革委《关于我区可再生能源发电项目上网电价管理有问题的通知》（新发改能价〔2018〕2号）的规定，为进一步深化价格领域“放管服”改革，自2018年1月3日起，新疆维吾尔自治区发展改革委对国家发展改革委已制定了标杆上网电价的风力发电、光伏发电、生物质发电（含垃圾焚烧发电、垃圾填埋发电和沼气发电）等可再生能源发电项目不再单独发文明确具体发电项目的上网电价，由电网企业按照国家发展改革委有关政策规定执行相应的上网电价。

②根据山东省物价局《关于贯彻发改价格〔2016〕2729号文件调整光伏风电标杆上网电价及管理方式的通知》（鲁价格一发〔2017〕17号）的规定，为深入推进价格“简政放权、放管结合、优化服务”改革，自2017年3月6日起，风力、光伏发电项目自并网发电之日起，由国网山东省电力公司根据国家有关规定支付上网电费和国家补贴，山东省物价局不再批复具体项目上网电价。

③根据国家能源局2020年12月发布的《电力业务许可证监督管理办法》（国能发资质〔2020〕69号）第七条，发电企业应在项目完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证，分批投产的发电项目可分批申请。在此之前无具体办理时限要求，故上表部分2020年以前并网项目的电力业务许可证晚于并网时间超过6个月。

（三）相关项目满足纳入补贴清单的条件

1、未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目纳入补贴清单的情况

公司未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目中，有 6 个项目已经进入国家不同批次的补贴清单，其中 5 个项目已取得部分补贴收入，具体情况如下：

序号	项目公司	项目名称	装机容量	电站类型	持有目的	补贴批次	纳入补贴目录时间	是否已开始获取补贴
1	包头市光羿太阳能发电有限责任公司	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	100MW	光伏	自主运营	内蒙古电力集团首批	2020 年 8 月	是
2	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	100MW	风电	自主运营	第 7 批	2018 年 6 月	是
3	哈密风尚发电有限责任公司	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	200MW	风电	自主运营	第 7 批	2018 年 6 月	是
4	奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	30MW	光伏	自主运营	国家电网 2020 年第 8 批	2020 年 11 月	是
5	孟县华光光伏发电有限公司	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	100MW	光伏	自主运营	国家电网 2021 年第 7 批	2021 年 4 月	否
6	哈巴河县新特风电有限公司	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	16.5MW	风电	自主开发待售	第 7 批	2018 年 6 月	是

剩余 6 个项目公司正在积极申报纳入国家补贴目录，本次国补核查前，公司参考前期已进入补贴清单项目情况，认为相关项目满足《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建[2020]5 号）等相关规定要求，具体情况如下：

序号	公司名称	项目名称	类型	核准备案文件	电力业务许可证确定的并网时间	电价批复文件	电价依据适用文件
1	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	风能	菏发改审批 [2018]94 号	2020-12-19	注①	发改价格 [2016]2729 号
2	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	风能	昌州发改工 [2018]144 号	2020-12-28	注②	发改价格 [2016]2729 号
3	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	风能	锡发改能源字 [2017]39 号	2020-12-18	锡发改价字 [2020]37 号	发改价格 [2019]882 号
4	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	风能	锡发改能源字 [2017]42 号	2020-12-16	锡发改价字 [2020]26 号	发改价格 [2019]882 号
5	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	风能	锡发改能源字 [2017]41 号	2020-12-16	锡发改价字 [2020]27 号	发改价格 [2019]882 号

序号	公司名称	项目名称	类型	核准备案文件	电力业务许可证确定的并网时间	电价批复文件	电价依据适用文件
6	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	风能	昌州发改工[2018]131 号	2020-12-28	注②	发改价格[2016]2729 号

注：①根据山东省物价局《关于贯彻发改价格〔2016〕2729 号文件调整光伏风电标杆上网电价及管理方式的通知》（鲁价格一发〔2017〕17 号）的规定，为深入推进价格“简政放权、放管结合、优化服务”改革，自 2017 年 3 月 6 日起，风力、光伏发电项目自并网发电之日起，由国网山东省电力公司根据国家有关规定支付上网电费和补贴，山东省物价局不再批复具体项目上网电价。②根据新疆维吾尔自治区发展改革委《关于我区可再生能源发电项目上网电价管理有问题的通知》（新发改能价〔2018〕2 号）的规定，为进一步深化价格领域“放管服”改革，自 2018 年 1 月 3 日起，新疆维吾尔自治区发展改革委对国家发展改革委已制定了标杆上网电价的风力发电、光伏发电、生物质发电（含垃圾焚烧发电、垃圾填埋发电和沼气发电）等可再生能源发电项目不再单独发文明确具体发电项目的上网电价，由电网企业按照国家发展改革委有关政策规定执行相应的上网电价。

上述项目情况与《可再生能源电价附加资金管理办法》规定的进入补贴项目清单的条件对比如下：

《可再生能源电价附加资金管理办法》规定的进入补贴项目清单的条件	上述项目具体情况	是否满足
新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内	上述项目均于 2018 年或 2017 年完成项目核准/备案，符合文件定义的“存量项目”。存量项目应按照规模管理的，已纳入年度建设规模管理范围内。涉及新增项目的，符合相关要求。	是
按照规定已完成审批、核准或备案	上述项目均取得发改委的核准或备案。	是
符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复	项目上网电价已取得所在地发改委批复，或根据国家发展改革委及地方发改委可再生能源价格政策确定。	是
全部机组并网时间符合补助要求	取得了电力业务许可证且电力业务许可证中确定的并网时间在当时符合获得可再生能源补贴的要求。	是
相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过	项目相关审批、核准、备案和并网要件均真实、完整、有效，审核程序不存在实质性障碍。	是

综上，前期《可再生能源电价附加资金管理办法》等文件对项目是否能够获取补贴有明确的要求，公司上述项目符合相关要求的规定。

2、前述 12 个项目前期补贴申报时是否将“全容量并网”“纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模”等作为前置条件

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》申报进入补助项目清单项目的具体条件包括：（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量

项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。（三）全部机组并网时间符合补助要求。（四）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。”

因此，前述 12 个项目前期申报补贴时均将“全容量并网”“纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模”作为前置条件。

本次可再生能源补贴核查前，公司根据前期项目申报以及实际进入补贴目录的历史情况，基于对“纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模”概念理解为电站项目均取得了核准或备案文件，对“全容量并网”概念理解为取得的电力业务许可证记载的机组容量及并网时间符合“全容量并网”的装机容量及并网时间要求，因此，公司认为上述项目满足《可再生能源电价附加资金管理办法》的规定。

3、已进入补贴清单的项目获取补贴的可能性

公司未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目中，有 6 个项目已经进入国家不同批次的补贴清单，其中 5 个项目已开始取得部分补贴收入，1 个项目系因补贴资金拨付周期原因暂未取得补贴收入，因此在本次可再生能源补贴核查前，公司认为进入补贴目录后，能够正常获取补贴。但根据本次可再生能源补贴核查初步结果看，公司前期已纳入补贴清单并已获得补贴的项目仍存在被认定存在瑕疵而未进入第一批合规项目清单的情况，该部分项目是否能够获取补贴或全额获取补贴仍存在一定不确定性。

二、公司前期确认收入及各关键节点（如应当全容量并网时）对于收入估计的依据是否充分

（一）公司未纳入第一批合规项目清单的项目具体情况

序号	公司名称	项目名称	电价批复文件	电价依据适用文件	购售电合同生效时间	电力业务许可证确定的并网时间	项目并网发电时间	开始确认收入时间
1	木垒县嘉裕风电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	注①	发改价格[2016]2729 号	2020/12/29	2020/12/28	2020/12/28	2020 年 12 月
2	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头	注①	发改价格[2016]2729 号	2020/12/29	2020/12/28	2020/12/28	2020 年 12 月

序号	公司名称	项目名称	电价批复文件	电价依据适用文件	购售电合同生效时间	电力业务许可证确定的并网时间	项目并网发电时间	开始确认收入时间
		200MW 风力发电项目						
3	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	锡发改价字[2020]27 号	发改价格[2019]882 号	2020/11/1	2020/12/16	2020/12/16	2020 年 12 月
4	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	锡发改价字[2020]26 号	发改价格[2019]882 号	2020/11/1	2020/12/16	2020/12/16	2020 年 12 月
5	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	锡发改价字[2020]37 号	发改价格[2019]882 号	2020/11/1	2020/12/18	2020/12/18	2020 年 12 月
6	包头市光羿太阳能发电有限责任公司	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	内蒙古包头市采煤沉陷区国家先进技术光伏发电示范基地 2016 年项目投资商公示	国能新能[2016]166 号	2020/1/1	2019/12/27	2019/12/27	2020 年 1 月
7	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	包发改价字[2015]666 号	发改价格[2009]1906 号	2016/1/1	2015/12/28	2015/12/28	2016 年 1 月
8	哈密风尚发电有限责任公司	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	哈地发改价格[2015]65 号	发改价格[2009]1906 号	2015/12/20	2015/12/28	2015/12/28	2018 年 3 月
9	奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	通发改价字[2016]272 号	发改价格[2013]1638 号	2016/9/18	2016/6/30	2016/6/30	2016 年 6 月
10	孟县华光光伏发电有限公司	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	晋发改商品发[2017]505 号	发改价格[2016]2729 号、发改能源[2016]1163 号	2017/11/26	2017/11/26	2017/11/26	2017 年 11 月
11	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	注②	发改价格[2016]2729 号	2020/10/30	2020/12/19	2020/12/19	2021 年 1 月
12	哈巴河县新特风电有限公司	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	阿地发改价格[2015]21 号	新发改能价[2013]3819 号、新发改能价[2015]71 号	2015/12/24	2015 年 12 月	2015 年 12 月	2016 年 1 月

注：①根据《新疆维吾尔自治区发展改革委关于我区可再生能源发电项目上网电价管理有问题的通知》（新发改能价〔2018〕2 号）的规定，为进一步深化价格领域“放管服”改革，自 2018 年 1 月 3 日起，新疆维吾尔自治区发展改革委对国家发展改革委已制定了标杆上网电价的风力发电、光伏发电、生物质发电（含垃圾焚烧发电、垃圾填埋发电和沼气发电）等可再生能源发电项目不再单独发文明确具体发电项目的上网电价，由电网企业按照国家发展改革委有关政策规定执行相应的上网电价。②根据山东省物价局《关于贯彻发改价格〔2016〕2729 号文件调整光伏风电标杆上网电价及管理方式的通知》（鲁价格一发〔2017〕17 号）的规定，为深入推进价格“简政放权、放管结合、优化服务”改革，自 2017 年 3 月 6 日起，风力、光伏发电项目自并网发电之日起，由国网山东省电力公司根据国家有关规定支付上网电费和补贴，山东省物价局不再批复具体项目上网电价。

如上表所述，公司上述项目均取得了相应的电价批复文件；与电网公司签订了购售电合同明确了双方的权利和义务；取得了电力业务许可证且电力业务许可证中确定的并网时间在当时符合获得可再生能源发电补贴的要求；公司按协议要求已向电网公司输送电力。

因此，公司前述未纳入第一批合规项目清单的项目在本次可再生能源补贴核查前已经纳入补贴清单或满足纳入补贴清单的条件，公司根据历史上补贴获取情况判断，其能够在未来获得补贴。

（二）公司前期确认收入依据充分，符合企业会计准则的规定

根据《企业会计准则第 14 号—收入（2017 年修订）》（财会[2017]22 号）（以下简称“新收入准则”）相关规定，公司与客户之间的合同同时满足下列条件时，公司应当在客户取得相关商品控制权时确认收入：合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务；该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款；该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额；企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。公司可再生能源发电项目补贴款项在电量上网时即符合收入确认条件，具体分析如下：

新收入准则相关规定	公司的具体情况	是否满足
合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务	公司发电并网的项目，均与各地供电公司签订了正式的购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并约定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。	是
合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务	报告期内，公司购售电合同中，明确了双方的权利和义务。与电网公司签订的典型《购售电合同》对合同各方约定的主要权利和义务如下： （1）购电人的义务包括： ①按照本合同的约定购买售电人的电能。 ②遵守双方签署的并网调度协议，按照国家标准、行业标准运行、维护有关输变电设施，维护电力系统安全、优质、经济运行。 ③按照国家有关规定，公开、公正、公平地实施电力调度及信息披露，为履行本合同提供有关用电负荷、备用容量、输变电设施运行状况等信息。 ④依据国家有关规定或双方约定，向售电人提供启动风电场机组及其他必需的电力。 （2）售电人的义务包括： ①按照本合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。 ②遵守双方签署的并网调度协议，服从电力统一调度，按照国家标准、行业标准及调度规程运行和维护电场，确保发电机组的运行能力达到国家有关部门颁发的技术标准和规则的要求，维护电力系统安全、优质、经济运行。 ③未经国家有关部门批准，不经营直接对用户的供电业务。 （3）购电人的权利 投资、建设、拥有、检修、维护和运行电网。调度售电人机组出力。 （4）售电人的权利	是

新收入准则相关规定	公司的具体情况	是否满足
	投资、建设、拥有、检修、维护和运行电厂发电机组，将符合国家电能质量标准的除电厂用电以外的全部电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。 综上，合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务。	
合同中有明确的与所转让商品相关的支付条款	公司发电项目的购售电合同中均明确了电费结算与支付条款，并明确了电费的结算方式，与电网公司签订的典型《购售电合同》主要条款如下： （1）电费以人民币结算，电费确认应当在电量结算确认后5个工作日内完成。上网电费按以下公式计算：公司上网电费=上网电量×对应的上网电价（含税）其中，购电人承担的上网电费=上网电量×对应的结算电价（含税）。由可再生能源发展基金承担的上网电费=上网电量×[商业运行期上网电价-购电人结算电价]。 （2）双方按合同约定完成抄表后，按照双方约定，购电人按月填制电费结算单，售电人确认并根据电费结算单开具增值税发票。售电人根据购电人确认的《电费结算单》开具增值税发票，并送交给购电人。购电人收到正确的《电量结算单》、《电费结算单》和增值税发票原件后，分两次付清该期上网电费：①上网电费确认的5个工作日内，支付该期上网电费的50%；②上网电费确认的15个工作日内，付清该期上网电费剩余的50%。 可再生能源发展基金承担的上网电费部分按照国家法律法规和相关规定执行。 综上，购售电合同明确了与所转让商品相关的支付条款。	是
该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额	公司履行购售电合同属于商业行为，能够为企业带来现金流量的增加，具有商业实质。	是
企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回	公司新能源补贴款的资金来源主要为财政专项资金，为国家信用，基于收入确认当时情况预计到期不能收回的可能性极小；公司的存量项目全部符合相关文件的要求，不存在不能进入补助项目清单的风险；因此，企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	是

因此，公司可再生能源发电项目补贴款项符合企业会计准则关于确认收入的条件。

（三）公司前期收入确认方式与同行上市公司一致

同行业上市公司关于可再生能源电价补贴收入确认情况如下：

序号	上市公司简称	收入确认相关描述
1	晶科科技	根据合同约定将电力输送至国家电网指定线路，每月月底按照电力公司提供的电费结算单中确认的抄表电量及电价（含电价补贴）确认收入。
2	正泰电器	公司光伏电站的发电业务属于在某一时点履行的履约义务，于电力供应至各子公司所在地的电网公司时确认收入。

序号	上市公司简称	收入确认相关描述
3	阳光电源	本公司建造并运营的光伏电站项目产生的光伏发电收入在每个会计期末按照抄表电量,电力公司或客户的发电量确认单,及相关售电协议约定的电价,确认光伏发电收入。
4	天合光能	本公司建造并运营的光伏电站项目产生的光伏发电收入在每个会计期末按照抄表电量,电力公司或客户的发电量确认单及相关售电协议约定的电价(包括根据售电协议约定,由购电方向公司支付的与销售电力相关的可再生能源电价附加资金补助),确认光伏发电收入。
5	协鑫集成	按照光伏电站与电网公司双方确认的结算单,确认收入(注①)。
6	三峡能源	电力收入于电力供应至各电站所在地的省电网公司时确认,公司根据经电网公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价(含可再生能源补贴)确认电站运营收入。
7	太阳能	电力收入于电力供应至各公司所在地的电网公司时确认。公司按合同或协议约定并经政府价格主管部门批准的上网电价为基础,根据与电力部门确认的上网电量计算电力销售收入金额。上网电价包括了标杆电价和补贴电价(如有)。
8	节能风电	主营业务为电力销售,收入确认的会计政策为:电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。发行人按合同或协议约定并经政府价格主管部门批准的上网电价为基础,根据与电力部门确认的上网电量计算电力销售收入金额,上网电价包括了标杆电价和可再生能源补贴电价。
9	天顺风能	公司按与国网客户签署的购售电合同约定并经政府价格主管部门批准的上网电价为基础,以取得国网客户确认的上网电量交易结算单作为确认收入的时点,根据确认的上网电量、上网电价确认收入。其中,上网电价包括了标杆电价和补贴电价,在购售电合同及补贴政策文件中分别约定了具体的金额。
10	吉电股份	将电力供应至各电站所在地的电网公司电网时,电网公司取得电力的控制权时,确认收入(注②)

注:①根据协鑫集成 2020 年披露的《非公开发行股票申请之<关于请做好协鑫集成科技股份有限公司非公开发行股票发审委会议准备工作的函>的回复》,协鑫集成于并网发电时确认可再生能源电价补贴收入。②根据吉电股份 2020 年披露的《关于公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回复》,吉电股份于并网发电时确认可再生能源电价补贴收入。

由上表可知,同行业上市公司均于电力供应至电网时按上网电价确认电费收入,即同时确认基础电费收入与可再生能源电价补贴收入。公司可再生能源电价补贴收入的确认时点与上述同行业上市公司相同。

综上,公司前期收入确认及各关键节点对于收入估计的依据充分、符合企业会计准则的规定,并与同行业上市公司一致。

三、对于受《自查通知》影响的项目,是否应当作为前期会计差错更正处理,如是,请区分前期已收到可能退回、未收到款项部分,说明会计差错更正的具体方式,是否符合企业会计准则及相关规定

如本题“1-2、二、公司前期确认收入及各关键节点(如应当全容量并网时)

对于收入估计的依据是否充分”所述，受《自查通知》影响的项目前期收入确认符合企业会计准则的规定，且与同行业上市公司一致，不应当作为前期会计差错进行更正。

对于 9 个存在瑕疵的项目，由于申诉成功具有很大不确定性，电价补贴很可能存在被降低或取消的风险，该等电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费为 91,613.89 万元，其中：前期已收到但预计需退回的电费补贴金额为 11,385.87 万元；尚未收到的电费补贴金额为 80,228.02 万元。基于谨慎性原则，公司在 2022 年对上述 9 个电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元，并对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元。

1-3 公司进行上述会计处理的具体原因、计算过程及数据来源，损益调整是否充分；对于存在无法获取或无法全额获取发电补贴风险的项目，其合同价款的变动是否因所提供商品或服务相关原因导致，而非客户的信用风险导致，结合前述事项及同行业公司会计处理方式，说明公司针对《自查通知》进行的会计处理是否符合企业会计准则及相关规定。

一、公司进行上述会计处理的具体原因、计算过程及数据来源，损益调整是否充分

（一）公司进行上述会计处理的具体原因及合理性

根据自查情况及初步核查情况，公司对未进入第一批合规项目清单的 9 个电站项目已在前期确认的应收补贴款的可收回性进行了审慎评估，认为这部分电站项目的电价补贴很可能存在被降低或取消的风险。

1、公司最初的会计处理

考虑到该等电站项目可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险，公司最初对 2022 年末电价补贴应收款项计提信用减值损失 80,228.02 万元，并对可能会被要求退回的已到账电价补贴款 11,385.87 万元冲减 2022 年营业收入。此外，根据本次初步核查结果，公司预计上述电站项目未来电费收入将有所下降，可能导致部分电站项目存在减值迹象，公司按照电价补贴被降低或取消后的电价对相关电站可收回金额进行了测算，并根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》以及

公司会计政策对相关电站资产计提了减值准备 32,267.57 万元。

2、公司最终进行的会计处理

根据本次可再生能源补贴核查要求，前述电站项目无法获取或无法全额获取发电补贴的原因主要系未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模或全容量并网时间不符合享受相应补贴电价的要求，可能导致相关项目的补贴电价被降低或取消，进而导致电站运营业务的合同对价发生变更，在此过程中，下游电网客户的信用风险并未发生变化，无法获取或无法全额获取发电补贴并非客户的信用风险导致。故公司原有的计提应收电费补贴款信用减值损失的会计处理存在一定瑕疵。

公司结合企业会计准则的规定并参考同行业可比公司会计处理方式，本着更为客观的反映上述业务实质的原则，对计提应收电费补贴款信用减值损失的会计处理进行会计差错更正。基于谨慎性原则，依据《企业会计准则第 22 号—金融工具确认和计量》《企业会计准则第 14 号-收入》及其应用指南以及公司会计政策对 9 个电站预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年电站运营业务收入 82,357.31 万元，并对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元，对电站资产组计提资产减值准备与最初的会计处理一致。

上述会计差错更正事项导致 2022 年末资产总额减少 10,645.72 万元，占调整前资产总额的 0.13%；归属于母公司的净资产减少 8,064.54 万元，占调整前归属于母公司股东权益的 0.25%；营业收入减少 70,971.44 万元，占调整前营业收入的 1.89%；净利润减少 10,645.72 万元，占调整前净利润的 0.74%；归属于母公司所有者的净利润减少 8,064.54 万元，占调整前归属于母公司净利润的 0.60%，影响较小，上述调整后不会导致财务报表发生重大变化。

由于可再生能源发电补贴核查系 2022 年新发生的事项，相关会计准则未进行明确规定会计处理方式，公司及同行业公司对该事项涉及的相关财务处理存在不同理解，公司前期会计处理系根据对会计准则的理解并参考同行业部分上市公司的会计处理方式，并非因会计基础薄弱、内控重大缺陷、盈余操纵、未及时进行审计调整的重大会计核算疏漏、滥用会计政策或者会计估计以及恶意隐瞒

或舞弊行为所致，不影响公司会计基础工作的规范性及内控有效性。

3、对公司及控股股东已公开披露数据的处理

公司是香港联交所上市公司，在香港联交所披露的 2022 年年度报告中，对该等电站项目预计降低或取消电价补贴对应的应收电费补贴款计提信用减值损失。公司进行上述会计差错更正后，对相应的应收电费补贴款冲减了 2022 年营业收入。该会计差错更正对公司 2022 年利润总额无影响，但导致 2022 年财务报表中归属于母公司股东的净利润较原披露金额减少 8,064.54 万元，占 2022 年归属于母公司股东的净利润原披露金额的 0.60%，影响较小。因此，公司将在香港联交所披露 2023 年中期报告及 2023 年年报时，分别列示调整前及调整后数据，以供投资者参考决策。

公司控股股东特变电工为上海证券交易所主板上市公司。公司上述调整事项对特变电工 2022 年利润总额无影响，对特变电工 2022 年归属于母公司所有者的净利润的影响比例仅为 0.33%，低于特变电工依据相关会计准则规定对重要性制定的定量标准，也低于年报审计机构制定的重要性水平。因此，特变电工对上述事项不予追溯重述特变电工 2022 年度财务报表数据。

（二）计算过程及数据来源，损益调整是否充分

1、未纳入第一批合规项目清单的项目已收取的补贴情况

截至 2022 年末，公司未纳入第一批合规项目清单的项目 12 个电站项目在各年度已收取的电价补贴款情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	2019 年以前	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	合计
1	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	-	-	6,234.20	1,126.20	-	7,360.40
2	木垒大石头 200MW 风力发电项目	-	-	-	-	-	-
3	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	-	-	-	-	-	-
4	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	-	-	-	-	-	-
5	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	-	-	-	-	-	-
6	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	-	-	-	-	-	-
7	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	-	-	1,792.57	1,801.07	-	3,593.64

序号	项目名称	2019 年以前	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	合计
8	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	2,115.80	3,037.11	7,786.86	699.61	-	13,639.38
9	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	-	75.41	1,370.45	5,155.88	3,313.72	9,915.46
10	山西阳泉市盂县 100MW 光伏领跑者项目	-	-	-	-	-	-
11	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	-	-	-	-	-	-
12	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	181.43	298.79	181.00	158.48	248.37	1,068.07
-	合计	2,297.23	3,411.31	17,365.08	8,941.24	3,562.09	35,576.95

如上表所示，截至 2022 年末，公司未纳入第一批合规项目清单的项目 12 个电站项目在各年度累计已收取电价补贴款 35,576.95 万元，其中 2020 年至 2022 年分别收到 17,365.08 万元、8,941.24 万元、3,562.09 万元。

在上述已收取过电费补贴款的 5 个电站项目中，奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目被要求退回已收到的全部电费补贴款 7,360.40 万元，固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目被要求退回已收到的部分电费补贴款 821.11 万元，其余项目未收到要求退款的通知。

（1）奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目

2022 年 8 月，奈曼旗汇特收到根据内蒙古财政厅、内蒙古自治区发展和改革委员会和内蒙古自治区能源局联合下发的《关于追回违规领取可再生能源电价附加补助资金的通知》，要求退回前期已领取的电价补贴款。2023 年 1 月 7 日、2023 年 2 月 20 日，奈曼旗汇特再次收到催缴通知。截至 2023 年 2 月末，公司已分次退回前期收到的全部电费补贴款 7,360.40 万元。

（2）固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目

2023 年 1 月 7 日，固阳县风源发电有限责任公司收到内蒙古自治区财政厅、内蒙古自治区发展和改革委员会、内蒙古自治区能源局印发的《关于催缴未严格执行国家电价政策项目补助资金的通知》，因项目未严格执行国家电价政策，要求公司将违规领取的部分可再生能源电价附加补助资金 821.11 万元缴回（实际收到 1,201.18 万元，只被要求退回部分补贴）。2023 年 1 月 30 日，公司已退回电费补贴款 821.11 万元。

2、公司 9 个存在瑕疵的电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确

认补贴电费的计算过程

单位：元/kW.h、万度、万元

序号	项目公司	项目名称	计算过程						
			批复电价 (A)	预计核查电价 (B)	补贴单价下降 (C=A-B)	调整前已经发电数量 (D)	补贴电价降低或取消对应的已确认补贴电费 (E=C*D)	前期已收到的需退回补贴款 (F)	尚未收到的补贴款 (G=E-F)
1	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	0.4900	0.2500	0.2400	44,021.12	10,565.07	-	10,565.07
2	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	0.4900	0.2500	0.2400	62,555.68	15,013.36	-	15,013.36
3	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	0.4700	0.2829	0.1871	67,791.19	12,683.73	-	12,683.73
4	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	0.4700	0.2829	0.1871	54,102.92	10,122.66	-	10,122.66
5	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	0.4700	0.2829	0.1871	47,225.16	8,835.83	-	8,835.83
6	奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司	奈曼旗一期 30MW 并网光伏项目	0.9500	0.3035	0.6465	30,448.63	19,685.04	7,360.40	12,324.63
7	包头市光羿太阳能发电有限责任公司	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	0.5900	0.4000	0.1900	42,896.07	8,150.25	2,223.35	5,926.90
8	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	0.5100	0.4900	0.0200	149,395.38	2,987.90	1,201.18	1,786.72
9	哈密风尚发电有限责任公司	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	0.5800	0.5600	0.0200	178,502.44	3,570.05	600.94	2,969.11
合计			-	-	-	676,938.59	91,613.89	11,385.87	80,228.02

如上表所示，公司以发电项目批复电价减去预计可取得的核查电价之差确定补贴单价下降金额，结合调整前已经发电的数量计算已确认的补贴电费为 91,613.89 万元，其中：前期已收到但预计需退回的电费补贴金额为 11,385.87 万元；尚未收到的电费补贴金额为 80,228.02 万元。基于谨慎性原则，公司在 2022 年对上述 9 个电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元，并对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元。具体情况如下：

（1）上表第 1-5 个电站项目预计取消补贴电价

上表第 1-5 个项目由于被核查组认为未在 2020 年底前全容量并网，实际在 2021 年全容量并网，不再享受补贴电价，故按补贴电价全额测算已确认的补贴电费，金额合计为 57,220.65 万元。

(2) 奈曼旗一期 30MW 并网光伏项目预计取消补贴电价

因该项目电价批复文件被废止（具体过程详见本题回复 1-1、二、（一）9 个电站项目的具体情况），且被要求退回已收到的全部电费补贴款，公司 2023 年 2 月末已完成退款，预计该项目的电价补贴全部取消，故按补贴电价全额测算已确认的补贴电费，金额为 19,685.04 万元。

(3) 上表第 7-9 个项目预计降低但预计不会被完全取消补贴电价

内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目、固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目、哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目已进入补贴清单，并开始获得补贴。在本次核查过程中，可能被认定为未在规定时间内完成全容量并网，如执行全容量并网当年的上网电价（具体详见本题回复 1-1、二、（一）9 个电站项目的具体情况），将导致补贴电价分别降低 0.19 元/kW.h、0.02 元/kW.h、0.02 元/kW.h，故按补贴电价下降部分测算前述三个电站项目对应的补贴电费，金额合计为 14,708.20 万元。

公司在固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目已收到电费补贴款 1,201.18 万元，2023 年 1 月 7 日，被要求退回 821.11 万元，未被要求全部退还已收到的全部补贴款。经公司测算并与电网公司初步沟通，上述退款金额相当于 2016 年并网 70.1MW 对应的截至 2020 年 3 月发电量按补贴电价降低 0.02 元/kW.h 计算的金额（注：该项目于 2014 年取得核准，装机容量 100MW，其中：2015 年并网投运 29.9MW、2016 年并网投运 70.1MW。根据国家风电价格政策，该项目所在资源区风电项目在 2015 年并网投运的，上网电价为 0.51 元/kW.h，2016 年 1 月 1 日后并网投运的，上网电价为 0.49 元/kW.h，较 2015 年电价补贴退坡 0.02 元/kW.h。在本次可再生能源补贴核查过程中，该项目因被认定为未在 2015 年完成全容量并网，而是在 2016 年完成全容量并网，故应执行 2016 年上网电价 0.49 元/kW.h）。

其余 2 个项目未收到要求退款的通知，但核查发现的问题与固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目类似。同时，根据《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70 号）第三条规定“按照国家价格政策要求，项目执行全容量并网时间的上网电价”。因此，公司预计这 3

个电站项目不会被完全取消补贴电价。

综上，公司对预计无法收回应收电费补贴款及预计需退回电价补贴款计算过程及数据来源依据合理，损益调整充分。

3、长期资产减值计算过程

根据本次初步核查结果，公司预计上述电站项目未来电费收入将有所下降，可能导致相关电站项目存在减值迹象，故对相关电站资产进行了减值测试。经评估，有 3 个电站项目的资产组账面价值高于其可收回金额，需要计提资产减值准备，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目公司	项目名称	长期资产减值计算过程		
			资产组可收回金额 (A)	资产组账面价值 (B)	减值金额 (C=B-A)
1	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	114,700.00	139,247.41	24,547.41
2	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	133,900.00	136,544.83	2,644.83
3	包头市光羿太阳能发电有限责任公司	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	54,000.00	59,075.34	5,075.34
合计			302,600.00	334,867.57	32,267.57

注：资产组可收回金额根据各项目预计未来现金流量采用收益法评估后确定。

公司聘请具有证券业务资格的上海申威资产评估有限公司对上述项目涉及资产组的可收回金额进行评估，分别出具《特变电工新疆新能源股份有限公司拟资产减值测试涉及的木垒县嘉裕风晟发电有限公司的资产组可回收价值资产评估报告》（沪申威评报字（2022）第 XJ0036 号）、《特变电工新疆新能源股份有限公司拟资产减值测试涉及的中闽（木垒）风电有限公司的资产组可回收价值资产评估报告》（沪申威评报字（2022）第 XJ0039 号）、《特变电工新疆新能源股份有限公司拟资产减值测试涉及的包头市光羿太阳能发电有限责任公司的资产组可回收价值资产评估报告》（沪申威评报字（2022）第 XJ0035 号）号评估报告，确定相关项目可收回金额，并以此计算各项目减值金额。

综上，涉及相关电站资产减值的计算过程及数据来源合理，损益调整充分。

二、对于存在无法获取或无法全额获取发电补贴风险的项目，其合同价款的变动是否因所提供商品或服务相关原因导致，而非客户的信用风险导致，结合前述事项及同行业公司会计处理方式，说明公司针对《自查通知》进行的会计处理是否符合企业会计准则及相关规定

（一）合同价款发生变动的原因

如前所述，导致公司 9 个电站无法获取或无法全额获取发电补贴的原因主要系本次核查中，核查组认为上述电站存在未纳入国家年度可再生能源项目建设和规模或全容量并网时间不符合享受相应补贴电价的要求，可能导致相关项目的补贴电价被降低或取消，进而导致公司与各地方电网公司签订的购售电合同发生变更，在此过程中，客户的信用风险并未发生变化，因此，无法获取或无法全额获取发电补贴并非客户的信用风险导致。

（二）公司会计处理

公司根据自查及核查情况，基于谨慎性原则，对 9 个电站预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费进行了最佳估计，金额共计 91,613.89 万元，公司参考《企业会计准则第 14 号-收入》及其应用指南中对于合同变更的处理原则，冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元，并根据《企业会计准则第 22 号—金融工具确认和计量》的规定，对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元。

（三）同行业上市公司及其他存在可再生能源补贴的部分上市公司的会计处理情况

经查询，截至本回复出具日，同行业公司公开披露的信息中涉及可再生能源补贴核查的部分上市公司以及其他存在可再生能源补贴的部分上市公司信息披露及会计处理情况如下：

序号	公司名称	披露情况	会计处理
1	太极实业	太极实业 2023 年 4 月 27 日发布《无锡市太极实业股份有限公司关于 2022 年度计提资产减值准备的公告》，披露“2022 年子公司十一科技下属电站公司收到内蒙古财政厅、内蒙古自治区发展与改革委员会和内蒙古自治区能源局联合下发的《关于追回违规领取可再生能源电价附加补助资金的通知》，要求电站公司将违规领取的可再生能源电价附加补助资金缴回内蒙古电力（集团）有限责任公司”。	基于已收电费补贴需按通知要求缴回，由此可以合理推断所涉电站公司尚未收回的应收电费补贴也将无法收回，所涉电站公司对于尚未收回的应收电费补贴 34,781.38 万元（不含税）单项计提信用减值损失。2022 年相关公司全年累计计提固定资产减值损失 35,149.21 万元，计提无形资产减值

序号	公司名称	披露情况	会计处理
			损失 132.89 万元，计提使用权资产减值损失 1,606.64 万元。
2	江南化工	江南化工披露“2023 年 2 月 16 日，公司收到由内蒙古财政厅、内蒙古发改委、内蒙古能源局组成的领导小组下发的《关于内蒙古盾安光伏电力有限公司乌拉特后旗 50MW 光伏发电项目违规领取可再生能源发电中央补贴资金问题的认定及处置意见》，认定乌拉特后旗 50MW 光伏发电项目存在未纳入规模管理、备案文件失效问题，将该项目移出补贴清单，退回已申领的补贴资金 16,617.51 万元。同时，截至 2022 年 12 月 31 日该电站尚未收回的应收电费补贴 19,915.68 万元可能存在无法收回的风险。”	该事项导致冲减 2022 年度营业收入 31,862.74 万元。
3	三峡能源	在 2022 年第三季度业绩说明会公告中披露其纳入第一批合规项目清单的项目共计 164 个，暂未披露其未纳入第一批合规项目清单的项目情况。 2022 年度暨 2023 年第一季度业绩说明会公告披露其纳入第一批合规项目清单的项目共计 164 个，第二批合规项目清单公布时间依据国家核查情况而定，暂未披露其未纳入第一批合规项目清单的项目情况。公司判断福建三个山地项目因未在 2020 年底前全容量并网，获取补贴不确定性较大，计提三个项目固定资产减值准备。	2022 年年报未明确披露未纳入第一批合规项目清单的项目相关的补贴电费的会计处理方式
4	节能风电	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
5	太阳能	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
6	天合光能	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
7	阳光电源	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
8	协鑫集成	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
9	吉电股份	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
10	天顺风能	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
11	正泰电器	2022 年报中未见关于可再生能源补贴核查的相关披露	/
12	晶科科技	晶科科技 2022 年年度报告披露，截至 2022 年 12 月 31 日，公司共有 75 个享受可再生能源发电补贴政策的集中式光伏发电项目，其中 35 个项目已通过核查并进入第一批公示的合规名录清单。若尚未纳入公示名单的其余项目在前述核查过程中发生不利变化，公司可能面临补贴电费收入无法收回、光伏发电收入下降的风险。	2022 年按照 1%坏账比例对应收国家电网电费款组合计提坏账 4,478.98 万元。未见针对《自查通知》的会计处理方式
13	华电新能源	根据华电新能源问询回复披露，“可再生能源补贴自查工作开展后，根据目前可再生能源补贴核查进展，公司结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对涉及“项目并网”相关情况、“装机容量”相关情况、“年度规模”相关情况的 77 个项目不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，调减收入金额 5.87 亿元。”	调减收入金额 5.87 亿元，计提资产减值损失金额 3.48 亿元
14	川能动力	四川省新能源动力股份有限公司在其发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）（修订稿）中披露“标的公司应收账款中还存在少量线路补贴。线路补贴方面，根据财政部、国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》（财建〔2018〕250 号），已纳入和尚未纳入国家可再生能源电价附加资金补助目录的可再生能源接网工程项目，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；因《关于公布可再生能源电价附	川能风电（合并层面）于 2019 年对 2017 年 1 月至 2018 年 12 月确认的可再生能源项目线路补贴应收账款 1,906.25 万元全额计提减值准备。”

序号	公司名称	披露情况	会计处理
		加资金补助目录（第七批）的通知》是 2018 年 6 月印发，而《四川省发展和改革委员会关于四川电网 2017-2019 年输配电价及有关事项的通知》（川发改价格〔2017〕378 号）已于 2017 年 7 月 20 日印发，该周期对应的输配电价中并未包括期间应支付的线路补贴费用，线路补贴未能纳入输配电价成本核算，资金出处未能明确，从而导致线路补贴无法落实。”	
15	江铃汽车	江铃汽车于 2022 年半年度报告中披露“于 2022 年 6 月 30 日及 2021 年 12 月 31 日，应收新能源汽车补贴 103,180,418 元，因对应新能源汽车很可能不达相应补贴申请政策标准，本集团认为该补贴款项难以收回，因此已全额计提坏账准备。”	全额计提坏账准备
16	东风汽车	东风汽车于 2022 年年度报告中披露“于 2022 年 12 月 31 日，东风汽车应收财政部新能源汽车推广应用补助资金和应收地方财政局新能源汽车推广应用补助资金(合并简称“应收新能源车补贴款”)为人民币 17.42 亿元，公司判断回收存在风险，依据新能源补贴坏账准备模型计提坏账准备 1.18 亿元。”	计提应收账款坏账准备 1.18 亿元
17	力帆科技	力帆科技于 2022 年年度报告中披露“应收新能源汽车补贴款 601,102,146.90 元，预计部分补贴款不能收回，计提坏账准备 271,690,309.40 元，计提比例 45.20%。”	计提其他应收款坏账准备 27,169.03 万元

由上表可知，对可再生能源补贴核查导致应收电费补贴款不能收回的，部分同行业公司会计处理为计提相应的信用减值损失，部分同行业公司会计处理为冲减 2022 年收入，没有对前期进行追溯调整的案例。公司对于预计不能收到的可再生能源补贴款的会计处理与江南化工、华电新能源的处理方式一致。

综上，公司针对《自查通知》进行的会计处理符合企业会计准则及相关规定。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、在国网新能源云平台核查公司截至 2022 年末存在发电补贴的电站项目进入第一批合规项目清单的情况。访谈公司业务人员及财务负责人，了解其预计 3 个项目可正常获得电价补贴的依据，并结合本次核查要求，分析其合理性；通过访谈了解公司未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目目前的申诉进度，相关部门的处理情况以及公司对上述项目未来的安排，获取并审阅公司提交的申诉材料，分析未来获取补贴的可能性；通过公开资料查询是否存在类似项目已通过申诉的案例；对发行人预计可正常获得电价补贴的项目情况类似的同行业公司进行了访谈，了解同行业公司电站项目是否纳入第一批合规项目清单、是否进入补贴清单、

是否已开始获取补贴、是否收到要求退还补贴款的通知、对应收电费补贴款的会计处理方式等情况。

2、核查未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目的备案或核准文件、并网调度协议、电力业务许可证、购售电合同、电价批复文件及电价依据适用文件等；核查未纳入第一批合规项目清单的 12 个项目纳入补贴清单或进行补贴申报的情况。

3、查阅《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）和《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建[2020]5 号）等政策文件，并结合公司项目实际情况分析公司前期收入确认依据是否充分，是否满足《企业会计准则》要求；结合本次《自查通知》核查要求分析公司目前会计处理是否合理。

4、获取公司 9 个瑕疵电站项目 2022 年确认的补贴电费收入及前期补贴电费收入明细表、固定资产减值准备计提明细以及评估机构出具的评估报告等资料，复核公司相关数据计算的准确性，判断损益调整是否充分；通过公开信息查询同行业上市公司以及其他存在可再生能源补贴的部分上市公司的会计处理方式，结合《企业会计准则》规定分析公司会计处理的合理性。

5、了解发行人本次申报过程中会计差错更正的相关情况，对差错更正事项的时间、内容和范围，对发行人的影响；差错更正事项的性质、原因及依据，是否合规，是否符合审慎原则；差错更正事项是否因会计基础薄弱、内控重大缺陷、盈余操纵、未及时进行审计调整的重大会计核算疏漏、滥用会计政策或者会计估计以及恶意隐瞒或舞弊行为所致，是否反映发行人会计基础工作薄弱或内控缺失；差错更正事项是否已准确、充分披露等事项进行了核查。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、对于未纳入第一批合规项目清单的项目，发行人预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴的判断依据充分，具有合理性；发行人判断其中 9 个瑕疵电站项目很可能被降低或取消补贴，未来获得补贴的可能性较低，发行人参考《企业会计准则第 14 号-收入》及其应用指南以及中对于合同变更的处理原则进行会计处理具有合理性。

2、发行人前期收入确认依据充分，不应作为前期会计差错更正具有合理性。发行人在申报过程中对 2022 年财务数据进行会计差错更正对财务报表的影响较小；进行会计差错更正并非发行人主观故意导致，符合审慎原则的要求；差错更正事项并非发行人会计基础薄弱、内控重大缺陷、盈余操纵、未及时进行审计调整的重大会计核算疏漏、滥用会计政策或者会计估计以及恶意隐瞒或舞弊行为导致；不影响发行人会计基础工作的规范性及内控有效性；差错更正已在本回复中准确、充分披露。

3、报告期内，对于未纳入第一批合规项目清单且经公司自查预计降低或取消电价补贴的项目，可能导致发行人与各地方电网公司签订的购售电合同发生变更，发行人参考《企业会计准则第 14 号-收入》及其应用指南以及中对于合同变更的处理原则进行会计处理具有合理性，符合企业会计准则及相关规定；发行人相关数据计算过程及来源合理，损益调整适当，与部分同行业可比公司处理方式一致，具有合理性。

问题 2、关于电站业务

根据申报材料：（1）2020-2022 年，公司电站建设业务收入中，EPC 模式占比分别为 17.96%、15.53%和 51.57%，2022 年 EPC 模式收入占比上升主要系平价上网政策下，电站建设方基于控制成本等考量，较多以 EPC 模式进行电站建设；（2）2019 年末、2020 年末、2021 年末、2022 年 6 月末，公司已完成试运行后超过 1 年尚未转让的电站余额分别为 11.95 亿元、7.00 亿元、5.88 亿元和 5.85 亿元，公司未充分说明合理性；（3）截至 2022 年 6 月 30 日，报告期内已转让项目及期末已建成尚未转让的自主开发电站项目中，“建设同时寻找收购方”电站项目累计发生成本金额占比为 27.33%，发行人存在将 8 个自主开发电站项目转换为自营的情形；（4）自主开发模式下的电站建设业务，发行人将项目公司股权转让给客户时，电站控制权实现转移；（5）公司自主开发电站业务根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》（以下简称《8 号准则》），采用预计未来现金流量现值作为可收回金额，以此为基础确定存货减值金额，但会计政策中披露存货按成本与可变现净值孰低原则计价，各年末，公司电站存货的订单支持比例均低于 10%；2022 年末，公司固定资产减值准备余额较 2021 年末增加较多，主要系根据自查结果对存在减值迹象的电站计提了固定资产减值损失 3.06 亿元。

请发行人说明：（1）区分不同业务模式，说明报告期各期电站建设业务的主要客户情况、项目定价及毛利率，发生模式变更的，请说明原因，是否系该客户当年电站采购的主要模式，在 EPC 模式下客户可控制成本的依据及控制成本对发行人影响，2022 年 EPC 模式电站销售收入占比大幅上升是否符合行业惯例；（2）公司电站试运行、并网至出售周期与同行业公司的对比情况，部分电站运营周期较长的原因，结合自身经营和管理策略等因素，说明将光伏电站划分为存货和固定资产的具体标准及依据、持有目的的最初确定及变更阶段、内部控制及具体执行过程、各阶段会计处理，是否符合企业会计准则及相关规定；（3）逐项列示报告期各期计入存货的光伏电站项目子公司的成立日期、各关键决策节点的内部程序、决策文件、决策人员及决策日期，相关电站销售过程中历次客户接洽、商务会谈和尽职调查情况等外部程序，并提供充分证据证明投资建设电站的目的为对外销售且非随意变更；（4）报告期各期末的电站存货中，已并网运行的具体情况，包括电站名称、是否确定购买方、是否产生发电收入等，暂未找到交易对象而先由发行人运营的电站，是否应转入固定资产等进行折旧；（5）自主开发模式下的电站建设业务收入、成本、现金流量金额的具体确定方式，是否根据收取的相关对价（包括现金对价和转移的负债等）确定收入，是否按照实际收取的现金为基础编制现金流量表；（6）存货根据《8 号准则》进行减值是否符合发行人的会计政策、企业会计准则规定，按成本与可变现净值孰低应确认的存货跌价准备金额，各关键参数的确定依据及合理性；结合在手订单、期后销售、市场供需及价格变动情况等，说明存货跌价准备、固定资产减值准备计提的充分性。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

2-1 区分不同业务模式，说明报告期各期电站建设业务的主要客户情况、项目定价及毛利率，发生模式变更的，请说明原因，是否系该客户当年电站采购的主要模式，在 EPC 模式下客户可控制成本的依据及控制成本对发行人影响，2022 年 EPC 模式电站销售收入占比大幅上升是否符合行业惯例

一、区分不同业务模式，说明报告期各期电站建设业务的主要客户情况、项目定价及毛利率

报告期内，公司风能、光伏电站建设业务模式包括 EPC 模式和自主开发模式。在不同模式下，由于公司提供的服务内容、服务周期不同，两种模式定价方式存在较大的差异。不同电站的项目规模、资源情况、电价水平、施工难度、设备规格或等级及采购价格、项目实际工期等方面存在较大差异，客户对电站收益率要求不同等，导致不同项目毛利率水平不同。

（一）自主开发模式下主要客户情况、项目定价及毛利率

1、主要客户情况

报告期内，自主开发模式下电站建设业务的主要客户为大型央企、地方国企及上市公司，主要客户具备健全、严格的内控管理制度和供应商审查程序，对业务经营合规性要求较高。自主开发模式下主要客户相对集中，报告期各期前五大客户收入占自主开发模式下电站建设业务收入的比例分别为 82.10%、92.30%和 94.95%，具体情况如下：

客户名称	收入（万元）	占该模式收入的比例	毛利率	定价模式
2022 年度				
三峡集团	124,466.62	33.43%	37.52%	参考评估结果，经商业谈判确定
国家电投	121,086.19	32.52%	26.96%	
申能股份有限公司	43,153.30	11.59%	11.44%	
安徽省能源集团	33,889.38	9.10%	7.35%	
华电集团	30,911.27	8.30%	12.54%	
合计	353,506.76	94.95%	25.64%	
2021 年度				
三峡集团	238,737.51	36.41%	18.79%	参考评估结果，经商业谈判确定
国家电投	212,765.74	32.45%	13.00%	
华电集团	51,163.17	7.80%	12.54%	
中核集团	64,693.47	9.87%	6.43%	
江西水利投资集团	37,815.44	5.77%	17.78%	
合计	605,175.32	92.30%	14.84%	
2020 年度				

客户名称	收入（万元）	占该模式收入的比例	毛利率	定价模式
国家电投	239,420.86	39.40%	9.10%	参考评估结果，经商业谈判确定
三峡集团	97,278.83	16.01%	21.37%	
中广核三期基金	84,762.12	13.95%	8.58%	
华电集团	39,434.25	6.49%	17.28%	
华能集团	37,999.97	6.25%	10.32%	
合计	498,896.03	82.10%	12.15%	

2、项目定价过程

自主开发模式下，公司与客户参考电站评估结果，经商业谈判确定成交价格。

项目转让前，公司综合考虑自主开发电站项目未来发电小时数、电价、弃光率或弃风率等情况，对目标电站未来收益进行预测，并应用现金流折现法计算电站项目价值。

市场部确定目标客户群后，与客户就项目的基本情况进行沟通，由客户根据项目基础信息及内部投资决策模型对电站价值进行估算，并给出报价。公司根据内部测算的电站项目价值与客户报价进行对比，结合项目转让时间、付款条件等择优选择确定合作方。

随后，由客户启动并由第三方中介机构完成对该电站项目的技术、法律、财务审计、价值评估等尽职调查工作，双方同步开展合同条款等细节协商，协商一致后，双方各自履行其内部决策流程，经审批通过后，双方签订电站项目公司的股权转让协议，确定合同价格及付款方式等，并根据股权转让协议完成电站项目公司股权交割。

3、主要客户毛利率及差异分析

报告期内，公司自主开发模式下的风能、光伏电站建设业务主要客户毛利率因合同服务内容以及不同电站的建设规模、施工难度等存在一定差异，导致主要客户之间毛利率存在差异。报告期各期主要客户的毛利率及差异原因分析如下：

（1）2020 年度主要客户毛利率及差异分析

2020 年，公司自主开发模式下电站建设业务来源于主要客户的收入及毛利率情况如下：

客户名称	收入（万元）	毛利率
国家电投	239,420.86	9.10%
三峡集团	97,278.83	21.37%
中广核三期基金	84,762.12	8.58%
华电集团	39,434.25	17.28%
华能集团	37,999.97	10.32%
合计	498,896.03	12.15%

2020 年，自主开发模式下，公司对中广核三期基金和三峡集团的电站建设业务毛利率与其他主要客户存在一定差异，主要原因如下：

①2020 年度，公司对中广核三期基金确认收入 84,762.12 万元，毛利率为 8.58%，低于同期前五大客户平均毛利率 12.15%，主要系该客户个别项目因工程量调整，结算工程成本有所增加，导致当年度毛利率为负数，拉低其整体毛利率。2020 年，该客户确认收入的电站项目情况如下：

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
太康县马头镇 50 兆瓦风电场项目	35,639.59	42.05%	11.15%
鹿邑县一期 50MW 风电项目	34,305.85	40.47%	9.81%
河南省鹿邑县 30MW 分散式风电项目	12,820.62	15.13%	10.16%
武强县龙治河 200 兆瓦风电场项目	1,996.06	2.35%	-68.76%
合计	84,762.12	100.00%	8.58%

注：收入占比为所列项目占自主开发模式下对该客户实现收入的比例。

2020 年，公司对武强县龙治河 200 兆瓦风电场项目确认收入 1,996.06 万元，毛利率为-68.76%，该项目毛利率为负数，主要系因招标设计图与实际施工图存在差异，施工过程中新增了部分征地、风机吊装等工作量，经双方协商同意调增合同金额 1,263.57 万元，但结算工程成本较原预算超支 2,739.81 万元，导致合同整体毛利率下降，拉低了该客户的整体毛利率。

②2020 年度，公司对三峡集团确认收入 97,278.83 万元，毛利率为 21.37%，高于同期其他前五大客户的毛利率，主要原因系公司承建的三峡集团“山西省吕梁市交口县 300MW 光伏平价基地项目”整体装机容量为 300MW，远大于当年其他在建电站平均规模，经内部测算的税后投资收益率为 8.97%，项目收益率高于客户当年电站收购的标准，盈利空间较大，项目签约售价较高。同时，由于该

项目规模大，公司对于供应商有更强的议价能力，组件等原材料的采购单价与其他项目相比较低，综合导致该项目整体毛利率高于其他电站项目。

（2）2021 年度主要客户毛利率及差异分析

2021 年，公司自主开发模式下电站建设业务来源于主要客户的收入及毛利率情况如下：

客户名称	收入（万元）	毛利率
三峡集团	238,737.51	18.79%
国家电投	212,765.74	13.00%
华电集团	51,163.17	12.54%
中核集团	64,693.47	6.43%
江西水利投资集团	37,815.44	17.78%
合计	605,175.32	14.84%

2021 年，自主开发模式下公司对中核集团的电站建设业务毛利率低于前五大客户的平均毛利率 14.84%。2021 年，公司对中核集团确认收入 64,693.47 万元，毛利率为 6.43%，主要系河南省新乡市获嘉县 40MW 分散式风电项目毛利率较低所致。2021 年，公司对该客户确认收入的主要项目情况如下：

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
河南省新乡市获嘉县 40MW 分散式风电项目	28,620.64	44.24%	0.57%
柘城县惠济 50MW 风电项目	36,053.67	55.73%	11.27%
合计	64,674.31	99.97%	6.54%

注：收入占比为所列项目占自主开发模式下对该客户实现收入的比例。

2021 年，河南省新乡市获嘉县 40MW 分散式风电项目确认收入 28,620.64 万元，毛利率为 0.57%，造成毛利率较低的主要原因系该项目为满足在 2021 年底并网需求，临时新增送出线路工程，并由公司承担该项成本费用，导致合同预算总成本增加，合同毛利率下降。

（3）2022 年度主要客户毛利率及差异分析

2022 年，公司自主开发模式下电站建设业务来源于主要客户的收入及毛利率情况如下：

客户名称	收入（万元）	毛利率
------	--------	-----

三峡集团	124,466.62	37.52%
国家电投	121,086.19	26.96%
申能股份有限公司	43,153.30	11.44%
安徽省能源集团	33,889.38	7.35%
华电集团	30,911.27	12.54%
合计	353,506.76	25.64%

2022 年，自主开发模式下，公司对安徽省能源集团、申能股份有限公司、华电集团的电站建设业务毛利率低于前五名客户平均水平，对三峡集团电站建设业务毛利率高于前五名客户平均水平，主要原因如下：

①2022 年，公司对安徽省能源集团确认收入 33,889.38 万元，毛利率为 7.35%，低于前五大客户平均水平，主要系该客户签约合同毛利率较低所致，2022 年，公司对该客户确认收入的主要项目情况如下：

项目	收入(万元)	收入占比	毛利率
山西省长治市襄垣县 80MW 平价光伏发电项目	30,220.29	89.17%	7.35%
铜陵郊区铜山镇 90MW 光伏发电项目	3,669.09	10.83%	7.35%
合计	33,889.38	100.00%	7.35%

注：收入占比为所列项目占自主开发模式下对该客户实现收入的比例。

2022 年，公司对山西省长治市襄垣县 80MW 平价光伏发电项目和铜陵郊区铜山镇 90MW 光伏发电项目确认的毛利率均为 7.35%，低于电站建设业务前五大客户平均毛利率，主要原因系签约合同毛利率较低所致。上述项目立项时公司预测的内部收益率分别为 7.06%、7.50%，收益率水平刚好达到客户电站收购要求，盈利空间较小，再加上因组件价格上涨等原因导致成本增加，最终签约合同毛利率较低，分别为 7.86%、2.68%。

此外，铜陵郊区铜山镇 90MW 光伏发电项目在 2022 年进行工程结算，因结算调减工程成本金额 249.59 万元，项目整体毛利率有所上升，当期毛利率上升至 7.35%，高于签约合同毛利率。

②2022 年度，公司对申能股份有限公司确认收入 43,153.30 万元，毛利率为 11.44%，与前五大客户平均水平存在较大差异，主要原因系公司 2022 年转让枣庄市峄城石膏矿沉陷区 100MW 渔光互补平价光伏发电项目时，山东省政策要求

新能源电站项目必须配备储能设施，签约时预计增加工程成本约 3,500 万元，但收购方不予以同步增加合同金额，导致该项目预算总成本偏高，签约合同毛利率仅为 11.50%，该项目 2022 年确认收入 41,975.24 万元，占当年对该客户收入的 97.27%，拉低了该客户整体毛利率。

③2022 年度，公司对华电集团确认收入 30,911.27 万元，毛利率为 12.54%，低于前五大客户平均毛利率。2022 年，公司对该客户确认收入的主要项目情况如下：

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
焦作市武陟县 50MW 分散式风电项目	15,999.17	51.76%	15.30%
舞阳县新能 45MW 分散式风电多能互补项目	14,470.79	46.81%	7.70%
合计	30,469.96	98.57%	11.69%

注：收入占比为所列项目占自主开发模式下对该客户实现收入的比例。

2022 年，公司对舞阳县新能 45MW 分散式风电多能互补项目确认的毛利率为 7.70%，低于前五大客户平均毛利率，主要原因系签约合同毛利率偏低以及 2022 年工程预算外成本增加综合导致毛利率较低，具体包括：①该电站项目因配备 4.5MWh 的储能设施且电场靠近村庄，建造成本偏高；②2022 年，实际风机点位超出原设计范围，新增了土地使用成本，工程成本增加约 562.59 万元，导致项目毛利率有所下降。以上原因综合导致该项目 2022 年毛利率仅为 7.70%，拉低了该客户的整体毛利率。

④2022 年，公司对三峡集团确认收入 124,466.62 万元，毛利率为 37.52%，毛利率较高，主要受以下电站项目影响：

序号	项目名称	收入（万元）	收入占比	毛利率
1	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目	63,732.60	51.20%	33.22%
2	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目二期	35,934.31	28.87%	26.31%
3	净潭乡 100MW 农光互补项目	6,131.01	4.93%	65.73%
4	张家口二期 100MW 风电项目	5,359.55	4.31%	53.39%
5	潜江 100MW 农光互补项目	4,523.72	3.63%	69.44%
6	佛子山 100MW 农光互补项目	4,418.78	3.55%	63.74%
7	风电平价上网及张家口国际可再生能源技术创新实验实证基地一期 100MW 风电项目	2,730.77	2.19%	85.31%
	合计	122,830.75	98.68%	37.29%

注：收入占比为所列项目占自主开发模式下对该客户实现收入的比例。

2022 年，公司对湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目及二期项目确认收入 99,666.91 万元，整体毛利率为 30.73%，主要原因系签约合同毛利率较高与成本节约，该项目的基础电价约为 0.4161 元/kW h，且消纳前景良好，项目全投资收益率较高；同时，因项目采用混塔技术提高轮毂高度、选择 5.0MW 的大功率风机机组及塔筒主材方案优化等，使得电站发电能力提升、建设成本降低，综合导致项目毛利率较高。

2022 年，上表第 3-7 个项目当期毛利率均高于 50%，主要原因系：①2022 年，各项目均已完工并且实现并网发电，主要因外线成本、临时道路恢复、防洪工程等成本节约，经结算调减了各项目工程成本，合计调减金额为 7,877.44 万元，导致各项目整体毛利率均有所上升；②由于各项目 2021 年主体工程已完成，2022 年处于收尾及验收阶段，2022 年确认收入金额占合同金额比例很低，工程成本变动对当期毛利率影响较大。上述原因综合导致上表第 3-7 个项目当期毛利率较高，拉高了该客户的整体毛利率。

（二）EPC 模式下主要客户情况、项目定价及毛利率

1、主要客户情况

报告期内，公司 EPC 模式下电站建设业务主要客户为大型央企、地方国企及上市公司，主要客户具备健全、严格的内控管理制度和供应商审查程序，对业务经营合规性要求较高。报告期各期，EPC 模式下主要客户相对集中，各期前五大客户合计收入占 EPC 模式下电站建设业务收入的比例分别为 68.65%、93.92% 和 84.06%，具体情况如下：

客户名称	收入（万元）	占该模式收入的比	毛利率	定价模式
2022 年度				
粤电力 A	152,531.48	38.47%	6.75%	参考公开市场价格，并通过公开招投标结果确定。
三峡集团	70,782.49	17.85%	24.47%	
湖北能源	56,574.05	14.27%	8.75%	
华电集团	40,200.97	10.14%	8.36%	
抚顺矿业集团有限责任公司	13,221.74	3.33%	21.33%	
合计	333,310.73	84.06%	11.62%	

客户名称	收入（万元）	占该模式收入的比	毛利率	定价模式
2021 年度				
三峡集团	56,235.02	46.67%	3.38%	参考公开市场价格，并通过公开招投标结果确定。
青岛城投	21,885.73	18.16%	22.66%	
中国石油天然气集团有限公司	17,554.00	14.57%	4.19%	
华电集团	9,573.38	7.94%	7.09%	
晶澳科技	7,935.30	6.59%	8.73%	
合计	113,183.43	93.92%	7.92%	
2020 年度				
中广核三期基金	21,934.17	16.49%	0.53%	参考公开市场价格，并通过公开招投标结果确定。
青岛城投	22,211.15	16.70%	6.67%	
华电集团	21,621.11	16.25%	-2.23%	
新疆新能源（集团）有限责任公司	16,949.88	12.74%	8.21%	
中国船舶重工集团有限公司	8,605.50	6.47%	13.33%	
合计	91,321.81	68.65%	4.00%	

2、项目定价过程

EPC 模式下，公司与上述客户在业务开展过程中，公司均按照相关法律法规和客户要求通过招投标获取业务，根据中标价格与客户签订 EPC 合同，明确双方权利义务。

公司获取业主招标文件后，组织投标团队踏勘、预估实际工作的难度及调研当地人、材、机的价格水平，负责评估建设过程中可能涉及风险事项，最后从项目的概况、技术要求、价格等方面对项目风险及可行性进行评估并形成踏勘报告。根据踏勘报告以及项目招标文件要求，出具项目配置清单，形成《工程概算表》；根据《新能源公司投标管理制度》提起《工程概算表》OA 系统审批流程，经相关部门审批后，确定 EPC 投标价格。中标后，公司根据中标价格与业主方签订 EPC 合同。

3、EPC 模式下主要客户毛利率差异分析

报告期内，公司风能、光伏电站建设业务 EPC 模式下主要客户毛利率因 EPC 合同服务内容以及不同电站建设规模、施工难度等存在一定差异，导致主要客户

之间毛利率存在差异。报告期各期主要客户的毛利率及差异原因分析如下：

(1) 2020 年度主要客户毛利率差异分析

2020 年，公司 EPC 模式下电站建设业务来源于主要客户的收入及毛利率情况如下：

客户名称	收入（万元）	毛利率
中广核三期基金	21,934.17	0.53%
青岛城投	22,211.15	6.67%
华电集团	21,621.11	-2.23%
新疆新能源（集团）有限责任公司	16,949.88	8.21%
中国船舶重工集团有限公司	8,605.50	13.33%
合计	91,321.81	4.00%

2020 年，EPC 模式下公司对华电集团、中广核三期基金的毛利率低于前五大客户的平均毛利率 4%，对中国船舶重工集团有限公司的毛利率高于前五大客户平均水平，主要原因如下：

①2020 年度，公司对华电集团确认收入 21,621.11 万元，毛利率为-2.23%，主要系羊老大 50MW 光伏电站项目因政策原因，土地税费成本增加，该项目前期预计部分土地相关税费免征，但实施过程中因当地政策变动需要缴纳相应税费，根据公司与业主合同约定征地相关费用由公司负责，因此导致该项目毛利率为负数。

②2020 年度，公司对中广核三期基金确认收入 21,934.17 万元，毛利率为 0.53%，低于同期其他前五大客户毛利率，主要系该客户主要项目当年因工程量变更及工程结算，工程成本有所增加，导致当年度毛利率较低。

2020 年，公司对河北省衡水市故城 150MW 风电场项目确认收入 21,675.76 万元，占 EPC 模式下对该客户实现收入的比例为 98.82%，毛利率为 2.15%。该项目毛利率较低，主要原因系：A、受风电抢装潮影响，风机、塔筒因生产厂商供货紧张，风机采购价格上涨；B、该项目建设期集中在 2020 年冬季，造成吊装成本和基础砼材施工费增加；C、该项目所处地域多河道、铁路、公路，环境复杂，因 15 个风机点位与其他公司的项目风机点位规划冲突，更换风机点位，设计发生变更，在集电线路施工过程中需采用大容量双回路线路，并且线路建设

中需要多穿风机、绕行、跨越等很多特殊措施，集电线路施工复杂、难度大，导致施工成本增加。

此外，公司承接中广核三期基金的聚智西华逍遥风电场项目于 2020 年工程完工结算轧差，导致当期该项目毛利为-349.58 万元，进一步降低了该客户整体毛利率。

③2020 年度，公司对中国船舶重工集团有限公司确认收入 8,605.50 万元，毛利率为 13.33%，高于同期其他前五大客户毛利率，主要原因系 2020 年统原宏燊木垒老君庙一、二期 99MW 风电场工程项目应客户要求，原合同约定的由公司供应风机、塔筒改为由客户直接采购，经双方协商同意减少 EPC 合同履约范围，导致合同金额调减 42,213.08 万元、预计总成本调减 38,681.02 万元，上述调整导致项目整体毛利率上升 2.56 个百分点，进而导致截至 2020 年末的履约进度提高，当期毛利率提高 4.01 个百分点。

(2) 2021 年度主要客户毛利率差异分析

2021 年，公司 EPC 模式下电站建设业务来源于主要客户的收入及毛利率情况如下：

客户名称	收入（万元）	毛利率
三峡集团	56,235.02	3.38%
青岛城投	21,885.73	22.66%
中国石油天然气集团有限公司	17,554.00	4.19%
华电集团	9,573.38	7.09%
晶澳科技	7,935.30	8.73%
合计	113,183.43	7.92%

2021 年，公司对青岛城投确认收入 21,885.73 万元，毛利率为 22.66%，高于同期其他前五大客户毛利率，主要系该客户主要项目当年因工程施工方案变更及工程结算等原因，工程成本有所下降，导致当年度毛利率较高。2021 年，公司对该客户确认收入的主要项目情况如下：

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
中民新能盐池 20 万千瓦光伏复合发电项目	20,199.55	92.30%	16.34%
恒动木垒 100MW 光伏发电项目	1,686.19	7.70%	98.31%

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
合计	21,885.73	100.00%	22.66%

注：收入占比为所列项目占 EPC 模式下对该客户实现收入的比例。

2021 年，公司对中民新能盐池 20 万千瓦光伏复合发电项目确认收入 20,199.55 万元，毛利率为 16.34%，主要原因包括：建设期内施工方案变更电缆用量减少、线缆市场价格波动、组件安装方式及设备选型发生变更、建安工程完工结算等原因导致预计总成本调减 1,128.10 万元，合同毛利率有所上升。此外，恒动木垒 100MW 光伏发电项目在 2021 年进行工程结算，因结算调增合同金额 1,725.47 万元，导致当期毛利率较高，拉高了该客户当期毛利率水平。

（3）2022 年度主要客户毛利率差异分析

2022 年，公司 EPC 模式下电站建设业务来源于主要客户的收入及毛利率情况如下：

客户名称	收入（万元）	毛利率
粤电力 A	152,531.48	6.75%
三峡集团	70,782.49	24.47%
湖北能源	56,574.05	8.75%
华电集团	40,200.97	8.36%
抚顺矿业集团有限责任公司	13,221.74	21.33%
合计	333,310.73	11.62%

2022 年，公司对三峡集团、抚顺矿业有限责任公司的毛利率高于前五大客户平均水平，主要原因如下：

①2022 年，公司对三峡集团确认收入 70,782.49 万元，毛利率为 24.47%，高于同期其他前五大客户毛利率。2022 年，公司对该客户确认收入的主要项目情况如下：

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目（标段二）16 万千瓦风电场区	36,911.11	52.15%	28.26%
三峡能源肃北马鬃山第二风电场 C 区二期 100MW 风电项目	31,206.70	44.09%	21.44%
三峡能源青海格尔木 1100MW 光伏光热项目 1000MW 光伏项目	608.06	0.86%	7.88%

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
三峡能源青海青豫直流二期 3 标段 1000MW 光伏光热项目 900MW 光伏项目	2,056.62	2.91%	7.29%
合计	70,782.49	100.00%	24.47%

注：收入占比为所列项目占 EPC 模式下对该客户实现收入的比例。

2022 年，包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目（标段二）16 万千瓦风电场区项目确认的毛利率为 28.26%，毛利率较高，主要原因系：建设期内，该项目因风机技术进步，采用 6.25MW 和 5.5MW 的大功率风机，技术方案优化后该项目使用的风机数量减少，同时风机吊装基础、集电线路、检修道路等建安工程量大幅减少，以及 2022 年风机价格下降幅度较大，预计总成本降低导致合同毛利率上升，当期毛利率上升至 28.26%。

另外，公司对三峡能源肃北马鬃山第二风电场 C 区二期 100MW 风电项目确认的毛利率为 21.44%，高于电站建设业务前五大客户平均毛利率，主要原因系：建设期内，因风机价格下跌、风机基础及场区路因设计优化、吊装工程单价下降等原因导致预计总成本调减，导致合同毛利率上升，当期毛利率上升至 21.44%。

②2022 年度，公司对抚顺矿业集团有限责任公司确认收入 13,221.74 万元，毛利率为 21.33%，高于同期前五大客户平均水平。2022 年，公司对该客户确认收入的主要项目情况如下：

项目	收入（万元）	收入占比	毛利率
抚顺矿业集团 100MW 光伏项目	11,005.83	83.24%	21.35%
抚矿集团南舍场二期 20MW 光伏发电项目	2,215.92	16.76%	21.21%
合计	13,221.74	100.00%	21.33%

注：收入占比为所列项目占 EPC 模式下对该客户实现收入的比例。

2022 年，公司对抚顺矿业集团 100MW 光伏项目和抚矿集团南舍场二期 20MW 光伏发电项目确认的毛利率分别为 21.35%、21.21%，高于前五大客户平均毛利率，主要原因系上述项目签约时由业主委托第三方公司出具设计方案，公司根据业主提供的第三方设计方案进行投标报价，中标时签约合同毛利率分别为 14.44%和 14.25%。在电站建设施工过程中，经与业主方确认，公司通过光伏支架结构、光伏区围栏、支架基础、高压电缆敷设路径等技术方案优化，降低了工程成本，分别调减预算总成本 1,865.10 万元和 268.51 万元，导致合同毛利率和

当期毛利率上升。

二、发生模式变更的，请说明原因，是否系该客户当年电站采购的主要模式

报告期各期，发行人向报告期各期主要客户提供电站建设业务的各类模式收入占比具体如下：

序号	公司	模式	各期模式下电站建设业务收入占比		
			2022 年度	2021 年度	2020 年度
1	三峡集团	自主开发	63.75%	80.94%	100.00%
		EPC	36.25%	19.06%	-
2	华电集团	自主开发	43.47%	84.24%	64.59%
		EPC	56.53%	15.76%	35.41%
3	中广核三期基金	自主开发	-	-	79.44%
		EPC	-	-	20.56%
4	青岛城投	EPC	-	100.00%	100.00%
5	新疆新能源（集团）有限责任公司	EPC	-	-	100.00%
6	中国船舶重工集团有限公司	EPC	-	-	100.00%
7	国家电投	自主开发	100.00%	100.00%	100.00%
8	华能集团	自主开发	-	-	100.00%
9	中国石油天然气集团有限公司	EPC	-	100.00%	-
10	晶澳科技	EPC	-	100.00%	-
11	中核集团	自主开发	-	100.00%	-
12	江西水利投资集团	自主开发	-	100.00%	-
13	粤电集团	EPC	100.00%	-	-
14	湖北能源	EPC	100.00%	-	-
15	抚顺矿业集团有限责任公司	EPC	100.00%	-	-
16	申能股份有限公司	自主开发	100.00%	-	-
17	安徽省能源集团	自主开发	100.00%	-	-

如上表所示，报告期内，三峡集团、华电集团向发行人采购电站建设业务的模式发生调整，三峡集团由 2020 年单一的自主开发电站采购模式，转变为 2021 年、2022 年的自主开发电站模式与 EPC 模式相结合的方式；华电集团自 2021 年以来，自主开发模式占比下降，EPC 模式占比提升。

该等客户模式变更的主要原因系：（1）2021 年以来，由于国家大力开发新能源大基地项目，及陆续出台行业规范政策，三峡集团、华电集团等大型央企、国企借助资源优势，积极自行勘探开发并取得电站项目指标，并委托第三方进行电站建设，如三峡集团旗下的三峡能源（600905），2021 年、2022 年新增风能光伏项目核准/备案容量分别达到 1,600 万千瓦、1,159.79 万千瓦，在国家首批约 1 亿千瓦大型风电光伏基地项目中，三峡能源获取了 685 万千瓦基地项目；（2）在风能、光伏电站平价上网及电站规模持续扩大的趋势下，下游客户为保障电站投资收益率，亦有较大的降本增效压力。

发行人作为三峡集团、华电集团的重要电站建设服务供应商，2021 年、2022 年承接了其多个电站建设 EPC 业务，故 EPC 模式占比逐步增加。

同时，从该等客户的电站项目来源来看，发行人与三峡集团、华电集团业务开展模式的变更，亦与该等客户现行采购模式基本匹配。如华电集团下属的风能、太阳能发电业务的运营主体华电新能源，其截至 2022 年末的在运及在建/储备项目来源如下：

电站项目来源	在运项目		在建项目及储备项目	
	装机容量 (万千瓦)	装机容量占比	装机容量 (万千瓦)	装机容量占比
通过华电集团同控下重组获取的项目	2,376.17	68.07%	-	-
华电新能源对外收购取得的项目	228.81	6.55%	-	-
华电新能源参与政府主导的招投标/竞争性配置获取的项目	304.10	8.71%	558.64	29.54%
华电新能源通过自主开发方式取得的项目	581.77	16.67%	1,332.37	70.46%
合计	3,490.84	100.00%	1,891.01	100.00%

注：1、参与政府主导的招投标/竞争性配置获取电站项目，系由省、市级政府通常根据国家层面总体规划、可再生能源规划及当地总体规划，将相关风光电开发资源向社会进行公开招标或竞争性配置。政府部门根据相关规定公示配置要求、评分细则、具体程序等信息，企业根据自身情况向政府部门进行申报和参与；政府部门组织专家对申报企业的整体实力、设备合理性及技术指标、已开展前期工作、电网接入及消纳条件等方面进行审议，并将中标结果予以公示；中标或取得配置的项目主体（如华电新能源）向当地发改委等部门履行项目核准或备案程序后取得电站项目。

2、华电新能源通过自主开发方式取得的项目，系由其自主通过勘察、选址、测量、评估，取得用地预审等要件后，上报发展改革委（或其他主管部门）核准或备案取得电站项目。

如上表所示，华电新能源截至 2022 年末的在运电站项目中，通过参与政府

主导的招投标/竞争性配置和自主开发方式而获取并委托第三方建设的电站项目装机容量，已接近对外收购电站项目的 4 倍，而截至 2022 年末的在建项目及储备项目，均来源于参与政府主导的招投标/竞争性配置和自主开发方式。故发行人电站建设业务中 EPC 模式占比逐步增加，与该等客户的电站项目来源及采购模式情况相一致。

三、在 EPC 模式下客户可控制成本的依据及控制成本对发行人影响

1、相较于购买成熟电站项目，在 EPC 模式下，下游客户可减少因由第三方开展电站项目前期开发所产生的高溢价，投入成本相对较低

自主开发模式下，发行人不仅提供 EPC 模式下的电站设计、原材料采购、建设安装等建设服务，还提供前期开发与探勘、土地获取等服务，提供服务内容更为复杂，电站整体溢价较高。报告期各期发行人自主开发模式的毛利率及平均单瓦电站建设收入明显高于 EPC 模式。相较于购买成熟电站项目，下游客户在 EPC 模式下投入成本相对较低。

以下游客户华电新能源为例，其截至 2022 年 6 月末的在运新能源电站中，自外部主体收购电站及自主投资建设电站的取得成本对比具体如下：

华电新能源电站项目来源	风能电站项目			光伏电站项目		
	电站数量 (个)	装机容量	单位装机容量的取得成本	电站数量	装机容量	单位装机容量的取得成本
自中国华电集团合并范围以外的主体收购项目	14	39.81 万千瓦	0.95 亿元/万千瓦	57	121.39 万千瓦	0.80 亿元/万千瓦
华电新能源合并范围内主体自主投资建设项目	288	2,026.90 万千瓦	0.85 亿元/万千瓦	208	606.34 万千瓦	0.68 亿元/万千瓦

注：自同一控制下合并范围以外的主体收购项目的单位装机容量的取得成本=电站收购总成本/装机容量，合并范围内主体自主投资建设项目=建造总成本/装机容量。

由于在 EPC 模式下，客户自行开展勘探、电站指标/土地获取等项目前期开发工作，减少了因购买成熟电站项目支付的溢价；同时，由于光伏组件、风机等新能源电站主要设备的市场价格较为公开透明，工程建造造价亦可借助造价咨询、招投标、规模建设等方式将价格控制在合理区间内。因此，在 EPC 模式下，客户可更好地实现控制成本。

2、客户控制成本对发行人的影响

2020 年以来，一方面，随着国家对风能、光伏电站平价上网政策的逐步实施，下游电站单位上网电量的利润空间被压缩；另一方面，2020 年国家提出了双碳目标，主要客户借助资源优势，自主开发指标量逐年增大，在建（或计划建设）电站规模较大。在平价上网及“双碳”目标的驱动下，下游电站通过规模化效应实现降本增效，是必然趋势。

在上述背景下，下游客户的成本控制可能导致单项电站建设业务合同的盈利缩减，但预计在光伏、风能装机容量预期持续增长的情况下，公司主要客户会增加电站建设业务规模。受益于此，公司的电站建设业务盈利仍将保持一定规模。

四、2022 年 EPC 模式电站销售收入占比大幅上升是否符合行业惯例

截至本回复出具日，已公告 2022 年度报告的电站建设业务同行业可比上市公司未详细披露其电站建设业务中的 EPC 收入占比，故无法获取同行业公司相关信息。

公司自主开发模式的电站建设业务规模，受电站项目指标获取难度、电站补贴价格、政府政策引导等多种因素影响。当电站项目指标获取难度增加、政府提高获取指标的要求、补贴电价退坡导致电站需求量下降，当期可获取指标数量很可能将下降，公司自主开发模式的电站建设收入规模及占比就会下降，反之就会上升。

结合电站建设业务特征及行业政策，发行人直接获取电站项目指标的难度加大，近年来以五大电力集团为代表的大型央企及其他重点省属能源企业自行开发获取电站项目的规模逐步扩大，直接受让第三方电站项目的意愿降低，如截至 2022 年 6 月末，华电新能源在运新能源电站项目 567 个，装机容量合计 2,794.44 万千瓦，其中，自同一控制下合并范围以外主体收购取得项目 71 个，装机容量 161.20 万千瓦，装机容量占比 5.77%；合并范围内主体自主投资建造项目 496 个，装机容量 2,633.24 万千瓦，装机容量占比 94.23%。发行人电站建设业务下各类模式占比变动与前述行业趋势基本一致。具体分析如下：

1、自国家 2020 年提出双碳目标以来，国企、央企加大风能、光伏电站运营业务布局，利用自身资源优势，自主开发指标量逐年增大，计划及在建电站项目规模庞大，在电站市场具有明显优势地位，加剧了行业市场竞争。

2、近几年，发改委等国家主管部门陆续发布了关于调整新能源补贴电价的文件，对 2021 年后新核准的陆上风电项目、对新备案集中式光伏电站等，中央财政不再补贴，实行平价上网，下游电站投资运营的利润空间被压缩，电站运营的降本增效压力加大。

3、2021 年以来，国家大力开展新能源大基地项目开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。由于大基地项目开发对投资主体规模体量等方面的严苛要求，开发指标取得以国企、央企为主，国企、央企对 EPC 电站建设需求增加，通过委托第三方建设大基地 EPC 项目，获取规模化效益。

4、2022 年以来，由于指标获取难度加大，公司取得指标开建并转让的电站项目较 2021 年减少，但公司经过多年实践，建设了大量大型荒漠、山地、渔光、农光、低风速、工商业屋顶、住户屋顶等各类风、光电站，具有建设大型电站的丰富经验，行业知名度较高，同时经过多年行业深耕，积累了三峡集团、华电集团、粤电集团等大型央企、国企客户。2022 年公司向主要央企、国企客户提供的第三方 EPC 建设业务收入规模增加约 22.02 亿元，为 2022 年 EPC 模式电站建设业务收入增加的主要原因。

综上所述，2022 年 EPC 模式电站销售收入占比大幅上升与市场变动情况相符。

2-2 公司电站试运行、并网至出售周期与同行业公司的对比情况，部分电站运营周期较长的原因，结合自身经营和管理策略等因素，说明将光伏电站划分为存货和固定资产的具体标准及依据、持有目的的最初确定及变更阶段、内部控制及具体执行过程、各阶段会计处理，是否符合企业会计准则及相关规定；

【回复】

一、公司电站试运行、并网至出售周期与同行业公司的对比情况，部分电站运营周期较长的原因

1、报告期内，已转让自主开发电站试运行、并网至出售周期情况

序号	项目名称	并网时间	试运行通过日期	出售时间	运营周期
----	------	------	---------	------	------

序号	项目名称	并网时间	试运行通过日期	出售时间	运营周期
1	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目	2022 年 12 月	尚未试运行	2022 年 12 月	无
2	沽源县 220MW 光伏示范项目	2022 年 6 月	2022 年 7 月	2021 年 12 月	无
3	湖南省永州市江永县铜山岭二期 50MW 风电项目	2022 年 12 月	2023 年 3 月	2021 年 12 月	无
4	穆棱市中山分散式风电项目	2021 年 12 月	2022 年 1 月	2021 年 8 月	无
5	山西省长治市襄垣县 80MW 平价光伏发电项目	2022 年 3 月	2022 年 5 月	2022 年 3 月	无
6	黑龙江省齐齐哈尔市克山县 50MW 平价风电项目	2022 年 10 月	2022 年 10 月	2021 年 8 月	无
7	黑龙江省和平牧场 13MW 分散式风电项目	2021 年 12 月	2022 年 1 月	2021 年 8 月	无
8	铜陵郊区铜山镇 90MW 光伏发电项目	2021 年 12 月	2022 年 1 月	2021 年 6 月	无
9	沽源县 180MW 光伏示范项目	2022 年 1 月	2022 年 2 月	2021 年 12 月	无
10	湖北省潜江渔洋 100MW 农光互补项目	2021 年 12 月	2022 年 2 月	2021 年 12 月	无
11	天门市佛子山镇 100MW 农光互补发电项目	2021 年 12 月	2022 年 2 月	2021 年 12 月	无
12	舞阳县兴舞 45 兆瓦分散式风电多能互补项目	2021 年 12 月	2022 年 2 月	2020 年 12 月	无
13	湖北省天门市净潭乡 100MW 农光互补发电项目	2021 年 12 月	2022 年 2 月	2021 年 12 月	无
14	焦作市武陟县 50MW 分散式风电项目	2021 年 12 月	2022 年 1 月	2020 年 12 月	无
15	张家口市可再生能源示范区示范项目 张家口新能源研发试验认证中心二期 100MW 风电项目	2021 年 12 月	2022 年 3 月	2021 年 12 月	无
16	沧州 100MW 平价光伏项目	2021 年 8 月	2022 年 1 月	2020 年 12 月	无
17	风电平价上网及张家口国际可再生能源技术创新实验实证基地一期 100MW 风电项目	2021 年 12 月	2022 年 3 月	2021 年 12 月	无
18	风电平价上网及张家口国际可再生能源技术创新实验实证基地 220KV 升压站项目	2021 年 12 月	2022 年 3 月	2021 年 12 月	无
19	武威 100MW 光伏发电项目	2021 年 8 月	2021 年 8 月	2020 年 12 月	无
20	八师石河子市 68 兆瓦光伏示范项目	2021 年 8 月	2021 年 8 月	2020 年 9 月	无
21	八师石河子市 50 兆瓦光伏示范项目	2021 年 8 月	2021 年 8 月	2020 年 9 月	无
22	八师石河子市 51 兆瓦光伏示范项目	2021 年 8 月	2021 年 9 月	2020 年 9 月	无
23	八师石河子市 67 兆瓦光伏示范项目	2021 年 8 月	2021 年 9 月	2020 年 9 月	无
24	山西省吕梁市交口县 300MW 光伏平价基地项目	2021 年 4 月	2021 年 10 月	2020 年 11 月	无
25	安徽省枞阳县横埠镇龙山村 80 兆瓦光伏平价上网项目	2021 年 3 月	2021 年 9 月	2020 年 9 月	无
26	衡水市冀州区 120 兆瓦农光互补光伏发电项目	2021 年 3 月	2021 年 5 月	2020 年 7 月	无
27	八师石河子市 223 兆瓦光伏示范项目	2021 年 6 月	2021 年 8 月	2020 年 9 月	无
28	八师石河子市 69 兆瓦光伏示范项目	2021 年 8 月	2021 年 8 月	2020 年 9 月	无

序号	项目名称	并网时间	试运行通过日期	出售时间	运营周期
29	八师石河子市 72 兆瓦光伏示范项目	2021 年 8 月	2021 年 8 月	2020 年 9 月	无
30	太康县马头镇 50 兆瓦风电场项目	2020 年 12 月	2021 年 1 月	2020 年 12 月	无
31	河南省新蔡县陈店 50 兆瓦风电场项目	2020 年 12 月	2021 年 1 月	2020 年 5 月	无
32	山西省运城市万荣县稷王山 50MW 项目	2020 年 12 月	2021 年 1 月	2020 年 12 月	无
33	河南省鹿邑县 30MW 分散式风电项目	2020 年 12 月	2021 年 1 月	2020 年 12 月	无
34	鹿邑县一期 50MW 风电项目	2021 年 3 月	2021 年 6 月	2020 年 12 月	无
35	枣庄市峰城石膏矿塌陷区 100MW 渔光互补光伏发电项目	2022 年 1 月	2022 年 1 月	2022 年 9 月	8 个月
36	河南省新乡市获嘉县 40MW 分散式风电项目	2020 年 12 月	2021 年 2 月	2021 年 6 月	6 个月
37	柘城县惠济 50MW 风电项目	2021 年 1 月	2021 年 3 月	2021 年 6 月	5 个月
38	河南省周口市太康县 10 兆瓦分散式风电项目	2020 年 12 月	2021 年 1 月	2021 年 9 月	9 个月
39	拉萨市曲水县一期 20MW 并网光伏发电站项目	2018 年 7 月	2018 年 7 月	2020 年 5 月	22 个月
40	徐闻昊能光伏发电有限公司徐闻 70 兆瓦（一期 20MW）渔光互补项目	2017 年 6 月	2018 年 10 月	2020 年 12 月	42 个月
41	石城子 20MW 并网光伏发电项目	2016 年 7 月	2016 年 8 月	2021 年 11 月	64 个月
42	霍城县一期 20MW 并网光伏发电项目	2016 年 6 月	2016 年 7 月	2020 年 12 月	54 个月
43	和田赛维光伏科技有限公司十四师 30MW 并网光伏发电项目	2016 年 6 月	2016 年 7 月	2020 年 12 月	54 个月

注：运营周期是指电站实现并网至转让的期间。

报告期内，公司已转让出售的主要自主开发电站中，运营周期超过 12 个月的项目数量占比仅为 11.63%。自 2020 年开始，公司为加快电站项目的周转，对于自主开发类风能、光伏电站项目，原则上确定收购方后方可开工。报告期内，已转让的主要电站主要系先行确定收购方后开工建设，该等电站项目周转周期较短，发行人持有该等电站项目的运营周期较短或无需持有运营后再行转让。

2、上述转让前运营周期相对较长的电站具体情况

序号	项目名称	开工日期	并网时间	出售时间	运营周期
1	拉萨市曲水县一期 20MW 并网光伏发电站项目	2018 年 3 月	2018 年 7 月	2020 年 5 月	22 个月
2	徐闻昊能光伏发电有限公司徐闻 70 兆瓦（一期 20MW）渔光互补项目	2017 年 2 月	2017 年 6 月	2020 年 12 月	42 个月
3	石城子 20MW 并网光伏发电项目	2016 年 3 月	2016 年 7 月	2021 年 11 月	64 个月
4	霍城县一期 20MW 并网光伏发电项目	2015 年 9 月	2016 年 6 月	2020 年 12 月	54 个月
5	和田赛维光伏科技有限公司十四师 30MW 并网光伏发电项目	2016 年 3 月	2016 年 6 月	2020 年 12 月	54 个月

注：运营周期是指电站实现并网至转让的期间。

上述电站项目运营周期均超过 1 年，主要系 2018 年前后建成并网。其出售周期较长的主要原因系：在大规模推行平价上网政策之前，国内风能、光伏电站项目的补贴普遍较高，该等项目的测算收益和转让风险控制较为理想，故公司采用“建设同时寻找收购方”模式实施该等项目，在未确定意向收购方前启动电站项目设计、建设工作。自《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》公布以来，国家陆续推出光伏、风能电站发电补贴降低及平价上网政策。受此影响，加之部分电站项目所在地处于新能源电力消纳红色区域，未能在 2020 年以前完成转让。2020 年双碳目标提出后，新能源政策逐步明朗，风能、光伏电站行业转为卖方市场，发行人陆续完成上述存量光伏项目转让。

3、对比分析电站试运行、并网至出售周期与同行业公司是否存在显著差异

报告期内，同行业可比公司未披露电站试运行、并网至出售周期等信息，亦无法通过公开披露信息获取同行业可比公司电站试运行、并网至出售周期相关信息。

公司风能、光伏电站自主开发业务运营模式受行业政策影响较大。在 2019 年开始大规模推行平价上网政策之前，因新能源电站项目的补贴较高，项目收益较好，转让风险较低，公司自主开发电站业务主要采取“建设同时寻找收购方”模式，部分自主开发电站并网后持有运营一段时间才完成转让。受电价补贴降低预期及平价上网的影响，自 2020 年起，公司自主开发电站运营模式转变为以“先确定收购方再建设”模式为主，公司电站出售周期缩短，与行业政策变化趋势一致。

对于 2019 年以前建成且运营周期较长的电站项目，经选取天合光能同期并网的电站项目出售周期进行对比，对比情况如下：

序号	天合光能的电站项目名称	并网日期	转让时间	持有运营时间
1	淮安盐河 8MW 地面集中式电站项目	2016 年 6 月	2018 年 5 月	23 个月
2	新疆吐鲁番中富旺 20MW 地面集中式电站项目	2016 年 1 月	2018 年 5 月	28 个月
3	新疆吐鲁番安培琪 20MW 地面集中式电站项目	2016 年 6 月	2018 年 5 月	23 个月
4	新疆特变乌什一、二期 40MW 地面电站项目	2015 年 6 月、2017 年 1 月	2018 年 5 月	35 个月、16 个月
5	吐鲁番新特 40MW 地面集中式电站项目	2016 年 5 月	2018 年 5 月	24 个月
6	内蒙古兴安盟乌兰浩特市呼和马场 30MW 地面	2016 年 6 月	2018 年 5 月	23 个月

序号	天合光能的电站项目名称	并网日期	转让时间	持有运营时间
	集电站项目			
7	常州孟河农业大棚 5MW 地面分布式电站项目	2016 年 6 月	2018 年 5 月	23 个月
8	特变山西右玉 50MW 地面集中式电站项目	2016 年 6 月	2018 年 5 月	23 个月
9	新疆哈密十三师红星四场二期 20MW 地面集中式电站项目	2016 年 1 月	2018 年 5 月	28 个月
10	武威二期 20MW 地面集中式电站项目	2017 年 6 月	2018 年 5 月	11 个月
11	云南建水 300MW 地面集中式电站项目	2015 年 6 月-2018 年 3 月	2018 年 6 月	3 个月-36 个月
12	新疆托克逊 90MW 地面集中式电站项目/新疆托克逊二期 50MW 地面集中式电站项目	2014 年 12 月、2016 年 3 月	2019 年 5 月	53 个月、38 个月
同期行业平均持有并运营周期（月）				11-53
公司平均持有并运营周期（月）				22-64

经对比分析，公司持有周期较长的自主开发电站项目与同行业公司同类项目的运营周期不存在显著差异。

二、结合自身经营和管理策略等因素，说明将光伏电站划分为存货和固定资产的具体标准及依据、持有目的的最初确定及变更阶段、内部控制及具体执行过程、各阶段会计处理，是否符合企业会计准则及相关规定

（一）公司将电站项目划分为存货和固定资产的具体标准及依据

公司将电站项目划分为存货和固定资产的具体标准是按持有意图进行划分，即：政策规定限制转让的“领跑者”光伏电站作为自营电站列示为固定资产等长期资产；开工评审文件中明确持有意图为对外销售的电站项目列示为存货，明确意图为发电运营的电站项目列示为固定资产等长期资产。

公司将光伏电站划分为存货和固定资产等长期资产的依据主要为政策规定和电站开工评审文件。在电站开工评审时，公司就销售电站方案进行经营成本费用估算，并据此作出相关财务分析和评价，并在开工评审文件内容中载明电站的持有意图为对外销售或持有运营。

公司在电站项目开工评审时，将电站项目确定为自营项目的标准为满足以下条件之一：①项目收益率，全投资财务内部收益率达到 8%及以上，特殊情况除外；②项目所在地风、光资源好，根据当地政府规划，未来市场规模大。根据当地政府招商政策，若将项目作为自营，有利于公司后续获取更多项目，并形成区域运营中心，运营规模效应使得运营成本降低，提升运营业务盈利能力。③项目

处于特高压通道或电力消纳较好的区域，国家规划的规模大，有利于公司未来形成区域运营中心，运营规模效应使得运营成本降低，提升运营业务盈利能力。在开工评审时不满足自营标准的，作为自主开发电站管理。

（二）公司持有目的的最初确定及变更阶段、内部控制及具体执行过程及各阶段会计处理

1、持有目的的最初确定

公司在电站项目的开工评审阶段确定持有目的为销售（自主开发电站项目）或持有运营（自营电站项目），项目开工前须通过公司决策委员会确定项目持有目的，确定后不得随意转换。

（1）内部控制及具体执行过程

公司在电站项目的开工评审阶段确定持有目的为销售或持有运营，电站项目内部开工评审决策程序及具体执行过程包括：①项目开发及项目销售团队联合搜集项目信息，发起开工评审申请；②经过尽职调查和数据测算，工程管理部、财务部、审计部等职能部门作出项目评估分析，形成联评意见；③将职能部门风控意见提交决策委员会及相关部门评审确定。

（2）公司在电站持有目的的最初确定及后续建设、运营等阶段的相关会计处理，符合企业会计准则的规定

①自主开发电站项目的建设、转让等阶段的会计处理

新能源公司设立电站项目公司并完成自主电站项目的开发和建设，并由新能源公司为电站项目公司提供 EPC 建设服务。公司将电站项目公司转让给客户后，电站控制权实现转移，公司于控制权转让时点在合并报表层面确认电站建设收入及成本。电站控制权转移后，若公司需继续履行尚未完成的 EPC 总承包合同义务，则在后续报告期内根据项目履约进度继续确认相关收入及成本。

A.自主开发电站项目公司转让前

核算主体	具体会计处理
新能源公司	设立电站项目公司，并由新能源公司为电站项目公司提供电站 EPC 建设服务，新能源公司根据履约进度，在其单体报表层面确认电站建设业务收入和成本。

核算主体	具体会计处理
电站项目公司	电站项目公司按照实际发生的成本支出(包括新能源公司 EPC 建设成本), 计入其单体报表的在建工程、无形资产及使用权资产等资产项目, 并确认相应的应付款项, 建成后在建工程转入固定资产。 相关会计分录如下: 借: 在建工程/固定资产/无形资产/使用权资产等 贷: 应付账款/银行存款等
发行人合并财务报表层面	资产负债表日, 公司在合并财务报表层面进行抵消处理, 抵消新能源公司确认的主营业务收入、主营业务成本以及未实现毛利, 并将电站项目公司单体报表的在建工程/固定资产/无形资产/使用权资产等电站资产账面金额在扣除未实现毛利后转入合并财务报表的存货项目列报。 合并抵消分录如下: 借: 存货 主营业务收入——电站建设(新能源公司) 期初未分配利润(如有) 贷: 在建工程/固定资产等 主营业务成本——电站建设(新能源公司)

B.自主开发电站项目公司转让时点

公司将电站项目公司转让给客户时, 电站控制权发生转移, 电站项目公司自此不再纳入合并范围。在合并报表层面, 按照电站控制权转移时的工程建设进度确认履约进度, 将原已合并抵销的电站建设收入转回, 同时结转电站存货成本, 从而于电站项目转让当期, 在合并报表层面体现电站建设收入和成本。

C. 自主开发电站项目公司转让后

电站控制权转移后, 电站项目公司不再纳入合并范围。若公司继续为客户提供 EPC 建设服务, 新能源公司将根据与电站项目公司签订的 EPC 协议及相关补充协议, 按照履约进度继续确认电站建设业务收入及成本。

②自营电站项目的建设、运营阶段的会计处理

公司自营电站业务模式为自行开发-建设-运营发电。在自营电站项目建设及持续运营的情况下, 其具体会计处理如下:

核算主体	具体会计处理
新能源公司	设立电站项目公司, 并由新能源公司为电站项目公司提供电站 EPC 建设服务, 新能源公司根据履约进度, 在其单体报表层面确认电站建设业务收入和成本。
电站项目公司	1、电站项目公司按照实际发生的成本支出(包括新能源公司 EPC 建设成本), 计入其单体报表的在建工程、无形资产及使用权资产等资产项目, 并确认相应的应付款项, 建成后在建工程转入固定资产。相关会计处理如下: 借: 在建工程/固定资产/无形资产/使用权资产等

核算主体	具体会计处理
	贷：应付账款/银行存款等 2、对于自营电站项目并网发电期间，公司根据购、售电双方共同确认的上网电量和上网电价确认电站运营收入，按照电站资产预计使用年限计提折旧及摊销，确认相应成本。
发行人合并财务报表层面	资产负债表日，发行人在合并财务报表层面进行抵消处理，抵消新能源公司确认的主营业务收入、主营业务成本以及未实现毛利，并将电站项目公司单体报表的在建工程/固定资产/无形资产/使用权资产等电站资产账面金额在扣除未实现毛利后，在合并报表层面继续列报为在建工程、固定资产、无形资产、使用权资产等项目。 合并抵消分录如下： ①自营电站建设期间 借：主营业务收入——电站建设（新能源公司） 期初未分配利润（如有） 贷：在建工程/固定资产等 主营业务成本——电站建设（新能源公司） ②自营电站运营期间需根据资产使用年限转回前期抵消内部未实现的EPC毛利，具体分录如下： 借：累计折旧等 贷：主营业务成本——电站运营 期初未分配利润（如有）

2、持有目的变更

报告期内，公司存在将部分自主开发电站项目转换为自营电站、对外出售部分自营电站项目的情形。

（1）内部控制及具体执行过程

①自主开发电站项目转换为自营电站

公司对电站项目持有目的变更做了明确规定。项目开工后，持有目的从对外销售变更为持有运营，必须具备至少以下条件之一，并经公司决策委员会批准，变更条件包括：①项目并网发电三年以上，且项目累计净利润正收益；②项目全投资财务内部收益率 8%及以上；③国家政策发生较大的变化；④公司战略发生重大变化。

根据上述规定，当自主开发项目转换为自营项目时，由事业部结合电站项目资源、运营信息、前景分析等情况发起申请，经相关部门及公司决策委员会审核批准。

②对外出售自营电站项目

公司对电站出售业务在内部控制制度层面做了明确规定，包括电站项目转让

联评、项目转让定价、项目谈判、股权转让协议的签订及股权交割等环节。电站项目对外转让，亦需履行公司三重一大“新能源产业-自有项目转让评审”流程评审。

针对对外出售自营电站项目，公司主要的考虑因素及决策标准为：1、优化自营项目结构，将部分规模小且补贴依赖度高或者不易形成规模运营地区的项目进行出售；2、自 2020 年以来，五大电力集团等国有大型电力集团在新能源电站开发领域持续加大扩张力度，相较于该等大型电力企业，公司的市场占有率较小，基于新能源电站业务可持续经营、并加深与五大电力集团等战略客户之间合作的考虑，公司通过向该等客户出售部分成熟自营电站项目加大双方合作，以扩大在电站建设 EPC 业务、联合开发项目及销售公司逆变器产品等领域的增量业务机会。

当有对外出售自营电站需求时，由相关事业部结合电站项目资源、运营状况、前景分析等情况发起申请，经相关部门及公司决策委员会审核批准。审批通过后，由相关事业部根据项目基本情况、客户报价、项目转让时间、付款条件等择优选择确定合作方。在合作方客户完成电站项目尽职调查后，双方敲定合同条款及签署电站项目的股权转让协议，并协议完成股权交割及电站项目交接。

（2）公司在持有目的变更阶段对电站资产的会计处理，符合企业会计准则的规定

①自主开发电站项目转换为自营电站

在电站项目公司单体财务报表层面，不会因转换为自主运营电站而进行会计处理。在合并财务报表层面，拟出售电站在转换前体现为合并财务报表的存货，转换后作为合并财务报表的固定资产、无形资产等长期资产。

报告期内，公司存在将 7 个自主开发的项目转换为自营项目，主要考虑因素及决策标准如下：①“双碳”目标提出后，公司调整战略，扩大自营项目规模，将收益率较好、补贴强度低的部分自主开发项目转为自营项目；②项目所在地风、光资源好，随着“双碳”目标的提出，当地政府对风电、光伏新能源项目出台和落地了新的规划，具有较好开发前景。根据当地政府招商政策，若项目持有自营，有利于公司后续获取更多资源；③项目建设完成后，由于当时所属地区属于电力

消纳红色区域，自营收益高于项目转让利润，公司决策将其转为自营项目。

报告期内，公司相关内控制度的规定，将少量拟出售电站项目转换为自营电站。上述活动属于公司日常经营管理决策，转换后，由于光伏电站持有意图发生改变，将作为存货待售的电站资产转为持有运营，期末应列报为固定资产，相关会计处理符合《企业会计准则第4号—固定资产》及相关规定。

②对外出售自营电站项目的会计处理

公司对外出售自营电站项目，系以对外转让电站项目公司（或其上层母公司）股权方式进行，具体会计处理如下：

股权转让时点的会计处理：在新能源公司单体报表层面，将股权转让价款与项目公司长期股权投资账面价值的差额计入投资收益；在合并报表层面，公司将收取的股权对价与股权账面价值（项目公司净资产账面金额）之间的差价、转让前未实现的内部电站建设毛利（新能源公司与自营电站项目公司之间的 EPC 合同毛利），均计入当期合并利润表的投资收益。

自营电站出售后，项目公司不再纳入发行人合并报表范围。

综上，公司在电站项目的持有目的最初确定及变更阶段，制定了相关内控并一贯执行，各阶段的会计处理符合企业会计准则的相关规定。

2-3 逐项列示报告期各期计入存货的光伏电站项目子公司的成立日期、各关键决策节点的内部程序、决策文件、决策人员及决策日期，相关电站销售过程中历次客户接洽、商务会谈和尽职调查情况等外部程序，并提供充分证据证明投资建设电站的目的为对外销售且非随意变更

报告期内，公司主要的风能、光伏电站存货账面价值占“存货—风能、光伏电站”各期末账面价值的比例分别为 83.44%、85.64%和 90.10%，该等电站的项目公司成立日期、各关键决策节点的内部程序、决策文件、决策人员、决策日期及电站销售过程中的客户接洽、商务会谈和尽职调查情况等具体情况具体如下：

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公 司成立 时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
1	江西省九江市永修县 200MW 户用光伏项目	九江光特新能源有限公司	200	1、项目立项申请流程； 2、项目建议书、前期工作进度计划及前期工作费用预算等资料。下同	相关事业部、发展策划部、工程管理部、经营计划部、审计部、公司高层评审，发展策划部、审计部备案。下同	2022 年 1 月	2022 年 3 月	1、开工评审流程； 2、可行性研究报告、风光资源评估报告、踏勘报告、项目收益率测算表、各项合规手续以及确认无影响项目开工的颠覆性因素等资料。下同	经新能源公司相关事业部、发展策划部、工程管理部、财务部/融资部、审计部等部门评审并经公司高层审批决策，并履行相关董事会决议程序（如有），发展策划部、审计部备案。下同	2022 年 4 月	暂未完工	待转让	暂未全部完工，未有客户接洽
2	延安洛川县分布式示范项目（100MW）	洛川赋阳新能源有限公司	100			2021 年 10 月	2022 年 2 月		2022 年 4 月	暂未完工	待转让	暂未全部完工，未有客户接洽	
3	漯河市舞阳县 200MW 屋顶分布式光伏发电项目	漯河鑫能新能源有限公司	200			2022 年 1 月	2022 年 5 月		2022 年 9 月	暂未完工	待转让	暂未全部完工，未有客户接洽	
4	甘肃武威九墩滩 330 升压站项目	升压站项目，不适用											
5	河北省保定市阜平县 500MW 平价光伏项目	阜平县名特新能源有限公司	500	同上	同上	2022 年 9 月	2022 年 10 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	暂未开工，未有客户接洽
6	菏泽市巨野县 200MW 分布式光伏项目	菏泽嘉阳新能源有限公司	200			2022 年 1 月	2022 年 4 月	同上	同上	2022 年 4 月	暂未完工	待转让	暂未全部完工，未有客户接洽
7	河池市罗城县四把镇农光互补电站项目	罗城启昱新能源有限公司	100			2022 年 6 月	2022 年 2 月	同上	同上	2023 年 4 月	不适用	待转让	金开新能科技有限公司在 2021 年 8 月-2023 年 3 月与新能源公司进行接洽，在 2023 年 3 月获取电站项目

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公司 成立时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
													资料并进场调查，并在 2023 年 4 月签订预收购协 议
8	河南省永城市 100MW 平价风电 项目	永城市宸枫新 能源发电有限 公司	100			2020 年 3 月	2020 年 9 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	未有客户接洽
9	安徽宿州泗县 100MW 平价风电 项目	泗县明源广晟 风力发电有限 公司	100			2020 年 3 月	2018 年 11 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	前期与安徽省能源集团有 限公司就项目转让进行洽 谈
10	永城市二期 200MW 风电项目	永城市宸枫兴 能新能源有限 公司	200			2021 年 10 月	2021 年 12 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	未有客户接洽
11	武清区白古屯镇 33MW 分散式风 电项目	天津市凌晨新 能源有限公司	33			2020 年 4 月	2020 年 7 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	未有客户接洽
12	湖北省天门市拖 市镇 102MW 风 电项目	天门天辰能源 发展有限公司	102			2021 年 6 月	2020 年 4 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	报告期期后，发行人已与 湖北能源签订项目预收购 协议，现正在协商补充协 议
13	枣庄市峰城石膏 矿沉陷区 100MW 渔光互补光伏发 电项目	枣庄峰之光新 能源有限公司	100			2019 年 11 月	2020 年 4 月	同上	同上	2021 年 7 月	2022 年 2 月	已转让	1、上海申能集团下属公司 聘请会计师及评估机构以 2022 年 7 月 31 日为基准日 对目标公司进行审计、评 估； 2、2022 年 9 月，发行人与 申能集团下属公司签订目 标公司转让协议
14	云南鹤庆县 30MW 光伏项目	鹤庆汇能发电 有限责任公司	30			2013 年 10 月	2013 年 12 月			2015 年 6 月	2018 年 1 月	待转让	1、江西省高速电建新能源 有限责任公司于 2020 年 1 月-2020 年 4 月与发行人进

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公 司成立 时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
													行接洽，并获取电站资料 进场尽职调查，因双方对 交易对价差距较大，2020 年 4 月后没有继续推进。 2、新疆新能源新风投资开 发有限公司于 2020 年 4 月 -2020 年 6 月与发行人进行 接洽，并获取电站资料并 进场尽职调查，因双方对 交易对价差距较大，2020 年 7 月后没有继续推进
15	霍城 50MW 光伏 项目	霍城县光晟光 伏发电有限公 司	50			2021 年 5 月	2021 年 5 月			2021 年 10 月	2022 年 3 月	待转让	北京京能清洁能源电力股 份有限公司在 2022 年 10 月-2023 年 3 月与发行人进 行接洽；2022 年 11 月获取 电站项目资料并进场调 查，2023 年 3 月签署正式 项目转让协议，已完成工 商变更
16	图木舒克东润环 能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏 电站项目	图木舒克东润 环能光伏发电 有限公司	20			2015 年 2 月	2014 年 10 月			2015 年 8 月	2017 年 6 月	待转让	中核汇能新疆能源开发有 限公司在 2023 年 1 月-2023 年 3 月与发行人进行接洽
17	鹿邑县穆店 20MW 分散式风 电项目	鹿邑县风易发 电有限公司	20			2019 年 9 月	2020 年 2 月			2021 年 6 月	2021 年 12 月	2022 年 8 月已转自 营电站	国电投福建公司、华电河 南公司、中核汇能等在 2021 年 3 月-2022 年 6 月与 发行人进行接洽；国电投 福建公司在 2021 年 12 月 获取电站项目资料并进场 尽职调查

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公 司成立 时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
18	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目 (注:装机容量 16.5MW)	哈巴河县新特 风电有限公司	49.5			2012 年 10 月	2012 年 11 月			2015 年 7 月	2015 年 12 月	待转让	未有客户接洽
19	陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目(注:备案容量已变更为 10MW)	吴起县华光新 能源有限公司	100			2014 年 4 月	2014 年 6 月			2016 年 3 月	2017 年 11 月	待转让	1、国家电投陕西公司在 2020 年与发行人进行接洽,中国电力在 2021 年与发行人进行接洽; 2、陕西省延安市吴起县 10MW 光伏电站项目因存在项目用地瑕疵,发行人于 2023 年 1 月已将该电站项目所有权转让给控股股东特变电工,同时为避免特变电工因持有该等电站项目,与发行人构成同业竞争的潜在风险,在特变电工受让电站项目所有权后,另行签署《委托经营管理合同》,约定发行人作为受托方提供电站行政、管理、经营、运营及维修维护等方面的服务,在委托期内收取委托经营管理费
20	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目	天门天盛风力 发电有限公司	100			2019 年 12 月	2020 年 4 月			2022 年 4 月	暂未完工 并网	已转让	1、湖北能源集团下属公司聘请会计师及评估机构以 2021 年 7 月 31 日为基准日对目标公司进行审计评估;

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公 司成立 时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
													2、2021 年 12 月，发行人与湖北能源集团下属公司签订目标公司转让协议
21	隆化广晟敖包 48MW 风电场项目	隆化广晟风力发电有限公司	48			2018 年 9 月	2018 年 11 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	暂未开工，未有客户接洽
22	丰宁大滩新隆 60MW 风电场项目	丰宁满族自治县新隆风力发电有限公司	60			2019 年 11 月	2020 年 4 月	同上	同上	2022 年 9 月	暂未完工 并网	待转让	报告 期后 已 转 为 自 营 电 站，未有外部客户接洽
23	平塘鼠场农业光 伏电站项目	平塘县旭鑫阳 光伏发电有限公 司	200			2021 年 5 月	2021 年 8 月	暂未开工，不适用			不适用	待转让	发行人与丰华能源投资集团 在 2023 年 3-4 月正在接 洽。
24	山西省长治市襄 垣县 80MW 平价 光伏发电项目	襄垣县垣光新 能源有限公司	80			2020 年 12 月	2019 年 9 月	同上	同上	2021 年 9 月	2022 年 5 月	已转让	1、安徽省能源集团下属公 司聘请会计师及评估机构 以 2022 年 1 月 31 日为基 准日对目标公司进行审计 评估； 2、2022 年 3 月，发行人与 安徽省能源集团下属公司 签订目标公司转让协议
25	哈密市伊州区骆 驼圈子 15 兆瓦分 散式风电项目	哈密市振超风 力发电有限公 司	15			2020 年 12 月	2021 年 1 月			2021 年 7 月	2021 年 12 月	2022 年 4 月转为自 营电站	华电集团在 2022 年 4 月至 2022 年 5 月与发行人进行 接洽
26	河北省石家庄市 行唐县 200MW 光伏发电平价上 网项目	行唐县行特新 能源有限公司	200			2019 年 4 月	2019 年 6 月			2021 年 12 月	2022 年 2 月	2022 年 6 月转为自 营电站	在项目完工并网后数月内 即转为自营电站，故未有 外部客户接洽
27	陕西公布井 330 千伏新能源送出 线路工程	送出线路工程，不适用											

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公 司成立 时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
28	柯坪县 100MW 光伏+储能发电 项目	柯坪县柯特新 能源有限责任 公司	100	同上	同上	2021 年 11 月	2021 年 9 月	同上	同上	2021 年 12 月	暂未完工 并网	2022 年 4 月转为自 营电站	已转为自营电站
29	浩风新能源牡丹 区王浩屯 50MW 风电项目	菏泽市牡丹区 浩风新能源有 限公司	50			2017 年 8 月	2017 年 10 月			2019 年 5 月	2021 年 2 月	2021 年初 转为自营 电站	水发能源集团有限公司在 2020 年 6 月-2020 年 11 月 与发行人进行接洽；在 2020 年 7 月获取电站项目 资料并进场调查
30	获嘉县汇能发电 40MW 分散式风 电项目	获嘉县汇能发 电有限公司	40			2017 年 10 月	2017 年 12 月			2019 年 11 月	2021 年 2 月	已转让	1、中核集团下属公司聘请 会计师、评估机构以 2020 年 10 月 31 日为基准日对 目标公司进行审计、评估； 2、2021 年 6 月，发行人与 中核集团下属公司签订项 目公司转让协议
31	柘城县惠济 50MW 风电项目	柘城县风尚发 电有限公司	50			2017 年 10 月	2017 年 12 月			2019 年 8 月	2021 年 3 月	已转让	1、中核集团下属公司于 2019 年 11 月与发行人签署 项目预收购协议，并以 2020 年 10 月 31 日为基准 日对目标公司进行审计、 评估； 2、2021 年 12 月，发行人 与中核集团下属公司签订 项目公司转让协议
32	石城子 20MW 并 网光伏发电项目	哈密光源发电 有限公司	20			2015 年 5 月	2015 年 5 月			2016 年 3 月	2016 年 8 月	已转让	1、华电集团下属公司聘请 会计师及评估机构以 2020 年 12 月 31 日为基准日对 目标公司进行审计评估； 2、2021 年 10 月，发行人 与华电集团下属公司签订

序号	电站项目名称	项目公司	装机规模 (MW)	立项节点			项目公司 成立时间	开工评审内部决策			并网时间	截至 2022 年末的转 让情况	客户接洽、商务会谈、尽 职调查、合作/转让协议签 署等情况
				内部程序及 决策文件	决策人员	决策 日期		内部程序及 决策文件	决策人员	决策日 期			
													目标公司转让协议
33	湖北省天门市净潭乡 100MW 农光互补发电项目	天门市天鑫新能源有限公司	100			2020 年 3 月	2020 年 6 月			2021 年 5 月	2022 年 2 月	已转让	1、湖北能源集团下属公司聘请会计师及评估机构以 2021 年 7 月 31 日为基准日对目标公司进行审计评估； 2、2021 年 12 月，发行人与湖北能源集团下属公司签订目标公司转让协议
34	天门市佛子山镇 100MW 农光互补发电项目	天门市火石新能源有限公司	100			2020 年 8 月	2020 年 6 月			2021 年 5 月	2022 年 2 月	已转让	
35	湖北省潜江渔洋 100MW 农光互补项目	潜江安锐光伏发电有限公司	100			2020 年 3 月	2020 年 6 月			2021 年 5 月	2022 年 2 月	已转让	
36	铜陵郊区铜山镇 90MW 光伏发电项目	铜陵市晨华新能源发电有限公司	90			2020 年 7 月	2020 年 9 月			2021 年 6 月	2022 年 1 月	已转让	1、安徽省能源集团下属公司聘请会计师及评估机构以 2021 年 3 月 31 日为基准日对目标公司进行审计评估； 2、2021 年 6 月，发行人与安徽省能源集团下属公司签订目标公司转让协议
37	湖北省黄冈市武穴市一期 60MW 渔光互补项目	武穴市丰汇新能源有限公司	60			2021 年 2 月	2021 年 9 月			2023 年 4 月	暂未完工 并网	待转让	湖北省新能源有限公司在 2022 年 9 月至 2023 年 3 月与发行人洽谈合作
38	沾源县 400MW 光伏示范项目 +15MW 储能	沾源县光晟光伏发电有限公司	400			2018 年 8 月	2018 年 11 月			2022 年 3 月	2022 年 6 月	已转让	1、国家电投下属公司聘请会计师及评估机构以 2021 年 6 月 30 日为基准日对目标公司进行审计评估； 2、2021 年 12 月，发行人与国家电投下属公司签订目标公司转让协议

综上，公司自主开发电站项目持有目的系对外销售，少数电站持有意图变更后即转为自营电站项目。

2-4 报告期各期末的电站存货中，已并网运行的具体情况，包括电站名称、是否确定购买方、是否产生发电收入等，暂未找到交易对象而先由发行人运营的电站，是否应转入固定资产等进行折旧

一、报告期各期末的电站存货中，已并网运行的具体情况，包括电站名称、是否确定购买方、是否产生发电收入等

报告期各期末，公司计入存货的已并网运行尚未转让电站的具体情况如下：

1、2022 年末已并网待转让的自主开发电站

单位：万元

项目名称	期末账面 余额	期末存货跌 价准备	是否确定 购买方	是否产生 发电收入
哈巴河风电场一期 49.5MW 项目 (实际并网 16.5MW)	14,142.76	7,942.45	否	是
图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目	13,384.31	5,645.26	否	是
延长石油志丹 2MW 分布式光伏项目	770.60	108.12	否	是
霍城 50MW 光伏项目	24,291.37	457.14	2023 年 3 月 已转让	是
云南鹤庆县 30MW 光伏项目	17,366.92	5,653.41	否	是
陕西省延安市吴起县 100MW 光伏 电站项目（注：备案容量已变更为 10MW）	11,839.61	9,574.90	2023 年 1 月 已转让	是

注：报告期内，同一电站存在分批次并网运行通过。

2、2021 年末已并网待转让的自主开发电站

单位：万元

项目名称	期末余额	期末存货跌 价准备	是否确定购 买方	是否产生 发电收入
哈巴河风电场一期 49.5MW 项目 (实际并网 16.5MW)	13,072.62	6,712.81	否	是
图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目	15,216.12	4,669.71	否	是
延长石油志丹 2MW 分布式光伏 项目	770.55	80.05	否	是
云南鹤庆县 30MW 光伏项目	17,993.71	4,156.12	否	是
哈密市伊州区骆驼圈子 15 兆瓦分 散式风电项目	7,569.80	-	2022 年 4 月 转自营电站	是
陕西省延安市吴起县 100MW 光 伏电站项目（注：备案容量已变更 为 10MW）	11,709.36	9,032.37	2023 年 1 月 已转让	是

注：报告期内，同一电站存在分批次并网运行通过。

3、2020 年末已并网待转让的自主开发电站

单位：万元

项目名称	期末余额	期末存货跌价准备	是否确定购买方	是否产生发电收入
哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网 16.5MW）	12,951.29	4,692.50	否	是
图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目	12,508.90	5,206.36	否	是
延长石油志丹 2MW 分布式光伏项目	768.35	10.92	否	是
云南鹤庆县 30MW 光伏项目	18,499.75	1,329.28	否	是
陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目（注：备案容量已变更为 10MW）	11,937.99	6,843.12	2023 年 1 月已转让	是
特变电工石城子 20MW 并网光伏发电项目	13,364.72	3,240.55	2021 年 11 月已转让	是

注：报告期内，同一电站存在分批次并网运行通过。

截至报告期期末，已并网运行尚未转让的自主开发电站项目主要系 2019 年以前建设并网的电站。

该等电站转让进度滞后的主要原因系：在大规模推行平价上网政策之前，国内风能、光伏电站项目的补贴普遍较高，该等项目的测算收益和转让风险控制较为理想，故公司采用“建设同时寻找收购方”模式实施该等项目，在未确定意向收购方前启动电站项目设计、建设工作。自《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》公布以来，国家陆续推出光伏、风能电站发电补贴退坡及平价上网政策。受此影响，加之部分电站因实际装机规模缩小导致经济效益不明显，同时部分项目亦位于新能源电力消纳红色区域，故未能在 2020 年以前完成转让。2020 年双碳目标提出后，新能源政策逐步明朗，风能、光伏电站行业转为卖方市场，发行人陆续实现该等存量项目转让。

二、暂未找到交易对象而先由发行人运营的电站，是否应转入固定资产等进行折旧

（一）公司对暂未找到交易对象而先由发行人运营的自主开发电站，在合并层面作为存货进行核算，符合资产持有意图

报告期各期末，上述已并网运行的电站项目，在项目启动之初即确定其持有目的为对外销售，虽然发行人暂未找到交易对象而先自行运营，但发行人持有目

的自始未变更，合并层面持有意图仍为持有待对外销售。一方面，各期末计入存货的已并网未转让电站在期后持续实现对外转让；另一方面，发行人与潜在客户对该等电站转让事宜亦进行持续接洽，具体详见问题 2-3 之“二、相关电站销售过程中历次客户接洽、商务会谈和尽职调查情况等外部程序”的回复内容。故已并网待转让的自主开发电站项目应列示为存货。

（二）发行人对已并网待转让的自主开发电站的具体会计核算及其对经营业绩影响测算

1、在电站项目公司单体报表层面，电站在试运行通过当期转为固定资产等，并在运营发电期间确认折旧及摊销。

2、在发行人合并报表层面，将自主开发电站列示存货，按照《企业会计准则第 1 号-存货》的规定，自主开发电站从初始投入开始将与电站相关的设备采购成本、施工费用和其他费用等成本支出，转入存货，并按照历史实际成本计量。因此，发行人在编制合并报表过程中，需将电站项目公司单体层面已确认的折旧摊销冲回。

同时，在自主开发电站发电运营实现收益期间，其资产运行折损亦会消耗存货实际价值。鉴于合并报表编制过程中，抵消了电站折旧及摊销等成本，可能导致合并口径的电站存货账面价值较实际价值有所增加。发行人基于谨慎性原则，将相关影响金额在合并报表层面确认存货跌价准备，以抵减电站存货账面价值。

相较于直接维持电站项目已计提的折旧摊销成本，发行人的此种会计处理方式对各期净利润的影响测算具体如下：

单位：万元

项目	合并抵消的单体报表层面确认的折旧及摊销金额①	合并报表层面计提“存货跌价准备”抵减电站存货账面价值金额②	合并层面确认“存货跌价准备”相应确认递延所得税资产影响③	相较于维持电站折旧摊销，发行人的会计处理对净利润的影响④=①-②+③
2020 年度	2,054.08	2,749.83	412.48	-283.27
2021 年度	3,805.92	7,365.17	1,104.78	-2,454.47
2022 年度	3,133.03	4,693.21	703.98	-856.20
合计	8,993.04	14,808.22	2,221.23	-3,593.95

在考虑相应递延所得税影响后，相较于直接计提电站项目的折旧摊销，发行人的会计处理导致报告期各期净利润减少 283.27 万元、2,454.47 万元和 856.20

万元，实际更为谨慎。同时，此项会计处理累计减少报告期各期净利润金额为 3,593.95 万元，仅占报告期各期累计归母净利润的 0.19%，对发行人经营业绩的影响极小。

发行人对已并网未转让的自主开发电站的会计处理满足谨慎性原则，与电站项目的实际经营情况相符。

2-5 自主开发模式下的电站建设业务收入、成本、现金流量金额的具体确定方式，是否根据收取的相关对价（包括现金对价和转移的负债等）确定收入，是否按照实际收取的现金为基础编制现金流量表

一、自主开发模式下的电站建设业务收入、成本、现金流量金额的具体确定方式

公司风能、光伏电站业务由子公司新能源公司具体开展。在自主开发模式下，新能源公司通过成立项目公司获取建设指标、办理备案或核准等手续，项目公司作为电站建设项目的业主单位。新能源公司通过参与招投标与项目公司签订 EPC 总承包合同，按合同约定提供电站建设服务。电站项目转让时，通过转让项目公司股权的形式进行，新能源公司与客户签订《股权转让协议》并完成项目公司的股权交割，实现电站项目的控制权转移。

报告期内，公司在自主开发模式下的电站建设业务收入、成本、现金流量金额的具体确定方式如下：

项目	自主开发电站 相关合同/协议 情况	股权转让前		股权转让时点及之后	
		新能源公司单体报表层面	公司合并报表层面	新能源公司单体报表层面	公司合并报表层面
收入	新能源公司与项目公司签订的 EPC 总承包合同及其补充协议	按照履约进度对项目公司确认电站建设收入	新能源公司与项目公司的内部交易进行抵消，合并报表不确认相关收入和成本	按照履约进度确认电站建设收入	按照履约进度确认电站建设收入（在转让时点，合并层面按照累计履约进度确认，即将股权转让前在合并层面已抵消部分进行确认）
成本		按照实际发生的合同成本确认电站建设成本，并按投入法确定履约进度，即累计实际发生的合同成本占合同预计总成本的比例确定履约进度		按照实际发生的合同成本确认电站建设成本，并按投入法确定恰当的履约进度，即累计实际发生的合同成本占合同预计总成本的比例确定履约进度	按照实际发生的合同成本确认电站建设成本，并按投入法确定恰当的履约进度，即累计实际发生的合同成本占合同预计总成本的比例确定履约进度（在转让时点，合并层面按照累计实际发生成本确认主营业务成本）

项目	自主开发电站相关合同/协议情况	股权转让前		股权转让时点及之后	
		新能源公司单体报表层面	公司合并报表层面	新能源公司单体报表层面	公司合并报表层面
现金流量		按照 EPC 合同实际收到的现金计入电站建设业务销售商品现金	新能源公司与项目公司之间如有现金流量, 则合并报表进行抵消处理	按照 EPC 合同实际收到的现金计入电站建设业务销售商品现金	按照 EPC 合同实际收到的现金计入电站建设业务的销售商品现金 (通常在电站项目实现转让后, 项目公司才开始陆续支付 EPC 合同款项, 此时项目公司已不纳入公司合并范围)
投资收益	新能源公司与收购方签订的股权转让协议	/	/	按照股权转让协议收到的股权转让对价与长期股权投资差额计入投资收益	
现金流量		/	/	按照股权转让协议实际收到的股权转让款计入投资活动-处置子公司收到的现金流量	

因此, 自主开发模式下电站建设业务的收入、成本、现金流量在新能源公司单体报表和合并报表的具体确定方式不同。

二、公司按照收取的电站建设合同相关对价确定收入, 按照收取的电站建设合同相关的现金为基础编制电站建设业务现金流量表

自主开发模式下的电站在建设过程中, 新能源公司与项目公司按照独立业务主体分别进行财务核算, 新能源公司确认相关收入成本等, 项目公司确认在建工程等。编制合并报表时, 新能源公司对与项目公司的交易、往来款、现金流等事项进行抵消处理, 电站相关资产在合并报表中重分类为存货。在电站项目实现转让时, 项目公司不再纳入合并范围, 以前内部抵消的收入成本得以实现, 公司合并报表按照 EPC 合同金额及履约进度确认相关电站建设收入和成本。

在电站项目建设过程中, 项目公司通常不会支付 EPC 合同款项给新能源公司, 待电站转让后 (此时项目公司已在电站购买方控制下) 根据 EPC 合同及补充协议约定, 开始陆续支付电站建设相关的 EPC 合同款项, 此时新能源公司将收到的该等合同款项计入销售商品、提供劳务收到的现金。

报告期内, 公司自主开发模式下主要电站项目确认收入金额、收取现金流量与 EPC 合同的匹配情况如下:

单位：万元

序号	电站项目名称	转让日期	EPC 建设合同（含税）	EPC 建设合同（不含税）	收入确认金额				计入销售商品、提供劳务收到的现金金额			
					2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计	2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计
1	枣庄市峰城石膏矿塌陷区 100MW 渔光互补光伏发电项目	2022 年 9 月	42,720.32	38,470.01	35,171.59	-	-	35,171.59	34,100.00	-	-	34,100.00
2	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目二期	2022 年 12 月	73,688.50	66,219.31	35,934.31	-	-	35,934.31	28,088.50	-	-	28,088.50
3	山西省长治市襄垣县 80MW 平价光伏发电项目	2022 年 3 月	33,923.36	30,382.86	30,220.29	-	-	30,220.29	29,785.82	-	-	29,785.82
4	黑龙江省齐齐哈尔市克山县 50MW 平价风电项目	2021 年 8 月	40,591.06	36,511.80	13,133.14	21,747.90	-	34,881.04	13,955.63	15,254.06	-	29,209.69
5	铜陵郊区铜山镇 90MW 光伏发电项目	2021 年 6 月	34,110.00	29,988.85	3,669.09	25,984.07	-	29,653.16	4,208.08	21,169.72	-	25,377.80
6	沽源县 220MW 光伏示范项目	2021 年 12 月	115,395.62	103,722.45	82,777.47	2,248.18	-	85,025.65	81,380.23	-	-	81,380.23
7	沽源县 180MW 光伏示范项目	2021 年 12 月	92,452.12	82,807.42	6,040.33	74,593.40	-	80,633.73	58,643.06	-	-	58,643.06
8	湖北省潜江渔洋 100MW 农光互补项目	2021 年 12 月	40,302.15	35,514.74	4,523.72	30,528.94	-	35,052.66	5,660.15	27,170.00	-	32,830.15
9	天门市佛子山镇 100MW 农光互补发电项目	2021 年 12 月	40,122.66	35,352.74	4,418.78	29,914.77	-	34,333.56	4,143.48	-	-	4,143.48
10	湖北省天门市净潭乡 100MW 农光互补发电项目	2021 年 12 月	41,595.01	36,658.03	6,131.01	30,047.60	-	36,178.62	3,534.81	-	-	3,534.81
11	焦作市武陟县 50MW 分散式风电项目	2020 年 12 月	44,000.00	37,908.13	15,999.17	20,316.29	-	36,315.46	4,195.63	25,970.75	-	30,166.38
12	张家口市可再生能源示范区示范项目张家	2021 年 12 月	69,024.83	61,802.89	5,359.55	55,071.68	-	60,431.23	3,502.07	-	-	3,502.07

序号	电站项目名称	转让日期	EPC 建设合同（含税）	EPC 建设合同（不含税）	收入确认金额				计入销售商品、提供劳务收到的现金金额			
					2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计	2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计
	口新能源研发试验认证中心二期 100MW 风电项目											
13	河北省沧州市沧县 80MW 农光互补光伏发电项目	2020 年 12 月	32,550.42	29,241.11	3,190.58	25,310.61	-	28,501.19	13,396.00	9,768.00	-	23,164.00
14	风电平价上网及张家口国际可再生能源技术创新实验实证基地一期 100MW 风电项目	2021 年 12 月	67,317.05	60,264.70	2,730.77	56,389.86	-	59,120.63	3,450.26	-	-	3,450.26
15	武威 100MW 光伏发电项目	2020 年 12 月	37,061.43	33,334.96	925.01	32,227.91	-	33,152.92	-	35,179.09	-	35,179.09
16	八师石河子市 68 兆瓦光伏示范项目	2020 年 6 月	24,765.60	20,970.50	330.70	18,907.20	1,653.67	20,891.57	-	1,256.37	21.92	1,278.29
17	八师石河子市 50 兆瓦光伏示范项目	2020 年 7 月	18,210.00	15,416.59	71.98	12,879.28	2,205.71	15,156.97	-	932.50	223.67	1,156.17
18	八师石河子市 51 兆瓦光伏示范项目	2020 年 6 月	18,574.20	15,655.40	102.98	4,953.65	10,469.14	15,525.77	-	811.94	620.60	1,432.55
19	八师石河子市 67 兆瓦光伏示范项目	2020 年 6 月	24,401.40	20,617.95	171.69	16,975.74	2,871.22	20,018.65	-	1,507.22	361.29	1,868.50
20	山西省吕梁市交口县 300MW 光伏平价基地项目	2020 年 11 月	115,407.07	103,274.25	701.75	4,151.76	97,278.83	102,132.34	2,710.53	7,063.50	66,940.39	76,714.42
21	安徽省枞阳县横埠镇龙山村 80MW 光伏平价上网项目	2020 年 8 月	26,554.50	23,786.55	1,178.05	5,081.33	17,324.38	23,583.77	1,779.98	12,657.90	11,408.78	25,846.66
22	衡水市冀州区 120MW 农光互补光伏发电项目	2020 年 7 月	45,762.66	41,014.51	120.42	12,857.17	28,036.92	41,014.51	1,396.80	31,015.32	13,350.54	45,762.66
23	八师石河子市 223 兆瓦	2020 年 6 月	80,197.29	71,774.22	768.70	37,682.90	31,669.22	70,120.83	-	5,468.00	21,886.47	27,354.47

序号	电站项目名称	转让日期	EPC 建设合同（含税）	EPC 建设合同（不含税）	收入确认金额				计入销售商品、提供劳务收到的现金金额			
					2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计	2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计
	光伏示范项目											
24	八师石河子市 69 兆瓦光伏示范项目	2020 年 6 月	24,877.95	22,268.11	935.62	1,228.87	21,029.60	23,194.08	-	745.00	11,186.64	11,931.64
25	八师石河子市 72 兆瓦光伏示范项目	2020 年 6 月	25,408.30	22,716.20	557.84	1,001.61	21,029.60	22,589.06	-	337.00	12,068.15	12,405.15
26	柘城县惠济 50MW 风电项目	2021 年 6 月	37,201.63	33,207.90	-1,074.98	34,117.01	-	33,042.02	6,532.38	8,661.78	-	15,194.16
27	河南省新蔡县陈店 50MW 风电场项目	2020 年 5 月	40,022.68	35,819.02	-4.23	439.66	35,131.95	35,567.39	1,209.38	11,497.49	26,395.05	39,101.92
28	山西省运城市万荣县稷王山 50MW 项目	2020 年 12 月	40,544.66	36,390.90	247.48	690.72	35,256.44	36,194.64	-	3,456.52	30,112.74	33,569.26
29	鹿邑县一期 50MW 风电项目	2020 年 12 月	42,454.20	38,086.56	298.03	2,624.93	34,305.85	37,228.81	20.46	10,691.77	21,000.00	31,712.23
30	中山分散式风电项目	2021 年 8 月	2,203.55	1,973.03	72.60	1,900.43	-	1,973.03	796.63	666.07	-	1,462.70
31	黑龙江和平牧场 13MW 分散式风电项目	2021 年 8 月	11,174.00	10,068.60	1,128.02	8,940.58	-	10,068.60	4,085.90	4,406.60	-	8,492.50
32	舞阳县新能 45MW 分散式风电多能互补项目	2020 年 12 月	38,622.39	34,615.11	14,470.79	19,634.42	-	34,105.21	3,388.81	24,218.19	-	27,607.00
33	河南省新乡市获嘉县 40MW 分散式风电项目	2021 年 6 月	32,273.57	28,797.98	-78.50	28,620.64	-	28,542.14	-	23,948.36	-	23,948.36
34	河南省鹿邑县 30MW 分散式风电项目	2020 年 12 月	15,143.96	13,593.38	106.14	640.17	12,820.62	13,566.93	2.80	2,589.40	7,350.00	9,942.21
35	拉萨市曲水县一期 20MW 并网光伏发电站项目	2020 年 5 月	13,803.99	12,026.28	-	0.00	11,937.43	11,937.43	-	-	13,692.64	13,692.64
36	徐闻昊能光伏发电有限公司徐闻 70 兆瓦（一期 20MW）渔光互补项	2020 年 12 月	14,672.73	12,850.53	63.31	-119.11	12,801.70	12,745.90	-	-	-	-

序号	电站项目名称	转让日期	EPC 建设合同（含税）	EPC 建设合同（不含税）	收入确认金额				计入销售商品、提供劳务收到的现金金额			
					2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计	2022 年度	2021 年度	2020 年度	合计
	目											
37	石城子 20MW 并网光伏发电项目	2021 年 11 月	13,144.11	11,620.28	393.42	11,225.39	-	11,618.81	-	13,144.11	-	13,144.11
38	霍城县一期 20MW 并网光伏发电项目	2020 年 12 月	13,712.56	12,124.70	-	39.10	12,085.60	12,124.70	-	-	11,227.00	11,227.00
39	和田赛维光伏科技有限公司十四师 30MW 并网光伏发电项目	2020 年 12 月	19,626.90	17,597.34	-	-0.35	17,538.44	17,538.09	323.93	-	17,120.00	17,443.93
40	太康县马头镇 50 兆瓦风电场项目	2020 年 12 月	41,719.31	37,318.48	-423.88	1,724.47	35,639.59	36,940.19	731.76	6,759.37	30,508.51	37,999.63
合计					270,362.74	630,578.78	441,085.91	1,342,027.48	311,023.08	306,346.03	295,474.39	912,843.50

注：河南省周口市太康县 10 兆瓦分散式风电项目公司未实际承建。

综上，在自主开发模式下，公司按照收取的电站建设合同相关对价确定收入，按照收取的电站建设合同相关的现金为基础编制电站建设业务现金流量表。

2-6 存货根据《8 号准则》进行减值是否符合发行人的会计政策、企业会计准则规定，按成本与可变现净值孰低应确认的存货跌价准备金额，各关键参数的确定依据及合理性；结合在手订单、期后销售、市场供需及价格变动情况等，说明存货跌价准备、固定资产减值准备计提的充分性

一、存货根据《8 号准则》进行减值符合发行人的会计政策、企业会计准则规定

（一）公司存货中风能、光伏电站业务特点

公司在自主开发模式下持有的电站系通过成立项目公司的方式进行建设。在项目公司单体报表层面，相关电站资产在长期资产中核算（在建工程、固定资产、无形资产、使用权资产等）。在公司合并报表层面，考虑电站持有目的，将项目公司单体报表核算的电站资产重分类至存货。具体情况如下：

项目	项目公司单体报表	合并报表
风能、光伏电站所属的设备、房屋建筑物等有形资产	固定资产、在建工程	重分类至存货-光伏、风能电站
风能、光伏电站所属的土地使用权、软件等无形资产	无形资产	重分类至存货-光伏、风能电站
风能、光伏电站租赁的土地	使用权资产	重分类至存货-光伏、风能电站

（二）公司存货中风能、光伏电站以未来现金流量现值确定可变现净值的依据

1、以未来现金流量现值作为确定电站类存货可变现净值的基础，系公司在无法获取电站转让的合同价及公开市场报价的情况下，结合电站转让定价的实际操作模式，采取的相对合适的用以计算电站存货的可变现净值的方式。

在项目公司单体报表层面，电站资产属于长期资产，公司根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》（以下简称《8 号准则》）进行减值测试，在资产负债表日判断长期资产存在减值迹象的，按单个风能、光伏电站资产作为资产组，确定其可收回金额，如果可收回金额低于其账面价值的，按其差额计提减值准备。因电站受所属地区、风能或光照资源、电力消纳情况等不同的影响，无法及时获取

资产活跃市场报价，因此公司以该风能、光伏电站资产预计未来现金流量的现值作为其可收回金额。

而在合并报表层面，公司将在项目公司单体层面核算的长期资产重分类至存货。根据《企业会计准则第 1 号——存货》及《企业会计准则第 1 号——存货》应用指南的相关规定，资产负债表日，存货应当按照成本与可变现净值孰低计量。可变现净值基本特征：“①确定存货可变现净值的前提是企业在进行日常活动；②可变现净值特征表现为存货的预计未来净现金流量，而不是简单地等于存货的售价或合同价……”。公司自主开发电站属于公司日常经营活动，合并报表层面将单体项目公司按长期资产核算的电站资产重分类至存货，并未改变电站资产范围，仅是报表科目的重分类列报。

一方面，在报告期各期末，公司风能、光伏电站期末存货，通常尚未签订明确转让定价的销售合同，若以合同价格作为存货可变现净值的计量基础，不具有客观可能性，同时，因电站资产属于定制化标的，亦难以获取合适的公开市场报价；另一方面，在风能、光伏电站转让过程中，交易双方通常以资产评估机构对电站资产按收益法评估的结果作为转让定价基准。对于逐年获取较稳定收益的风能、光伏电站等资产的销售定价，发行人参照收益法评估结果，根据相关电站存货资产经营状况估算其未来现金净流量并折现，对资产未来现金流量的现值进行测算，并以此作为电站存货可变现净值的依据。

发行人以依据《8 号准则》计算的未来现金流量现值，作为确定电站类存货可变现净值的基础，并未改变存货资产减值金额计算所依赖的资产持有意图及收益实现方式，仅系公司在无法获取电站转让的合同价及公开市场报价的情况下，结合电站转让定价的实际操作之后，采取的合理方式。

2、发行人对电站类存货的可变现净值的确定方法，亦与行业惯例一致

部分已从事电站建设/开发业务的上市公司，对于电站类存货的可变现净值确定方法，具体如下：

公司	电站存货减值及确定其可变现净值的具体依据
天合光能	2020-2022 年末，均未有电站类存货的存货跌价准备余额。 天合光能针对计入存货的光伏电站，通过以下方式确定其可变现净值： 1、根据转让协议价格确定可变现净值：仅针对期末已签署转让协议或获取了明确报价文件的情况；

公司	电站存货减值及确定其可变现净值的具体依据
	2、根据公司内部电站销售近期数据确定可变现净值： 在未获取转让协议的情况下，如果天合光能有该光伏电站在相近地区、相近规模、相近补贴电价的公司内部历史销售数据，则该光伏电站的可变现净值应当以公司历史销售数据确定其可变现净值； 3、根据同行业电站销售价格确定可变现净值： 在未获取转让协议或公司内部近期销售数据的情况下，如果天合光能可以获取到的同行业公司相近地区、相近规模、相近补贴电价的光伏电站转让对价，亦可据此确定可变现净值； 4、根据市场普遍要求的内部收益率测算确定可变现净值： 在未取得可靠转让对价数据的情况下，天合光能首先根据计入存货的光伏电站未来剩余生命周期各年的发电收入现金流入，扣减电站预计未来各年的现金流出，包括运维成本、土地租金及相关税费等，计算得出电站未来各年的净现金流。而后，天合光能再将每年的净现金流以市场上普遍要求的全投资内部收益率（IRR）进行折现测算光伏电站的未来各年净现金流现值（PV）。最后将未来各年净现金流现值与光伏电站的资产净值比较，净现金流现值大于或等于存货电站净值的情况下不需要计提存货电站的减值准备，反之则根据其计算得出的差额计提减值准备。
晶科科技	2020-2022 年末，均未有电站类存货的存货跌价准备余额，且无法获知其电站存货可变现净值计算的具体方法
正泰电器	2020-2022 年末，均未有电站类存货的存货跌价准备余额，且无法获知其电站存货可变现净值计算的具体方法
中利集团	对资产负债表日未确定销售价格的光伏电站，参考《企业会计准则第 39 号——公允价值计量》第十八条，以电站资产组未来现金流量现值确定其公允价值。并以该公允价值作为计算电站存货可变现净值的基础

上表中，天合光能及中利集团均存在采用电站资产的未来现金流量现值作为确定电站存货可变现净值的情况。故发行人对电站类存货的可变现净值的确定方法，与行业惯例一致。

因此，公司根据《8 号准则》计算的未来现金流量现值，作为确定电站类存货可变现净值的基础并计提存货跌价准备，符合企业会计准则、公司会计政策的规定。

二、按成本与可变现净值孰低应确认的存货跌价准备金额，各关键参数的确定依据及合理性

公司根据《8 号准则》计算的未来现金流量现值作为确定电站类存货可变现净值的基础。此种减值计算方式，本质上仍系参照“按成本与可变现净值孰低应确认存货跌价准备金额”的基本逻辑，并未改变存货资产减值金额计算所依赖的资产持有意图及收益实现方式，系基于电站开发领域的特殊前提下，公司在无法获取电站转让的合同价及公开市场报价的情况下，结合行业内电站转让定价的通

行方法之后，采取的相对合适方式用以计算电站存货的可变现净值，并与天合光能、中利集团等同行业公司计提电站存货的减值方法基本一致。故公司现有的电站存货减值计提金额实际系按照《企业会计准则第1号—存货》的要求的测算结果。

在资产负债表日，公司结合自主开发电站开发建设及内外部环境变化情况，判断自主开发电站是否存在减值迹象，对存在减值迹象的电站项目进行减值测试，并根据减值测试结果计提减值准备。

公司结合自主开发模式下电站业务的特点，根据相关电站存货资产经营状况估算其未来现金流量并折现，并将折现值作为电站存货的可变现净值，并计提存货跌价准备。测算过程中的关键参数包括预估的发电量、发电价格、运维费用、所得税率、折现率，其确定依据及合理性如下：

主要参数	依据	合理性
发电量	按照年利用小时数及历史年份发电量进行合理预测，光伏电站则须乘以一定的衰减率	随着电站运行年限的上升，光伏电站发电效率存在一定的衰减，故基于历史数据乘以相应发电效率进行测算
发电价格	按照历史年份发电价格预计	基础电费价格亦不存在下降趋势，发电价格按照历史年份价格预计较为合理
所得税率	按照项目公司适用的税率，部分公司享受西部大开发所得税税收优惠15%，持续至2030年12月31日。自2031年1月1日起，因无最新政策，故按照法定税率25%计算	目前，针对新能源发电企业的所得税优惠政策不存在取消的迹象，该假设较为谨慎合理
运维费	按照历史年份运维费用水平预计	随着电站运维自动化水平的提高，电站运维费用实际有下降趋势，该假设较为谨慎合理
折现率	15%	折现率较高，超过大部分电站项目内部收益率，具有谨慎性

综上，公司在电站存货减值测试中，各关键参数的确定依据具有合理性。

三、结合在手订单、期后销售、市场供需及价格变动情况等，说明存货跌价准备、固定资产减值准备计提的充分性。

（一）自主开发电站的存货跌价准备计提充分

报告期各期末，公司电站存货跌价准备的计提情况如下：

单位：万元

时间	账面余额	存货跌价准备	账面价值	存货跌价计提比例
2022 年 12 月 31 日	145,832.38	29,381.28	116,451.10	20.15%
2021 年 12 月 31 日	188,019.46	26,565.51	161,453.94	14.13%
2020 年 12 月 31 日	173,862.84	21,049.34	152,813.49	12.11%

由上表可知，报告期各期末，电站存货跌价准备计提比例分别为 12.11%、14.13%、20.15%，呈逐年增加趋势。

公司电站存货在手订单、期后销售、市场供需及价格变动情况如下：

1、电站存货市场供需情况

在“碳达峰、碳中和”目标下，为落实 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右，风电、光伏发电装机容量达到 12 亿千瓦以上等任务，风能、光伏电站建设和运营行业将迎来重大发展契机，风电和光伏将进入全新发展阶段。在此基础上，国家能源局在《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》进一步指出 2021 年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 11%左右，后续逐年提高，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20%左右。国家能源局数据显示，2022 年风电、光伏发电量首次突破 1 万亿千瓦时，达到 1.19 万亿千瓦时、同比增长 21%，占全社会用电量的 13.8%。随着“碳达峰、碳中和”政策体系的逐步确立，以新能源为主体的新型电力系统蓄势待发，风能、光伏电站建设将处于快速发展阶段。

按照“双碳”目标，风电光伏会成为未来替代化石能源的主力能源，后续市场空间非常大，为落实“双碳”目标，风能、光伏的装机容量仍将保持高速增长，市场需求将持续保持在较高的水平。

2、电站存货在手订单及期后销售情况

报告期各期末，公司电站存货的订单支持比例分别为 0.47%、8.96%和 1.25%，各期末时点在手订单比例较低主要系：（1）公司存在以前年度“先建设后转让”的部分电站项目达成销售意向的周期较长；（2）“建设同时寻找收购方”的部分电站项目在报告期各期末时点，尚未完成签订转让协议。

公司电站存货期后结转形式主要包括：电站项目转让销售、费用化处理和转

为自营持有。报告期各期，公司电站期后结转情况如下：

单位：万元

类别	项目	2022 年 12 月 31 日余额	2021 年 12 月 31 日余额	2020 年 12 月 31 日余额
已并网 待售	合计	81,795.57	66,332.14	71,127.63
	其中：期后已销售金额	-	-	14,461.34
	期后费用化金额	-	-	-
	期后转自营持有	-	-	-
	占比	-	-	20.33%
在建及 开发	合计	64,036.81	121,687.31	102,735.21
	其中：期后已销售金额	-	50,097.96	72,944.66
	期后费用化金额	-	323.59	16,660.20
	期后转自营持有	-	33,880.75	1,279.91
	占比	-	69.28%	88.47%
风能、 光伏电站 合计	期末合计	145,832.38	188,019.46	173,862.84
	其中：期后已销售金额	-	50,097.96	87,406.00
	期后费用化金额	-	323.59	16,660.20
	期后转自营持有	-	33,880.75	1,279.91
	占比	-	44.84%	60.59%

注：期后以 2023 年 2 月 28 日为基准日统计。

由上表可知，报告期内，公司自主开发电站存货的期后结转比例为 60.59%、44.84%、0.00%。2020 年末、2021 年末期后结转均达到 40%以上，2022 年末因期后周期较短，2022 年末存货尚未形成期后销售。

从在建及开发中的电站项目期后结转情况来看：报告期内，各期末电站存货的期后结转比例为 88.47%、69.28%、0.00%，其中 2020 年度、2021 年度期后结转比例 65%以上，期后销售金额达 72,944.66 万元、50,097.96 万元。剔除 2022 年末因期后周期较短的因素，在建及开发电站存货的期后结转情况总体良好。

从已并网发电待售的电站项目期后结转情况来看：报告期内，存货电站中已并网发电项目的期后销售结转比例相对较低，主要系部分已并网发电的自主开发电站，长期未达成销售意向。

在资产负债表日，公司结合自主开发电站开发建设及内外部环境变化情况，判断自主开发电站是否存在减值迹象，对存在减值迹象的电站项目进行减值测试，

并根据减值测试结果计提减值准备。截至 2022 年 12 月 31 日，公司已在项目公司单体层面对存在减值迹象的主要电站项目资产减值测试结果如下：

单位：万元

项目名称	存货余额	已计提单体层面减值金额	存货价值	可收回金额	是否存在（或存在进一步）减值
云南鹤庆县 30MW 光伏项目	17,366.92	-466.69	16,900.23	21,979.81	否
陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目（装机容量已变更为 10MW）	11,839.61	-6,843.12	4,996.49	5,526.61	否
哈巴河风电场一期 49.5MW 项目	14,142.76	-4,301.32	9,841.44	9,867.03	否
延长石油志丹 2MW 分布式光伏项目	770.60	-	770.60	851.18	否
图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目	13,384.31	-974.09	12,410.22	15,024.84	否
霍城 50MW 光伏项目	24,291.37	-	24,291.37	24,369.09	否
合计	81,795.57	-12,585.22	69,210.35	-	-

注：截至 2022 年 12 月 31 日，光伏、风能电站减值准备余额 29,381.28 万元，其中单体层面电站减值金额 12,585.22 万元，合并层面因重分类而冲回折旧及摊销及相关成本确认“资产减值准备”以抵减电站存货账面价值的金额为 16,796.06 万元。单体层面电站减值公司已按可收回金额测算不存在进一步减值，合并层面因重分类的调整过程如下：单体层面公司按照电站预计使用年限计提折旧及摊销，确认相应折旧及摊销成本，合并层面公司将已并网发电的自主开发电站列为存货，并按照历史实际成本计量，因此将单体层面已确认的折旧及摊销在合并层面冲回；同时，在自主开发电站发电期间因产生电费收益消耗存货的价值，公司综合考虑合并层面因冲回折旧及摊销及相关成本导致增加电站存货账面价值的影响，将上述影响金额在合并层面确认“资产减值准备”以抵减电站存货账面价值。上述处理仅是合并层面的重分类处理，不影响单体层面可收回金额计算且不存在进一步减值。

上述 6 个电站系 2022 年末已并网发电的自主开发电站项目，其账面余额占 2022 年末“风能、光伏电站”存货账面余额的 56.09%。其中，陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目、哈巴河风电场一期 49.5MW 项目两个项目批复规模分别为 100MW 和 49.5MW，由于项目可行性发生较大变化，实际装机规模较批复规模大幅减少，实际建成规模分别为 10MW、16.5MW，导致预期经济利益发生重大变化，发行人认定其存在明显的减值迹象，并进行了减值测试。除此之外，云南鹤庆县 30MW 光伏项目、图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目，未来经济利益流入规模等发生改变，再加上未确定意向收购方或者正在寻找意向方，未来经济效益也存在不确定性。基于谨慎性原则，发行人认定前述已发电项目存在潜在的减值迹象，并进行了减值测试。

发行人对于上述存在明显及潜在减值迹象的电站资产，均通过测算未来现金

流量现值确定其可收回金额。经测算，云南鹤庆县 30MW 光伏项目、陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目（已变更为 10MW）、哈巴河风电场一期 49.5MW 项目、图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目可收回金额分别为 21,979.81 万元、5,526.61 万元、9,867.03 万元、15,024.84 万元，由于以前年度已计提的减值金额分别为 466.69 万元、6,843.12 万、4,301.32 万元、974.09 万元，2022 年末可收回金额均大于存货价值，不存在进一步减值。

3、公司电站存货销售价格变动情况

报告期内，公司主要已转让电站建设合同单价情况如下：

项目		2022 年度	2021 年度	2020 年度
风能电站建设合同单价(元/W)(不含税)	区间	6.62	5.94-7.73	4.37-7.90
	平均	6.62	6.84	7.09
光伏电站建设平均合同单价（元/W）（不含税）	区间	3.70-3.85	3.34-5.78	2.96-6.43
	平均	3.77	4.19	3.95

由上表可知，公司已转让电站建设合同单价均呈整体小幅下降趋势，其中风能电站建设合同平均单价由 7.09 元/瓦下降到 6.62 元/瓦，光伏电站建设合同平均单价由 3.95 元/瓦下降到 3.77 元/瓦。

截至 2022 年末，公司已并网发电电站账面价值单价情况如下：

序号	项目名称	项目类型	项目容量 (MW)	2022 年 12 月 31 日	
				账面价值	单瓦价值(元/瓦)
1	云南鹤庆县 30MW 光伏项目	光伏	30.00	11,713.51	3.90
2	霍城 50MW 光伏项目	光伏	50.00	23,834.23	4.77
3	图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目	光伏	20.00	7,739.05	3.87
4	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目	风电	16.50	6,200.31	3.76
5	陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目（注：装机容量已变更为 10MW）	光伏	10.00	2,264.71	2.26
6	延长石油志丹 2MW 分布式光伏项目	光伏	2.00	662.47	3.31

公司持有已并网发电电站中云南鹤庆县 30MW 光伏项目、图木舒克东润环能三师伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目、陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目、延长石油志丹 2MW 分布式光伏项目账面价值单价分别为 3.90 元/瓦、

3.87 元/瓦、2.26 元/瓦、3.31 元/瓦，基本均低于或略高于公司 2022 年度光伏电站建设平均单价。霍城 50MW 光伏项目已于 2023 年 3 月签订项目转让协议，其建设合同单价 4.57 元/瓦，同时考虑转让前持有收益后预计收益大于电站成本，哈巴河风电场一期 49.5MW 项目单价为 3.76 元/瓦，低于 2022 年度风能电站建设平均单价，因此上述电站 2022 年末账面价值单价与公司已转让电站建设合同单价基本符合。

公司自主开发电站均需通过开发立项及开工评审，其过程需通过现金流折现测算其收益率作为关键指标，因此，除非出现重大不利情形，通常开发及已建的电站存货不存在减值，如项目开发及建设过程中项目达不到公司最低收益率指标或出现减值迹象情况，则按照公司电站开发相关内控制度计入费用化或计提减值处理。

截至 2022 年末，公司开发及在建的自主开发电站项目均在正常开发建设中，不存在减值迹象的情况。

综上所述，公司的电站存货跌价准备计提充分。

（二）自主运营电站业务固定资产减值准备计提的充分性

公司电站运营业务主要系自持运营电站项目并产生发电收益，与自主开发电站业务转让销售模式不同，不涉及在手订单、期后销售、市场供需及价格变动等情况，因此公司结合固定资产减值政策对电站运营业务进行减值分析：

1、报告期内电站运营业务固定资产减值方法

公司于每年年末对电站运营业务固定资产进行减值迹象判断，对于存在减值迹象的固定资产根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》进行减值测试。具体如下：资产负债表日判断长期资产存在减值迹象的，按单项资产为基础计算并确认可收回金额；如果难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以资产所属的资产组确定可收回金额。资产组是能够独立产生现金流入的最小资产组合。

可收回金额为资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间的较高者。处置费用包括与资产处置有关的费用以及为使资产达到可销售状态所发生的直接费用；资产预计未来现金流量的现值，按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量，选择恰当的折现率

对其进行折现后的金额加以确定。减值测试结果表明资产的可收回金额低于其账面价值的，按其差额计提减值准备并计入资产减值损失。资产减值损失一经确认，在以后期间不予转回。

报告期内，公司对电站运营业务固定资产减值迹象的判断过程如下：

序号	减值迹象标准	公司状况	是否存在减值迹象
1	资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌	固定资产的市价并未大幅下跌	否
2	企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响	2022 年公司根据可再生能源发电补贴自查结果，由于部分风能、光伏电站项目的电价补贴可能存在被降低或取消的风险，公司对存在减值迹象的风能、光伏电站计提了固定资产减值损失 30,618.98 万元	是
3	市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低	市场利率或者其他市场投资报酬率在当期未明显提高	否
4	企业有证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等	2022 年公司根据可再生能源发电补贴自查结果，由于部分风能、光伏电站项目的电价补贴可能存在被降低或取消的风险，相应资产组创造的价值及现金流量低于预计金额	是
5	其他表明资产可能已经发生减值的迹象	报告期内，公司无其他事项表明固定资产可能已经发生减值的迹象	否

2、报告期内电站运营业务固定资产减值情况

（1）平价及已纳入第一批合规项目清单的自主运营电站不存在减值情形

公司每年年末对自主运营电站的资产进行盘点并评估运营收益率，其中平价及纳入第一批合规项目清单的电站项目资产状态完好，运营收益率正常，根据减值迹象判断标准，判断其不存在减值迹象，不存在应计提减值准备的情形。

（2）未纳入合规清单的自主运营电站减值情况

2022 年 3 月起，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合开展可再生能源发电补贴自查及核查工作。根据自查及核查情况，公司部分风能、光伏电站项目的电价补贴存在被降低或取消的风险，可能对未来现金流产生不利影响，部分电站资产存在减值迹象。根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》的相关规定，

公司对存在减值迹象的电站相关资产组（固定资产、无形资产及使用权资产）进行了减值测试，按照资产组账面净值与可收回金额（通过资产组预计未来现金流量现值确定）孰低计量。

公司聘请上海申威资产评估有限公司对涉及电价补贴存在被降低或取消的资产组进行专项评估，根据评估结果 3 个自主运营电站项目存在减值，资产组减值情况如下：

单位：万元

序号	项目	评估方法	资产组账面价值	资产组评估价值	是否减值	资产组减值金额
1	木垒县大石头 200MW 风电项目	现金流量折现法	139,247.41	114,700.00	是	24,547.41
2	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	现金流量折现法	136,544.83	133,900.00	是	2,644.83
3	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏发电示范基地 100MW 项目	现金流量折现法	59,075.34	54,000.00	是	5,075.34
合计			334,867.58	302,600.00	-	32,267.58

注：①木垒县大石头 200MW 风电项目于 2022 年 12 月 14 日由上海申威资产评估有限公司出具《木垒县嘉裕风电有限公司的资产组可回收价值资产评估报告》（沪申威评报字（2022）第 XJ0036 号），评估基准日：2022 年 6 月 30 日。

②中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目于 2022 年 12 月 14 日由上海申威资产评估有限公司出具《中闽（木垒）风电有限公司的资产组可回收价值资产评估报告》（沪申威评报字（2022）第 XJ0039 号），评估基准日：2022 年 6 月 30 日。

③内蒙古包头市采煤沉陷区光伏发电示范基地 100MW 项目于 2022 年 12 月 14 日由上海申威资产评估有限公司出具《包头市光羿太阳能发电有限责任公司的资产组可回收价值资产评估报告》（沪申威评报字（2022）第 XJ0035 号），评估基准日：2022 年 6 月 30 日。

上述涉及减值的运营电站资产组减值金额 32,267.57 万元，其中：固定资产减值损失 30,618.98 万元，无形资产减值损失 1,236.90 万元，使用权资产减值损失 411.69 万元。

综上所述，公司上述存在减值迹象的运营电站固定资产减值准备计提充分。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、梳理发行人不同业务模式下风能、光伏电站建设业务主要客户情况、客户类型、项目定价方式及定价依据等，分别计算前五大客户电站建设业务收入占

比及毛利率情况。

2、获取风能、光伏电站建设项目 EPC 合同、立项文件、预算总成本制定、变更文件及依据，对于毛利率差异较大客户，分析组成项目 EPC 合同价格、签约合同毛利率及预算总成本变动合理性，分析不同客户电站建设毛利率的合理性。

3、获取风能、光伏电站建设项目规模、指标核准备案时间、并网时间、所属区域、当地发电消纳情况等信息，结合建设合同定价方式，分析电站建设签约合同毛利率的合理性。

4、获取报告期内发行人电站建设业务收入明细表，按业务类型结构、客户结构、所属期间等不同维度对收入毛利率进行分析，分析各期毛利率变动的原因，并结合发行人提供的相关依据分析毛利率变动的合理性，必要时与发行人管理层讨论。

5、从国际行业、国家整体产业政策出发，查阅公开的行业报告资料并获取了风能、光伏电站建设相关产业的全国发展情况，并分析相关政策、行业趋势对发行人业务产生的影响，核查发行人报告期内风能、光伏电站建设毛利率变动的原因，及与行业发展变动趋势是否相符。

6、了解管理层将光伏电站划分为存货和固定资产的具体标准及依据的内部控制流程，检查光伏电站的立项文件。公司电站试运行、并网至出售周期较长的电站项目与同行业公司的对比，分析电站出售周期的合理性。

7、获取报告期各期计入存货的风能光伏电站项目子公司的成立时间，电站项目决策的内部程序信息，电站转让的客户接洽、尽职调查情况等情况记录。

8、获取发行人报告期各期末电站存货明细，复核已并网运行的电站并网日期、试运行通过日期，是否取得订单或获取意向客户及具备相关合作协议，是否产生发电收入等；对于暂未找到交易对象而先由发行人运营的电站，询问管理层电站持有意图未来是否会发生变更，分析电站存货列报的合理性。

9、了解发行人自主开发电站建设项目的业务流程及收入、成本、现金流量具体确认方式，结合相关会计准则复核其合理性，获取发行人建设合同及收入、现金流量明细表检查实际确认收入及计入现金金额与合同的匹配性及合理性。

10、了解企业电站存货减值计提的政策，结合会计政策、企业会计准则规定检查企业电站存货减值计提的政策合理性，复核公司自主开发电站减值测试的方法、参数及确定依据及合理性，对公司判断电站存货是否存在减值迹象的全过程及依据进行复核，结合在手订单、期后销售、市场供需及价格变动情况等，复核电站存货跌价准备充分性。

11、访谈公司管理层了解公司报告期减值测试具体情况，取得发行人管理层关于固定减值测试计算表，查阅涉及电价补贴存在被降低或取消的风能、光伏电站项目专项评估报告，与发行人管理层讨论固定资产减值测试过程中所使用的方法、关键假设与参数的选取，评估是否按照发行人固定资产减值测试会计估计执行；与发行人聘请的评估机构讨论，了解、评估发行人固定资产减值测试的合理性。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、发行人电站建设业务自主开发和第三方 EPC 模式下，项目定价方式及依据以及各期针对不同客户的毛利率水平存在一定差异，差异原因具有合理性；报告期内，发生业务模式变更的，具有合理原因，是该客户当年电站采购的主要模式；2022 年 EPC 模式电站销售收入占比大幅上升符合市场规律，基本符合行业惯例。

2、报告期内，公司电站试运行、并网至出售周期较短，公司持有周期较长的自主开发电站项目与同行业公司同类项目的运营周期不存在显著差异。发行人将光伏电站持有意图作为光伏电站划分为存货和固定资产进行核算的标准，并且制定了相关内控并一贯执行，相关依据充分，相关会计处理符合企业会计准则的相关规定。

3、发行人计入存货的自主开发电站项目的持有目的系对外销售，并非随意变更。

4、报告期各期末的电站存货中，部分已并网运行的电站已确定收购方或意向收购方并已产生发电收入；对于暂未找到交易对象而先由发行人运营的电站，在开工评审阶段即确定其持有目的为销售，虽然发行人暂未找到交易对象而先由

其自行运营，但发行人持有目的自始未变更，合并层面持有意图仍为持有待对外销售，作为电站存货列报合理。

5、发行人自主开发模式下的电站建设业务收入、成本、现金流量金额的确定方式符合会计准则相关规定，发行人根据收取的工程建设合同相关对价确定收入，并按照实际收取的现金为基础编制现金流量表符合企业业务情况，具有匹配性及合理性。

6、电站存货根据《8 号准则》进行减值符合发行人的业务情况，符合会计政策、企业会计准则规定，发行人对存货电站按成本与可变现净值孰低应确认的存货跌价准备金额，各关键参数的确定依据合理，发行人存货跌价准备计提充分。

7、发行人部分运营电站项目电价补贴存在被降低或取消的风险等因素导致减值，减值准备计算方法合理，固定资产等资产组减值准备计提充分。

问题 3、关于业绩增长的可持续性

根据申报材料：（1）近年来，我国多晶硅产量大幅上升，从 2007 年的 2 万吨增加至 2022 年的 82.7 万吨，由于下游硅片生产企业因高库存导致采购需求减弱，以及硅料企业扩产增量影响，多晶硅市场价格经历高位后下跌，多晶硅致密料从 2022 年 10 月的 30.60 万元/吨下降至 2022 年 12 月的 24.54 万元/吨；（2）公司拟募集资金 88 亿用于 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设，公司目前多晶硅产品应用于光伏行业；随着募投项目建成，公司多晶硅产能将从 2021 年的 6.6 万吨/年增长至 40 万吨，存在产能过剩的风险，公司 2023-2025 年多晶硅的在手订单分别为 32.70 万吨、37.58 万吨和 38.42 万吨；（3）2020-2022 年，公司电站建设及运营业务收入增长率分别为 39.66%、16.49%和 0.95%，2019-2022 年，电站运营业务毛利率分别为 69.61%、66.39%、68.66%和 59.40%，2022 年第三季度起，公司电站运营收入环比持续下降；（4）随着风能和光伏发电上网指导电价调低，以及新项目平价上网的推进，风能、光伏发电及电站转让的收入会有所降低；（5）与 2022 年业绩高位相比，公司 2023 年经营业绩可能出现下滑幅度超过 50%的风险。

根据公开资料：2022 年，同行业可比公司大全能源、天合光能营业收入预计分别增长 175%和 91.65%，高于发行人的 66.68%。

请发行人说明：（1）公司 2022 年收入增速低于同行业可比公司的原因，结合多晶硅价格及需求量的周期性波动规律、本轮扩产情况、下游存货金额及预计消化周期、多晶硅产品市场空间和未来发展趋势等，说明公司多晶硅价格及销量是否存在持续下行风险；公司多晶硅在手订单系意向订单还是实际订单，与客户关于价格、采购量、保证金及违约条款等的权利义务约定；（2）结合前述情形及可比公司同类产品的布局情况、发行人产能利用率、产品应用领域等，分析募投项目对公司产品结构、产能利用的影响，公司未来是否拟向半导体行业拓展，是否具有新增产能的消化能力，新增大额资产折旧摊销对经营业绩的影响，是否存在较大的减值风险；（3）平价上网及其他相关政策对公司电站业务的具体影响，电站业务收入的主要驱动因素，电站业务收入增长率持续大幅下降的原因，未来是否存在持续下降风险；（4）结合在手订单及期后业绩、同行业公司业绩变动、行业周期性波动及供需状况、行业政策等因素，基于不同市场环境假设，对公司未来经营业绩进行预测，并说明各类假设下主要经营要素需达到的水平；（5）结合前述情形，说明公司经营业绩的可持续性 & 未来变动趋势，并有针对性地进行重大事项提示。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

3-1 公司 2022 年收入增速低于同行业可比公司的原因，结合多晶硅价格及需求量的周期性波动规律、本轮扩产情况、下游存货金额及预计消化周期、多晶硅产品市场空间和未来发展趋势等，说明公司多晶硅价格及销量是否存在持续下行风险；公司多晶硅在手订单系意向订单还是实际订单，与客户关于价格、采购量、保证金及违约条款等的权利义务约定

一、公司 2022 年收入增速低于同行业可比公司的原因

根据同行业可比公司的 2022 年年度报告，大全能源 2022 年收入增幅为 185.64%、天合光能 2022 年营业收入增幅为 91.21%。发行人 2022 年营业收入增幅为 63.53%。

发行人 2022 年收入增速低于大全能源、天合光能等同行业可比公司，主要

系其主营业务细分构成差异的影响，具体如下：

序号	公司名称	基本情况及主营业务细分构成
1	大全能源	大全能源的主营业务由高纯多晶硅及副产品构成。2020 年-2022 年，大全能源高纯多晶硅销售收入约占其营业收入的 99%以上。
2	天合光能	天合光能主营业务包括光伏产品、光伏系统、智慧能源三大板块，其中，光伏产品（组件）系其收入主要构成部分，与发行人电站建设及运营业务类似业务的收入占比约为 30%。具体如下： （1）光伏产品业务包括光伏组件的生产、销售，2020-2022 年，该等业务收入约占同期天合光能营业收入的 74%-90%； （2）光伏系统业务包括电站业务及系统产品业务，其中，电站业务包括自建电站并寻找买家进行出售及为第三方提供电站工程建设服务，与发行人的电站建设业务较为相似，2020-2022 年，光伏系统业务-电站业务收入占同期天合光能营业收入的比例在 10%以内； （3）智慧能源包括光伏发电及运维服务、智能微网等业务，其中发电业务收入与发行人的电站运营业务收入较为相似，2020-2022 年，智慧能源-发电业务收入约占同期天合光能营业收入的 10%以内。
3	发行人	发行人的主营业务为高纯多晶硅研发、生产和销售及风能、光伏电站的建设和运营。2020-2022 年，多晶硅收入占比分别为 30.81%、50.31%和 69.75%，风能、光伏电站建设及运营业务收入占比分别为 58.62%、43.19%和 24.81%。

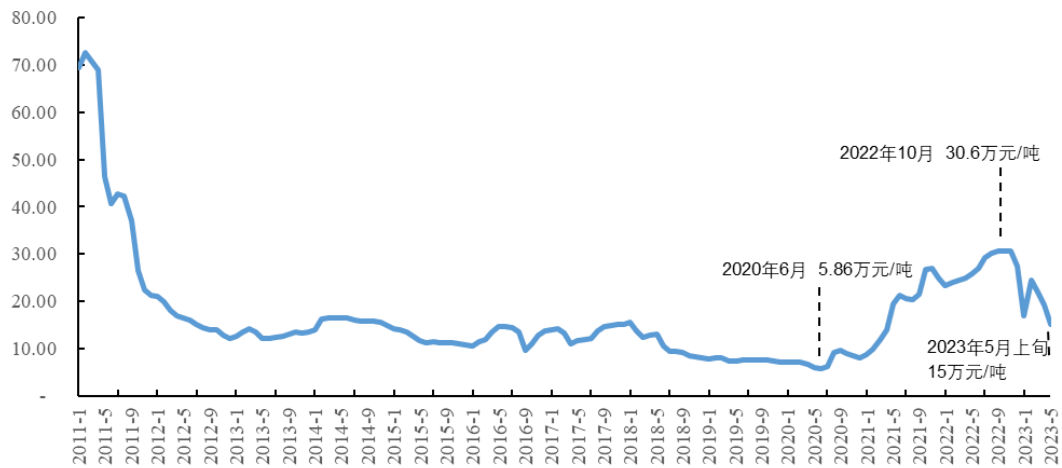
具体来看：（1）发行人 2022 年多晶硅销售收入为 2,534,502.11 万元，较上年增长 125.82%，高于发行人同期营业收入的整体增幅，与大全能源 2022 年营业收入增幅更为接近；（2）天合光能 2022 年营业收入较上年增长 91.21%，主要系其组件产品收入和系统产品业务收入较上年增长 74.20%和 212.16%，其光伏系统-电站业务和发电及运维业务与发行人的电站建设、电站运营业务较为相似，该等业务 2022 年收入分别为 361,992.18 万元、28,916.96 万元，较上年分别变动 3.61%、-65.51%，未显著超过发行人同类业务收入增幅。

二、结合多晶硅价格及需求量的周期性波动规律、本轮扩产情况、下游存货金额及预计消化周期、多晶硅产品市场空间和未来发展趋势等，说明公司多晶硅价格及销量是否存在持续下行风险

（一）多晶硅市场波动的历史周期情况

自 2011 年以来国内多晶硅市场价格的变动趋势具体如下：

多晶硅市场价格变动趋势（万元/吨）



数据来源：Wind

1、从 2011 年至 2020 年的周期来看，国内多晶硅市场价格经历了两次快速下跌，主要原因在于补贴政策变化或欧美双反调查等突发因素影响，其余期间内多晶硅价格相对平稳。同时，历次价格调整加速产业集中。

从 2011-2020 年这一期间来看，多晶硅市场主要存在两次下行周期：（1）2011-2012 年因欧美启动光伏双反调查造成光伏行业经营环境发生重大不利变化；（2）2018 年因“531 光伏新政”造成短期内市场产能难以迅速消化，其余大部分时期的市场价格波动相对平稳。

2011 年-2020 年，国内多晶硅市场变动及主要驱动因素具体如下：

序号	期间	多晶硅市场变动情况	价格变动的主要原因
1	2011 年-2013 年	多晶硅市场价格从 2011 年初近 70 万元/吨的价格下滑至 2013 年底的 13.44 万元/吨。	该阶段中国光伏产品基本依赖于海外市场，国内市场尚未形成规模。2011 年-2013 年，全球新增装机容量分别为 30.2GW、32GW、38.4GW，增长率分别为 72.57%、5.96%、20.00%，增速明显变慢；我国多晶硅产量分别为 8.4 万吨、7.1 万吨、8.5 万吨，同期产能分别为 16 万吨、19 万吨、14.4 万吨，其中，2012 年产能利用率仅为 37.37%，出现了阶段性的产能过剩。受 2011 年美国、欧盟陆续开展对中国光伏产品的反倾销和反补贴调查的影响，附加高额的双反税，导致中国光伏产品海外市场的萎缩，引发光伏企业竞相杀价，形成恶性价格战。
2	2014 年-2018 年 5 月	多晶硅市场价格基本在 10-15 万元/吨的价格区间内波动。	为扭转光伏行业市场在外的被动局面，自 2013 年开始，国家出台政策扶持光伏行

序号	期间	多晶硅市场变动情况	价格变动的主要原因
			业，设置可再生能源电价补贴专项基金，对光伏发电的上网电价实施补贴。并通过“金太阳”工程、领跑者计划等对光伏发电项目进行扶持。 国内光伏市场在此期间逐步培育壮大，根据国家能源局数据，国内光伏累计装机容量由 2014 年末的 26,520MW 增长至 2017 年末的 130,250MW。多晶硅市场价格在此期间保持相对稳定。
3	2018 年 6 月 -2020 年 6 月	多晶硅市场价格由 2018 年 6 月的 10.60 万元/吨下跌至 2020 年 6 月的 5.86 万元/吨。	2018 年“531 光伏新政”出台，光伏发电的电价补贴下降，国内光伏电站新增装机容量压缩，多晶硅行业需求整体减弱，导致多晶硅价格大幅下跌，同时部分不具备竞争力的落后低效多晶硅产能退出市场。

由上表可知，2011 年-2020 年，国内多晶硅市场价格经历了两次快速下跌，主要原因在于欧美双反调查或补贴政策变化等突发因素影响。同时，价格下行周期通常触发行业洗牌，二三线厂商或落后产能因成本较高或技术劣势，导致其低迷期继续生产的成本与售价倒挂，进而退出市场，行业资源逐步向头部企业集中。

2018 下半年至 2020 上半年的多晶硅价格下跌周期加速多晶硅行业整合洗牌，具体来看：（1）在价格和市场份额的双重挤压下，海外老牌厂商的高成本产能加速退出，2020 年初，德国瓦克对多晶硅业务计提 7.6 亿欧元资产减值；韩国韩华决定退出多晶硅市场，韩国 OCI 计划关停韩国光伏多晶硅产线，仅保留马来西亚 2.7 万吨产能；（2）国内产能方面，二三线企业低效产能加速退出，多晶硅市场逐步向头部企业集中，截至 2020 年末国内在产多晶硅生产企业数量已减少至 11 家，包括发行人在内的前 5 名企业的产能和产量占比提升至 80%以上。

2、自 2020 年下半年以来，受“双碳目标”及光伏度电成本下降的推动，国内外光伏装机需求回暖并保持增长。在此情形下，因光伏产业链阶段性产能错配，导致多晶硅市场价格进入快速上行周期，多晶硅领域主要企业获取较高的阶段性超额利润，发行人及同行业公司经营业绩在 2022 年达到历史高位。

自 2020 年下半年以来，终端光伏装机需求持续回暖。根据国际能源署统计，2019-2021 年各年全球新增光伏装机容量分别为 111GW、145GW 和 175GW，年均复合增长率为 25.56%。受益于单晶电池等技术革新带来的光伏发电度电成本降低及“双碳目标”推出，未来国内外光伏装机将保持增长趋势，按照中国光伏

行业协会的数据，2022-2023 年全球光伏新增装机容量将达到 240-275GW/年。

在此背景下，光伏产业链各环节均启动产能扩张计划。其中，多晶硅下游的硅片、组件环节，因扩产周期较短，自 2020 年以来实现了产能规模快速扩张。多晶硅主要头部企业亦进行了大量新增产能投资，但由于投资资金壁垒高、产能相对刚性且扩产/爬坡周期较长等因素，且在 2018 年下半年至 2020 年上半年多晶硅价格下行周期中部分高成本、低效产能退出市场，故多晶硅产能增加速度整体滞后于下游的硅片、组件环节。2019-2022 年我国国内的多晶硅、硅片及组件环节的产能产量变动如下：

项目		2022 年度		2021 年度		2020 年度		2019 年度
		数量	同比变动率	数量	同比变动率	数量	同比变动率	数量
多晶硅	年末设计产能	-	-	62.30 万吨	36.30%	45.71 万吨	-1.9%	46.60 万吨
	当年产量	82.7 万吨	63.44%	50.60 万吨	27.80%	39.59 万吨	15.76%	34.20 万吨
硅片	年末设计产能	-	-	407.20GW	69.70%	239.95GW	38.20%	173.63GW
	当年产量	357GW	57.55%	226.60GW	40.40%	161.40GW	19.80%	134.72GW
光伏组件	年末设计产能	-	-	359.10GW	46.99%	244.30GW	61.36%	151.4GW
	当年产量	288.7GW	58.80%	181.80GW	45.91%	124.60GW	26.37%	98.6GW

注：数据来源于《2021-2022 年度中国光伏产业年度报告》、《2020-2021 年度中国光伏产业年度报告》、工信部《2022 年全国光伏制造行业运行情况》及行业协会测算。

2020-2021 年国内多晶硅产量增速低于同期硅片、组件产能/产量的增长速度，多晶硅环节出现了较大供给缺口，成为光伏产业的供给瓶颈环节。突出的供需矛盾刺激多晶硅价格快速上涨且持续高位运行。根据中国有色金属工业协会硅业分会的统计，多晶硅市场价格（含税）从 2020 年 7 月的 6.33 万元/吨持续上涨至 2022 年 10 月的 30.60 万元/吨。

在供需紧张的情况下，发行人与通威股份、大全能源、协鑫科技等多晶硅头部企业的经营业绩呈现快速增长，并在 2022 年达到历史高位，具体如下：

单位：亿元

公司名称		2022 年		2021 年		2020 年
		金额	同比变动率	金额	同比变动率	金额
通威股份	营业收入	1,424.23	124.32%	634.91	43.64%	442.00

	净利润	323.73	270.31%	87.42	135.34%	37.15
大全能源	营业收入	309.40	185.64%	108.32	132.23%	46.64
	净利润	191.21	234.11%	57.23	448.60%	10.43
协鑫科技	营业收入	359.30	82.40%	196.98	34.03%	146.71
	净利润	154.79	229.27%	47.01	174.96%	-62.71
发行人	营业收入	368.31	63.53%	225.23	58.81%	141.82
	净利润	143.20	165.97%	53.84	550.08%	8.28

注：①数据来源于同行业公司定期报告；②协鑫科技 2020 年出现大额亏损，主要系因硅片技术由多晶转变为单晶，协鑫科技原有主流的多晶光伏材料业务（含多晶硅、硅片）受损显著，自 2018 年以来，已连续 3 年亏损，其中，2019-2020 年协鑫科技光伏材料业务毛利率均为 3.3%，同时因暂停生产低利润硅片产品等原因，2020 年对光伏材料业务生产性资产计提了超过 30 亿元的大额减值。

从 2021 年开始，发行人及多晶硅同行业可比公司盈利规模较过去有大幅增长，而由于 2022 年多晶硅市场价格整体保持高位，发行人及通威股份、大全能源、协鑫科技 2022 年净利润均超过 100 亿元，达到历史高位，主要的多晶硅企业在此期间普遍获取了较高的阶段性超额利润。

（二）下游光伏制造环节的库存周转情况、多晶硅产品市场空间和未来发展趋势

公司多晶硅业务的下游客户主要为硅片生产企业，并最终用于生产光伏组件。受益于全球光伏装机容量增长，硅片产能产量规模持续保持快速增长。2022 年我国硅片产量达 357GW，同比增加 57.55%，下游硅片厂商对多晶硅的采购需求持续旺盛。按照行业经验，硅片制造环节库存周转较快。以发行人多晶硅业务的主要下游客户晶科能源、晶澳科技、隆基绿能为例，其原材料周转情况如下：

原材料周转天数	2022 年	2021 年	2020 年
晶科能源	23.62 天	38.52 天	27.23 天
晶澳科技	11.20 天	27.85 天	35.29 天
隆基绿能	15.20 天	26.47 天	32.17 天

注：全年原材料周转天数=360/原材料周转次数，原材料周转次数=主营业务成本-直接材料或原材料金额/（期末原材料余额+期初原材料余额）/2。

如上表所示，硅片/组件生产环节的原材料库存周期约为 1 个月左右，在多晶硅下游硅片环节出现大量库存积压的可能性较低。故未来多晶硅市场需求主要由终端光伏电站装机容量决定。

随着全球能源消费总量的不断提高和能源结构的不断优化, 在各国光伏政策的推动下, 全球光伏新增装机容量已从 2011 年的 30.20GW 增长至 2021 年的 175GW, 年均复合增长率约为 19%, 光伏装机规模的迅速增长将大幅拉动上游多晶硅的市场需求。受益于因光伏发电成本下降带动的市场内生需求及“双碳”目标推出, 未来国内外光伏装机将保持增长趋势。

短期来看, 在目前光伏发电成本持续下降和全球碳中和等有利因素的推动下, 全球光伏新增装机容量和多晶硅需求在未来数年仍将保持增长。根据中国光伏行业协会对全球光伏新增装机容量的预测, 以及硅料/组件产出比、容配比假设, 预计未来数年的多晶硅需求量具体如下:

企业名称	2023 年预测	2024 年预测	2025 年预测
全球光伏新增装机容量	275GW	300GW	330GW
光伏组件出货量	358GW	390GW	429GW
多晶硅理论需求量	100-110 万吨	110-120 万吨	120-133 万吨

注: ①根据国家能源行业标准《光伏发电系统效能规范(NB/T10394-2020)》, 不同运行方式下容配比算例结果范围为 1.0~1.8 之间, 参考上述行业标准, 组件出货量按照光伏新增装机容量的 1.3 倍容配比进行测算。②参照行业平均数据, 生产 1W 组件最终消耗多晶硅折合 2.8-3.1g。

长期来看, 随着新能源领域的技术革新及风能、光伏度电成本持续降低, 新能源代替化石能源是未来发展的趋势, 风能、光伏发电逐步成为世界能源结构中不可或缺的部分。根据国际能源署发布的《2022 年世界能源前景》报告, 预计光伏和风电的发电量占比将从 2021 年的 10% 增加到 2030 年的 40%, 并在 2050 年达到 70%。其中, 2030 年每年新增光伏装机容量将增至 2021 年的四倍以上, 达到 650GW, 未来对多晶硅的需求仍然庞大。

(三) 多晶硅环节本轮扩产及未来产能预计情况

在“双碳”目标及全球光伏装机需求增长的背景下, 国内多晶硅企业启动新建或改造生产线计划。根据中国光伏行业协会数据, 截至 2022 年末, 全球多晶硅年产能约 132.2 万吨, 2022 年全球产量约 94.7 万吨; 随着国内各个多晶硅龙头企业技改及新建产能的释放, 2022 年中国多晶硅产量约 82.7 万吨, 较上年增长 63.44%, 而同期国内硅片实际产量为 357GW, 按照行业平均的 0.27 万吨-0.3 万吨多晶硅生产 1GW 硅片推算且不考虑期初存货的前提下, 2022 年国内硅片生产对多晶硅需求量为 96.39 万吨-107.10 万吨。由此可见, 硅料环节目前仍处于供

需紧平衡状态。

由于多晶硅行业壁垒较高，市场参与者数量较少且行业高度集中。全球光伏用多晶硅的生产基本集中于我国，而发行人、通威股份、协鑫科技、大全能源及东方希望五家头部企业的多晶硅产能，约占我国国内多晶硅总产能的 85%-90%。未来，全球光伏用多晶硅供给的大部分来源于我国的头部企业。

截至 2022 年末，发行人及通威股份、协鑫科技、大全能源、东方希望五家多晶硅头部企业的扩产项目实施计划及未来预计产能情况具体如下：

企业名称	2022 年末名义产能	2023 年末预计名义产能	2024 年末预计名义产能	2025 年末预计名义产能	现有已启动扩产项目情况	其他规划项目设计产能
通威股份	26 万吨/年	38 万吨/年	55—75 万吨/年	55—75 万吨/年	乐山三期（12 万吨/年）项目，已与当地政府签署投资协议，尚需办理土地、电力、环评、安评等前置手续，项目预计于 2023 年-2024 年投产。	规划项目产能约 40 万吨/年，分别为包头三期 20 万吨项目和云南保山二期 20 万吨项目，已与项目所在地政府签署了投资协议，暂未办理土地、电力、环评、安评等前置手续，项目计划于 2024 年竣工投产。
协鑫科技	18.5 万吨/年	30.5 万吨/年	44.5 万吨/年	44.5 万吨/年	截至 2022 年末，包头一期 10 万吨项目剩余 8 万吨颗粒硅生产模组待投产、乐山 10 万吨项目剩余 4 万吨颗粒硅生产模组待投产，预计于 2023 年全部投产； 呼和浩特 10 万吨颗粒硅项目及徐州 4 万吨颗粒硅置换项目已进入基建阶段。	其他规划产能 20 万吨/年（包头基地总体规划产能中其余 20 万吨产能），暂未启动建设； 内蒙古乌海 10 万吨颗粒硅项目已通过协鑫科技董事会审议。
大全能源	10.5 万吨/年	30.5 万吨/年	30.5 万吨/年	30.5 万吨/年	截至 2022 年末，（1）包头一期 10 万吨高纯多晶硅项目已启动建设预计 2023 年上半年投产；（2）包头二期年产 10 万吨高纯多晶硅项目已完成能评批复并启动，计划于 2023 年 3 月开工，2023 年底投产。	包头市 2.1 万吨/年半导体级硅料产能项目。
东方希望	13.5 万吨/年	38.25 万吨/年	38.25 万吨/年	38.25 万吨/年	新疆准东三期 6 万吨项目、内蒙古乌海 6.25 万吨项目、宁夏石嘴山 12.5 万吨多晶硅项目预计于 2023 年投产。	其他规划产能 27.5 万吨/年（东方希望宁夏石嘴山项目规划总产能 40 万吨/年），目前暂未启动建设。
发行人	20 万吨/年	30 万吨/年	40 万吨/年	40 万吨/年	年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（一期 10 万吨）预计于 2023 年投产。	年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（二期项目 10 万吨）产能预计 2024 年投产，目前暂未启动正式建设。

注：①同行业可比公司 2023 年预计产能系根据在建项目预计投产情况及现有产能进行估计。②上表中的产能系各年年末生产线的名义产能，实际有效产能小于名义产能。

如上表所示，发行人及同行业可比公司的未来产能将继续增长，但各期多晶硅实际有效供给将低于当年末的名义产能。如根据大全能源 2022 年度报告披露，截至 2023 年末，其名义产能将达到 30 万吨/年，但 2023 年预计实际产量仅为 19.0-19.5 万吨。

对于多晶硅行业整体而言，存在以下因素将影响多晶硅产能的实际有效供给：①新增产能项目投产当年无法实现全年度生产及产能爬坡周期较长（约 3-6 个月），新增产能在投产当年实际产量无法达到设计产能；②因化工安全生产要求，多晶硅行业每年因例行检修存在周期性停产，若发生超出计划周期的例行检修及其他非计划停产/减产（如限电停产），将导致实际产量低于设计产能，同时，由于多晶硅生产属于连续性的化工生产过程，在停产检修完成后，多晶硅生产线再次启动复产的过程，亦需经过一定周期，方能逐步恢复至原有生产节奏；③因新增生产线在投产初期，实际产出达标的单晶硅片用料比例相对较低，由于单晶硅片用料系市场主流需求产品（约占 90%以上），故新增产能在投产初期的对市场的实际有效供给较低；④部分多晶硅企业运行的老旧产能因其单位生产成本较高，持续生产不具备经济性，未来存在被淘汰出清的可能性，导致整体产能被压缩。如在 2018-2020 年，以韩国韩华为代表的海外高成本光伏多晶硅产能和国内二三线企业低效产能加速退出市场；⑤部分市场参与者视市场情况变化，可能不再全部落地实施原计划的规划待建项目，或调整原有产能结构（如协鑫科技在提升颗粒硅产能的同时，已计划后续全面停产棒状硅生产），该等因素将影响未来市场的整体供给。

同时，光伏产业存在高效产品替代低效产品的趋势，多晶硅市场未来亦存在结构性调整。因光伏发电已全面进入“平价上网”时代，电站投资开发方对于降本增效的需求日益提高，而 N 型电池具备更高的光电转换效率，光伏制造板块 N 型产品的产业化趋势日益明显，如多晶硅下游的晶科能源、隆基绿能等大型硅片、组件厂商加大对 N 型产品生产线的投资，截至 2022 年末，晶科能源已落地或在建的 N 型产能已占其总产能的 50%。未来市场对于纯度更高的 N 型硅料需求亦将大幅提升。而发行人及通威股份、大全能源等主要多晶硅市场参与者，在本轮扩产中的产品定位相较于原有产品更高，将提升 N 型硅料占比作为重要目的（如发行人本次 IPO 募投项目产出的多晶硅产品计划达到电子 1 级，理论上可

以满足 N 型硅料的技术要求)。

根据前述预测，2023 年-2025 年，每年的多晶硅理论需求量将达到 100-133 万吨/年之间。虽然多晶硅行业此轮扩产后的整体供给，短期内可能存在阶段性冗余，但考虑到因多晶硅实际有效供给低于名义产能及未来光伏产业 N 型化的结构性调整，故发行人和同行业可比公司新增产能释放的增量供给，仍将得到市场需求较大比例的覆盖。

（四）未来公司多晶硅产品价格及销量变动预计情况

1、从多晶硅价格方面来看，随着未来多晶硅行业产能继续扩大，市场供需关系将趋于宽松，行业超额收益难以长期维持，市场价格将逐步下调至合理水平后保持相对平稳

2021-2022 年高位运行的多晶硅价格系阶段性供给紧张集中诱发的短期现象。而长期来看，多晶硅均衡价格最终由社会平均生产成本决定，在生产工艺优化和技术进步的影响下，多晶硅生产的硅耗、电耗等主要成本基本得以控制，目前高位运行的多晶硅市场价格与社会平均生产成本实质上存在较大偏离，因供需矛盾集中爆发产生的高溢价将会被逐步压缩。

自 2022 年末以来，因新建产能陆续投产，多晶硅增量供给投放市场，阶段性供给紧张情况将逐渐缓解，多晶硅市场价格自 30 万元/吨（含税价）高位开始回落。同时，由于终端光伏装机需求存在持续增长预期，且硅料、硅片等上下游领域的行业集中度均较高，故目前多晶硅供需双方相对而言均无绝对性的议价优势。自 2022 年末以来，主要的多晶硅企业与下游硅片企业对于硅料价格，存在反复拉锯的博弈过程，近期主要类别的多晶硅成交均价变动如下：

单位：万元/吨

类别	2023.1.4	2023.1.11	2023.1.18	2023.2.1	2023.2.8	2023.2.15	2023.2.22	2023.3.1	2023.3.15	2023.3.22	2023.3.29	2023.4.19	2023.4.26	2023.5.10
单晶复投料	17.82	16.16	16.6	21.75	24.23	24.24	24.24	23.95	22.41	21.82	20.88	19.24	18.21	16.03
单晶致密料	17.62	15.92	16.4	21.52	23.99	24.01	24.01	22.00	22.21	21.62	20.67	19.00	18.07	15.79
单晶菜花料	17.34	15.62	16.19	21.26	23.72	23.73	23.73	21.7	21.93	21.38	20.40	18.67	17.71	15.50

注：数据来源于中国有色金属工业协会硅业分会每周公布数据，系根据国内 11 家多晶硅企业的报价及产量规模占比加权计算所得，上述价格均为含税价。

但总体而言，随着未来多晶硅行业产能继续扩大，行业超额利润及历史高位的经营业绩均难以继续长期维持，市场价格和行业平均盈利将逐步回调至合理水

平后保持相对平稳。

2、从多晶硅销量来看，因终端光伏电站装机需求存在持续增长预期，下游硅片环节未来对多晶硅仍存在较大的增量需求，多晶硅整体销量规模将继续增长

在终端光伏需求由原有的补贴驱动转变为市场驱动后，下游环节仍存在较大的增量多晶硅需求，以消化新增市场供给。因终端光伏电站装机需求存在持续增长预期，作为多晶硅直接下游的硅片环节产量规模亦持续增加，中国国内硅片产量亦由 2019 年的 134.72GW 增长至 2022 年的 357GW，随着头部企业的加速扩张，预计 2023 年全国硅片产量将超过 535.5GW。下游硅片环节未来对多晶硅仍存在较大的增量需求。

2020-2022 年发行人多晶硅销量分别为 7.47 万吨、7.47 万吨和 10.67 万吨，随着内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目完成产能爬坡及年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（一期）建成，预计 2023 年发行人多晶硅产量将达到 24 万吨，系扩产前产量的 3 倍左右。受益于多晶硅增量市场需求和公司产量增加，未来公司多晶硅销量将进一步增长。未来多晶硅市场价格下跌，将导致公司多晶硅业务的单位毛利空间缩减，但由于公司多晶硅产销量提升，亦可抵消部分不利影响，保障公司盈利维持较大规模。

三、公司多晶硅在手订单系意向订单还是实际订单，与客户关于价格、采购量、保证金及违约条款等的权利义务约定

与通威股份、大全能源及协鑫科技等同行业公司类似，公司采用行业内通行的“战略合作协议+按月签订《合同执行确认单》”模式，与下游的隆基绿能、晶澳科技、晶科能源等国内头部硅片企业形成了持续稳定的多晶硅购销合作关系。

多晶硅在手订单系根据公司与下游客户签署的战略合作协议确定，具有可实现性，具体分析如下：

1、从合同条款约定上看：战略合作协议对合作期（通常为 3-8 年）内预计数量、月度议价确定方式等合同必备要件进行初步约定，并按月签订《合同执行确认单》对实际执行的货品数量及价格进行明确约定。具体如下：

序号	项目	具体约定
1	价格确定	执行月度议价模式，通常按月末的多晶硅市场价格（如 PVinfolink 和中国有色金属协会硅业分会公布的市场价格）为基准确定次月订单的执行价格
2	多晶硅采购数量	战略合作协议对合作期内各月采购数量进行初步约定，各月允许上下浮动 10%，当月不足或增加部分可在后续三月内补足或减少。
3	预付款及违约条款	在战略合作协议签署后，客户向公司支付固定金额的预付款。若客户采购数量不足，按差额量价款的一定比例（如 10%-20%）支付违约金。

前述条款对于合同执行的具体方式、约束手段等均有约定，以保证公司与客户的业务合同关系持续进行。

2、从行业发展及客户履约意向来看：因终端光伏电站装机需求存在持续增长预期，多晶硅下游的硅片、电池片、组件等光伏制造产业链的规模将继续增长。其中，作为多晶硅直接下游的硅片环节，其国内产量由 2019 年的 134.72GW 增长至 2022 年的 357GW，随着头部企业的加速扩张，根据工信部预计，2023 年全国硅片产量将超过 535.5GW。

具体到发行人客户来看，晶科能源、隆基绿能及晶澳科技等下游客户的硅片生产规模呈持续扩大的趋势，具体如下：

项目		2023 年预计		2022 年		2021 年		2020 年
		数量	增长率	数量	增长率	数量	增长率	数量
晶科能源	硅片产能	75GW	15.38%	65GW	132.97%	27.90GW	27.16%	21.94GW
	硅片产量	未披露	/	40.37GW	60.90%	25.09GW	24.33%	20.18GW
隆基绿能	硅片产能	190GW	66.77%	113.93GW	17.94%	96.60GW	55.78%	62.01GW
	硅片产量	未披露	/	85.87GW	22.74%	69.96GW	18.78%	58.90GW
晶澳科技	硅片产能	72GW	85.23%	38.87GW	94.45%	19.99GW	36.64%	14.63GW
	硅片产量	未披露	/	35.07GW	78.93%	19.60GW	53.36%	12.78GW

注：2020-2022 年上述公司的硅片产能系引用年化产能、期间内加权产能或类似数据。

该等客户的硅片生产规模持续扩大，对发行人的多晶硅产品存在较大增量需求。报告期后，2023 年 1-4 月下游客户向发行人采购多晶硅的数量已达 6.14 万吨，较上年同期增长 97.88%。下游客户未来持续履行多晶硅采购订单的意向较强。

3-2 结合前述情形及可比公司同类产品的布局情况、发行人产能利用率、产品应用领域等，分析募投项目对公司产品结构、产能利用的影响，公司未来是

否拟向半导体行业拓展，是否具有新增产能的消化能力，新增大额资产折旧摊销对经营业绩的影响，是否存在较大的减值风险

一、发行人与可比公司同类产品的布局情况、产品应用领域

各等级多晶硅产品具体情况、主要应用领域等具体如下：

多晶硅产品等级	主要应用领域	技术差异	主要多晶硅企业的投向
太阳能级	光伏电池（多晶硅片为主）	P 型电池使用电子 3 级以上的多晶硅原料，而 N 型电池必须使用电子 2 级以上的多晶硅原料，与半导体集成电路用电子 1 级标准接近	通威股份、大全能源及发行人的单晶硅料尤其是电子级产品均作为主要产品，同时为适应未来光伏发电降本增效的持续需求，将提高单晶料中的 N 型料占比作为重要方向
电子 3 级	光伏电池（单晶-P 型）		
电子 2 级	光伏电池（单晶-P 型、N 型）		
电子 1 级	N 型电池、半导体材料		

随着 2018 年以来光伏发电“平价上网”政策推行，倒逼光伏企业通过降本增效来提高光伏电站的经济性，原有的多晶电池技术因光电转换效率较低，已无法满足电价“去补贴化”后的光伏电站投资要求，同时单晶硅片生产成本的降低及单晶产品效率的提高，尤其是现行主流的单晶 PERC 电池技术的性价比逐渐凸显，顺应了终端电站投资环节降本增效的需求，单晶技术逐步成为行业主流技术路线。以多晶硅直接下游硅片环节为例，单晶硅片市场份额已由 2015 年的 18% 大幅上升至 2021 年的 94.5% 左右。

一方面，下游对单晶产品的需求继续扩大，单晶硅料市场份额逐步增长成为主流，发行人及同行业公司均通过技术改造及新项目投产，实现单晶硅片用料的产量提升。截至 2022 年半年度，大全能源及通威股份的单晶硅片用料产量占比已达到 98-99%，协鑫科技亦对颗粒硅生产工艺进行单晶技术改造，并在四川乐山新建颗粒硅产能实现单晶硅料量产。而 2022 年发行人多晶硅销售收入中的单晶硅料占比亦达到 94.03%，因内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目在 2022 年下半年投产后基本处于达质达产的爬坡期，对整体产品质量有一定影响，预计 2023 年公司单晶硅料占比将继续提升。

另一方面，光伏发电已全面进入“平价上网”时代，对于降本增效的需求日益提高，下游 TOPCon、异质结等具备更高量产转换效率的 N 型电池正处于快速发展阶段，N 型电池将获得更大的市场份额，是电池技术主要发展方向，未来对于纯度更高的 N 型硅料需求将大幅提升。发行人及通威股份、大全能源等同行

业公司均将提升单晶硅料中 N 型料占比作为重要发展方向。

目前，公司多晶硅产品质量标准已达到电子级 3 级以上（适用 P 型电池或更高等级的产品），公司 IPO 募投项目的硅料产品质量设计标准为电子级 1 级，全部满足单晶硅片用料，亦能符合 N 型电池的技术要求，具有较强的质量优势。

二、募投项目对公司产品结构、产能利用的影响，新增产能的消化能力，未来是否拟向半导体行业拓展，新增大额资产折旧摊销对经营业绩的影响，是否存在较大的减值风险

1、募投项目对公司产品结构、产能利用的影响

发行人 IPO 募投项目“年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目”在新疆昌吉准东产业园新建，分为两期建设，每期建设产能规模均为 10 万吨，其中：一期工程已于 2022 年启动建设，预计 2023 年内投产，公司已使用自有资金开展项目建设；二期工程建设周期计划为 2023 年 6 月至 2024 年 5 月，具体根据募集资金到位情况确定。

从产能利用方面来看：截至 2022 年末，发行人现有多晶硅生产线设计产能为 20 万吨/年，而 2022 年产能利用率为 90.70%，主要系内蒙古 10 万吨多晶硅项目在 2022 年下半年投产初期因处于产能爬坡阶段，产能未能完全释放所致。总体来看，目前发行人产能利用较为紧张。由于多晶硅位于光伏产业链上游，全球光伏装机的增长催生了多晶硅行业需求，同时由于硅片领域的全球主要产能集中于我国且行业集中度较高，未来国内硅料存在较大的增量需求。国内现有的多晶硅产能与未来市场规模相比，仍有一定缺口。

发行人 IPO 募投项目分两期投产后，2023 年末及 2024 年末发行人多晶硅名义总产能将达到 30 万吨/年、40 万吨/年，在光伏市场装机规模扩大的背景下，将弥补公司的产能缺口。

从产品结构来看：按照 IPO 募投项目的产品方案，募投项目新建产线的多晶硅质量标准为电子级 1 级，能够满足 N 型电池的技术要求。募投项目投产后，将增加 20 万吨高端电子级多晶硅，提升公司的 N 型硅料占比。

目前，随着 P 型 PERC 电池技术的光电转换效率达到理论极限，P 型电池的发展进入瓶颈期，以 N 型硅为基体的 TOPCon、HJT、IBC 等更高效电池工艺获

得越来越多的关注。首先，在技术上，2022 年晶科能源研制的 182N 型高效单晶硅电池（TOPCon）转换效率达到 26.1%，隆基绿能的硅异质结（HJT）电池转换效率达到 26.81%；其次，N 型光伏产品的产业化提速明显，下游晶科能源、隆基绿能等大型硅片、组件厂商加大对 N 型产品生产线的投资，截至 2022 年末，晶科能源已落地或在建的 N 型产能已占其总产能的 50%。

光伏行业高效产品替代低效产品的趋势仍将持续存在，故发行人投资新建 IPO 募投项目，可以适应未来下游 TOPCon、异质结等 N 型电池市场规模持续扩大带来的硅料需求结构性变化。

2、新增产能的消化能力，未来是否拟向半导体行业拓展

发行人 IPO 募投项目一期工程、二期工程预计于 2023 年、2024 年建成投产后，届时新增 20 万吨多晶硅产能达到电子 1 级产品质量标准，将提升发行人的 N 型硅料产量占比。

从多晶硅的整体需求来看，由于光伏发电成本持续下降、全球碳中和及新能源替代化石能源的趋势发展等有利因素的推动下，直接下游硅片环节大量新增产能，未来对多晶硅的需求规模持续增长。中短期来看，基于中国光伏行业协会对 2023-2025 年全球光伏新增装机容量的预测（2025 年新增装机达到 330GW），合理推算 2025 年多晶硅理论需求量最高将增至 133 万吨/年；长期来看，新能源替代化石能源系全球能源结构的必然趋势，根据国际能源署发布的《2022 年世界能源前景》报告，预计光伏和风电的发电量占比将从 2021 年的 10%增加到 2030 年的 40%，2030 年当年新增光伏装机容量将增至 2021 年的四倍以上，即达到 650GW，多晶硅的市场需求将继续扩大。从多晶硅的需求结构来看，由于光伏平价上网刺激了降本增效的需求，未来 TOPCon、异质结等具备更高量产转换效率的 N 型电池市场份额将快速扩大，对于 N 型硅料的市场需求亦将增长。

受益于下游需求的稳定增长及未来市场的结构性调整，公司多晶硅产品新增产能将得到市场需求的较大比例消化。

由于半导体器件本身尺寸较小，半导体用电子级多晶硅的全球市场容量较小，目前仅在 3-4 万吨/年，与光伏用多晶硅市场相差很大。同时，由于目前半导体用大硅片的龙头生产企业主要集中在日本、德国、中国台湾等区域，中国大陆半导

体多晶硅市场容量较小。故发行人 IPO 募投项目产品未来仍主要面向光伏市场。

3、新增大额资产折旧摊销对经营业绩的影响，是否存在较大的减值风险

(1) 募投项目可行性研究报告关于项目经济效益测算情况

根据“年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目”可行性研究报告，募投项目建成投产后，发行人每年新增固定资产折旧及无形资产、其他资产摊销费约为 101,356.00 万元。

根据谨慎性原则，项目经济效益测算分别基于多晶硅销售价格 7 万元/吨（含税）和 10 万元/吨（含税）进行测算。募投项目完全达产后，其主要财务指标及效益情况预计如下：

指标 \ 多晶硅价格	7 万元/吨（按 13% 增值税率，折算不含税价为 6.19 万元/吨）	10 万元/吨（按 13% 增值税率，折算不含税价为 8.85 万元/吨）
年均销售收入（万元）	1,397,720.00	1,992,020.00
年均税后利润（万元）	280,281.26	716,458.02
项目投资税后财务净现值（万元）	656,929.00	2,972,160.00
投资回收期（含建设期，税后）（年）	6.25	3.97
内部收益率（税后）（%）	19.37	40.32

注：上表中的项目投资税后财务净现值系按照折现率 12% 计算，折现率参考《国家发展改革委、住房城乡建设部关于调整部分行业建设项目财务基准收益率的通知》的要求。

2021 年度、2022 年度发行人多晶硅销售单价（不含税）分别为 15.03 万元、23.75 万元。由于在“改良西门子法”和“冷氢化”等工艺优化和技术进步的影响下，目前新建生产线的多晶硅生产成本总体可控。如上表所示，若多晶硅市场价格未来从高位下调至较低水平，募投项目运行仍有较大利润空间。

(2) 募投项目减值风险的敏感性分析

若募投项目形成的资产组可收回金额（在项目持续经营前提下，以未来现金流量现值作为计量依据）小于其账面金额时，募投项目存在减值风险。因项目投资财务净现值系项目未来现金流量现值与账面投资成本的差额，可以近似反映项目资产减值风险的大小。故下表通过对不同多晶硅价格下的募投项目投资财务净现值进行敏感性分析：

项目	基本情况	多晶硅价格较基本情况，上浮或下降的情况
----	------	---------------------

		价格+5%	价格+10%	价格-5%	价格-10%
多晶硅价格（含税）	6.19 万元/吨	6.50 万元/吨	6.81 万元/吨	5.88 万元/吨	5.57 万元/吨
多晶硅价格（不含税）	5.48 万元/吨	5.75 万元/吨	6.02 万元/吨	5.20 万元/吨	4.93 万元/吨
项目投资税后财务净现值	接近于 0	242,425 万元	483,448 万元	-242,286 万元	-486,030 万元
未来现金流量现值与账面投资成本的差异	二者几乎相等	未来现金流量现值>项目账面投资成本		未来现金流量现值<项目账面投资成本	
募投项目资产的减值风险	无需计提减值			存在减值风险，需计提募投项目资产的减值	

注：上表中的项目投资税后财务净现值系按照折现率 12%计算，折现率参考《国家发展改革委、住房城乡建设部关于调整部分行业建设项目财务基准收益率的通知》的要求。

由上表可知，若未来多晶硅市场价格，长时间持续维持在低于含税价 6.19 万元/吨（不含税价为 5.48 万元/吨，以下简称“减值临界价格”）的区间，则发行人募投项目将存在较大减值风险。

而未来多晶硅市场价格长期持续低于前述减值临界价格的可能性较低，具体而言：①虽然自 2022 年末以来，多晶硅市场价格从 30 万元/吨（含税价）高位逐步回落，但是由于终端光伏装机需求存在持续增长预期，且硅料、硅片等光伏制造领域的行业集中度均较高，故目前多晶硅供需双方相对而言均无绝对性的议价优势，市场供需双方对于多晶硅定价存在反复拉锯的博弈过程，现行市场价位较减值临界价格之间仍存在较大缓冲空间，且未来较大可能逐步回调至合理价位后保持相对平稳；②主流多晶硅企业的生产成本在 6 万元/吨上下浮动，因前述减值临界价格（含税价 6.19 万元/吨，不含税价为 5.48 万元/吨）已接近多晶硅生产成本，同时多晶硅生产企业尚有财务费用、管理费用等支出，该价位亦处于较多厂商多晶硅生产的盈亏平衡点以下，故大量厂商在低于减值临界价格的情况下长期维持多晶硅生产的可能性较低，多晶硅市场价格难以持续保持在此低位区间。

同时，在多晶硅生产工艺优化和技术进步的影响下，新建募投项目的生产成本总体可控，亦可通过工艺升级及标准化管理等方式提升稳定运行，以降低成本应对价格下降对盈利空间的挤占。

故预计未来发行人 IPO 募投项目形成资产不存在较大的减值风险。

3-3 平价上网及其他相关政策对公司电站业务的具体影响，电站业务收入的主要驱动因素，电站业务收入增长率持续大幅下降的原因，未来是否存在持续

下降风险；

一、平价上网及其他相关政策对公司电站业务的具体影响

（一）风能、光伏发电电价及新能源补贴的相关政策

我国风电、太阳能光伏发电定价机制主要经历了标杆电价、竞价、指导电价、平价 4 个阶段。近年来，公司电站业务在电价及新能源补贴方面主要受以下政策影响：

时间	政策文件	对风能、光伏电站业务的影响
2019 年 5 月	《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882 号）	2020 年陆上风电 I-IV 类风资源区指导价分别为 0.29 元/千瓦时（含税、下同）、0.34 元/千瓦时、0.38 元/千瓦时、0.47 元/千瓦时，较 2019 年指导价基础均下调 0.05 元/千瓦时；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。
2020 年 3 月	《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》（发改价格[2020]511 号）	2020 年将纳入国家财政补贴范围的 I~III 类资源区新增集中式光伏电站指导价，分别确定为每千瓦时 0.35 元、0.40 元、0.49 元，较 2019 年指导价分别下调 0.05 元/千瓦时、0.05 元/千瓦时、0.06 元/千瓦时。
2021 年 6 月	《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）	根据该政策，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和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现风力发电、太阳能发电的绿色电力价值。

自 2018 年起，我国开始规模化推进风能光伏补贴退坡及无补贴平价项目建设，国家发展改革委、国家能源局陆续下发了有关平价上网项目的通知，并提出具体政策措施，支持风能光伏平价上网项目优先建设，行业走向市场驱动发展的模式。

（二）由于近 10 年来光伏、风能发电成本不断下降并接近煤电发电成本，新能源电站具备减少补贴依赖和市场化运营的基础条件，而国家近年来推出新能源发电补贴退坡和“平价上网”政策，系建立在该项基础之上。新能源电站投资亦逐步由“补贴驱动”转变为“内生需求驱动”的经济性行为

从光伏发电领域来看：根据国际可再生能源署（IRENA）发布的《2021 年可再生能源发电成本》，由于组件效率的提高、制造规模经济的增加、制造环节

的优化以及材料消耗量的降低，在光伏发电效率大幅提升的情况下，光伏电站关键设备—组件的价格自 2010 年以来已下降 91%。2010 年以来全球太阳能光伏成本经历了最快速的下降，2010 年至 2021 年，太阳能光伏项目的全球加权平均度电成本下降了 88%，从 0.417 美元/千瓦时降至 0.048 美元/千瓦时，同期太阳能光伏累计装机容量亦由 40GW 增加到 843GW。

根据国际可再生能源署（IRENA）公布数据，我国光伏发电平准化度电成本（LCOE）已由 2010 年的 0.305 美元/千瓦时，降至 2020 年已实现 0.044 美元/千瓦时，降幅高达 85.6%。

从风能发电领域来看：因平均项目规模增加、资本成本下降以及风轮直径和轮毂高度的提升，使得陆上风电单位机组的摊薄成本得以下降。根据国际可再生能源署（IRENA）发布的《2021 年可再生能源发电成本》，2010 年至 2021 年，全球陆上风电项目的加权平均电力成本下降了 68%，从 0.102 美元/千瓦时降至 0.033 美元/千瓦时。

根据国际可再生能源署（IRENA）公布数据，我国 2020 年新建陆上风电项目的平准化度电成本 LCOE 约为 0.033 美元/千瓦时，低于煤炭发电（约为 0.055 美元/千瓦时）。随着技术的进步，风电机组的造价有进一步降低的可能性。

风能、光伏电站发电装机成本的持续降低，使得新能源发电具备了减少补贴依赖和平价上网的基础条件，也是我国新能源发电补贴和上网电价相关政策调整得以推行的必要条件。自 2018 年起，我国开始规模化推进新能源补贴退坡及平价上网项目，国家发展改革委、国家能源局等主管部门陆续下发了有关平价上网项目的指示通知和政策措施，支持光伏风能平价上网项目优先建设。根据国家能源局公布数据，2020 年我国光伏平价上网项目规模已经超过补贴竞价项目规模。

综上，新能源发电已具备了市场化运营的基础条件，行业由政策补贴驱动转向市场化驱动，补贴政策变化对行业影响减弱，行业发展更加健康可持续。

（三）风电、光伏发电电价及新能源补贴政策对公司电站业务的影响

根据国家发展改革委发布的相关政策，风能和光伏发电上网指导价调低以及平价上网，但未来公司电站业务仍有较大发展前景，主要原因是：

1、虽然风能光伏发电已进入“平价上网”时代，但受“双碳目标”政策及

度电成本降低的利好影响，在市场内生需求的驱动下，装机容量规模仍处于增长阶段，预计在未来较长时期将持续处于良好机遇期

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著，装机容量及发电量稳步提升，为我国按期实现“碳达峰、碳中和”目标奠定基础。根据国家能源局发布的 2022 年全国电力工业统计数据，截至 2022 年末，全国风电装机容量约 365,440MW，同比增长 11.20%；全国太阳能发电装机容量约 392,610MW，同比增长 28.10%。截至 2022 年末，全国风电和太阳能装机容量约为水电装机容量的 1.83 倍，占全国发电装机容量总额的 29.56%，风能光伏发电已成为我国能源结构中不可或缺的重要组成部分。

根据《“十四五”可再生能源发展规划》，“十四五”及今后一段时期是我国能源转型的关键期，以新能源为代表的可再生能源正处于战略机遇期，新能源将逐步成长为支撑经济社会发展的主力能源。新能源逐步替代化石能源亦是未来发展的必然趋势。光伏发电方面，根据《中国光伏产业发展路线图（2021 年版）》，预测 2022-2025 年、2026-2030 年中国光伏发电年均新增装机规模分别约 83GW-99GW、101GW-123GW，较 2015-2021 年分别增长 87.91%-124.13%、127.84%-177.92%；风力发电方面，根据《风能北京宣言》倡议，在“十四五”规划中须保证中国风电年均新增装机 50GW 以上，即较 2015-2021 年均新增规模增长 51.52%；2025 年后中国风电年均新增装机应不低于 60GW，即较 2015-2021 年均新增规模增长 81.82%。

2、从发行人电站业务的具体表现来看，报告期内电站业务规模稳中有升，尤其是电站运营业务规模增长迅速

（1）基于发行人与主要电力集团的良好合作关系及在电站领域的技术及资源储备，电站建设业务持续保持较大规模，仍系发行人的重要利润来源

在电站建设业务方面，发行人作为优质电站开发商，拥有充足的优质项目储备，并与华电集团、三峡集团、国家电投等国有大型电力集团建立良好合作关系。报告期内电站建设业务规模分别为 1,931.86MW、2,258.24MW 和 2,301.12MW，各期实现毛利贡献 88,823.09 万元、102,674.66 万元和 150,685.25 万元，占报告期累计主营业务毛利的 10.48%，相关业务持续保持较大规模，仍系发行人的重

要利润来源。

（2）发行人通过持续扩大自主运营电站规模，克服了上网平均电价下降的不利影响，实现了电站运营业务的持续增长

在电站运营业务方面，一方面，随着风能、光伏平价上网政策推行，报告期内发行人自主运营电站的上网平均电价呈下降趋势；另一方面，发行人持续开发以自主运营为目的的电站，报告期各期末，自主运营电站并网装机容量分别为 830MW、2,255MW 和 2,605MW，各期上网电量分别为 157,768.08 万度、394,644.83 万度和 521,781.91 万度，电站装机容量、上网电量保持持续增长趋势。同时，在不考虑因 2022 年可再生能源发电补贴核查，公司将部分电站项目可能降低、取消及被要求退回的累计电价补贴款全额冲减当年营业收入的情况下，报告期内电站运营收入亦保持增长趋势。

同时，由于发行人持续开发建设自营电站，未来电站规模增长空间较大。截至 2022 年末，发行人主要的在建待并网投运的自营电站有土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目、铁岭市西丰县柏榆镇风电项目、柯坪县 100MW 光伏及储能发电项目及乌鲁木齐县托里乡 100MW 风电项目、甘肃省酒泉市敦煌 100MW 并网光伏发电项目等多个项目。在建自营电站陆续投运并网，为发行人未来电站运营业务规模增长提供了保障。

二、电站业务收入的主要驱动因素，电站业务收入增长率持续大幅下降的原因，未来是否存在持续下降风险

报告期内，电站建设业务及电站运营业务收入的变动具体如下：

项目	2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额
电站建设业务					
收入（万元）	768,808.87	-0.95%	776,143.71	4.79%	740,685.20
施工量（MW）	2,301.12	1.90%	2,258.24	16.89%	1,931.86
单价（元/W）	3.34	-2.88%	3.44	-10.18%	3.83
电站运营业务					
收入总额（万元）	215,217.52	14.87%	187,354.50	116.71%	86,453.52
其他调减项（万元）	-82,357.31		-		-

项目	2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	变动率	金额	变动率	金额
电站运营收入（万元）	132,860.22	-29.09%	187,354.50	116.71%	86,453.52
期末并网装机容量（MW）	2,605.00	15.52%	2,255.00	171.69%	830.00
上网电量（万度）	521,781.91	32.22%	394,644.83	150.14%	157,768.08
平均单价（元/度）	0.25	-46.81%	0.47	-14.55%	0.55
电站业务收入合计（万元）	901,669.09	-6.42%	963,498.21	16.49%	827,138.72

注：①电站建设施工量按照电站容量规模与当年履约进度的乘积计算；②平均单价=电力销售收入/期间上网电量。

报告期各期电站业务收入分别为 827,138.72 万元、963,498.21 万元和 901,669.09 万元。2022 年电站业务收入较 2021 年小幅下降 6.42%，主要系 2022 年受国家可再生能源补贴核查影响，部分电站项目的补贴电价可能存在被降低或取消的风险，基于谨慎性原则，针对该等电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认的补贴电费收入冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元，同时按调减后的电价确认后续电站运营业务收入，导致 2022 年电站运营收入有所下降。

电站建设业务收入受合同单价及建设规模的影响，电站运营业务收入受上网电价及并网装机容量规模的影响。受平价上网政策影响，短期内电站建设合同单价及自主运营电站上网单价存在下降趋势；同时，在“双碳目标”政策及光伏、风能度电成本下降的推动下，未来国内新能源电站装机规模存在较大增长潜力，且具体分析详见问题 3-3 “一、（三）风电、光伏发电电价及新能源补贴政策对公司电站业务的影响”。发行人电站业务收入仍将持续保持较大稳定规模。

3-4 结合在手订单及期后业绩、同行业公司业绩变动、行业周期性波动及供需状况、行业政策等因素，基于不同市场环境假设，对公司未来经营业绩进行预测，并说明各类假设下主要经营要素需达到的水平；

报告期内，发行人的经营利润主要来源于多晶硅、电站建设及运营业务，该等业务的经营业绩预计情况具体如下：

一、多晶硅业务的业绩预计情况

2020 年-2022 年发行人多晶硅产量分别为 7.11 万吨、7.82 万吨和 12.59 万吨，随着年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目一期工程及二期工程在 2023 年-2024 年陆续建成，预计 2023 年-2025 年发行人多晶硅年产量将

达到 24 万吨-40 万吨/年，系本轮扩产前产量的 3 倍以上。同时，因终端光伏电站装机需求存在持续增长预期，下游硅片生产环节对多晶硅仍有较大的增量需求，公司亦与下游客户建立了长期合作关系，预计 2023 年-2025 年的产销量较 2022 年亦持续增长。

若未来多晶硅市场价格大幅下跌，将导致公司多晶硅业务的单位毛利空间缩减，但由于公司多晶硅产销量提升和生产成本控制，亦可抵消市场价格下跌的部分不利影响。2022 年公司多晶硅销售均价（不含税）为 23.75 万元/吨，结合多晶硅市场价格历史周期变动情况，假设 2023-2025 年公司多晶硅销售均价下滑至不同的低价位，预测 2023-2025 年各年多晶硅板块贡献的归母净利润区间分别为 57.64 亿元-136.82 亿元、52.18 亿元-124.75 亿元、37.18 亿元-117.69 亿元，较 2022 年历史高位水平（2022 年度多晶硅分部净利润为 147.58 亿元）有较大幅度下降，但仍将维持较大规模的业绩体量。

二、电站建设及运营业务的业绩预计情况

电站建设业务系在 2023 年基础上，按照建设业务规模每年增加 6.6%进行预计未来经营业绩。电站运营业务系按照每年增加 2GW 的电站装机容量的假设，预计未来经营业绩。预计 2023-2025 年电站业务整体贡献的归母净利润分别为 64,387.53 万元、77,365.98 万元、96,307.22 万元。

综合前述多晶硅业务、电站建设和运营业务的业绩预计，发行人在 2023-2025 年的归母净利润预计分别为 64.08-143.26 亿元、59.91-132.49 亿元、46.81-127.32 亿元，虽然可能较 2022 年历史高位有较大下滑，但发行人经营业绩仍将维持较大体量。

3-5 结合前述情形，说明公司经营业绩的可持续性 & 未来变动趋势，并有针对性地 **进行重大事项提示**

随着未来多晶硅行业产能继续扩大，行业超额利润及历史高位的经营业绩均难以继续长期维持，多晶硅市场价格将逐步回调至相对合理水平。同时，由于终端光伏新增装机容量持续增长的情况下，下游环节对多晶硅需求依然旺盛，各主要多晶硅企业的产销量仍将继续增长。

故预计公司 2023 年经营业绩可能出现较 2022 年业绩高位大幅度下降的情形，

但由于多晶硅产销量增长及电站业务的利润贡献，发行人仍将维持较大规模的业绩体量。

发行人已对招股说明书之“第二节 概览”之“重大事项提示”之“（三）特别风险提示”和“第三节 风险因素”对多晶硅产品价格大幅下跌引致的公司业绩在经历 2022 年业绩高位后大幅下滑的风险进行补充披露，具体如下：

“

1、多晶硅产品价格大幅下跌引致的公司业绩在经历 2022 年业绩高位后大幅下滑的风险

报告期内多晶硅市场价格波动较大，受光伏装机需求复苏增长的影响，硅片、电池片及组件等光伏制造环节加速扩产，因多晶硅产能投资周期长等特点，上下游产能错配引致了多晶硅阶段性供给短缺，如 2021 年国内多晶硅产量增长率 27.80%，滞后于同期下游硅片产量增长率 40.40%，故多晶硅价格自 2020 年下半年以来持续快速上涨，多晶硅致密料的市场价格（含税）由 2020 年 7 月的 6.33 万元/吨开始持续上涨，至 2022 年 10 月上涨至 30.60 万元/吨，为近十年来的历史高位。受多晶硅市场价格高位运行的影响，公司及大全能源、通威股份等同行业公司 2022 年归母净利润均超过 130 亿元，较上年增长 168.70%-234.09%，达到历史高位。

随着多晶硅企业新增产能陆续投产，2022 年全国多晶硅产量达到 82.7 万吨，较上年增长 63.44%，与同期硅片产量增长率 57.55%较为接近，供给紧张得以初步缓解，故多晶硅市场价格自 2022 年 11 月以来逐步下调，2022 年 12 月多晶硅致密料的市场价格（含税）下跌至 24.54 万元/吨。

由于未来多晶硅新增产能进一步释放，供需关系将趋于平衡，甚至可能出现供给大于需求的情形，预计未来多晶硅市场价格将震荡下行并回归至合理水平，与 2022 年的价格高位相比甚至可能出现大幅下跌的情形；由此预计公司营业利润、归属于母公司股东的净利润等业绩指标可能同比下降，与 2022 年业绩高位相比，甚至可能出现下滑幅度超过 50%的风险。”

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施了以下核查程序：

1、查阅多晶硅、电站业务同行业可比公司的定期报告，了解其主营业务构成占比，并与发行人进行比较，分析发行人营业收入变动幅度与同行业公司存在差异的原因。

2、查阅《中国光伏产业发展路线图》等光伏行业报告，了解多晶硅下游需求、行业产能扩张情况；获取公司多晶硅在手订单明细、与客户签订的战略合作协议，了解公司目前在手订单情况。结合前述资料分析公司多晶硅新增产能的消化情况、多晶硅价格短期下跌及经营业绩下滑的风险。

3、通过多晶硅同行业上市公司的公开披露公告，了解其细分产品结构、IPO及再融资募集资金主要投向项目，取得发行人 IPO 募投项目可行性研究报告及效益测算数据，获取不同多晶硅价格区间下项目盈利测算规模。

4、查阅国家有关可再生能源补贴及平价上网相关政策，了解平价上网政策对风能光伏建设规模及发电运营的影响；查阅国际可再生能源署（IRENA）发布的《2021 年可再生能源发电成本》和中国国家能源局各年的电力工业统计数据，了解光伏电站/陆上风电成本变动及装机容量变动情况。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、发行人 2022 年收入增速与大全能源、天合光能等同行业公司存在差异，主要系其主营业务细分构成差异的影响。

2、由于终端光伏装机需求预期持续增长，多晶硅整体产销量将继续增长，随着未来多晶硅行业产能继续扩大，多晶硅行业超额利润及历史高位的经营业绩均难以继续长期维持，市场价格和行业平均盈利将逐步回调至相对合理水平，预计公司 2023 年归母净利润较 2022 年超过 130 亿元的历史高位水平有较大幅度下降。

3、发行人与同行业主要企业的多晶硅产品主要以单晶产品为主，并向提高 N 型料占比的方向发展。发行人年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济

济建设项目投产后，可以提升 N 型料的产量占比，适应未来因光伏降本增效对 N 型等高效率电池需求增加的变化，发行人募投项目新增产能将被未来下游增量需求较大范围覆盖。根据可行性研究报告测算，若未来多晶硅价格下滑至相对较低水平，募投项目仍能实现较大规模盈利。

4、在补贴退坡及平价上网时代，光伏风能电站投资由补贴驱动转变为市场驱动，因“双碳目标”及度电成本降低的影响，装机容量仍实现较快增长。发行人基于与主要电力集团的良好合作关系及在电站领域的技术及资源储备，电站建设业务持续保持较大规模，仍系发行人的重要利润来源；同时通过持续扩大自主运营电站规模，克服了上网平均电价下降的不利影响，实现了电站运营收入的持续增长。

问题 5、关于用地瑕疵

根据申报材料：（1）盱眙高传观音寺三和农场官滩风电场 80MW 风力发电项目用地曾使用基本农田，已经重新启动用地申请工作；（2）哈巴河新特风电项目部分土地被划入生态保护红线范围内，该项目使用的土地被调出自治区生态红线范围的方案已经上报至国家相关主管部门；（3）新泰光华运营的“农光互补”光伏项目违规使用基本农田，吴起华光运营的光伏项目租赁集体农用地，2023 年 1 月控股股东特变电工受让了乌鲁木齐明瑞广晟发电有限公司（新泰光华母公司）和吴起华光 100%股权。

请发行人说明：（1）盱眙高传项目用地申请的具体进展，是否改变该等土地的用途和性质，预计取得国有建设用地权属证书的时间；（2）哈巴河新特项目所占土地调出生态红线范围方案的最新进展，是否取得国家相关主管部门的确认，是否存在实质障碍，下一步整改措施；（3）特变电工对乌鲁木齐明瑞广晟发电有限公司和吴起华光相关资产、业务的具体安排，相关项目未来预计产生的收入、毛利情况，是否可能导致发行人与控股股东产生同业竞争，是否存在避免上市后构成重大不利影响同业竞争的具体措施；新泰光华和吴起华光项目是否可能受到行政处罚，是否对发行人本次发行上市构成障碍；（4）全面梳理发行人已建、在建风电、光伏项目，列表说明占用土地的土地性质、占地面积、是否存在违规使用基本农田、划拨土地、耕地、农用地情形等。对存在用地瑕疵的项目，进一步说明各项目的基本情况、建设/运营阶段、收入和毛利情况、整改措施及

进展、主管部门意见、是否可能被行政处罚或构成重大违法行为，以及用地瑕疵对项目进展、业务发展、未来收入、资产减值、净利润等主要经营业绩的影响。

请保荐机构、发行人律师根据《证券期货法律适用意见第 17 号》《监管规则适用指引——发行类第 4 号》相关规定进行核查，对发行人与控股股东是否构成同业竞争、发行人土地取得和使用是否符合《土地管理法》等法律法规的规定、是否依法办理了必要的审批或租赁备案手续、是否可能被行政处罚、是否构成重大违法行为出具明确意见，说明具体理由和依据。

请申报会计师就用地瑕疵对项目进展、业务发展、未来收入、资产减值、净利润等经营业绩的影响进行核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

5-1 盱眙高传项目用地申请的具体进展，是否改变该等土地的用途和性质，预计取得国有建设用地权属证书的时间

盱眙高传系发行人于 2022 年通过司法竞拍的方式收购的子公司。盱眙高传风电项目用地面积为 24.76 亩，其中 13.66 亩升压站、风机机组等用地已取得不动产权属证书，剩余 11.10 亩风机机组用地因曾经涉及基本农田，暂未取得不动产权属证书。该等瑕疵形成于发行人收购前，发行人收购盱眙高传时，盱眙高传已取得江苏省国土资源厅出具的《关于盱眙高传观音寺三河农场官滩风电场项目用地的预审意见》、淮安市自然资源和规划局出具的《关于盱眙高传观音寺三河农场官滩风电场项目涉及盱眙县土地利用总体规划修改方案暨永久基本农田补划方案审查意见》，具有明确整改预期。

2022 年 10 月，江苏省“三区三线”划定结果启用，盱眙高传项目用地已不涉及基本农田，盱眙高传即重启了建设用地申请工作。盱眙高传已经向盱眙县自然资源和规划局提交了项目用地红线矢量数据、项目立项文件等用地申请文件，该等项目用地的转用和征用手续已办理，后续手续正在办理过程中。根据盱眙县自然资源和规划局 2023 年 4 月出具的《证明》，“后续办理土地使用权证书不存在实质性法律障碍”。前述项目用地预计于 2023 年 12 月取得国有建设用地权属

证书。

鉴于盱眙高传建设用地手续正在办理过程中,为进一步保证公司资产合规性,2023 年 4 月,公司将盱眙高传转让给控股股东。

5-2 哈巴河新特项目所占土地调出生态红线范围方案的最新进展,是否取得国家相关主管部门的确认,是否存在实质障碍,下一步整改措施

一、哈巴河新特项目属于生态保护红线划定前已建风电项目

哈巴河新特风电项目自有土地 102.14 亩,主要用途为建设升压站、风机基础等用地,土地性质为国有建设用地。

哈巴河新特在项目建设前期已按照相关规定取得新疆国土资源厅出具的《关于特变电工哈巴河县库勒拜乡风电一期 49.5MW 项目建设用地的预审意见》(新国土资审字[2012]78 号)以及《关于哈巴河县风电场二场一期 49.5 兆瓦工程建设用地的批复》(新国土资用地[2015]108 号)、新疆环保厅出具的《关于特变电工新疆新能源哈巴河风电场二场一期 49.5MW 工程环境影响报告表的批复》(新环评价函[2012]687 号)、新疆发改委出具的《关于特变电工哈巴河风电场 49.5 兆瓦风电项目核准的批复》(新发改能源[2013]356 号),与哈巴河县国土资源局签署《国有建设用地使用权出让合同》,并全额缴纳了土地出让金 445.24 万元,在项目用地被划入生态保护红线前,哈巴河新特已履行相关程序,不存在违规使用生态保护红线内土地。

2017 年 11 月 9 日,新疆维吾尔自治区人民政府办公厅发布《关于印发新疆维吾尔自治区生态保护红线划定工作方案的通知》(新政办函[2017]291 号),哈巴河新特用地被划入生态保护红线。该项目用地被划入生态保护红线后,哈巴河新特未新增扩建项目。因此,哈巴河新特项目属于生态保护红线划定前已建风电项目,其行为不具有违法性。

二、根据现行法规,哈巴河新特已建项目可继续运营

2022 年 8 月自然资源部、生态环境部、国家林业和草原局发布《关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》,明确“零星分布的已有水电、风电、光伏、海洋能设施,按照相关法律法规规定进行管理,严禁扩大现有规模与范围,项目到期后由建设单位负责做好生态修复”。

根据哈巴河县自然资源局 2023 年 4 月出具的《证明》，“公司建设项目时不涉及使用生态保护红线土地，后因国家规划调整（2017 年 11 月新疆地区划定生态保护红线），项目用地被划入生态保护红线。该项目用地被划入生态保护红线后，公司未新增扩建项目，根据《关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》的相关规定，公司在国家规划调整前已建成的电站可继续保留上述用地方式用于电站项目运营，我局不予因为前述建设用地（102.14 亩）事项给予行政处罚”。

综上，鉴于哈巴河新特项目属于生态保护红线划定前已建风电项目，根据现行法规及主管部门确认意见，项目可继续运营，待项目运营到期后由哈巴河新特做好生态修复。

三、哈巴河新特项目用地调出生态红线范围方案已上报国家主管部门审批，后续办理土地权属证书不存在重大法律障碍

根据哈巴河县林业和草原局 2022 年 12 月出具的《证明》，“针对该项目使用的土地，根据本次新疆科克托海湿地保护区优化调整，已经被调出生态保护红线外，并已上报到国家林业和草原局审批，同意在国家规划调整前已建成的部分电站可继续保留上述用地方式用于电站项目运营”。截至本回复出具日，新疆自治区“三区三线”划定成果尚未启用。综上，哈巴河新特用地调规方案已上报国家主管部门审批，尚待新疆地区“三区三线”划定成果启用。

根据哈巴河县自然资源局分别于 2022 年 12 月、2023 年 4 月出具的《证明》，“我局允许上述项目用地保持现有使用状态，我局将为公司办理相关的不动产权登记手续，办理不存在重大法律障碍”“公司在国家规划调整前已建成的电站可继续保留上述用地方式用于电站项目运营，我局不予因为前述建设用地（102.14 亩）事项给予行政处罚”。

综上，哈巴河新特后续办理权属证书不存在重大法律障碍，哈巴河新特项目可继续运营，不会因此受到土地主管部门的行政处罚。

四、同行业类似案例

简称	上市时间	基本情况
龙源电力 (001289)	2022 年 主板上市	根据 2022 年 1 月龙源电力披露的《关于股票上市交易的提示性公告》，13 家子分公司使用的 15 宗、面积合计 84,688 平方米的涉及临时占用生态保护红线的土地，根据《关于

简称	上市时间	基本情况
		在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》《自然生态空间用途管制办法（试行）》及自然资源部的咨询回复意见属于可划入生态保护红线的情形，其中 12 家子公司使用的 14 宗土地已取得有关土地主管部门出具的正在调整生态保护红线规划的证明文件，1 家分公司使用的 1 宗土地已取得权属证书。

5-3 特变电工对乌鲁木齐明瑞广晟发电有限公司和吴起华光相关资产、业务的具体安排，相关项目未来预计产生的收入、毛利情况，是否可能导致发行人与控股股东产生同业竞争，是否存在避免上市后构成重大不利影响同业竞争的具体措施；新泰光华和吴起华光项目是否可能受到行政处罚，是否对发行人本次发行上市构成障碍；

一、控股股东受让发行人电站项目的情况

为进一步保证公司资产的合规性，2023 年 1 月，控股股东受让了乌鲁木齐明瑞广晟发电有限公司（新泰光华母公司）和吴起华光 100%股权；2023 年 4 月，控股股东受让了盱眙高传和崇仁华风 100%股权。

二、特变电工对新泰光华、吴起华光、盱眙高传和崇仁华风相关资产、业务的具体安排

特变电工已将新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风相关经营管理委托给发行人子公司新能源公司，具体情况如下：

2023 年 1 月，特变电工、新泰光华/吴起华光分别与新能源公司签署《委托经营管理合同》，约定新能源公司作为受托方就委托标的（新泰光华/吴起华光运营的电站项目）向委托方（特变电工、新泰光华/吴起华光）提供行政、管理、经营、运营及维修维护等方面的服务，在委托期内收取委托经营管理费。

2023 年 4 月，特变电工、盱眙高传/崇仁华风分别与新能源公司签署《委托经营管理合同》，约定新能源公司作为受托方就委托标的（盱眙高传/崇仁华风运营的电站项目）向委托方（特变电工、盱眙高传/崇仁华风）提供行政、管理、经营、运营及维修维护等方面的服务，在委托期内收取委托经营管理费。

三、相关项目未来预计产生的收入、毛利情况

截至本回复出具日，新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风项目均已处

于运营阶段，前述 4 家项目公司 2022 年度实现营业收入和毛利情况如下：

单位：万元

项目	营业收入	毛利
4 家项目公司	20,948.68	11,299.37
公司	3,683,140.01	2,036,513.34
占比	0.57%	0.55%

注：2022 年，新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风项目均处于运营阶段。

由于前述四个电站项目均已处于运营阶段，每年产生收入和毛利相对稳定，预计未来收入和毛利情况与 2022 年相差不大。

四、上述情形不会导致发行人与控股股东产生同业竞争

发行人将新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风全部股权及其电站资产转让给控股股东不会导致发行人与控股股东产生实质性同业竞争，具体情况如下：

1、发电业务并非控股股东特变电工的主业，本次受让资产主要目的是优化公司资产质量，控股股东受让上述电站资产后，将该等资产经营管理委托给公司，并对相关资产的后续安排做出了承诺，不谋求资产的长期控制权。

2、我国电力行业存在特殊性，根据我国电力制度相关政策规定，我国电网运行实行统一调度、分级管理，电力调度由电网公司统一安排，发电企业不能自主调度电量供应与销售。此外，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》等相关规定，符合条件的可再生能源（包括太阳能）并网发电项目的上网电量由电网公司全额收购。发电企业与所在地电网公司签订购售电合同，由电网公司根据国家政策及区域电力需求等情况决定上网电量与电价。因此，控股股东收购新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风后，在电力销售方面不会导致发行人与控股股东产生竞争关系。

3、报告期内，新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风合计收入、毛利占公司营业收入、毛利的比例均不足 1%，占比极低，上述四项电站项目运营不构成重大不利影响的同业竞争。

五、控股股东已就避免上市后构成重大不利影响同业竞争制定具体措施

控股股东特变电工已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，就因客观障碍未纳入新特能源体内的电站项目，特变电工承诺将通过如下方式予以解决：（1）向

无关联第三方转让新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风的股权；（2）积极促使新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风运营的电站消除相关障碍后，将其股权转让给新特能源或其子公司；（3）监管机构认可的其他合法方式。

六、新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风项目不会因此受到主管部门行政处罚，不构成发行人本次发行上市的障碍

（一）新泰光华不会因此受到主管部门行政处罚，不构成发行人本次发行上市的障碍

新泰光华拥有的“四槐片区 50MW 农光互补并网发电项目”租赁土地用于建设蔬菜大棚及铺设光伏阵列，部分租赁土地性质为基本农田。新泰光华持有的光伏项目位于“新泰市采煤沉陷区光伏发电示范基地”（以下简称“新泰基地”），基地总装机容量 500MW，该基地为国家能源局审批的“领跑者”基地，基地由新泰市人民政府规划，新泰市自然资源和规划局、新泰市农业农村局均已出具论证意见。2016 年，山东省发展和改革委员会组织新泰基地优选工作启动会，优选多家技术能力和投资经营实力强的投资企业，公司经优选成为基地投资商之一。

新泰基地部分土地性质为农用地（基本农田），后因采煤塌陷成为采煤沉陷区，其耕作功能受损，为修复土地并充分发挥土地综合效益，基地采取“蔬菜大棚+光伏”综合治理模式，即以土地稳沉为前提，重点选取沉陷面积大可复垦的区域先复垦建设农业大棚，在大棚内种植蔬菜等，再利用大棚后墙体、拱棚间隙空间架设光伏阵列，不在基本农田上建设永久建筑，不硬化地面。

新泰基地的建设有利于采煤沉陷区生态修复，有利于充分发挥土地经济效益，有利于乡村振兴，是推动采煤沉陷区综合治理和有效利用的有益尝试，2019 年被国家发展改革委、农业农村部、自然资源部等七部委认定为首批国家农村产业融合发展示范园，符合国家支持利用采煤沉陷区建设光伏电站的政策。

针对新泰光华项目用地情况，新泰市自然资源和规划局已于 2022 年 12 月出具《证明》，“该项目未改变土地用途，未造成土地耕作层破坏或基本功能丧失或遭受永久性破坏，项目用地不存在重大违法违规行为，可继续以现有方式使用项目土地，我局亦不会因此对公司予以行政处罚”。

综上所述，新泰光华不会因该等用地问题受到主管部门行政处罚，上述情形

不构成发行人本次发行上市的实质性障碍。

（二）吴起华光不会因此受到主管部门行政处罚，不构成发行人本次发行上市的障碍

吴起华光拥有的“陕西省延安市吴起县 10MW 光伏电站项目”租赁农用地 404.08 亩（不涉及基本农田、耕地）用于铺设光伏阵列。该项目建设已取得陕西省发展和改革委员会出具的项目备案通知。

吴起华光已取得吴起县自然资源局 2022 年 12 月出具的允许其继续使用农用地用于光伏电站运营的《证明》，“光伏板支柱未破坏耕作层，未改变该等土地的用途和性质，未造成土地基本功能丧失或者遭受永久性破坏。该项目光伏场区用地权属清晰不存在权属纠纷，项目用地已依法经相关部门批准，符合《土地管理法》《国务院关于促进节约集约用地的通知》等相关法律法规及国家光伏产业发展相关政策的规定，并可继续保留以租赁土地方式于光伏电站项目建设及运营，不予行政处罚”。

同行业类似案例（即复合项目、扶贫项目以外的其他项目/一般项目租赁使用农用地）如下：

公司名称	上市时间	基本情况
华电新能源集团股份有限公司	主板在审	截至 2022 年 6 月 30 日，公司及其子公司太阳能光伏项目租赁使用农用地 110 宗，面积共计约 51,715,286.01 平方米，其中： A.光伏复合、扶贫项目使用农用地情况 B.一般光伏项目使用农用地情况 截至 2022 年 11 月 30 日，公司及其控股子公司光伏方阵租赁使用的农用地中，有 13 宗为一般光伏项目租赁使用，面积共计约 7,693,596.51 平方米.....目前正在逐步办理相关的使用手续。正在办理手续的农用地面积占比较小，且部分用地已经获得相关政府部门出具的证明，允许其在办理手续期间继续使用。因此，上述使用农用地情况不会对发行人的生产经营构成重大不利影响。
三峡能源（600905）	2021 年 主板上市	截至 2020 年 9 月 30 日，公司及其子公司共有 60 个光伏项目租赁使用农用地，面积合计约 60,036,801.89 平方米（90,055.20 亩）。 除上述光伏复合、扶贫项目及内蒙古地区光伏项目外，其他租赁使用农用地但已经取得相关主管部门审核同意、专项证明或根据相关规定可使用的农用地面积合计约 11,707,922.73 平方米（17,561.88 亩），在光伏方阵租赁使用的农用地中占比为 19.50%。

公司名称	上市时间	基本情况
		截至 2020 年 9 月 30 日，公司及其子公司租赁使用的农用地中尚在办理农用地使用手续的面积合计约 2,308,789.67 平方米（3,463.18 亩），在光伏方阵租赁使用的农用地中占比为 3.85%。
晶科科技 (601778)	2020 年 主板上市	报告期末，公司租赁光伏方阵用地中涉及农用地合计 112 处，合计面积约 30,955,264.23 平方米（46,432.90 亩）。 a、光伏复合项目涉及农用地 b、应用领跑者项目涉及农用地 c、其他农用地情况 对于暂不属于光伏复合项目及应用领跑者项目等涉及农用地共 22 处，土地面积约为 5,317,598.39 平方米（7,976.40 亩），其中 20 处土地合计面积约为 4,788,083.39 平方米，已取得相关主管部门出具的证明，允许其继续保留使用农用地/可用于光伏电站建设；剩余 2 处土地已经相关主管部门出具了说明，该等用地方式未受到重大行政处罚，合计面积约为 529,515.00 平方米，占全部租赁光伏方阵用地面积的比例为 0.99%，占比较小。

综上所述，吴起华光已取得主管部门出具的证明，允许其继续保留使用农用地用于电站运营，不会因该等用地问题受到主管部门行政处罚，上述情形不构成发行人本次发行上市的实质性障碍。

（三）盱眙高传不会因此受到主管部门行政处罚，不构成发行人本次发行上市的障碍

如本回复之“5-1 盱眙高传项目用地申请的具体进展，是否改变该等土地的用途和性质，预计取得国有建设用地权属证书的时间”所述，盱眙高传系公司收购取得，部分项目用地曾涉及基本农田形成于收购之前，收购时已具有明确整改预期。2022 年 10 月，该等用地瑕疵已经整改，盱眙高传已重启建设用地申请工作。根据盱眙县自然资源和规划局 2022 年 12 月出具的《说明》，“你公司可以依法办理建设用地手续，后续办理权属证书不存在实质性法律障碍，该地块依法依规批准后，可按批准用途合法使用。在办理期间，可继续使用该等土地，我局不会因此给予行政处罚”。

综上所述，盱眙高传项目用地已不涉及基本农田，正在办理建设用地手续，后续办理权属证书不存在实质性法律障碍。在办理期间，公司可继续使用该等土地，不会因此受到主管部门行政处罚，上述情形不构成发行人本次发行上市的障碍。

（四）崇仁华风不会因此受到主管部门行政处罚，不构成发行人本次发行上市的障碍

崇仁华风持有的“特变电工崇仁县相山镇一期 50MW 风力发电项目”租赁土地 434.09 亩，主要用途为风电机组等用地。在该项目办理不动产权证书过程中，因该项目少部分风机机组用地曾被划入生态保护红线内，办理产权证书程序受阻，崇仁华风就升压站等用地（12.55 亩）办理了《不动产权证书》，风机机组用地暂未办理产权证书，而采取“先租后让”的过渡性方式使用相关土地。风电机组采用“点征”的方式建设，因此崇仁华风实际使用租赁土地面积（即后续办理产权证书的面积）约为 10.29 亩。

2022 年 10 月，根据全国统一安排，江西省“三区三线”划定成果启用，该项目风机机组用地已被调整出生态保护红线，崇仁华风已重新启动办理权属证书的相关程序。根据崇仁县自然资源局 2023 年 4 月出具的《证明》，“公司风机基础用地面积约 10.29 亩，目前正在办理建设用地手续，后续取得土地权属证书不存在实质性障碍，该公司用地行为未造成严重后果，不属于重大违法行为，我局同意该项目在办理完毕土地权属证书之前，继续以现状使用该等土地，不予行政处罚”。

综上所述，崇仁华风的项目用地已被调整出生态保护红线，正在办理建设用地手续，后续取得土地权属证书不存在实质性障碍，在办理土地权属证书期间，崇仁华风可继续以现状使用该等土地，不会因此受到主管部门行政处罚，上述情形不构成发行人本次发行上市的障碍。

七、同行业类似案例

公司名称	上市时间	基本情况
龙源电力 (001289)	2022 年 主板上市	根据龙源电力 2022 年 1 月披露的《关于股票上市交易的提示性公告》，其下属子公司存在使用基本农田情况，其中 1 家子公司正在办理基本农田补划手续，3 家子公司通过资产剥离方式转让给关联方。
三峡能源 (600905)	2021 年 主板上市	根据三峡能源 2021 年 5 月披露的《招股说明书》，三峡资管与发行人从事相同或相似业务的企业主要为其收购发行人存在用地瑕疵的子公司（平泉公司、商都天汇、永登公司）。该等情形不构成同业竞争，主要理由如下：①发电业务非三峡资管主业，受让资产主要目的是优化发行人资产质量；②三峡资管收购发行人的部分资产占比较小；③三峡资管将继续对外转让，不谋求相关资产长期控制权。

5-4 全面梳理发行人已建、在建风电、光伏项目，列表说明占用土地的土地性质、占地面积、是否存在违规使用基本农田、划拨土地、耕地、农用地情形等。对存在用地瑕疵的项目，进一步说明各项目的基本情况、建设/运营阶段、收入和毛利情况、整改措施及进展、主管部门意见、是否可能被行政处罚或构成重大违法行为，以及用地瑕疵对项目进展、业务发展、未来收入、资产减值、净利润等主要经营业绩的影响。

一、列表说明公司已建、在建风电、光伏项目占用土地的土地性质、占地面积等

截至本回复出具日，公司已建、在建风电、光伏项目 37 项¹，项目用地包括自有土地和租赁土地。公司自有土地用途为电站升压站、风力发电机组等用地，土地性质为国有建设用地；租赁土地用途为光伏阵列区等用地，土地性质为未利用地或者农用地，概况如下表所示：

¹ 发行人子公司九江光特新能源有限公司、洛川赋阳新能源有限公司、漯河鑫能新能源有限公司及菏泽嘉阳新能源有限公司，与他方合作建设分布式光伏发电项目，该等子公司负责对方屋顶光伏产品的安装及运营，合作方为备案的项目主体，且项目不涉及自有、租赁土地，该等项目未认定为发行人已建、在建项目，因此未包含在该等 37 项电站项目内。

表 A 项目用地概况

序号	项目公司	项目名称	自有土地				租赁土地			是否存在 用地瑕疵
			土地性质	面积（亩）	占发行人自有土地总面积的比例	土地权属证书办理情况	土地性质	面积（亩）	占发行人租赁土地总面积的比例	
1	云县汇能发电有限责任公司（简称“云县汇能”）	云南省临沧市云县干龙潭 30MW 并网光伏电站项目	国有建设用地	11.02	0.06%	正在办理	集体农用地	866.00	1.81%	否
2	行特新能源	河北省石家庄市行唐县 200MW 光伏平价上网项目	国有建设用地	25.94	0.13%	已取得	集体农用地	103.00	0.22%	否
							集体未利用地	2,610.90	5.46%	
3	包头市光羿太阳能发电有限责任公司（简称“包头光羿”）	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	国有建设用地	8.34	0.04%	已取得	集体农用地	718.55	1.50%	否
			国有建设用地				集体未利用地	3,581.45	7.48%	
4	孟县华光	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	国有建设用地	23.27	0.12%	正在办理	集体农用地	3,527.60	7.37%	否
5	芮城县晖源发电有限责任公司（简称“芮城晖源”）	山西芮城光伏领跑技术基地西尧 50MW 光伏发电项目	国有建设用地/划拨	5.88	0.03%	已取得	集体农用地（涉及耕地）	2,227.45	4.65%	否
6	鹤庆汇能发电有限责任公司（简称“鹤庆汇能”）	云南鹤庆县 30MW 光伏项目	国有建设用地	5.58	0.03%	正在办理	集体农用地	613.64	1.28%	否
7	固阳县风源发电有限责任公司（简称	内蒙古固阳县兴顺西一期 100MW 风电项目	国有建设用地	40.28	0.20%	已取得	-	-	-	否

序号	项目公司	项目名称	自有土地				租赁土地			是否存在 用地瑕疵
			土地性质	面积（亩）	占发行人自有土地总面积的比例	土地权属证书办理情况	土地性质	面积（亩）	占发行人租赁土地总面积的比例	
8	“固阳风源”	特变电工固阳兴顺西 20MW 风光同场太阳能光伏发电项目	国有建设用地	1.44	0.01%	已取得	集体农用地	760.74	1.59%	否
9	奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司（以下简称“奈曼旗汇特”）	汇特奈曼旗一期 30MW 光伏发电项目	国有建设用地	11.27	0.06%	正在办理	集体未利用地	1,674.00	3.50%	否
10	闻喜县新佳新能源有限公司	闻喜县礼元镇 100MW 光伏项目	国有建设用地	10.63	0.05%	正在办理	集体未利用地	3,033.06	6.34%	否
11	图木舒克东润环能光伏发电有限公司	图木舒克东润环能三师伽师总场 20MW 并网光伏电站项目	国有建设用地	10.29	0.05%	已取得	国有未利用地	750.00	1.57%	否
12	敦煌市特能新能源有限公司	特变电工敦煌市 20MW 平价光伏发电项目	国有建设用地/划拨	3.48	0.02%	已取得	国有未利用地	613.65	1.28%	否
13		特变电工敦煌市 100MW 并网光伏发电项目	国有建设用地	9.60	0.05%	正在办理	国有未利用地	3,139.60	6.56%	否
14	武威武晟新能源科技有限公司	武威市凉州区九墩滩 150MW 光伏项目	国有建设用地	150.00	0.76%	已取得	国有未利用地	6,550.22	13.69%	否
15	柯坪县柯特新能源有限责任公司	柯坪县 100MW 光伏及储能发电项目	国有建设用地	16.63	0.08%	正在办理	国有未利用地	3,644.11	7.62%	否
16	莎车县新尚能源发电有限责任公司	莎车 100MW 光伏并网发电和储能设施项目	国有建设用地	8.44	0.04%	正在办理	国有未利用地	3,328.50	6.69%	否

序号	项目公司	项目名称	自有土地				租赁土地			是否存在 用地瑕疵
			土地性质	面积（亩）	占发行人自有土地总面积的比例	土地权属证书办理情况	土地性质	面积（亩）	占发行人租赁土地总面积的比例	
17		莎车 220KV 光伏升压汇集站建设项目	国有建设用地	44.82	0.23%	正在办理				
18	包头市光炽太阳能有限责任公司（以下简称“包头光炽”）	包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目	国有建设用地	50.45	0.26%	已取得	集体农用地（涉及耕地）	8,042.89	16.81%	否
			国有建设用地				集体未利用地	2,057.68	4.30%	
19	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	国有建设用地	117.65	0.60%	已取得	-	-	-	否
20		特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	国有建设用地				-	-	-	否
21	哈密风尚发电有限责任公司	新疆哈密景峡第六风电场 B 区 200MW 风电项目	国有建设用地	715.36	3.63%	已取得	-	-	-	否
22	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	国有建设用地	57.63	0.29%	已取得	-	-	-	否
23	中闽（木垒）风电有限公司	中闽木垒大石头 200MW 风力发电项目	国有建设用地	488.71	2.48%	已取得	-	-	-	否
24	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	昌吉木垒大石头 200MW 风力发电项目	国有建设用地	448.80	2.28%	已取得	-	-	-	否
25	哈密华风新能源发电有限公司	哈密东南部山口光伏园区 150MW 光伏发电项目	国有建设用地/划拨	5,951.35	30.20%	已取得	-	-	-	否
26	布尔津县晶能风力发电有限责任公司	布尔津县 150MW 风电项目	国有建设用地	66.16	0.34%	已取得	-	-	-	否

序号	项目公司	项目名称	自有土地				租赁土地			是否存在 用地瑕疵
			土地性质	面积（亩）	占发行人自有土地总面积的比例	土地权属证书办理情况	土地性质	面积（亩）	占发行人租赁土地总面积的比例	
27	木垒县新特汇能发电有限责任公司	木垒老君庙风电场 100MW 项目	国有建设用地	237.99	1.21%	已取得	-	-	-	否
28	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	浩风新能源牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	国有建设用地	21.17	0.11%	已取得	-	-	-	否
29	哈密市振超风力发电有限公司	伊州区骆驼圈子 15 兆瓦分散式风力发电项目	国有建设用地	27.13	0.14%	已取得	-	-	-	否
30	哈巴河新特	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目	国有建设用地	102.14	0.52%	正在办理	-	-	-	否
31	西丰县荣晟电力新能源有限公司	铁岭市西丰县柏榆镇 102MW 风电项目	国有建设用地	35.91	0.18%	已取得	-	-	-	否
32	鹿邑县风易发电有限公司	鹿邑县穆店 20MW 分散式项目	国有建设用地	8.12	0.04%	已取得	-	-	-	否
33	哈密十三间房新特风能有限责任公司	200MW 风电一期（49.5MW）工程	国有建设用地	85.46	0.43%	已取得	-	-	-	否
34	若羌县卓尚新能源有限公司	若羌县米兰风区 50MW 风力发电项目	国有建设用地	25.17	0.13%	正在办理	-	-	-	否
35	乌鲁木齐县君盛风力发电有限公司	乌鲁木齐县托里乡 100MW 风电项目	国有建设用地	18.24	0.09%	正在办理	-	-	-	否
36	丰宁满族自治县新隆风力发电有限公司	丰宁新隆鱼儿山 60MW 风电场项目	国有建设用地	24.33	0.12%	已取得	-	-	-	否
37	志丹县新晟光伏科	延长石油志丹县油井	不适用				不适用			否

序号	项目公司	项目名称	自有土地				租赁土地			是否存在用地瑕疵
			土地性质	面积（亩）	占发行人自有土地总面积的比例	土地权属证书办理情况	土地性质	面积（亩）	占发行人租赁土地总面积的比例	
	技有限公司	12MW 分布式光伏发电项目 ²								

² 该项目系发行人子公司按合同能源管理模式于合作方提供的场所投资建设的分布式光伏电站，不涉及发行人自行取得或租赁土地，实际建设规模 2MW。

二、公司已建、在建风电、光伏项目不存在违规使用基本农田、划拨土地、耕地或农用地等情形

截至本回复出具日，公司已建、在建风电、光伏项目不存在使用基本农田的情况，不存在违规使用划拨土地、耕地或农用地等情形。

（一）发行人以划拨方式取得的国有建设用地使用权

截至本回复出具日，公司3家子公司哈密华风新能源发电有限公司、芮城晖源、敦煌市特能新能源有限公司（表A第25、5、12项）通过划拨方式取得3宗土地使用权，用于风能、光伏电站业务运营。

《土地管理法》第五十四条规定：“建设单位使用国有土地，应当以出让等有偿使用方式取得；但是，下列建设用地，经县级以上人民政府依法批准，可以以划拨方式取得：（一）国家机关用地和军事用地；（二）城市基础设施用地和公益事业用地；（三）国家重点扶持的能源、交通、水利等基础设施用地；（四）法律、行政法规规定的其他用地”。

根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》的相关规定，“光伏发电项目使用未利用土地的，依法办理用地审批手续后，可采取划拨方式供地”。

根据《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》（以下简称“《万众创新用地意见》”）的相关规定，“新产业项目用地符合《划拨用地目录》的，可以划拨供应”。

根据《划拨用地目录》的相关规定，“电力设施用地，包括新能源发电工程电机，厢变、输电（含专用送出工程）、变电站设施、资源观测设施为符合《划拨用地目录》的建设用地项目，由建设单位提出申请，经有批准权的人民政府批准，方可以划拨方式提供土地使用权”。

同行业公司使用划拨土地的案例具体如下：

序号	简称	上市时间/板块	基本情况
1	三峡能源 (600905)	2021年 主板上市	公司通过划拨方式取得492宗，共计26,659,299.66平方米土地用于光伏电站/风电场业务运营，该等划拨用地取得了相关土地行政主管部门核发的《国有土地使用证》/《不动产权证》

序号	简称	上市时间/板块	基本情况
			书》。
2	晶科科技 (601778)	2020 年 主板上市	公司以划拨方式取得土地使用权证书的土地共计 10 处，土地面积合计 4,525,052.44 平方米。公司通过划拨方式取得土地用于光伏电站业务运营，该等划拨用地取得了相关土地行政主管部门签发的《国有土地使用证》/《不动产权证书》，且该等土地均已经取得当地土地行政主管部门出具的说明，同意保留以划拨用地方式继续使用该等土地或确认该等用地符合划拨用地相关规定，因此，该等划拨土地使用符合相关法律法规的规定。

综上，哈密华风新能源发电有限公司、芮城晖源、敦煌市特能新能源有限公司通过划拨方式取得 3 宗土地使用权用于风能、光伏电站业务运营，用途符合法定的划拨用地范围且未发生变化，且上述 3 家子公司均取得土地主管部门核发的《不动产权证书》，上述用地方式符合《土地管理法》《划拨用地目录》《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》等相关规定。

（二）发行人光伏发电项目租赁使用集体土地

截至本回复出具日，公司 10 家子公司云县汇能、行特新能源、包头光炽、包头光羿、孟县华光、芮城晖源、鹤庆汇能、固阳风源、奈曼旗汇特、闻喜县新佳新能源有限公司（表 A 第 1-6、8-10、18 项）租赁集体土地用于光伏阵列用地。

根据《土地管理法》《农村土地承包法》等相关法律、法规的规定，（1）村集体出租未发包土地或代为出租村民承包地，应履行的程序包括：①签订用地协议，②未承包到户土地出租给村集体以外成员的，村集体应完成内部民主决策程序，已承包到户土地出租的，村集体受托流转应取得承包人授权，③未承包到户土地出租给村集体以外成员的，应经乡（镇）及以上人民政府批准，已承包到户土地出租的，应向发包方备案；（2）地方政府受集体经济组织或土地承包人委托出租集体土地，应履行的程序包括：①签订用地协议，②未承包到户土地受托出租给村集体以外成员的，政府应取得村集体授权，村集体应完成内部民主决策程序；已承包到户土地出租的，政府受托流转应取得承包人的授权，③未承包到户土地出租给村集体以外成员的，应经乡（镇）及以上人民政府批准，已承包到户土地出租的，应向发包方备案；（3）具有转租权限的农村集体土地承包人转租集

体土地，应履行的程序包括：①签订用地协议，②向发包方备案/取得出租方同意。

发行人就其租赁的集体土地已履行相应程序，具体情况如下：

序号	项目公司	出租方	是否取得土地流转委托或集体决策文件	是否经乡（镇）及以上人民政府批准/备案
1	云县汇能	云县幸福镇人民政府	是	是
2	行特新能源	上方乡南城仔村	是	是
3	包头光炽	土默特右旗将军尧镇人民政府 ³	是	是
4	包头光羿	包头市石拐区人民政府	是	是
5	孟县华光	孟县路家村镇付家垆村村民委员会	是	是
6		孟县路家村镇贾家垆村村民委员会	是	是
7		孟县路家村镇赵家垆村村民委员会	是	是
8		孟县南娄镇马举村村民委员会	是	是
9		孟县南娄镇观音堂村村民委员会	是	是
10		孟县南娄镇王子台村村民委员会	是	是
11		孟县南娄镇路家峪村村民委员会	是	是
12		孟县南娄镇东南关村村民委员会	是	是
13		孟县南娄镇南小坪村村民委员会	是	是
14		孟县南娄镇武家庄村村民委员会	是	是
15		孟县南娄镇西南关村村民委员会	是	是
16		孟县南娄镇上曹村村民委员会	是	是
17		孟县南娄镇纸匠村村村民委员会	是	是
18	芮城晖源	芮城县阳城镇西尧村村民委员会	是	是
19		芮城县阳城镇永丰村村民委员会	是	是

³ 包头光炽与土默特右旗将军尧镇人民政府签署《土地租赁框架协议》，并分别与土默特右旗将军尧镇田家圪旦村、武大城尧村、腮五素村、温布壕村村委会签署《土地流转协议》，租赁上述 4 个村的集体土地用于铺设光伏方阵。

序号	项目公司	出租方	是否取得土地流转委托或集体决策文件	是否经乡（镇）及以上人民政府批准/备案
20	鹤庆汇能	鹤庆县黄坪镇子牙关村村民委员会	是	是
21		鹤庆县黄坪镇新泉村民委员会	是	是
22	固阳风源	固阳县兴顺西镇人民政府	是	是
23	奈曼旗汇特	奈曼旗大沁他拉镇璦琨塔拉村村民委员会	是	是
24	闻喜县新佳新能源有限公司	闻喜县礼元镇东古赵村村民委员会	是	是
25		闻喜县礼元镇兰德村村民委员会	是	是
26		闻喜县礼元镇县泉村村民委员会	是	是
27		闻喜县礼元镇西赵村村民委员会	是	是
28		闻喜县礼元镇五合村村民委员会	是	是
29		闻喜县礼元镇小郝村村民委员会	是	是

公司子公司租赁承包人/承租人转租的集体土地均已履行相应程序，具体情况如下：

序号	项目公司	转租方	是否签订用地协议	是否已向发包方备案/取得原出租方同意
1	行特新能源	张桂平	是	是
2		韩丽辉	是	是
3		赵连才	是	是
4		张志成	是	是

综上，公司已建、在建的光伏项目租赁使用的集体土地已履行相应程序，符合《土地管理法》《农村土地承包法》等相关法律、法规的规定。

（三）发行人光伏发电项目租赁使用农用地

公司 8 家子公司云县汇能、行特新能源、鹤庆汇能、包头光炽、包头光羿、孟县华光、芮城晖源、固阳风源（表 A 第 1-6、8、18 项）持有的光伏复合项目租赁农用地，用于铺设光伏方阵。

根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》《万众创新用地意见》

相关规定，光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，用地允许以租赁等方式取得。根据《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，以下简称《8号文》）的相关规定，对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目，利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质，采用租赁的方式。因此，光伏复合项目可使用除基本农田以外的农用地铺设光伏方阵⁴。

截至本回复出具日，云县汇能、行特新能源、包头光炽持有光伏复合项目并租赁农用地用于铺设光伏方阵，该3家子公司已取得项目投资主管部门核发的关于光伏复合项目的备案文件；鹤庆汇能、包头光羿、孟县华光、芮城晖源、固阳风源持有的光伏复合项目租赁农用地用于铺设光伏方阵，该5家子公司已取得相关主管部门出具的关于光伏复合项目建设和运营的补充认定和确认的文件。发行人该8家子公司租赁农用地的行为符合《8号文》的规定，公司及其子公司有权依据合法有效的租赁合同正常进行生产经营。

（四）发行人光伏发电项目租赁使用耕地

包头光炽、芮城晖源持有的光伏项目涉及租赁使用耕地（农用地项下的一种具体类型），用于铺设光伏阵列。

根据《8号文》的规定，光伏复合项目可使用农用地铺设光伏方阵，该等农用地范围包括耕地。2023年3月20日，自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司联合发布《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，以下简称《12号文》），规定“光伏方阵用地不得占用耕地”。同时，根据《12号文》关于“五、稳妥处置历史遗留问题”的规定，《12号文》施行之前已按照《8号文》规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，但不得扩大项目用地面积和占用耕地面积。

1、包头光炽项目（建设阶段）

⁴根据《12号文》，2023年3月20日之后，光伏复合项目不得使用耕地，芮城晖源、包头光炽建设的光伏复合项目均为2023年3月20日之前经批准的光伏复合项目，可以继续使用耕地。

(1) 项目情况

包头光炽持有“包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目”，自有土地 50.45 亩，已取得国有建设土地使用权证书，主要用途为光伏电站升压站等永久设施用地，不涉及使用农用地；租赁使用农用地共计约 516.4326 公顷，其中涉及耕地 500.5030 公顷，不涉及基本农田，主要用途为铺设光伏阵列。

2021 年 9 月，包头光炽的母公司新能源公司取得土默特右旗自然资源局出具的《关于包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目规划用地的意见》，项目拟用土地包括农用地、建设用地和未利用地。

2021 年 11 月，包头光炽取得土默特右旗发展和改革委员会下发的《项目备案告知书》，包头光炽申请的“包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目”符合产业政策和市场准入标准，准予备案。

2022 年 3 月，包头光炽取得土默特右旗农牧局出具的《关于对包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目农光互补认定标准的批复意见》，该项目可按照农光互补项目进行实施及备案。

2022 年 4 月，包头光炽取得土默特右旗自然资源局出具的《关于包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目用地预审与规划选址意见书的批复》，项目用地包括农用地（含耕地）、建设用地和未利用地。

包头光炽项目于 2022 年 7 月 30 日开工建设，截至本回复出具日，包头光炽项目尚在建设过程中，预计 2023 年底完成竣工验收。包头光炽已经与第三方农业公司签署相关的《农业种植合作协议》，在项目建成之后，包头光炽将根据协议委托第三方农业公司在光伏阵列区种植农作物。

(2) 主管部门最新意见

2023 年 5 月，土默特右旗自然资源局出具《关于包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目是否涉及新政策影响的说明》，“2023 年 3 月 20 日，自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司印发《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)，文件要求已按照《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）规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，你公司项目已于 2022 年 4 月完成立项和土地预审，属于已批准项目，截止目前为止未发现扩大项目用地面积和新占用耕地林地草地，可按原批准用途使用土地”。

（3）项目用地符合相关规定

法律法规	具体法规	包头光炽情况	是否符合
《8 号文》	对于使用永久基本农田以外的耕地布设光伏方阵的情形，应当从严提出要求，除桩基用地外，严禁硬化地面、破坏耕作层，严禁抛荒、撂荒	（1）包头光炽使用耕地布设光伏方阵，除桩基用地外，不存在硬化地面、破坏耕作层的情形。 （2）该项目尚未建设完成，待建设完工后将严格按照要求种植农作物，不会抛荒、撂荒。	是
	对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目，……利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质	（1）根据土默特右旗农牧局出具的《关于包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目农光互补认定标准的批复意见》，该项目可按照农光互补项目进行实施及备案。 （2）根据土默特右旗自然资源局 2023 年 2 月出具的说明文件，该项目非永久设施用地通过租赁方式使用，目前未发现改变该等土地的用途和性质。	是
《12 号文》	施行之前已按照《8 号文》规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，不得扩大项目用地面积和占用耕地面积	（1）2021 年 11 月土默特右旗发展和改革委员会出具《项目备案书》，项目符合产业政策和市场准入标准，准予备案。该项目备案时间在《12 号文》施行之前。 （2）如前所述，该项目符合《8 号文》相关规定。 （3）根据土默特右旗自然资源局 2023 年 5 月出具的说明文件，该项目已于 2022 年 4 月完成立项和土地预审，属于已批准项目，截止目前为止未发现扩大项目用地面积和新占用耕地，可按原批准用途使用土地。	是

综上，包头光炽建设的“农光互补”项目系经投资主管部门批准的光伏复合项目，其永久用地部分依法办理了建设用地手续；其光伏阵列区依规租赁使用农用地，符合《8 号文》的规定。根据土地主管部门确认意见，该项目未扩大项目

用地面积和新占用耕地，因此，包头光炽的项目用地适用《12 号文》中关于历史遗留问题处置的规定，可继续租赁使用农用地（耕地）。

2、芮城晖源项目（运营阶段）

（1）具体情况

芮城晖源持有“山西芮城光伏领跑技术基地西尧 50MW 光伏发电项目”，自有土地 5.88 亩，已取得国有建设土地使用权证书，主要用途为建设光伏电站升压站等用地，不涉及使用农用地；芮城晖源租赁使用农用地 2,227.45 亩（涉及耕地，不涉及基本农田），主要用途为铺设光伏阵列。

芮城晖源所持项目位于“山西芮城光伏领跑技术基地”，基地总装机容量 500MW。芮城县位于山西省西南端，隶属于山西省运城市。2016 年 6 月，经国家能源局审核，该基地入选国家第二批光伏发电“领跑者”计划，旨在通过建设光伏技术示范基地，推动光伏技术进步、促进成本下降，同时改善当地能源结构，推动资源型城市能源发展方式转变。

2016 年 6 月，芮城县人民政府发布《芮城县光伏领跑技术基地项目用地办法》，明确“光伏电站发电场用地充分发挥芮城国家生态文明先行示范区和山西转型综改试验区‘先行先试’政策优势，按照‘土地性质不改变、林地生态有提升、农民收入有增加’的原则采用农光互补、林光互补模式，流转使用未利用地和荒坡地”。

2016 年 9 月，作为参与“山西芮城光伏领跑技术基地”项目开发的投资商之一，芮城晖源的母公司新能源公司与芮城县人民政府签署了《山西省芮城县光伏领跑技术基地 2016 年项目开发协议》，根据该协议，基地定位之一为“农光林光互补示范地”，新能源公司需按照基地的建设工作方案及招商文件中的技术要求的标准，设计和建设其光伏发电项目。

2016 年 12 月，山西省发展和改革委员会向芮城晖源核发了“晋发改备案[2016]274 号”《企业投资项目备案证》，批准芮城晖源新建“山西芮城光伏领跑技术基地西尧 50MW 光伏发电项目”。

根据芮城晖源项目向领跑技术基地提交的投标文件、该项目的可行性研究报告

告,项目通过加长支架的立柱高度,实现组件最低点距离地面大于 1800mm 以上,以便上部组件不会对地表植物的生长产生影响,为植被生长留足上部空间,以及保证植被恢复及养护过程中设备人员的无障碍通行。2022 年 12 月,芮城县农业农村局出具证明,“公司严格按照光伏复合项目的标准建设和运营前述项目,符合农业发展政策及规划及法律法规的规定”。

为避免基地用地抛荒、撂荒,2018 年,芮城县人民政府与山西好又美农业开发有限公司签署《合同书》,约定山西好又美农业开发有限公司在芮城县光伏领跑技术基地发电场内及其它可种植土地上种植油牡丹等相关事项。为具体执行签署《合同书》,芮城晖源与山西好又美农业开发有限公司签署协议,由山西好又美农业开发有限公司利用光伏板下及光伏板间空间种植油牡丹。油牡丹是一种木本油料作物,具有产籽量大、含油率高、抗旱性强等特点,芮城晖源在场区耕地种植油牡丹符合耕地的用途。

芮城晖源项目已并网发电,截至本回复出具日,芮城晖源正常运行。

(2) 主管部门最新意见

2023 年 5 月,芮城县自然资源局出具《证明》,“该项目于 2016 年批准立项,建设与运营符合《8 号文》的相关规定,不存在扩大用地面积和占用耕地面积的情形,符合《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)相关规定,可继续按照农光互补模式租赁使用前述耕地,不存在因此受到行政处罚或者构成重大违法行为的情形。”

(3) 项目用地符合相关规定

法律法规	具体法规	芮城晖源情况	是否符合
《8 号文》	对于使用永久基本农田以外的耕地布设光伏方阵的情形,应当从严提出要求,除桩基用地外,严禁硬化地面、破坏耕作层,严禁抛荒、撂荒	(1)芮城晖源运营的电站项目除桩基用地外,未硬化路面或破坏耕作层。 (2)根据芮城晖源与山西好又美农业开发有限公司签署的协议,山西好又美农业开发有限公司利用光伏板下及光伏板间空间种植油牡丹,该项目不存在抛荒、撂荒等情形。	是
	对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目,……利用农用地布设的光伏方阵可不改	(1) 2016 年,芮城晖源的母公司新能源公司与芮城县人民政府签署开发协议,该项目严格按照基地的	是

法律法规	具体法规	芮城晖源情况	是否符合
	变原用地性质	建设工作方案及招商文件的要求，设计和建设光伏发电项目。 (2)根据芮城县自然资源局出具的证明文件，该公司的领跑者光伏发电项目按照“农光互补”项目建设和运营，光伏支柱未破坏耕作层，未改变土地的性质和用途，不会造成土地基本功能丧失或者遭受永久性破坏。 (3)根据芮城县农业农村局出具的证明文件，该公司严格按照光伏复合项目的标准建设和运营前述项目，符合农业发展政策及规划及法律法规的规定。	
《12 号文》	施行之前已按照《8 号文》规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，不得扩大项目用地面积和占用耕地面积	(1) 2016 年 12 月，山西省发展和改革委员会出具《企业投资项目备案证》，批准芮城晖源投资建设该项目。该项目备案时间在《12 号文》施行之前。 (2) 如前所述，该项目符合《8 号文》相关规定。 (3) 根据芮城县自然资源局 2023 年 5 月出具的证明文件，该项目于 2016 年批准立项，不存在扩大用地面积和占用耕地面积的情形，符合《8 号文》和《12 号文》的规定，可继续按照农光互补模式租赁使用前述耕地，不存在因此受到行政处罚或者重大违法行为的情形。	是

综上，芮城晖源运营的“农光互补”项目系经投资主管部门批准的光伏复合项目，其永久用地部分依法办理了建设用地手续；其光伏阵列区依规租赁使用农用地，符合《8 号文》的规定。根据土地主管部门的证明，该项目不存在扩大项目的用地面积和使用的耕地面积的情形，因此，芮城晖源的项目用地符合《12 号文》的规定，可继续租赁使用农用地（耕地）。

（五）发行人正在办理土地权属证书的项目

截至本回复出具日，公司 11 家子公司建设或运营的 12 个电站项目正在办理不动产权属证书（表 A 第 1、4、6、9、10、13、15-17、30、34、35 项），土地性质为国有建设用地，不涉及非法占用农用地、耕地、基本农田、生态保护红线内土地等情形。经当地主管部门出具证明，上述电站项目办理不动产权属证书不

存在实质性/重大法律障碍，在办理期间，电站项目可继续使用相关土地。因此，上述事项不会对公司的生产经营造成重大不利影响，不构成公司本次上市的实质性法律障碍。

正在办理不动产权属证书的电站项目具体情况如下：

序号	项目公司	项目名称	面积（亩）	办理进展	主管部门证明
1	云县汇能	云南省临沧市云县干龙潭 30MW 并网光伏电站项目	11.02	已取得建设用地批复	云县自然资源局出具《证明》，“建设用地……正在按照相关法律法规办理后续用地手续，取得不动产权属证书不存在实质性障碍。在办理建设用地手续过程中，公司可依法使用相关土地，我局不会给予行政处罚。”
2	孟县华光	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	23.27	已取得用地预审意见	孟县自然资源局出具《证明》，“该项目永久用地正在办理不动产权证书，后续办理不存在实质性障碍……可继续使用该地用于光伏电站项目建设及运营，我局不会给予行政处罚。”
3	鹤庆汇能	云南鹤庆县 30MW 光伏项目	5.58	已取得用地预审意见	鹤庆县自然资源局出具《证明》，“我局在取得上级主管部门用地指标批复后，将按照法律规定和工作流程，为公司办理取得不动产权属证书的相关手续，且不存在重大法律障碍。在不动产权属证书办理完成前，同意公司维持现有用地状态，不予相关行政处罚。”
4	奈曼旗汇特	汇特奈曼旗一期 30MW 光伏发电项目	11.27	已取得用地预审意见、建设用地手续已上报至内蒙古自治区自然资源厅进行审批	奈曼旗自然资源局出具《证明》，“该项目永久建筑用地部分 7,513 平方米，正在按照法定程序办理建设用地批准手续，已取得用地预审文件、‘一书四方案’已经上报内蒙古自治区自然资源厅审批，取得相关用地批复和不动产权属证书不存在实质法律障碍。”
5	闻喜县新佳新能源有限公司	闻喜县礼元镇 100MW 光伏项目	10.63	已取得用地预审意见	闻喜县自然资源局出具《证明》，“该项目用地正在依法依规办理不动产权证书，不存在实质性障碍。在办理不动产权证书过程中，可依法使用相关土地，我局不会给予行政处罚。”
6	敦煌市特能新能源有限公司	特变电工敦煌市 100MW 并网光伏发电项目	9.60	已取得用地预审与选址意见书	敦煌市自然资源局出具《证明》，“永久建设用地部分 0.64 公顷(9.6 亩)，上述建设用地已取得《建设项目用地预审与选址意见书》，正在按照规定办理有关建设用地的后续相关手续，取得不动产权属证书不存在实质性障碍。在办理建设用地手续过程中，公司可依法使用相关土地，我局不会给予行政处罚。”

序号	项目公司	项目名称	面积（亩）	办理进展	主管部门证明
7	柯坪县柯特新能源有限责任公司	柯坪县 100MW 光伏及储能发电项目	16.63	已签署国有土地出让合同、缴纳土地出让金	柯坪县自然资源局出具《证明》，“永久建设用地部分 1.1088 公顷（16.632 亩）……正在按照相关规定办理不动产权属证书相关手续，后续取得不动产权属证书不存在实质性障碍。在办理不动产权属证书过程中，公司可依法使用相关土地，我局不会给其予行政处罚。”
8	莎车县新尚能源发电有限责任公司	莎车 100MW 光伏并网发电和储能设施项目	8.44	已签署国有土地出让合同、缴纳土地出让金	莎车县自然资源局出具《证明》，“公司已就上述建设用地与我局签署《国有建设用地使用权出让合同》并全额缴纳土地出让金，正在按照相关规定办理不动产权属证书相关手续，后续取得不动产权属证书不存在实质性障碍。在办理不动产权属证书过程中，公司可依法使用相关土地，我局不会给其予行政处罚。”
		莎车 220KV 光伏升压汇集站建设项目	44.82	已签署国有土地出让合同、缴纳土地出让金	
9	哈巴河新特	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目	102.14	已签署国有土地出让合同、缴纳土地出让金	哈巴河县自然资源局出具《证明》，“我局允许上述项目用地保持现有使用状态，我局将为公司办理相关的不动产权登记手续，办理不存在重大法律障碍。”
10	若羌县卓尚新能源有限公司	若羌县米兰风区 50MW 风力发电项目	25.17	已取得用地批复、正在履行招拍挂程序	若羌县自然资源局出具《证明》，“公司正在按照相关规定办理后续用地手续，取得不动产权属证书不存在实质性障碍。在办理建设用地手续过程中，公司可依法使用相关土地，我局不会给其予行政处罚。”
11	乌鲁木齐县君盛风力发电有限公司	乌鲁木齐县托里乡 100MW 风电项目	18.24	已取得用地预审与选址意见书	乌鲁木齐县自然资源局出具《证明》，“该项目用地正在依法依规办理不动产权证书，不存在实质性障碍。在办理不动产权证书过程中，可依法使用相关土地，我局不会给其予行政处罚。”

针对上述未取得不动产权属证书的电站项目，公司控股股东已出具《承诺函》：“1、本企业将积极协助并督促新特能源及其控股子公司全力推进风电、光伏项目建设用地和永久性建筑办理不动产权属证书事项；2、如新特能源及其控股子公司因自有土地或永久性建筑未取得相应不动产权属证书导致不能使用相关土地及建筑物，或遭受有关主管部门行政处罚或责令整改等情形，影响其正常生产经营活动的，对于新特能源及其控股子公司遭受的经济损失，本企业将依法承担。”

发行人前述情况主要系风能、光伏电站项目建设周期较短，而土地权属证书办理审批流程较长所致，该等情况具有行业普遍性，同行业公司披露的正在办理土地权属证书的情形如下：

简称	上市时间	基本情况
华电新能源集团股份有限公司	主板在审	截至 2022 年 11 月 30 日，公司及其控股子公司共有 141 宗共计面积约 641,574.44 平方米的土地，其正在申请办理土地权属证书。 上述 141 宗正在申请办理土地权属证书的土地中，有 123 宗共计面积约 510,010.44 平方米的土地，根据土地预审或相关查询结果，该等土地符合土地利用总体规划，可依法依规办理相应土地权属证书，且其中 118 宗共计面积约 466,580.30 平方米的土地，相关土地主管部门已出具说明，说明相应控股子公司办理相关权属证书无实质障碍或可正常生产经营。 上述 141 宗正在申请办理土地权属证书的土地中，有 18 宗面积共计约 131,564.00 平方米的土地，待土地空间规划调整后方可办理土地权属证书，公司及其控股子公司已就该等土地取得土地主管部门出具的说明，说明土地空间规划正在调整中，待调整完成后可依法依规办理相应土地权属证书。
三峡能源（600905）	2022 年 主板上市	截至 2020 年 9 月 30 日，公司及其子公司正在办理权属证书的土地共 17 宗合计约 149,812.52 平方米，该等土地均是电站项目用地。
三一重能（688349）	2022 年 科创板上市	截至本回复出具日，发行人尚未取得权属证书的土地均为下属风场项目公司用于风力发电业务的风电场项目用地（用于风机机位及箱变、升压站）。发行人下属 7 家风场项目公司的 7 处风电场项目用地尚未取得土地权证。
晶科科技（601778）	2020 年 主板上市	公司所属光伏电站项目中，公司尚在办理土地使用权证的永久性建筑用地面积共计 138,734.63 平方米，该等土地主要用于地面电站的综合楼、升压站等。

综上所述，公司正在办理不动产权属证书的 12 个电站项目正在按照规定履行土地权属证书的办理程序，已经取得用地预审意见、用地批复、或签署建设用地使用权出让合同等文件。上述电站项目已取得当地主管部门证明，办理不动产

权属证书不存在实质性/重大法律障碍，在办理期间，电站项目可继续使用相关土地。控股股东已出具承诺承担公司及其子公司因无法办理不动产权属证书而影响其正常生产经营活动所遭受的经济损失。因此，上述事项不会对公司的生产经营造成重大不利影响，不构成公司本次上市的实质性法律障碍。

（六）是否可能被行政处罚、是否构成重大违法行为

综上所述，截至本回复出具日，公司取得和使用的土地不存在构成重大违法行为或者会被行政处罚的情形。

三、对存在用地瑕疵的项目，进一步说明各项目的基本情况、建设/运营阶段、收入和毛利情况、整改措施及进展、主管部门意见、是否可能被行政处罚或构成重大违法行为，以及用地瑕疵对项目进展、业务发展、未来收入、资产减值、净利润等主要经营业绩的影响。

发行人报告期内存在瑕疵的项目现已整改或转让，部分电站项目存在特殊用地情况，但依据相关法律法规及主管部门确认，相关用地情况符合现行土地管理法规的规定。截至本回复出具日，不存在构成重大违法行为或者会被行政处罚的瑕疵用地情形。

发行人报告期内曾经存在的用地瑕疵或需特别说明的用地情况如下：

（一）补充认定为“光伏复合项目”的电站项目

公司 5 家子公司（鹤庆汇能、包头光羿、孟县华光、芮城晖源、固阳风源）实质按照光伏复合模式建设和运营项目，但项目前期未被明确备案为光伏复合项目，现已取得主管部门的同意或确认文件，被主管部门补充确认为光伏复合项目，具体如下：

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	对公司未来主要经营业绩的影响
包头光羿	(1)包头光羿项目为国家能源局审批的“领跑者”基地项目,位于采煤沉陷区。 (2)项目租赁农用地718.55亩(不涉及基本农田、耕地),用于铺设光伏阵列。	项目处于运营阶段,2022年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为-0.01%、-0.16%,占比较小。	2022年经主管部门补充确认为“光伏复合项目”。	2022年12月,包头市石拐区自然资源局出具证明,同意公司继续按照“光伏复合项目”运营,继续以租赁方式用地,不会给予行政处罚。	否	根据主管部门意见,该项目符合光伏复合项目运营模式,可继续租赁用地,该等用地情况不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
孟县华光	(1)孟县华光项目为国家能源局审批的“领跑者”基地项目,位于采煤沉陷区。 (2)项目租赁农用地3,527.60亩(不涉及基本农田、耕地),用于铺设光伏阵列。	项目处于运营阶段,2022年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为0.21%、0.19%,占比较小。	2022年经主管部门补充确认为“光伏复合项目”。	2022年12月,孟县自然资源局出具证明,公司电站项目为经认定的“林光互补”光伏复合项目,可继续使用该地用于光伏电站项目建设及运营,不会给予行政处罚。	否	根据主管部门意见,该项目符合光伏复合项目运营模式,可继续租赁用地,该等用地情况不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
芮城晖源	(1)芮城晖源项目为国家能源局审批的“领跑者”基地项目。 (2)项目租赁农用地2,227.45亩(涉及耕地,	项目处于运营阶段,2022年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为0.12%、0.13%,占比较小。	2022年经主管部门补充确认为“光伏复合项目”。	(1)2022年12月,芮城县自然资源局出具证明,公司的领跑者光伏发电项目按照“农光互补”项目建设和运营,并可继续保留以租赁的用地方式于光伏电站项目建设及运	否	根据主管部门意见,该项目符合光伏复合项目运营模式,可继续租赁使用

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	对公司未来主要经营业绩的影响
	不涉及基本农田），用于铺设光伏阵列。			营。 （2）2022 年 12 月，芮城县农业农村局出具证明，该局同意该项目按照“农光互补”模式设计、施工、建设和运营，将其认定为光伏复合项目。 （3）2023 年 5 月，芮城县自然资源局出具证明，芮城晖源严格按照“农光互补”项目要求和标准建设与运营，符合《8 号文》和《12 号文》相关规定，可继续按照农光互补模式租赁使用耕地，不会因此受到行政处罚或构成重大违法行为。		耕地，该等用地情况不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
鹤庆汇能	项目租赁农用地 613.64 亩（不涉及基本农田、耕地），用于铺设光伏阵列。	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.07%、0.08%，占比较小。	2022 年经主管部门补充确认为“光伏复合项目”。	2022 年 12 月，鹤庆县自然资源局出具证明，项目按照“农光互补”模式建设和运营，可继续保留租赁土地方式运营，不会给予行政处罚。	否	根据主管部门意见，该项目符合光伏复合项目运营模式，可继续租赁用地，该等用地情况不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
固阳风源	项目租赁农用地 760.74 亩（不涉及基本农田、耕	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利	2022 年经主管部门补充确认为“光伏复	2022 年 12 月，固阳县自然资源局出具证明，公司持有的光伏发电项目	否	根据主管部门意见，该项目符

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	对公司未来主要经营业绩的影响
	地)，用于铺设光伏阵列。	占公司相应财务指标的比例为 0.32%、0.39%，占比较小。	合项目”。	按照“农光互补”项目建设和运营，其非永久性设施用地租赁使用农用地。		合光伏复合项目运营模式，可继续租赁用地，该等用地情况不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。

（二）因用地瑕疵已转让给控股股东的电站项目

为进一步保证公司资产的合规性，公司将其在报告期内存在用地瑕疵的 4 家子公司（新泰光华、吴起华光、盱眙高传、崇仁华风）转让给控股股东，具体情况如下：

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	用地瑕疵对公司未来主要经营业绩的影响

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	用地瑕疵对公司未来主要经营业绩的影响
新泰光华	项目位于国家能源局审批的“领跑者”基地，基地部分土地性质为农用地（涉及基本农田）	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.13%、0.11%，占比较小。	为进一步保证公司资产的合规性，2023 年 1 月，新泰光华转让给控股股东。	2022 年 12 月，新泰市自然资源和规划局出具证明，该项目用地不存在重大违法违规行为，可继续以现有方式使用项目土地，不会因此对公司予以行政处罚。	否	项目收入、毛利占比较小，且已转让，不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
盱眙高传	部分项目用地曾涉及基本农田，正在重新办理国有建设用地手续	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.24%、0.23%，占比较小。	（1）2022 年 10 月，江苏省“三区三线”划定结果启用，盱眙高传项目用地已不涉及基本农田。 （2）鉴于盱眙高传的建设用地手续正在办理过程中，为进一步保证公司资产的合规性，2023 年 4 月，盱眙高传转让给控股股东。	（1）2022 年 12 月，盱眙县自然资源和规划局出具证明，在办理期间可继续使用等土地，不会因此给予行政处罚。 （2）2023 年 4 月，盱眙县自然资源和规划局出具证明，后续办理土地使用权证书不存在实质性法律障碍。	否	项目收入、毛利占比较小，且已转让，不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	用地瑕疵对公司未来主要经营业绩的影响
崇仁华风	部分项目用地曾涉及生态保护红线内土地，正在办理国有建设用地手续，目前采取租赁方式用地	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.18%、0.21%，占比较小。	(1) 2022 年 10 月，该项目用地被调整出生态保护红线。 (2) 崇仁华风的建设用地手续正在办理过程中，目前采取租赁方式用地，为进一步保证公司资产的合规性，2023 年 4 月，崇仁华风转让给控股股东。	2023 年 4 月，崇仁县自然资源局出具证明，该公司风机基础用地正在办理建设用地手续，后续取得土地权属证书不存在实质性障碍，该公司用地行为不属于重大违法行为，可继续以现状使用该等土地，不予行政处罚。	否	项目收入、毛利占比较小，且已转让，不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
吴起华光	项目租赁农用地 404.80 亩（不涉及基本农田、耕地），未被认定为光伏复合项目	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.02%、0.01%，占比较小。	吴起华光正在完善农用地使用手续，为进一步保证公司资产的合规性，2023 年 1 月，发行人将吴起华光转让给控股股东。	2022 年 12 月，吴起县自然资源局出具证明，该公司运营的光伏项目可继续保留以租赁土地方式于光伏电站项目建设及运营，不予行政处罚。	否	项目收入、毛利占比较小，且已转让，不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。

（三）需特别说明的用地情况

发行人子公司哈巴河新特用地涉及生态保护红线内土地，但其属于生态保护红线划定前已建风电项目，根据相关规定可继续以现状使用相关土地；行特新能源曾经涉及清表事件，但该事件已经完结，且用地瑕疵已完成整改。该 2 家子公司具体用地情况如下：

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施/合规论证	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	用地瑕疵对公司未来主要经营业绩的影响
哈巴河新特	项目建设前期履行了相应用地程序，土地性质为国有建设用地，不涉及使用生态保护红线土地，后因国家规划调整（2017 年新疆地区划定生态保护红线）项目用地被划入生态保护红线。	项目处于运营阶段，2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.04%、0.03%，占比较小。	2022 年 8 月，《关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》明确“零星分布的已有水电、风电、光伏、海洋能设施，按照相关法律法规规定进行管理，严禁扩大现有规模与范围，项目到期后由建设单位负责做好生态修复”。鉴于哈巴河新特属于生态保护红线划定前已建风电项目，因此，依规可继续运营。	（1）2022 年 12 月，哈巴河县自然资源局出具证明，允许项目用地保持现有使用状态，办理不动产权证不存在重大法律障碍。 （2）2023 年 4 月，哈巴河县自然资源局出具证明，不会因前述建设用地事项给予行政处罚。	否	根据现行规定及主管部门意见，该项目可继续运营，该等用地情况不会对公司的未来主要经营业绩造成重大不利影响。
行特新能源	项目开发经理邢某（公司普通员工）在组织施工清表过程中，导致 14 户村民共计 43.84 亩农用地在未与村委会签订土地流转委托书的情况下被施工清表，邢某被公安机关立案调查。	项目处于运营阶段（5.5MW），2022 年其收入、毛利占公司相应财务指标的比例为 0.004%、-0.013%，占比较小	（1）行特新能源及时停工整改，除已并网发电并履行土地手续的 5.5MW 项目外，其他农用地上建设的光伏阵列全部拆除，并恢复土地原貌，该等土地已复耕。 （2）2023 年 2 月，河北省行唐县人民检察院出具《不起诉决定书》，决定对邢某不起诉。	2023 年 2 月，行唐县公安局上碑派出所出具《证明》，“经调查，行唐县行特新能源股份有限公司及其董事、监事、高级管理人员不涉及此案，无证据显示，新特新能源股份有限公司及其董事、监事、高级管理人员与此案有关，本因此案不会对前述公司/人员采取司法强制措施”。	否	行特新能源已完成整改，邢某案已有明确结论，且其财务指标占比较小，不会对公司未来主要经营业绩造成重大不利影响。

项目公司	基本情况	项目阶段/收入毛利	整改措施/合规论证	主管部门意见	是否可能被行政处罚或构成重大违法行为	用地瑕疵对公司未来主要经营业绩的影响
				施或因涉嫌犯罪而进行立案侦查或移送起诉。”		

【中介机构核查情况】

一、核查程序

（一）申报会计师实施了以下核查程序：

访谈发行人、保荐机构及发行人律师，了解发行人存在用地瑕疵项目的情况，并分析其对发行人财务报表可能产生的影响。

二、核查结论

（一）经核查，申报会计师认为：

截至本回复出具日，发行人部分电站项目曾存在用地瑕疵，现已整改或转让，或依据相关法律法规及主管部门确认，相关用地情况符合现行法律法规的规定，不存在构成重大违法行为或者会被行政处罚的瑕疵用地情形，因此不会对发行人经营业绩产生影响。前期存在用地瑕疵的项目对公司总资产、净资产、营业收入、净利润等财务指标影响较小。

问题 6、关于销售费用

根据申报材料：（1）公司销售费用率高于同行业可比公司，少量电站建设项目存在应履行招投标而未履行的情形。2020 年、2021 年，销售费用中咨询费分别约为 1 亿元，同行业公司未见类似大额支出，部分供应商存在规模较小、成立时间较短、已注销等情形，如 2021 年第一大供应商宁源新能，发行人向其支付咨询费 1,079.92 万元，服务内容为项目开发信息的获取、资源信息评估、核准、电力接入批复获取等，该公司实缴资本、参保人数均为 0；（2）2019-2022 年，公司销售费用中项目前期费用分别为 0.32 亿元、1.56 亿元、2.58 亿元和 1.59 亿元，包含项目在开发周期（项目立项完成审批之日起至获得项目的建设指标或者公司终止该项目）内未获取指标情形下的前期费用。

请发行人说明：（1）主要咨询费对应的项目情况，包括客户、收入、毛利、业务获取方式及其合规性等，各类异常供应商的具体情况，发行人向其采购服务的原因及合理性。发行人采购金额占咨询费主要供应商的收入比重，采购的

具体内容、对应的金额及是否与发行人及供应商业务匹配。支付大额咨询费是否符合行业惯例，资金的最终去向，是否涉及商业贿赂或其他利益输送等情形；

(2) 公司项目前期费用在各阶段的归集科目、结转方式，对应的主要项目开发周期、内控流程及实际执行情况，与平均开发周期差异较大的具体情况及原因，是否存在通过随意确定开发周期调节损益的情形。请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见，请发行人律师对(1)核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

6-1 主要咨询费对应的项目情况，包括客户、收入、毛利、业务获取方式及其合规性等，各类异常供应商的具体情况，发行人向其采购服务的原因及合理性。发行人采购金额占咨询费主要供应商的收入比重，采购的具体内容、对应的金额及是否与发行人及供应商业务匹配。支付大额咨询费是否符合行业惯例，资金的最终去向，是否涉及商业贿赂或其他利益输送等情形

一、项目前期费用中主要咨询费对应的项目情况，包括客户、收入、毛利，采购的具体内容、金额以及占咨询费主要供应商的收入比重

(一) 项目前期费用中主要咨询费情况

2019 年至 2022 年，公司项目前期费用中咨询费金额分别为 622.49 万元、6,784.95 万元、6,750.26 万元、2,833.21 万元，其中：2020 年和 2021 年前期费用中咨询费金额较大，主要原因系 2020 年以前年度公司开发区域较广，拟开发的电站项目较多，相关费用发生较多，根据公司电站开发项目前期费用的核算原则在 2020 年、2021 年进行费用化的金额较大所致。2020 年以来，随着平价上网政策的逐步实施，公司加强了开发业务管理，聚焦开发区域，项目前期咨询费得以降低。

2019 年至 2022 年，主要咨询服务商所涉及的金额分别为 329.01 万元、3,742.69 万元、3,567.98 万元和 1,491.50 万元，占项目前期费用咨询费总额的比例分别为 52.85%、55.16%、52.86%和 52.67%，具体情况如下：

1、2022 年主要咨询费对应的项目情况

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费（万元）	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
1	山西顺道瑞斯新能源科技有限公司	山西省吕梁市交口县60MW分散式风电项目	项目前期支持性文件如用地预审、环评、电力接入、项目核准等涉及的相关申报材料编制和上报等	226.42	7.99%	30%左右
2	山东电力工程咨询院有限公司	山东省临沂市临沭县100MW风电项目（一期50MW）（项目按当地要求配备储能，公司计划了山东烟台和新特两个储能项目）	储能项目可行性研究、储能项目电力接入报告编制等	110.94	3.92%	1%以内
		衡水市景县50兆瓦农光互补光伏发电项目	编制项目初步设计方案	33.96	1.20%	
3	山东百萨特新能源科技有限公司	山东省临沂市临沭县100MW风电项目（一期50MW）	电网接入等项目支持性文件涉及的申报材料编制和组卷上报	141.51	4.99%	1%以内
4	北京禾谷有道科技有限公司	衡水市景县50兆瓦农光互补光伏发电项目	电力接入系统咨询服务、推荐具有当地项目经验的电力接入报告编制单位，协助编制项目电力接入报告等	125.00	4.41%	1%左右
5	安徽诚创工程咨询有限公司	茂名市电白区霞洞镇80MW光伏发电项目	社会稳定性评价分析，编制项目社会稳定性评价报告；编制水土保持方案报告等	82.36	2.91%	1%左右
6	南京瑞为电力科技有限公司	连云港东海新瑞一期风电项目	项目可研报告编制	33.40	1.18%	1%左右
		连云港东海新瑞二期风电项目		33.40	1.18%	
7	湛江市深蓝环保工程有限公司	茂名市电白区霞洞镇80MW光伏发电项目	编制项目防洪影响评价、水土保持方案咨询等	66.64	2.35%	约3%
8	广东海业岩土工程有限公司	茂名市电白区霞洞镇80MW光伏发电项目	岩土工程勘察	61.32	2.16%	约1.5%
9	广东广能电力设计院有限公司	茂名市电白区霞洞镇80MW光伏发电项目	项目外线设计及接入系统方案设计	59.43	2.10%	约2.5%
10	新疆金土地测绘工程有限公司奇台县分公司	木垒大石头第九风场300MW风力发电项目	风电场区地形测绘	17.94	0.63%	6%左右
		木垒大石头第七风场300MW风力发电项目		17.48	0.62%	
		木垒大石头第六风场300MW风力发电项目		17.24	0.61%	
11	山西陆毓工程勘察设计咨询有限公司	山西省吕梁市交口县60MW分散式风电项目	勘测定界；土地预审及土地规划调整批复涉及的相关报告编制	45.28	1.60%	2.5%左右
12	湖南经研电力设计有限公司	湖南省衡阳市祁东县一期200MW复合式光伏发电项目（包括祁东县青云100MW光伏项目、祁东县过水坪100MW光伏项目）	消纳报告编制	44.91	1.59%	1%以内
13	河北筑能工程技术有限公司	河北省衡水市故城县军屯镇100MW农光互补光伏发电项目	接入系统报告、电能质量报告编制及电力接入批复相关申报材料编制	42.45	1.50%	1%左右
14	贵州鹏驰电力工程有限公司	贵州省贵定县岩下200MW光伏电站	电力消纳及送出报告和接入系统报告编制	39.62	1.40%	3%以内
15	河北港湾电力技术有限公司	衡水市景县50兆瓦农光互补光伏发电项目	接入系统报告及电能质量报告编制	37.74	1.33%	2%以内

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费（万元）	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
16	中国建筑材料工业地质勘查中心广东总队	茂名市电白区霞洞镇 80MW 光伏发电项目	项目地质灾害危险性评估报告编制	37.69	1.33%	2%左右
17	中地宝联（北京）国土资源勘查技术开发集团有限公司	山东省临沂市临沭县 100MW 风电项目（一期 50MW）	编制压覆矿产评估报告、地质灾害评估报告编制	37.55	1.33%	0.1%以内
18	元工电力技术有限公司	山西省忻州市繁峙县 200MW 光储一体化项目	编制项目可行性研究报告	37.26	1.32%	2%以内
19	临沂邦信规划设计有限公司	山东省临沂市临沭县 100MW 风电项目（一期 50MW）	鸟类主要迁徙通道及迁徙地影响评价报告编制	37.03	1.31%	2%以内
20	衡水百益测绘服务有限公司	河北省衡水市故城县军屯镇 100MW 农光互补光伏发电项目	项目用地勘测定界、土地预审申请报告咨询	35.64	1.26%	4%左右
21	河南省新概念勘测规划有限公司	漯河市源汇区 150MW 风电项目	编制风机点位优化方案并协助方案上报	17.55	0.62%	2.5%左右
		河南省漯河市召陵区 100MW 风电项目		17.55	0.62%	
22	铁汉环保集团有限公司	茂名市电白区霞洞镇 80MW 光伏发电项目	编制环评报告、协助办理环评报批	34.19	1.21%	0.2%以内
合计				1,491.50	52.67%	-

上述项目中，项目获取方式均为自主申报方式，除湖南省衡阳市祁东县一期 200MW 复合式光伏发电项目、贵州省贵定县岩下 200MW 光伏电站取得备案外，其余项目在开发周期内未能取得核准或备案，根据公司内控制度进行费用化处理。以上项目均未出售，不涉及项目出售的客户、收入及毛利。

2、2021 年主要咨询费对应的项目情况

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费（万元）	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
1	陕西宁源新能源科技有限公司	府谷庙沟门 50MW 风电项目	协助获取项目开发信息、资源信息评估；项目核准、电力接入等项目前期支持性文件相关的申报材料编制和上报等	1,079.92	16.00%	23%左右
2	湖南新阳电力工程发展有限公司	江西省九江市瑞昌横立山 100MW 风电项目	编制项目可行性研究报告；项目风机点位选址服务；协助完成项目前期支持性文件相关的申报材料编制和组卷上报等	594.00	8.80%	5%以内
		江西省九江瑞昌市和平山 47.5MW 风电项目		475.00	7.04%	
3	水电水利规划设计总院	固阳县风茂发电有限责任公司 100 万 KW 风光互补 500MW 光伏项目	编制项目可研报告、编制项目电力接入报告和消纳分析、项目地形测绘、项目初步勘测和微观选址	349.06	5.17%	0.4%左右
4	山西元工电力工程设计有限公司	山西省运城市垣曲县英言镇 460MW 光伏项目	项目可行性研究报告编制	65.00	0.96%	2%以内

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费（万元）	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
		山西省临汾市安泽县良马乡、马壁乡 200MW 平价光伏项目	可行性研究报告编制、技术咨询	75.30	1.12%	
		山西省运城市闻喜县 200MW 光伏项目	编制项目电力接入方案报告	28.30	0.42%	
		山西省运城市垣曲县历山镇 200MW 平价光伏项目		28.30	0.42%	
		山西省晋城市沁水县 100MW 光伏项目		28.30	0.42%	
5	电力规划总院有限公司	特变电工土默特右旗源网荷储一体化项目	编制源网荷储一体化项目实施方案	188.68	2.80%	0.1%以内
6	郑州茗烁文化传播有限公司	淮阳县 26MW 分散式风电项目	项目投资开发信息的收集；协助公司与当地政府签订投资合作协议；协助公司办理项目前期手续和工程报建等。	178.22	2.64%	10%左右
7	宁波恒竞智能装备有限公司	江西省九江市瑞昌横立山 100MW 风电项目	电容式电压互感器设计及可靠性分析；编制风电布局优化及可靠性设计方案	140.00	2.07%	4%左右
8	湖南振鑫电力建设有限公司	淮阳县 26MW 分散式风电项目	组合式箱式变电站设计及可靠性分析	80.19	1.19%	2%以内
		江西瑞昌二期 48MW 分散式风电项目		56.50	0.84%	
9	江西腾达电力设计院有限公司	遂川县轿子顶 50MW 风电项目	消纳评估报告编制	14.15	0.21%	2%以内
		江西省九江市瑞昌横立山 66MW 风电项目	接入系统设计、电能质量分析、消纳评估报告编制	51.89	0.77%	
		遂川县轿子顶 40MW 分散式风电项目	接入系统设计、电能质量分析	47.17	0.70%	
10	重庆恒申达工程造价咨询有限公司	重庆市巫山县福田镇 100MW 风电项目	项目接入系统方案咨询、电力接入系统咨询、编制消纳分析报告、协助项目申报	44.00	0.65%	2%以内
		重庆市奉节县草堂镇 70MW 风电项目		44.00	0.65%	
合计				3,567.98	52.86%	-

上述项目中，项目获取方式均为自主申报方式，除江西省九江市瑞昌横立山 100MW 风电项目外，其余项目在开发周期内未能取得核准、备案或者其他批复文件，根据公司制度进行费用化处理，不涉及项目出售的客户、收入及毛利。江西省九江市瑞昌横立山 100MW 风电项目 2022 年已转让给广东昇晖能源有限公司，实现收入 6,065.09 万元、毛利 3,522.37 万元。

3、2020 年主要咨询费对应的项目情况

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费（万元）	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
----	-------	---------	---------	-----------	----------------------	------------

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费(万元)	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
1	上海众邕企业管理咨询中心	右玉县李达窑乡 50MW 风电项目	项目用地预审、项目可行性研究、压覆矿、核准、环评、风场区域内测风数据、水土保持方案、地质灾害危险性评估、安全预评价、林业勘察报告、文物影响评价、社会稳定风险评估等项目前期批复文件涉及的相关申报材料编制和组卷上报; 电网接入系统设计和电能质量分析等	349.06	5.14%	注
		阳城县恒瑞能源有限公司 50MW 风电项目		235.85	3.48%	
2	北京三叶瑞风能源科技有限公司	河北省邢台市隆尧县 200MW 风电项目	编制项目林业勘察报告、风电环评报告等, 协助完成项目所需的前期支持性文件涉及的相关申报材料编制和组卷上报	561.32	8.27%	小于 4%
3	上海数绿企业管理事务所	阳城县恒瑞能源有限公司 50MW 风电项目	编制和取得项目土地利用现状图, 组织专家协助项目选址, 组织行业专家对项目环评报告进行评审, 协助办理核准、建设用地预审、水保批复涉及的申报材料编制和组卷上报	471.70	6.95%	小于 5%
4	浙江正泰太阳能科技有限公司	-	根据国家和浙江省的光伏电站政策, 依托正泰产业资源优势, 对浙江光伏电站进行全面分析	352.18	5.19%	0.1%以内
5	河南香山山东盛科技有限公司	河南交建卫东区 20 兆分散式风电项目	项目资源情况评估分析; 协助编制开发协议, 并就协议内容参与指导与主管部门沟通; 项目前期支持性文件相关的申报材料编制和组卷上报等	320.39	4.72%	7%左右
6	河南浩进工程管理有限公司	河南省郑州新郑市 50MW 风力发电项目	项目投资开发信息的收集; 协助公司与当地政府签订投资合作协议; 协助完成项目核准、电网接入所需资料的上报; 项目土地预审、环评等前期支持性文件涉及的申报材料编制和上报等	319.24	4.71%	70%左右
7	河南林博节能工程技术咨询服务有限公司	河南交建舞钢 30MW 分散式风电项目、河南交建卫东区 20 兆分散式风电项目	提供项目节能评估报告、风资源分析服务; 项目风机点位选址服务; 项目前期支持性文件相关的申报材料编制和组卷上报等	262.14	3.87%	6%左右
8	平顶山市盛氏商贸有限公司	河南交建舞钢 30MW 分散式风电项目、河南交建卫东区 20MW 分散式风电项目	项目资源情况评估分析; 协助项目前期支持性文件涉及的申报材料组卷上报等	213.59	3.15%	8%左右
9	成都融汇睿能电力设备有限公司	广西桂林市兴安县白石 150MW 风电项目	项目可行性研究, 协助编制开发协议, 并就协议内容参与和主管部门沟通, 协助完成项目申报材料编制和组卷上报等	194.17	2.86%	40%左右
10	北京市金杜律师事务所	甘泉下寺湾风电场工程项目、乌克兰 NBT 阿宗文 42.5MW 风电 EPC 项目、土耳其 17MW 项目	项目法律咨询服务	155.70	2.30%	注
11	广东汇丰综合能源有限公司	高州市石仔岭 50MW 渔光互补光伏发电项目	项目电力接入系统咨询、项目环评咨询、水土保持方案咨询、项目用地勘测定界咨询等	132.08	1.95%	50%以内

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费(万元)	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
12	南昌绿荣农林科技有限公司	江西省抚州市宜黄神岗 100MW 风电项目	接受宜黄县林业局和公司委托,开展自然保护区外业宏观调查、提出保护区功能区调整方案;编制自然保护区科学调查综合报告、自然保护区调整影响论证报告等	93.20	1.37%	12%左右
13	湖南振鑫电力建设有限公司	河南省驻马店市西平县 19.8MW 分散式风电项目	组合式箱式变电站设计及可靠性分析	82.08	1.21%	1%以内
合计				3,742.69	55.16%	-

注: 咨询服务商未提供相关咨询费占其收入的比例。

上述项目中, 项目获取方式均为自主申报方式, 除甘泉下寺湾风电场工程项目外, 其余项目在开发周期内未能取得核准或备案, 根据公司制度进行费用化处理, 以上项目均未出售, 不涉及项目出售的客户、收入及毛利。

4、2019 年主要咨询费对应的项目情况

序号	咨询服务商	涉及的电站项目	采购的主要服务	咨询服务费(万元)	占当期“项目前期费用—咨询费”总额的比例	占该服务商收入的比重
1	沈阳丰地国土科技服务中心	辽宁省阜新市彰武县哈尔套镇 50MW 风电项目、彰武县平安 50MW 风电项目	项目地形图测绘、建设用地勘测定界, 编制和出具项目地形图	92.57	14.87%	5%左右
2	水利水电规划设计总院	内蒙古二连浩特可再生能源微电网 170MW 风电示范项目	对二连浩特可再生能源微电网示范项目正镶白旗集群项目实施技术方案进行技术评审	59.43	9.55%	0.1%以内
3	内蒙古国威土地服务有限公司	内蒙古二连浩特可再生能源微电网 170MW 风电示范项目	项目用地勘测定界, 完成项目地形测绘、组织项目用地预审报批材料等	54.04	8.68%	5%左右
4	郑辉	青海省海东市化隆县 20MW 并网光伏发电项目	协助完成分户土地流转及征地服务, 协助完成项目选址	48.44	7.78%	不适用
5	辽宁昌鑫环境工程咨询有限公司	辽宁省阜新市彰武县平安镇 50 兆瓦风电项目	项目环评报告编制	37.74	6.06%	5%左右
6	中国能源建设集团新疆电力设计院有限公司	布尔津县 150MW 风电项目	项目接入系统设计及报告编制	36.79	5.91%	0.1%以内
合计				329.01	52.85%	-

上述项目中, 项目获取方式均为自主申报方式, 除内蒙古二连浩特可再生能源微电网 170MW 风电示范项目外, 其余项目在开发周期内未能取得核准或备案, 根据公司制度进行费用化处理, 以上项目均未出售, 不涉及项目出售的客户、收入及毛利。

公司向上述咨询服务供应商采购的内容属于公司项目开发过程中的正常采购，供应商提供的各类服务属于供应商的经营业务范围内，与供应商的业务相匹配。

（二）各类异常供应商的具体情况，发行人向其采购服务的原因及合理性

1、各类异常供应商的具体情况

根据网络查询公开资料显示（如天眼查、企查查），上述主要咨询供应商中，部分供应商存在规模较小（注册资本 100 万元以下）、未实缴资本、成立时间较短（在报告期内成立）、未显示参保人数或报告期内已注销等情况，具体情况如下：

序号	企业名称	成立日期	注册资本 (万元)	实缴资本 (万元)	注册地址	参保人数(人)	主要经营范围
1	河北港湾电力技术有限公司	2016-06-13	5,100	-	河北省石家庄市	34	一般项目：技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；新能源原动设备销售等。许可项目：建设工程设计；建设工程施工（除核电站建设经营、民用机场建设）。
2	衡水百益测绘服务有限公司	2013-06-13	60	60	河北省衡水市	5	一般项目：地理遥感信息服务；工程管理服务；土地整治服务；土地调查评估服务；地质灾害治理服务；基础地质勘查；社会调查（不含涉外调查）；规划设计管理；信息技术咨询服务；社会稳定风险评估。许可项目：测绘服务。
3	北京三叶瑞风能源科技有限公司	2014-05-26	5,000	30.70	北京市	-	技术咨询、技术服务、技术开发、技术转让;软件开发;销售计算机、软件及辅助设备、电子产品、仪器仪表、机电设备、金属材料;经济信息咨询（不含中介服务）;太阳能发电;风力发电。
4	北京禾谷有道科技有限公司	2020-08-27	500	-	北京市	2	技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务等。
5	南京瑞为电力科技有限公司	2017-09-14	100	-	江苏省南京市	1	电力技术、电力设备、软件技术研发、技术咨询；电力工程设计、施工；新能源产品、电站设备、节能环保设备、工业设备设计、销售、安装、技术服务；工程项目管理等。
6	临沂邦信规划设计有限公司	2017-05-31	200	-	山东省临沂市	13	一般项目:生态资源监测;规划设计管理;自然生态系统保护管理;园林绿化工程施工;工程管理服务。许可项目:测绘服务;建设工程勘察;建设工程设计;司法鉴定服务;国土空间规划编制等。
7	陕西宁源新能源科技有限公司	2017-04-10	1,000	-	陕西省西安市	-	金属材料、机电产品（小轿车除外）、建筑材料、化工产品（不含易燃易爆易制毒危险品）、机械设备、劳保用品的销售;机械加工;光伏太阳能产品的销售及技术开发、咨询;地理信息工程技术服务、摄影测量与遥感、数据处理技术服务、地籍测绘;建筑施工、市政公用工程电力施工总承包;机电设备、金属门窗的安装;体育场设施、输变电设备、电线电缆的安装、检修、维护和调试;输变电工程高低压配电设备的销售及安装;电力技术咨询服务及综合排障;电力工程的设计、施工及技术咨询;系统内职员工培训;风力发电场开发建设、经营管理、咨询、工程技术服务、运行及技术服务等。
8	郑州茗烁文化传播有限公司	2015-11-09	50	-	河南省郑州市	-	文化艺术交流策划、企业营销策划、企业形象策划；企业管理咨询；会议服务、展览展示服务；设计、制作、代理发布国内广告业务。
9	宁波恒竞智能装备有限公司（已注销）	2019-02-12	100	-	浙江省宁波市	-	智能装备、工业自动化系统、电子产品、电子设备及配件、机电设备及配件、仪器仪表、软件的研发、销售、技术服务、技术咨询、技术转让等。

序号	企业名称	成立日期	注册资本 (万元)	实缴资本 (万元)	注册地址	参保人数(人)	主要经营范围
10	上海众邕企业管理咨询中心（有限合伙）	2018-08-09	100		上海市	-	企业管理咨询，财务咨询，法律咨询，建设工程项目管理咨询等。
11	上海数绿企业管理事务所	2018-09-19	100	100	上海市	-	企业管理咨询，商务信息咨询，从事计算机信息科技、智能科技、新能源科技专业领域内技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务等。
12	河南香山东盛科技有限公司	2015-10-19	350	80.47	河南省平顶山市	-	软件开发,互联网信息服务;信息系统集成服务;节能工程技术咨询服务;新能源技术开发、转让、推广、咨询服务;光伏发电技术推广、技术咨询服务;风力发电项目设计、技术咨询服务等。
13	河南浩进工程管理有限公司	2014-09-18	3,500	-	河南省郑州市	-	工程造价咨询、工程招标代理、工程技术服务。
14	河南林博节能工程技术咨询有限公司	2016-12-12	500	-	河南省平顶山市	-	新能源项目规划服务、技术咨询服务；节能工程技术咨询服务；新能源技术开发、转让、推广、咨询服务；风力发电项目设计服务、技术咨询服务；光伏发电技术推广、技术咨询服务。
15	平顶山市盛氏商贸有限公司	2011-04-13	498	498	河南省平顶山市	-	一般项目：五金产品零售；建筑材料销售；电线、电缆经营；风电场相关装备销售；配电开关控制设备销售；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；工程技术服务（规划管理、勘察、设计、监理除外）；风力发电技术服务；工程管理服务。
16	广东汇丰综合能源有限公司	2016-12-19	2,000	-	广东省珠海市	3	一般项目：储能技术服务；太阳能发电技术服务；发电技术服务；合同能源管理；电力行业高效节能技术研发；节能管理服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；光伏设备及元器件销售；光伏发电设备租赁；在线能源监测技术研发；风力发电技术服务；风力发电机组及零部件销售。许可项目：输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；建设工程施工。
17	成都融汇睿能电力设备有限公司	2015-04-15	300	-	四川省成都市	-	一般项目：电力设施器材销售；电力行业高效节能技术研发；电力电子元器件销售；电力测功电机销售；先进电力电子装置销售；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；信息技术咨询服务等。许可项目：输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；电气安装服务；建设工程施工；建设工程设计。

如上表所示，公开信息显示部分供应商未实缴资本、无参保人员等情形。经对供应商的访谈了解或取得供应商确认，主要原因系基于其自身发展和资金需求，股东暂未实缴注册资本，实际员工人数与公开查询信息存在差异所致。

公司与上述供应商的合作及咨询费用的支付时间主要是在 2020 年以前，根据公司电站开发项目前期费用的核算原则在报告期各年进行费用化处理，具体如下：

序号	企业名称	计入项目前期费用的时间			费用支付时间
		2022 年	2021 年	2020 年	
1	河北港湾电力技术有限公司	37.74	-	-	2022 年
2	衡水百益测绘服务有限公司	35.64	-	-	2022 年
3	北京三叶瑞风能源科技有限公司	-	-	561.32	2017 年
4	北京禾谷有道科技有限公司	125.00	-	-	2021 年
5	南京瑞为电力科技有限公司	66.80	-	-	2020 年
6	临沂邦信规划设计有限公司	37.03	-	-	2022 年
7	陕西宁源新能源科技有限公司	-	1,079.92	-	2018 年
8	郑州茗烁文化传播有限公司	-	178.22	-	2021 年支付 140 万元、 2020 年支付 40 万元
9	宁波恒竞智能装备有限公司		140.00	-	2019 年
10	上海众邕企业管理咨询中心(有限合伙)	-	-	584.91	2018 年
11	上海数绿企业管理事务所	-	-	471.70	2019 年
12	河南香山东盛科技有限公司	-	-	320.39	2018 年
13	河南浩进工程管理有限公司	-	-	319.24	2019 年支付 50 万元、2021 年支付 273 万元
14	河南林博节能工程技术咨询服务 有限公司	-	-	262.13	2018 年
15	平顶山市盛氏商贸有限公司	-	-	213.59	2018 年
16	广东汇丰综合能源有限公司	-	-	132.08	2019 年
17	成都融汇睿能电力设备有限公司	-	-	194.17	2017 年
合计		302.21	1,398.14	3,059.53	-
占当期项目前期费用总额的比例		1.91%	5.42%	19.60%	-

由上表可知，2020 年至 2022 年对涉及上述供应商的费用化金额分别为 3,059.53 万元、1,398.14 万元、302.21 万元，占报告期各期项目前期费用总额的比例分别为 19.60%、5.42%、1.91%。上述供应商为公司提供电站前期开发过程中的专业咨询服务，主要系轻资产企业，暂未实缴资本不会影响供应商的正常经

营，并配备了与其业务规模相当的人力资源，能够保证业务的正常运行。

在电站项目前期开发阶段和待建阶段，公司对于电站前期开发支出先在“存货-开发成本”中归集，在开发过程中若出现超过开发周期未取得备案或核准、项目已不具备开发价值等情形（具体情况详见本题回复之“6-2、一、项目前期费用在各阶段的归集科目、结转方式及内控流程”），公司则将前期归集的开发成本进行费用化处理，结转计入“销售费用—项目前期费用”。因此，项目前期费用支付与确认时点存在差异，符合公司业务实际情况，具有合理性。

2、发行人向异常供应商采购服务的原因及合理性

公司基于供应商的业务范围、项目经验等原因选择与其合作具有合理性，具体分析如下：

序号	供应商名称	与该供应商交易的合理性
1	河北港湾电力技术有限公司	该供应商专业从事可行性研究、电能质量报告等文件编制工作，拥有光伏、风电技术专利十余项，专业技术过硬，为华能、大唐、三峡等企业的项目接入报告服务，例如三峡新能源故城县有限公司 100 兆瓦农光互补光伏发电项目接入报告、华能深州 100 兆瓦农光互补光伏发电项目接入报告、华能枣强 100MW 农光互补光伏发电项目接入报告。公司进入河北开发市场，为提高项目成功率，通过协商谈判选择了该供应商。
2	衡水百益测绘服务有限公司	该供应商配备了风光资源评估、测绘、造价等多个专业方面的人员，熟悉新能源土地报审相关政策，为新能源行业公司提供测绘、地勘、土地预审等服务。公司进入河北开发市场，为提高项目成功率，通过协商谈判选择了该供应商。
3	北京三叶瑞风能源科技有限公司	该供应商管理团队为电力行业的专业人员，熟悉新能源行业政策，拥有丰富的光伏、风电项目开发经验和项目资源，为新能源行业公司提供编制项目建议书及项目申报材料、组卷报批等服务。该供应商在河北省新能源项目开发方面业绩突出，2015 年成功完成邢台市约 200MW 光伏发电项目报批。公司进入河北开发市场，为提高项目成功率，通过协商谈判选择了该供应商。
4	北京禾谷有道科技有限公司	该供应商在河北地区有成熟业务市场，熟悉河北省新能源政策，拥有丰富的光伏、风电项目开发经验和项目资源，为新能源行业公司提供预可研、电力接入报告编制服务。先后完成了故城俊能 50 兆瓦光伏项目、丰宁大滩新隆 60 兆瓦风电场项目预可研编制服务。公司进入河北开发市场，为提高项目成功率，通过协商谈判选择了该供应商。
5	南京瑞为电力科技有限公司	该供应商拥有测绘、造价、风光资源评估等多个专业方向的人员，熟悉连云港当地项目开发，为公司连云港东海项目在前期选址、环评、稳评工作方面提供了相关指

		导，故选择该供应商负责项目可研报告的编制。
6	临沂邦信规划设计有限公司	该供应商为专业规划设计单位，曾编制《华能兰陵风电场二期 100MW 项目鸟类主要迁徙通道及迁徙地影响报告》《华能平邑郑城风电场二期 100MW 项目鸟类主要迁徙通道及迁徙地影响报告》《华能平邑白彦风电场二期 100MW 项目鸟类主要迁徙通道及迁徙地影响报告》等报告编制，熟悉山东临沂当地政策要求，项目经验丰富，符合公司供应商选取要求，通过协商谈判确定为供应商。
7	陕西宁源新能源科技有限公司	该供应商管理团队具备完整的风电项目开发、建设经验，熟悉陕西省以及府谷县新能源发展规划、项目申报流程，熟悉陕西省及府谷县土地发展规划、用地政策，熟悉国土、林业、环保、电网等部门的工作流程及要求，能协助办理项目前期各项支持性文件，故公司通过协商谈判选择了该供应商。 该供应商此后也成功获取了府谷宁源碛塬 48MW 分散式风电项目等项目。
8	郑州茗烁文化传播有限公司	该供应商主营文化艺术交流策划、企业营销策划、企业形象策划、企业管理咨询、展览展示服务、设计等业务。2012 年，淮阳县入选“全国首批旅游标准化示范县区”，当地政府规划将淮阳打造成为全国知名的文化旅游目的地、河南省东南部旅游中心、河南省重要的休闲度假旅游区，该供应商在淮阳积累了丰富的信息资源，了解当地发展规划、风光资源情况以及旅游生态景点红线区，有助于风电项目选址以避免文旅红线等限制，故通过协商谈判选择了该供应商。
9	宁波恒竞智能装备有限公司	该供应商主要为客户提供风电行业、家电行业、智能装备行业产品开发过程中的专业研发与技术咨询服务，具备风电产品机器零部件设计、风电产品模拟分析、风电场址整体模拟分析的能力。该供应商对海拔 700-900 米的山地风电项目的风机设备可靠性分析及风电场的选址布局经验丰富，熟悉横立山地区的地形地貌，有助于公司在当地开发项目，故选择该供应商在瑞昌横立山 100MW 风电项目开展合作。
10	上海众邕企业管理咨询中心（有限合伙）	该供应商新能源业务负责人为电力行业专业人员，熟悉新能源行业政策，拥有丰富的光伏、风电项目开发经验和项目资源。公司为提高市场占有率，获取更多新能源开发资源，在右玉县李达窑乡 50MW 风电项目、阳城县恒瑞能源有限公司 50MW 风电项目选择与其合作。
11	上海数绿企业管理事务所	该供应商新能源业务负责人为电力行业专业人员，项目开发经验丰富，熟悉项目前期选址、发电量测算、概算编制、电网接入规划等工作流程及要求，公司为了在山西市场取得更多突破，在阳城县恒瑞能源有限公司 50MW 风电项目选择与其合作。
12	河南香山东盛科技有限公司	该供应商专业从事新能源项目技术咨询服务、风资源分析和选址工作、前期支持性文件办理工作，在当地先后参与多个项目的前期资料编制、前期初步设计、项目组织申报等工作。公司为开拓河南区域新能源项目，经推荐谈判后确定为合作单位。
13	河南浩进工程管理有限公司	该供应商在为客户提供从工程规划、项目设计、招投标

		服务、工程检测、工程专业施工、工程监理、合同能源管理、新能源项目咨询等领域经验丰富，在河南新郑、中牟、安徽亳州、阜阳等承接过多个风电项目的工程服务业务。凭借其在新郑市区域内的业务经验，有助于增强公司在该地区的开发业务能力，故选择该供应商在新郑市 50MW 风力发电项目开展合作。
14	河南林博节能工程技术咨询服务	该供应商专业从事新能源项目技术咨询服务、项目前期支持性文件办理工作，公司为开拓平顶山市场，经推荐谈判后确定为合作单位。
15	平顶山市盛氏商贸有限公司	该供应商从事信息咨询评估、项目前期支持性文件办理等服务，在平顶山地区新能源行业有较多开发经验，熟悉对接政府机构和电网的工作要求。公司为拓展平顶山市场，经推荐谈判后确定为合作单位。
16	广东汇丰综合能源有限公司	该供应商拥有丰富的光伏项目开发经验和项目资源，在广东省高州市、江门市、鹤山市等地都有项目公司投资，推进开展新能源项目业务，公司为拓展广东地区市场，结合供应商项目资源、开发经验、当地企业等优势条件，选择该供应商开展合作。
17	成都融汇睿能电力设备有限公司	该供应商为知名品牌（ABB, Megger, Omicron, EA 等）代理高压实验、变压器组件等电力设备，广西是其重要的销售市场之一，为多个项目供货，积累大量新能源电站相关的客户资源，并且对当地的风光资源、政策及动态较熟悉。公司为拓展广西地区市场，选择在桂林市兴安白石 150MW 风电项目与该供应商开展合作。

近年来公司进一步细化了对供应商的选择标准，对供应商的要求进一步严格，已逐步减少对异常情况供应商的采购。

二、除项目前期费用中的咨询费以外的其他咨询费情况

除项目前期费用中的咨询费以外，公司“销售费用-咨询费”还核算咨询费，其服务内容主要系公司的逆变器、SVG 等产品发生的推广服务费、相关法律尽职调查及咨询服务费、公司境外子公司相关的财税咨询等服务费用、新能源行业政策及风光资源开发相关的咨询顾问费等，不属于公司电站开发的项目前期费用。项目前期费用中的咨询费与开发的具体电站项目直接相关，而“销售费用-咨询费”不归属于开发的具体电站项目或不属于电站前期开发业务的咨询费用。

2019 年至 2022 年，除“销售费用—项目前期费用—咨询费”中列示的咨询费外，公司在“销售费用—咨询费”列报的咨询费金额分别为 1,542.92 万元、2,838.77 万元、2,675.61 万元和 1,029.00 万元，其中：主要咨询服务商所涉及的金額分别为 852.54 万元、1,538.15 万元、1,490.37 万元和 641.38 万元，占“销售费用—咨询费”总额的比例分别为 55.26%、54.18%、55.72%和 62.33%，具体情

况如下:

(1) 2022 年“销售费用—咨询费”的主要咨询费情况

序号	咨询服务商	采购的主要服务	咨询服务费 金额(万元)	占当期“销售 费用-咨询费” 的比例
1	西安霖飞信息科技有限公司	逆变器、SVG 等产品推广 服务	159.71	15.52%
2	武汉北香格商贸有限公司	逆变器、SVG 等产品推广 服务	90.46	8.79%
3	湖南经研电力设计有限公司	湖南地区开发策略咨询	73.77	7.17%
4	Avega Netherlands B.V.	财税、商务等综合咨询服 务	60.99	5.93%
5	武汉微科恒创企业管理技 术有限公司	营销流程建设咨询	52.80	5.13%
6	安徽和信新能源科技有限 公司	逆变器、SVG 等产品推广 服务	50.00	4.86%
7	太原理工大学	微网规划设计与储能技术 咨询	47.17	4.58%
8	沈阳宜隆建筑工程有限公司	逆变器、SVG 等产品推广 服务	42.50	4.13%
9	抚州市东乡区德合电力市 场合作服务开发中心	逆变器、SVG 等产品推广 服务	32.76	3.18%
10	西安百川人力资源有限公 司	人力资源服务	31.22	3.03%
合计			641.38	62.33%

(2) 2021 年“销售费用—咨询费”的主要咨询费情况

序号	咨询服务商	采购的主要服务	咨询服务费 金额(万元)	占当期“销售 费用-咨询费” 的比例
1	南阳富达新能源集团有限 公司	电站建设项目前期支持性 文件编制咨询	380.00	14.20%
2	北京市嘉源律师事务所	尽职调查、法律咨询服务	179.14	6.70%
3	Avega Netherlands B.V.	财税、商务等综合咨询服 务	115.82	4.33%
4	沈阳春远建设工程有限公司	逆变器、SVG 等产品推广 服务	88.10	3.29%
5	武汉微科恒创企业管理技 术有限公司	营销流程建设咨询费	79.20	2.96%
6	内蒙古慧图勘测规划设计 有限责任公司	内蒙古地区风电、光伏竞 争性配置项目初步勘察和 地形图测绘专项技术咨询	69.81	2.61%
7	成都欣益华钢结构工程有 限公司	逆变器、SVG 等产品推广 服务	55.45	2.07%
8	电力规划总院有限公司	国家产业政策、行业发展	54.25	2.03%

序号	咨询服务商	采购的主要服务	咨询服务费 金额（万元）	占当期“销售 费用-咨询费” 的比例
		咨询顾问		
9	西安博茂建筑劳务有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	45.02	1.68%
10	抚州市东乡区德合电力市场合作服务开发中心	逆变器、SVG 等产品推广服务	41.94	1.57%
11	沈阳航诚科技有限责任公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	39.60	1.48%
12	北京宏星华亿科技有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	37.74	1.41%
13	AARK&Co LLP	尽职调查、法律咨询、税务代理、公司注册信息变更等综合咨询服务	36.05	1.35%
14	广西鑫环科技有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	34.65	1.30%
15	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	内蒙地区接入系统设计	33.96	1.27%
16	北京市君合律师事务所	尽职调查、法律咨询、公司注册信息变更等综合咨询服务	30.50	1.14%
17	青海金朗建筑劳务有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	29.81	1.11%
18	太原理工大学	微网规划设计与储能技术咨询	28.30	1.06%
19	宁夏辅德律师事务所	诉讼业务律师服务	28.30	1.06%
20	论衡智库(北京)顾问有限公司	包头地区投资可行性研究报告	27.72	1.04%
21	北京瑞智立诚科技有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	27.55	1.03%
22	武汉北香格商贸有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	27.46	1.03%
合计			1,490.37	55.72%

(3) 2020 年“销售费用—咨询费”的主要咨询费情况

序号	咨询服务商	采购的主要服务	咨询服务费 金额(万元)	占当期“销售 费用-咨询费” 的比例
1	外籍顾问	咨询顾问服务	287.47	10.13%
2	北京市中伦律师事务所	尽职调查、法律咨询等	160.12	5.64%
3	北京市君合律师事务所	尽职调查、法律咨询等	147.69	5.20%
4	新疆电力建设工程质量监督中心站	质量检测咨询	121.10	4.27%
5	上海市锦天城(深圳)律师事务所	尽职调查、法律咨询等	90.86	3.20%

序号	咨询服务商	采购的主要服务	咨询服务费 金额(万元)	占当期“销售 费用-咨询费” 的比例
6	水电水利规划设计总院	埃塞俄比亚可再生能源中长期供需发展规划和电价模型研究；海上风电行业区域市场战略布局研究课题	75.47	2.66%
7	Internationale Business Group NorthAfrica	财税、商务等综合咨询服务	68.35	2.41%
8	Avega Netherlands B.V.	财税、商务等综合咨询服务	64.10	2.26%
9	ENARA CAPITAL LIMITED	境外 EPC 项目咨询服务	60.83	2.14%
10	中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司	投标文件编制	56.60	1.99%
11	电力规划总院有限公司	国家产业政策、行业发展咨询顾问	54.25	1.91%
12	AARK & Co LLP	财税、商务等综合咨询服务	52.30	1.84%
13	山东欣民电力工程咨询有限公司	设计咨询服务	33.40	1.18%
14	北京观韬中茂(上海)律师事务所	诉讼业务律师服务	31.49	1.11%
15	北京德恒(乌鲁木齐)律师事务所	诉讼业务律师服务	30.73	1.08%
16	北京市嘉源律师事务所	尽职调查、法律咨询服务	30.66	1.08%
17	浙江阳光时代律师事务所	尽职调查、法律咨询服务	28.30	1.00%
18	DRT YEMINLI MALI MUSAVIRLIK VE BAGIMSIZ DENETIM A.S.	财税、商务等综合咨询服务	28.02	0.99%
19	北京瑞智立诚科技有限公司	逆变器、SVG 等产品推广服务	26.13	0.92%
20	Hassouna & Abou Ali Law Firm	财税、商务等综合咨询服务	20.22	0.71%
21	太原理工大学	微网规划设计与储能技术咨询	18.87	0.66%
22	RINA Consulting Limited	逆变器产品出口可融资性评级咨询	18.87	0.66%
23	Zedra(Hong Kong)Limited	财税、商务等综合咨询服务	18.20	0.64%
24	PRYOR CONSULTING SERVICES CHILE S.A.	财税、商务等综合咨询服务	14.12	0.50%
合计			1,538.15	54.18%

(4) 2019 年“销售费用—咨询费”的主要咨询费情况

序号	咨询服务商	采购的主要服务	咨询服务费 金额(万元)	占当期“销售 费用-咨询 费”的比例
1	外籍顾问	咨询顾问服务	142.19	9.22%
2	KPMG Financial Advisory Services (Australia) Pty Ltd	财税咨询顾问费	96.08	6.23%
3	北京天鑫汇信息服务有限公司	供应链融资咨询	93.35	6.05%
4	SUCCESS ENTERPRISE CO., LTD.	逆变器、SVG 等产品推 广服务	88.63	5.74%
5	中国电建集团西北勘测设 计研究院有限公司	投标文件编制费	84.91	5.50%
6	水电水利规划设计总院	海上风电产业政策、行 业发展咨询顾问	56.60	3.67%
7	中国电建集团河北省电力 勘测设计研究院有限公司	投标文件编制	47.17	3.06%
8	贵州海天时代科技有限公 司	逆变器、SVG 等产品推 广服务	35.00	2.27%
9	普华永道咨询(深圳)有限公 司北京分公司	财税咨询	32.23	2.09%
10	上海市锦天城(深圳)律师 事务所	尽职调查、法律咨询等 服务	24.74	1.60%
11	北京市中伦律师事务所	尽职调查、法律咨询等 服务	24.60	1.59%
12	POWER SYSTEMS CONSULTANTS ASIA PTE LTD	逆变器产品出口模型认 证	24.43	1.58%
13	抚州市东乡区德合电力市 场合作服务开发中心	逆变器、SVG 等产品推 广服务	21.40	1.39%
14	北京瑞科同创能源科技有 限公司	风能资源评估软件使用 费	21.23	1.38%
15	湖北省气象服务中心	湖北地区风能资源评估 咨询费	20.75	1.35%
16	浙江阳光时代律师事务所	尽职调查、法律咨询服 务	19.81	1.28%
17	内蒙古博联能源服务有限 公司	开发策略咨询	19.42	1.26%
合计			852.54	55.26%

由以上列表可知，2019 年至 2022 年，公司上述咨询业务的供应商主要为新能源行业相关的服务机构、律师事务所、勘测设计单位等，公司与上述咨询服务商之间交易金额总体较小，系销售业务活动中的正常费用支出，与实际经营业务匹配。

三、业务获取方式及其合规性，支付大额咨询费是否符合行业惯例、资金最终去向，是否涉及商业贿赂或其他利益输送等情况

（一）业务获取方式及其合规性

1、业务获取方式

对于风能、光伏电站项目的开发，公司通过项目自主申报和项目招投标两种方式进行项目获取。公司主要通过自主申报获取项目建设指标。

（1）项目自主申报

风能、光伏电站项目开发前，公司与地方政府、招商局或与其他公司合作，促成公司与地方政府就新能源项目开发达成一致意见后签订项目开发政企合作协议。地方政府许可公司开展相关工作后，公司进一步落实当地风光资源情况、电网接入空间及规模、可利用土地规模等并进行现场踏勘，排除生态红线、林地、压覆矿等用地红线后，编制可行性研究报告、环评报告等文件，向地方规划、国土、林业、发展和改革、安监、消防、环境、电网接入等主管部门提交请示文件，相关部门按国家政策要求对项目选址、建设用地、环评、接入等进行批复（即获取项目前期支持性文件）。

公司向地方发展改革部门上报或参与政府投标争取项目指标获取时，一般情况下项目申报需由县、市、省三级审核确认，由省级发展改革委组织或委托第三方机构根据评选标准进行优选确定，最终由省级发展改革委下发项目指标。

（2）项目招投标

项目招投标主要为根据国家能源局下发的光伏发电建设实施方案，如光伏领跑者基地建设，公司通过参与招标方式获取项目。

2、业务获取方式的合规性

公司在风能、光伏电站开发过程中，严格遵守《中华人民共和国反不正当竞争法》《关于禁止商业贿赂行为的暂行规定》等相关法律法规，以公平竞争、诚信经营的原则开展业务，重视公司信誉和客户口碑，不存在商业贿赂、不正当竞争等违法违规行为。

（1）公司业务获取合法合规，不存在商业贿赂等不正当竞争行为

在风能、光伏电站开发过程中，公司依法取得政府相关主管部门核准、批复、备案等手续后取得项目所在地风能、光伏电站建设资源，自主完成电站的开发、建设及并网发电。公司根据电站交易计划，与意向方协商谈判并签署合作协议。待电站建成并网后，配合受让方完成验收、交割工作。公司自主开发模式主要客户包括三峡集团、国家电投、中核集团等大型电站建设、投资、运营公司及其下属单位，上述客户具备健全、严格的内控管理制度和供应商审查程序，对业务经营合规性要求较高。

（2）公司为防范商业贿赂等不正当竞争行为建立完善的内控措施

公司根据法律法规及《新能源公司资源开发业务项目管理办法》《新能源公司项目开发标准化工作手册》等内部管理制度，对风能、光伏电站项目前期开发工作及业务获取进行管理和控制。

为建立思想道德教育长效机制、反腐倡廉制度体系、权力运行的监控机制，公司制定了《廉洁行为标准》，对公司及下属子公司全体员工廉洁从业行为进行规范。在内部稽查方面，公司制定《费用报销管理制度》《内部审计制度》《审计监察结果落实制度》等相关制度，从财务报销、内控执行、审计监察等方面对防范商业贿赂等不正当竞争行为进行规范。

（3）公司及子公司不存在因商业贿赂等不正当竞争行为受到主管部门行政处罚或发生诉讼或纠纷的情形

报告期内，公司及其子公司不存在因违反不正当竞争、商业贿赂等法律法规被主管部门行政处罚的情况，亦不存在因上述行为而发生诉讼或仲裁的情形。

（4）公司董事、监事、高级管理人员以及子公司新能源公司（公司电站开发建设及运营业务的实施主体）的董事、监事、高级管理人员不存在因行贿或商业贿赂而被处罚的情况。

报告期内，公司董事、监事及高级管理人员以及子公司新能源公司的董事、监事、高级管理人员，严格遵守国家法律法规，在经营过程中，不存在任何因涉嫌商业贿赂而被主管部门立案调查或因商业贿赂被主管部门处罚的情况。

综上，公司项目开发及业务获取方式合法、合规，不存在商业贿赂等不正当竞争的行为。

（二）支付大额咨询费符合行业惯例

项目前期费用及咨询费系行业普遍存在的情况，但因各公司核算方法和口径的不统一，其列报存在一定差异，同行业上市公司项目前期费用及咨询费披露情况如下：

序号	上市公司	主营业务、主要产品或服务	项目前期费用披露情况	咨询费披露情况
1	正泰电器	配电电器；终端电器；控制电器；电源电器；电子电器；仪器仪表；建筑电器；控制系统；太阳能电池组件；光伏电站运营；光伏电站工程承包。	根据正泰电器年度报告显示，正泰电器年度报告未列报项目前期费用。	根据正泰电器年度报告显示，正泰电器销售费用、管理费用及研发费用中披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度以及 2021 年度、2022 年度其咨询费发生额分别 14,427.82 万元、16,228.04 万元和 18,684.91 万元、23,763.38 万元。
2	三峡能源	风力发电；光伏发电；水力发电。	根据三峡能源招股说明书及年度报告显示，三峡能源在“其他非流动资产”列报其尚未费用化的项目前期费用，2019 年度、2020 年度以及 2021 年度、2022 年度其项目前期费用余额分别为 1,023.72 万元、2,844.71 万元和 1,504.19 万元、3,155.76 万元。	根据三峡能源招股说明书及年度报告显示，三峡能源管理费用中披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度以及 2021 年度、2022 年度其咨询费发生额分别为 1,236.72 万元、2,435.20 万元和 3,522.19 万元、5,438.59 万元。
3	节能风电	风力发电	根据节能风电年度报告显示，节能风电在其他非流动资产列报其尚未费用化的项目前期费用，2019 年度、2020 年度以及 2021 年度、2022 年度其项目前期费用余额分别为 6,526.37 万元、6,483.24 万元和 5,518.99 万元、5,553.46 万元。	节能风电 2019-2022 年度报告未列报咨询费。
4	天合光能	光伏组件；系统产品；电站业务；智能微网及多能系统；发电业务及运维。	根据天合光能年度报告显示，天合光能年度报告未列报项目前期费用。	根据天合光能年度报告显示，天合光能在研发费用披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度以及 2021 年度、2022 年度咨询费发生额分别为 258.53 万元、256.99 万元和 704.79 万元、916.91 万元。
5	协鑫集成	组件；系统集成包；电池片；保理；太阳能发电。	根据协鑫集成年度报告显示，协鑫集成年度报告未列报项目前期费用。	根据协鑫集成年度报告显示，协鑫集成在管理费用中披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年度其咨询费发生额分别为 2,988.05 万元、10,209.35 万元和 2,173.63 万元、1,960.53 万元。
6	太阳能	太阳能电力销售；太阳能产品销售。	根据太阳能年度报告显示，太阳能年度报告未列报项目前期费用。	根据太阳能年度报告显示，太阳能在管理费用中披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年度其咨询费发生额分别为 1,139.47 万元、831.66 万元和 647.57 万元、995.54 万元。
7	天顺风能	风塔及相关产品；叶片；风力发电。	根据天顺风能年度报告显示，天顺风能年度报告未列报项目前期费用。	根据天顺风能年度报告显示，天顺风能在管理费用中披露其发生的咨询费或中介服务费，2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年度其咨询

序号	上市公司	主营业务、主要产品或服务	项目前期费用披露情况	咨询费披露情况
				费发生额分别为 1,108.55 万元、2,001.36 万元和 1,574.48 万元、1,145.89 万元。
8	吉电股份	火电产品；风电产品；光伏产品；热力产品；运维及其他。	根据吉电股份年度报告显示，吉电股份年度报告未列报项目前期费用。	根据吉电股份年度报告显示，吉电股份在管理费用中披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度、2021 年度其咨询费发生额分别为 77.69 万元、365.32 万元和 1,191.36 万元，2022 年年报在管理费用中未单独披露咨询费。
9	阳光电源	光伏逆变器等电力转换设备；电站投资开发；储能系统；风电变流器；光伏电站发电。	根据阳光电源年度报告显示，阳光电源年度报告未列报项目前期费用。	根据阳光电源年度报告显示，阳光电源在管理费用、销售费用、研发费用中披露其发生的咨询费，2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年度其咨询费发生额分别为 12,020.18 万元、15,790.73 万元和 31,887.20 万元、31,728.45 万元。
10	晶科科技	光伏电站开发运营转让业务；光伏电站 EPC 业务	晶科科技 2019 年至 2022 年年度报告中未列报项目前期费用。	根据晶科科技年度报告显示，晶科科技在销售费用中披露其发生的咨询费或中介服务费，2019 年、2020 年、2021 年及 2022 年其咨询费发生额分别为 0 万元、188.56 万元、225.38 万元和 27.63 万元。

由上表可知，项目前期费用及咨询费系同行业普遍存在的情况，同行业公司中正泰电器、阳光电源也存在支付较大金额咨询费的情况，公司发生的项目前期费用及咨询费符合行业惯例。

（三）支付的大额咨询费资金去向合规，不涉及商业贿赂或其他利益输送等情况

根据主要咨询费供应商提供的确认函或中介机构对供应商的访谈记录，主要咨询费供应商将收取的咨询费用于其日常经营活动，包括人员职工薪酬支付、差旅费支出、资产购买等，不涉及用于商业贿赂或其他利益输送等情况。

公司制定了《廉洁行为标准》，对公司及下属子公司全体员工廉洁从业行为进行规范。子公司新能源公司制定了《新能源公司诚信合规手册》，其中规定了新能源公司在商务活动中恪守商业道德，依法参与市场竞争，将诚信合规理念置于经济利益之上，禁止贿赂和腐败、垄断、洗钱及其他不正当竞争行为。公司对任何违反廉洁行为标准或诚信合规手册规定的员工，将根据相关规定进行处理；情节严重的，将根据相关法律规定解除劳动合同；若涉嫌违法犯罪，将依法移送监察机关或司法机关追究刑事责任。同时，新能源公司员工已签署合规承诺函，承诺遵守法律法规、行业管理规范和业务监管要求，遵守公司规章制度和《诚信

合规手册》等规定。新能源公司中高层每年均签订廉政目标责任书，就廉政目标责任要求、内容、期限、廉政承诺、责任处罚等内容进行约定。

公司在电站项目开发过程中，在签订业务合同时（包括签订咨询类合同），需进行严格的合同评审。合同相对方涉及咨询服务商的，需对与咨询服务商合作的原因及合理性、支付金额等事项进行充分论证，并根据《新能源公司授权管理手册》规定的业务流程及审批权限履行内部审批流程。公司与咨询服务商签订的合同由事业部经办人发起、事业部职能部室（开发管理部、预算管理部、法务部）审核、新能源公司层面职能部室（发展策划部、法律部、财务部）审核、事业部经营及开发业务分管领导审核、事业部总经理审核、新能源公司分管领导审核、新能源公司总经理审批。从制度、流程上建立了防止商业贿赂及其他利益输送行为的相关措施。

公司在与咨询服务商签订的业务合同中明确约定了廉政条款或签署合规廉政合同或合规承诺书作为合同附件，确保相关方及员工自觉遵守法律、法规及规范性文件的规定，避免商业贿赂或其他利益输送行为。

公司电站建设业务获取方式合规，不存在通过咨询服务商进行商业贿赂或其他利益输送等情形。业务获取方式合规性分析详见本题回复“6-1、三、（一）业务获取方式及其合规性”所述。

通过查询天眼查、企查查、信用中国、裁判文书网、庭审信息公开网、人民法院公告网、中国检察听证网、中国审判流程信息公开网以及中国执行信息公开网，上述主要咨询服务商、公司及子公司新能源公司、公司实际控制人、董事、监事和高级管理人员以及新能源公司的董事、监事、高级管理人员在报告期内不存在因涉嫌商业贿赂被立案调查以及因商业贿赂被主管部门处罚的情形。

综上，公司支付的大额咨询费资金去向合规，不涉及商业贿赂或其他利益输送等情况。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、获取发行人开发项目明细，结合立项时间、项目指标取得情况，判断项目前期费用中咨询费的合理性；访谈发行人业务负责人，了解发行人项目开发过程及开发周期；访谈发行人财务负责人，了解发行人与项目前期费用有关的会计政策，判断发行人与项目前期费用中咨询费的会计处理是否符合《企业会计准则》的规定。

2、获取发行人主要咨询费合同、支付凭据，检查咨询费合同的主要合同条款，了解咨询费的具体核算内容，分析咨询费的发生是否以真实的业务为背景，是否与开发的项目相匹配；了解发行人电站开发项目的业务获取方式以及相关的内控制度。

3、通过天眼查或企查查网站查询供应商的成立日期、营业状态、参保人数以及经营范围，将咨询费的采购内容与供应商的业务进行匹配。

4、将项目前期费用的主要咨询费服务商与工程项目进行匹配，了解项目的具体情况，对主要咨询服务商进行访谈或获取其出具的确认函，了解签订合同情况、服务内容、款项支付情况、采购金额占咨询费服务商收入的比重以及发行人支付资金的最终去向等信息。

5、审阅了公安机关出具的发行人、发行人实际控制人、董事、监事和高级管理人员的无犯罪记录证明。

6、通过天眼查、企查查、信用中国、裁判文书网、庭审信息公开网、人民法院公告网、中国检察听证网、中国审判流程信息公开网以及中国执行信息公开网就报告期内的主要咨询服务商、发行人、发行人的实际控制人、董事、监事和高级管理人员以及新能源公司的董事、监事、高级管理人员在报告期内是否因涉嫌商业贿赂被立案调查或因商业贿赂被主管部门处罚等情况进行查询。

7、查询主要咨询费供应商的股东、主要人员名单，并与发行人实际控制人、董事、监事、高级管理人员名单进行比对，核查主要咨询费供应商是否与发行人存在关联关系；核查发行人实际控制人、董事（独立非执行董事除外）、监事、高级管理人员、核心技术人员、关键岗位人员（财务经理、出纳）在报告期内的银行账户流水信息，比对发行人主要咨询费供应商及其股东和主要人员、发行人主要客户及其主要人员与发行人实际控制人、董事（独立非执行董事除外）、监

事、高级管理人员报告期内大额个人流水中的交易对方是否存在重合，是否存在资金往来。

8、查阅公司制定的《廉洁行为标准》《新能源公司诚信合规手册》《新能源公司授权管理手册》等内部控制制度；查询公司与主要咨询服务商签订合同的审批流程。

9、获取发行人子公司新能源公司出具的承诺函，新能源公司承诺其在电站开发业务活动中不存在通过咨询费供应商进行商业贿赂或其他利益输送等情形。

10、访谈新能源公司人力资源副总经理、分管电站开发业务的副总经理、各事业部总经理及分管电站开发业务的主管领导，了解员工遵循的廉洁行为标准、诚信合规手册、高管及中层人员签署廉政目标责任书等情况，了解报告期内是否存在业务开发相关人员因涉嫌行贿或商业贿赂而被主管机关立案调查或因行贿或商业贿赂而受到主管部门处罚的情形。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、报告期内，各期电站建设前期费用中的咨询费与供应商的业务相匹配。

2、报告期内，发行人业务获取方式合规，发行人支付大额咨询费符合行业惯例，不涉及商业贿赂或其他利益输送等情形。

6-2 公司项目前期费用在各阶段的归集科目、结转方式，对应的主要项目开发周期、内控流程及实际执行情况，与平均开发周期差异较大的具体情况及原因，是否存在通过随意确定开发周期调节损益的情形

一、项目前期费用在各阶段的归集科目、结转方式及内控流程

（一）项目前期费用在各阶段的归集科目、结转方式

公司风能、光伏电站项目开发主要阶段包括项目立项前期、立项开发阶段、项目待建阶段、开工建设阶段，项目前期费用涉及立项开发阶段、项目待建阶段。各阶段费用归集科目、结转方式如下：

项目所处阶段	所处阶段划分	归集科目	结转方式
--------	--------	------	------

项目所处阶段	所处阶段划分	归集科目	结转方式
项目立项前期	项目立项审批通过前	销售费用等	直接计入当期损益
立项开发阶段	项目通过立项审批后至获取项目核准/备案文件前。	与项目相关的合理支出在新能源公司层面计入存货-开发成本，合并层面列报为“电站存货-开发成本”	如果立项后项目终止的，将前期支出费用化，结转计入“销售费用—项目前期费用”
项目待建阶段	项目获取核准/备案文件后至项目开工评审前		
开工建设阶段	开工评审后	（1）对于开工评审确定为自主开发模式的项目，与项目相关的合理支出在项目公司单体层面计入在建工程；合并层面列报为电站存货； （2）对于开工评审确定为自营的项目，项目相关的直接支出在项目公司单体报表计入在建工程，合并层面列报为在建工程。	（1）对于自主开发项目，如项目转让，根据新能源公司与项目公司签订的 EPC 总承包合同及其补充协议，合并层面按履约进度将合同约定成本/开发成本结转至营业成本； （2）对于自营项目，项目达到预定可使用状态后转入固定资产。

（二）相关内控流程

新能源公司项目前期费用的归集期间为立项阶段及待建阶段。归集内容为与项目相关的合理支出，主要包括职工薪酬、咨询费、劳务费、租赁费、差旅费、物料消耗等，相关内控流程如下：

1、项目立项阶段

开发项目立项原则上需满足以下基本条件：①项目已获得政府同意开展项目前期工作的许可，或具有同等效力的资源开发协议、中标通知等政府其他相关文件；②项目测风测光数据时限符合要求；③完成了场址涉及相关事项的立项前研究论证工作；④已与电力公司初步确定了接入系统方案；⑤已初步达成土地等使用方式和费用意向；⑥项目的预期财务收益率指标应不低于规定的财务基准收益率控制指标。

组织对项目立项进行内部审核：满足立项条件后，相关事业部提交项目建议书、前期工作进度计划及前期工作费用预算等资料，执行立项审批程序。立项审批由相关事业部、发展策划部、工程管理部、经营计划部、审计部、公司高层评审，发展策划部、审计部备案。项目立项审批通过后，公司开始办理项目前期支持性文件，并向发展改革部门提交核准申请或备案，获取核准或备案文件后，项目进入待建阶段。

2、项目待建阶段

开发项目原则上在满足以下条件后，具备开工评审决策条件：①取得核准或备案；②非竞标项目预期可列入国家能源局或各省区下发的年度建设计划；③确认无影响项目开工的颠覆性因素。

开发项目根据可行性研究报告、风光资源评估报告、踏勘报告、项目收益率测算表、各项合规手续以及确认无影响项目开工的颠覆性因素等，执行项目开工评审决策流程，经新能源公司相关事业部、发展策划部、工程管理部、财务部/融资部、审计部等部门评审并经公司高层审批决策，并履行相关董事会决议程序，发展策划部、审计部备案。

3、项目终止

项目开发过程中，出现未能在开发周期内获取备案或核准文件，或出现导致项目已不具备开发价值等情形时，由项目经办人发起项目终止流程，经相关事业部、开发管理部、经营计划部、发展策划部、财务部、审计部联合评审，相关高层审批决策，项目终止，财务部对项目前期费用进行费用化处理，审计部对上述流程进行监督复核。

项目终止的主要情形为：①项目因土地征占用、补偿和税费等非技术成本过高，导致收益率不满足公司要求；②项目资源（光辐照量或有效风速）低于立项水平或建设成本超过前期预算，达不到公司收益率要求；③项目选址处于生态红线内；④项目用地正式审批未通过；⑤项目无可接入变电站和空余间隔；⑥项目涉及林地、压覆矿产、文物、军事、水源、防洪等相关特殊地带；⑦项目开发周期逾期，逾期通常是指光伏项目的开发周期超过 12 个月、风电项目的开发周期超过 24 个月，超过开发周期后仍未获取备案或核准文件的，须进行项目终止；⑧其他不可抗力因素导致项目无法继续开发的情况。

二、报告期内主要项目开发周期及实际执行情况，与平均开发周期差异较大的具体情况及原因，是否存在通过随意确定开发周期调节损益的情形

（一）公司风电和光伏项目开发周期

在风电和光伏项目的取得建设指标的机制来看，风电项目采用核准制，时间流程较长；光伏项目从 2014 年开始由“核准制”变为“备案制”，光伏项目备

案制相较于核准制流程更简化，时间流程较短。公司结合光伏、风能项目取得建设指标的不同机制及风光资源的特征，同时为加强对项目开发周期的管控，对光伏、风电项目的开发周期分别确定为 12 个月、24 个月。

（二）报告期内主要项目开发周期与实际执行情况

报告期内各期，主要项目开发周期及实际执行情况如下：

1、2022 年度

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
1	衡水市景县 50 兆瓦农光互补光伏发电项目	光伏	774.52	2021	2022	1	否
2	茂名市电白区霞洞镇 80MW 光伏发电项目	光伏	733.85	2020	2022	2	是
3	山西省吕梁市交口县 60MW 分散式风电项目	风电	713.97	2020	2022	2	否
4	山东省临沂市临沭县 100MW 风电项目（一期 50MW）	风电	618.14	2020	2022	2	否
5	河北省衡水市故城县军屯镇 100MW 农光互补光伏发电项目	光伏	605.49	2021	2022	1	否
6	达茂旗 200 万千瓦多能融合能源基地项目	风电	599.95	2021	2022	1	否
7	连云港东海新瑞一期风电项目	风电	435.04	2019	2022	3	是
8	衡东县草市 100MW 林光互补光伏电站项目（一期 50MW）	光伏	363.62	2020	2022	2	是
9	包头市固阳县 100 万千瓦风光储一体化多能互补示范项目（700MW 风电）	风电	353.77	2021	2022	1	否
10	西藏芒康 2000MW 牧光互补项目	光伏	340.74	2022	2022	1	否
11	滨州沾化 1000MW 风光储一体化基地项目	光伏	276.89	2021	2022	1	否
12	吉林省白城市通榆县十花道乡 400MW 风电项目	风电	207.76	2021	2022	1	否
13	新疆生产建设兵团第九师 300MW 风电项目	风电	201.52	2021	2022	1	否
14	正镶白旗 500MW 光伏治沙发电项目	光伏	197.22	2021	2022	1	否
15	新疆哈密市三通道 400MW 风力发电项目	风电	196.76	2021	2022	2	否
16	特变电工土默特右旗源网荷储土地治理一体化示范项目一期 200 万千瓦农光互补 2 号 600MW 光伏项目	光伏	188.35	2021	2022	1	否
17	特变电工土默特右旗源网荷储土地治理一体化示范项目一期 200 万千瓦农光互补 3 号 600MW 光伏项目	光伏	180.18	2021	2022	1	否
18	九师 170 团 300MW+500MW 光伏 220KV 升压站	光伏	176.39	2021	2022	1	否
19	山东省枣庄市峄城区二期 50MW 渔光互补项目	光伏	175.45	2021	2022	1	否
20	山西省大同市灵丘县 200MW/40MWh 光储一体化项目	光伏	148.36	2021	2022	1	否
21	九师 170 团 500MW 光伏项目	光伏	142.61	2021	2022	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
22	广东省湛江市徐闻县海安镇 150MW 光伏复合项目	光伏	134.44	2021	2022	1	否
23	铜陵市引进光伏风电建设利用 1.5GW 项目投资主体投标项目	风电	127.88	2022	2022	1	否
24	连云港东海新瑞二期风电项目	风电	127.27	2019	2022	3	是
25	甘肃省张掖市高台县盐池滩 300MW 风电项目	风电	127.16	2021	2022	1	否
26	天门市净潭乡农光互补二期 100MW 光伏发电项目	光伏	121.17	2021	2022	1	否
27	文山市茂克 200MW 农光互补光伏电站	光伏	119.39	2021	2022	1	否
28	特变电工平川大营水 100MW 光伏项目	光伏	114.80	2021	2022	1	否
29	甘肃省张掖市临泽县平川北滩 300MW 平价光伏项目	光伏	113.85	2022	2022	1	否
30	湖北省京山市钱场 136MW 农光互补光伏项目	光伏	112.64	2021	2022	1	否
31	鹤庆县均华 180MW 农光互补光伏发电项目	光伏	110.31	2022	2022	1	否
32	贵州省贵定县岩下 200MW 光伏电站	光伏	109.63	2021	2022	1	否
33	舞阳 300MW 平价风电项目	风电	108.66	2021	2022	1	否
34	衡水市景县 50 兆瓦农光互补光伏发电项目	光伏	108.25	2021	2022	1	否
35	江苏省新沂市港头镇 200MW 农光互补发电项目	光伏	103.76	2021	2022	1	否
36	包头市固阳县 100 万千瓦风光储一体化多能互补示范项目	风电	98.36	2021	2022	1	否
37	山西沁县 300MW 光储一体光伏发电项目	光伏	97.54	2021	2022	1	否
38	天门市佛子山二期 100MW 农光互补光伏项目	光伏	89.85	2021	2022	1	否
39	黑龙江省绥化市绥棱县 200MW 风电平价项目	风电	89.43	2021	2022	1	否
40	烟台市福山区二期 200MW 农光互补项目	光伏	88.64	2021	2022	1	否
41	阿拉善腾格里经济技术开发区 200MW 清洁能源供暖+光伏治沙+储能智慧电站项目	光伏	86.97	2021	2022	1	否
42	河北省保定市阜平县 500MW 平价光伏项目	光伏	86.68	2022	2022	1	否
43	河北省承德市隆化县 200MW 源网荷储一体化示范项目（光伏部分）	光伏	86.22	2021	2022	1	否
44	西藏日喀则市白朗县 500MW 平价光伏项目	光伏	84.95	2022	2022	1	否
45	山东省滨州市沾化区 300MW 风电项目	风电	83.07	2022	2022	1	否
46	广西南宁市兴宁区坛勒三期 150MW 平价风电项目	风电	81.17	2022	2022	1	否
47	甘肃省张掖市高台县高崖子滩 200MW 平价光伏项目	光伏	79.38	2021	2022	1	否
48	特变电工茫崖市冷湖 5 号平滩综合能源园区 1400MW 风光氢储一体化项目一期 200MW 光伏项目	光伏	77.52	2021	2022	1	否
49	九师 170 团 300MW 光伏项目	光伏	77.39	2021	2022	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
50	府谷庙沟门一期 50MW 风电项目	风电	76.96	2017	2022	5	是
51	新疆昌吉木垒县四十个井子 300MW 风电项目	风电	71.92	2021	2022	1	否
52	新疆生产建设兵团第九师 100MW 风电项目	风电	69.63	2021	2022	1	否
53	湖南省衡阳市祁东县一期 200MW 复合式光伏发电项目	光伏	69.10	2021	2022	1	否
54	鹤庆县石洞 120MW 农光互补光伏发电项目	光伏	67.96	2022	2022	1	否
55	连云港市东海县黄川镇 100MW 农光互补发电项目	光伏	66.46	2021	2022	1	否
56	甘肃省武威市天祝县松山滩 200MW 平价风电项目	风电	66.04	2022	2022	1	否
57	南宁市良庆区那马 120MW 风电场工程项目	风电	66.04	2022	2022	1	否
58	吉林省洮南市向阳乡 200 兆瓦光伏发电项目	光伏	65.83	2021	2022	1	否
59	山西省忻州市保德县 200MW 光储一体化项目	光伏	65.03	2021	2022	1	否
60	山西省忻州市静乐县 200MW 光储一体光伏发电项目	光伏	65.03	2021	2022	1	否
61	天津市宝坻区大唐庄镇 150MW 渔光互补光伏发电项目	光伏	64.95	2021	2022	1	否
62	天津市蓟州区 150MW 农光互补光伏发电项目	光伏	64.95	2021	2022	1	否
63	杭锦旗 100MW 光伏治沙+储能项目	光伏	62.19	2021	2022	1	否
64	黑龙江省牡丹江市阳明区 100MW 平价风电项目	风电	60.75	2020	2022	2	否
65	漯河市源汇区 150MW 风电项目	风电	60.21	2020	2022	2	否
66	特变电工土默特右旗源网荷储土地治理一体化示范项目一期 200 万千瓦农光互补 4 号 200MW 光伏项目	光伏	60.06	2021	2022	1	否
67	黑龙江省绥棱县阁山 200MW 风电项目	风电	59.97	2021	2022	1	否
68	湖北省荆门市京山市宋河镇四股泉 100MW 平价光伏项目	光伏	59.41	2022	2022	1	否
69	河北省张家口市沽源县 216MW 光伏项目	光伏	56.96	2022	2022	1	否
70	河北省张家口市涿鹿县 200MW 风电项目	风电	56.71	2022	2022	1	否
71	新疆巴州若羌 100MW 风电项目	风电	56.56	2022	2022	1	否
72	宁夏中卫市海原县树台乡 200MW 风电项目	风电	55.83	2022	2022	1	否
73	山东省泰安市新泰市谷里镇 200MW 农光互补光伏项目	光伏	55.38	2022	2022	1	否
74	新疆巴州若羌县源网荷储项目-罗布庄 425MW 风电项目	风电	55.21	2021	2022	1	否
75	山西省运城市垣曲县英言镇 200MW 光伏项目	光伏	53.94	2022	2022	1	否
76	和田地区洛浦县 150MW 平价光伏项目	光伏	53.80	2021	2022	1	否
77	山西省临汾市安泽县马壁乡 200MW 光伏项目	光伏	53.56	2022	2022	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
78	甘肃省酒泉市敦煌市七里镇 90MW 平价光伏发电项目	光伏	51.92	2021	2022	1	否
79	府谷庙沟门二期 50MW 风电项目	风电	50.95	2019	2022	3	是
80	第六师北塔山牧场 500MW 光伏项目	光伏	50.58	2022	2022	1	否
81	新疆克拉玛依市独山子区 200MW 平价光伏项目	光伏	49.85	2022	2022	1	否
82	特变电工尉氏县 200MW 风储示范项目	风电	48.75	2021	2022	1	否
83	河南省漯河市召陵区 100MW 风电项目	风电	47.41	2020	2022	2	否
84	新疆巴州若羌县源网荷储项目---若羌河 120MW 光伏项目	光伏	46.27	2021	2022	1	否
85	广西南宁市良庆区那马风电项目	风电	44.07	2021	2022	1	否
86	四川省阿坝州马尔康 500MW 风电一期 300MW	风电	43.36	2022	2022	1	否
87	安徽省安庆市宿松县洲头乡 300MW 光伏发电项目	光伏	38.85	2021	2022	1	否
合计			12,689.41	-	-	-	-
占当年项目前期费用的比例			80.03%	-	-	-	-

2、2021 年度

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
1	江西省九江市瑞昌横立山 100MW 风电项目	风电	2,497.73	2019	2021	2	否
2	府谷庙沟门一期 50MW 风电项目	风电	1,638.20	2017	2021	4	是
3	定边县 100MW 光伏项目	光伏	1,553.89	2013	2021	8	是
4	府谷庙沟门二期 50MW 风电项目	风电	1,214.91	2019	2021	2	否
5	淮阳县 20MW 分散式风电项目	风电	867.82	2019	2021	2	否
6	辽宁省葫芦岛市南票区沙锅屯 50MW 风电项目	风电	790.27	2020	2021	1	否
7	湖南省永州市江永县铜山岭 100MW 风电项目一期 50MW	风电	779.24	2019	2021	2	否
8	江西省九江瑞昌市和平山风电项目	风电	751.50	2019	2021	2	否
9	固阳县风茂发电有限责任公司 100 万 KW 风光互补 500MW 光伏项目	光伏	673.51	2020	2021	1	否
10	江西省遂川县轿子顶分散式风电项目	风电	417.90	2019	2021	2	否
11	河南省南阳市镇平县 40MW 风电项目	风电	399.52	2018	2021	3	是
12	新疆巴州若羌县源网荷储项目-罗布庄 425MW 风电项目	风电	385.88	2021	2021	1	否
13	河南省黄泛区农场 93.5MW 分散式风电项目	风电	372.33	2017	2021	4	是
14	江西吉安遂川左安阵 100MW 风电项目	风电	353.90	2020	2021	1	否
15	四川省甘孜州乡城县 1000MW 平价上网项目	光伏	350.89	2020	2021	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
16	山东省菏泽市东明县沙窝镇 100MW 风电项目	风电	348.02	2019	2021	2	否
17	乌鲁木齐托里 100MW 风电项目	风电	336.28	2020	2021	1	否
18	甘肃省张掖市高台县高崖子滩 200MW 光伏项目	光伏	243.52	2020	2021	1	否
19	托里风电场 100MW 风电项目	风电	219.12	2019	2021	2	否
20	安徽滁州章广 300MW 光伏复合发电项目	光伏	181.33	2020	2021	1	否
21	广西壮族自治区桂林市兴安县白石 100MW 平价风电项目	风电	175.05	2020	2021	1	否
22	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目	风电	165.47	2021	2021	1	否
23	重庆市巫山县福田镇 100MW 风电项目	风电	157.85	2019	2021	2	否
24	江苏淮安洪泽区 200 兆瓦光伏项目	光伏	153.86	2020	2021	1	否
25	广西南宁市良庆区那马风电项目	风电	151.70	2021	2021	1	否
26	山西省晋中市左权县石匣乡一期 268MW 光伏项目	光伏	146.22	2020	2021	1	否
27	衡水市冀州区 300MW 农光互补光伏发电项目	光伏	143.76	2020	2021	1	否
28	甘肃省酒泉市敦煌市七里镇 90MW 平价光伏发电项目	光伏	142.71	2020	2021	1	否
29	黑龙江省安达市中本镇 100MW 风电项目	风电	140.27	2020	2021	1	否
30	山东省东营市河口区春兴 500MW 渔光互补平价光伏项目	光伏	135.37	2021	2021	1	否
31	湖北省黄冈市武穴市一期 60MW 渔光互补项目	光伏	132.91	2021	2021	1	否
32	广西来宾市武宣县石祥河水库渔光互补光伏电站项目	光伏	132.74	2020	2021	1	否
33	河南省永城市 100MW 平价风电项目	风电	132.26	2020	2021	1	否
34	陕西省神木市 400MW 农光互补项目	光伏	131.55	2020	2021	1	否
35	湖北省宜昌市 250MW 光伏项目	光伏	129.48	2020	2021	1	否
36	浙川寺湾镇 200MW 平价光伏项目	光伏	119.58	2020	2021	1	否
37	山西省运城市垣曲县英言镇 200MW 光伏项目	光伏	119.02	2020	2021	1	否
38	山西省临汾市安泽县良马乡、马壁乡 200MW 平价光伏项目	光伏	116.63	2020	2021	1	否
39	吉林省松原市乾安县 200MW 风电项目	风电	114.45	2019	2021	2	否
40	重庆市奉节县草堂镇 70MW 风电项目	风电	114.13	2019	2021	2	否
41	河南周口项城市 160MW 风电项目	风电	108.09	2019	2021	2	否
42	漯河市源汇区 150MW 风电项目	风电	103.81	2020	2021	1	否
43	南阳市宸枫新能源科技有限公司卧龙区 31MW 分散式风电项目	风电	103.33	2019	2021	2	否
44	江苏省徐州市邳州市 150MW 风电项目	风电	103.06	2020	2021	1	否
45	甘肃省酒泉市阿克塞县 200MW 平价光伏发电项目	光伏	102.18	2020	2021	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
46	包头市固阳县 100 万千瓦风光储一体化多能互补示范项目（700MW 风电）	风电	100.39	2021	2021	1	否
47	新疆哈密市三通道 400MW 风力发电项目	风电	98.10	2021	2021	1	否
48	辽宁省葫芦岛市南票区沙锅屯 100MW 光伏项目	光伏	97.72	2020	2021	1	否
49	江西省上高县泗溪镇 116MW 复合光伏项目	光伏	93.25	2021	2021	1	否
50	焦作市武陟县 100MW 平价风电项目	风电	91.95	2020	2021	1	否
51	山西省运城市闻喜县 200MW 光伏项目	光伏	91.17	2020	2021	1	否
52	特变电工土默特右旗源网荷储土地治理一体化示范项目一期 200 万千瓦农光互补 2 号 600MW 光伏项目	光伏	90.05	2021	2021	1	否
53	山西省大同市灵丘县 200MW/40MWh 光储一体化项目	光伏	89.16	2021	2021	1	否
54	九师 170 团 300MW+500MW 光伏 220KV 升压站	光伏	87.54	2021	2021	1	否
55	湖北省天门市拖市镇 102MW 风电项目	风电	86.64	2021	2021	1	否
56	和县功桥镇 100MW 渔光互补项目	光伏	85.66	2020	2021	1	否
57	特变电工土默特右旗源网荷储土地治理一体化示范项目一期 200 万千瓦农光互补 3 号 600MW 光伏项目	光伏	84.97	2021	2021	1	否
58	湖北省京山市钱场 136MW 农光互补光伏项目	光伏	84.93	2021	2021	1	否
59	驻马店上蔡 500MW 风电项目	风电	84.34	2021	2021	1	否
60	安徽省安庆市怀宁县平山镇钵孟湖 150MW 渔光互补项目	光伏	82.68	2020	2021	1	否
61	山西省运城市垣曲县历山镇 200MW 平价光伏项目	光伏	81.11	2020	2021	1	否
62	山西省运城市闻喜县 300MW 平价光伏项目	光伏	79.69	2021	2021	1	否
63	特变电工平川区 100MW 新能源平价光伏示范项目	光伏	77.87	2020	2021	1	否
64	山西省晋中市左权县芹泉镇 148.096MW 光伏发电项目	光伏	76.09	2020	2021	1	否
65	山东省滨州市沾化区 300MW 渔光互补项目	光伏	75.61	2020	2021	1	否
66	山东省滨州市无棣县 200MW 平价光伏电站项目	光伏	73.02	2020	2021	1	否
67	河南省漯河市召陵区 100MW 风电项目	风电	70.78	2020	2021	1	否
68	山西省晋城市沁水县 100MW 光伏项目	光伏	70.76	2020	2021	1	否
69	辽宁省锦州市义县留龙沟镇 100MW 平价风电项目	风电	67.85	2020	2021	1	否
70	江苏省徐州市新沂市 100MW 风力发电项目	风电	66.96	2020	2021	1	否
71	河北省张家口市张北县单晶河 200MW 农光互补项目	光伏	66.90	2020	2021	1	否
72	汉川市汈叉湖 150MW 渔光互补光伏发电项目	光伏	66.08	2020	2021	1	否
73	正镶白旗 500MW 光伏治沙发电项目	光伏	65.06	2021	2021	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
74	河南省商丘市夏邑县 100MW 风电项目	风电	64.89	2019	2021	2	否
75	四川省红原县邛溪 1000MW 牧光互补光伏发电项目	光伏	64.22	2021	2021	1	否
76	中卫市镇罗镇 200 兆瓦光伏竞价项目	光伏	63.63	2020	2021	1	否
77	山西沁县 300MW 光储一体光伏发电项目	光伏	61.48	2021	2021	1	否
78	安徽省蒙城县金峰新能源张庙 5 万千瓦风电项目	风电	60.35	2020	2021	1	否
79	怀远县特变电工唐集 100MW 平价风力发电项目	风电	59.72	2020	2021	1	否
80	安徽省滁州市定远县 200MW 水面平价光伏项目	光伏	59.33	2020	2021	1	否
81	盱眙县中集风电项目	风电	59.32	2020	2021	1	否
82	连云港市东海县石榴街道 100MW 农光互补发电项目	光伏	58.99	2020	2021	1	否
83	黑龙江省绥化市绥棱县 300MW 光伏项目	光伏	58.31	2021	2021	1	否
84	湖北省荆州公安县夹竹园镇 150MW 光伏发电项目	光伏	58.15	2020	2021	1	否
85	安徽枞阳 80MW 功率预测及监控系统项目	光伏	57.94	2020	2021	1	否
86	四川红原县龙日坝 600MW 牧光互补光伏发电项目	光伏	56.27	2021	2021	1	否
87	吉林省长春市九台区 100MW 风电项目	风电	55.90	2020	2021	1	否
88	九师 170 团 500MW 光伏项目	光伏	55.36	2021	2021	1	否
89	山西省忻州市静乐县 200MW 光储一体光伏发电项目	光伏	51.97	2021	2021	1	否
合计			20,883.40	-	-	-	-
占当年项目前期费用的比例			81.01%	-	-	-	-

3、2020 年度

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
1	正镶白旗汇特光伏发电公司一期 30MW 光伏发电项目	光伏	1,012.43	2019	2020	1	否
2	河南交建卫东区 20 兆分散式风电项目	风电	930.18	2018	2020	2	否
3	河北省邢台市隆尧县 200 兆瓦风电项目	风电	866.92	2017	2020	3	是
4	河南交建舞钢 30MW 分散式风电项目	风电	846.41	2018	2020	2	否
5	阳城县恒瑞能源有限公司 50MW 风电项目	风电	786.28	2018	2020	2	否
6	河南省郑州新郑市 50MW 风力发电项目	风电	672.18	2018	2020	2	否
7	土耳其 17MW 项目	光伏	592.62	2019	2020	1	否
8	桂林市兴安县白石 150MW 风电项目	风电	565.26	2020	2020	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
9	右玉县李达窑乡 50MW 风电项目	风电	530.11	2018	2020	2	否
10	山西省临汾市尧都区 30MW 光伏竞价上网发电项目	光伏	478.03	2019	2020	1	否
11	安徽省蒙城县 50MW 集中式风电收购项目	风电	424.62	2020	2020	1	否
12	延安市宜川县风电项目	风电	410.69	2016	2020	4	是
13	高州市石仔岭 50MW 渔光互补光伏发电项目	光伏	326.73	2019	2020	1	否
14	湖南省永州市宁远县五龙山 100MW 风电项目	风电	291.19	2017	2020	4	是
15	农二师库西工业园 20MW 并网光伏发电项目	光伏	261.17	2019	2020	1	否
16	湖北省京山市 100 兆瓦光伏项目	光伏	244.16	2019	2020	1	否
17	江西省抚州市宜黄神岗 100MW 风电项目	风电	234.5	2018	2020	2	否
18	宾阳县 40MW 光伏发电项目（一期 20MW）	光伏	226.49	2019	2020	1	否
19	甘泉下寺湾风电场工程项目	风电	222.57	2019	2020	1	否
20	吉林省松原市乾安县 300MW 光伏项目	光伏	211.87	2019	2020	1	否
21	复睿准东经济技术开发区 100MW 并网光伏发电项目	光伏	200.83	2019	2020	1	否
22	乌鲁木齐托里 100MW 风电项目	风电	199.20	2020	2020	1	否
23	山东省德州市抬头寺镇 18MW 分散式风电项目	风电	175.24	2018	2020	2	否
24	河北省故城县房庄 100 兆瓦农光互补光伏发电项目	光伏	161.47	2019	2020	1	否
25	湖北省当阳市 200MW 光伏项目	光伏	161.28	2019	2020	1	否
26	河北省邯郸市武安市 200 兆瓦光伏项目	光伏	159.88	2019	2020	1	否
27	山东菏泽巨野董官屯 100MW 风电项目	风电	155.41	2017	2020	3	是
28	故城县俊能 100MW 农光互补平价光伏项目	光伏	151.00	2019	2020	1	否
29	安徽省宿州市泗县 50 兆瓦风电项目	风电	147.10	2018	2020	2	否
30	江苏省泰州市姜堰区姜庄镇 50MW 风电项目	风电	146.14	2018	2020	2	否
31	贵州省安顺市关岭县 50MW 风电项目	风电	143.83	2018	2020	2	否
32	辽宁省锦州市太和区 48MW 分散式风电项目	风电	130.85	2019	2020	1	否
33	广西钦州犀牛脚镇大坪村农光互补项目	光伏	127.79	2019	2020	1	否
34	围场县晟辉坡字 70MW 林光互补光伏发电平价上网试点项目	光伏	125.87	2019	2020	1	否
35	特变电工海南儋州光村 80MW 林（农）平价光伏发电项目	光伏	125.76	2019	2020	1	否
36	湖南省邵阳市绥宁县牛坡头 40MW 风电项目	风电	117.86	2019	2020	1	否
37	辽宁省辽阳市宏伟区 60MW 分散式风电项目	风电	112.26	2018	2020	2	否
38	贵州省安顺市关岭县 70MW 光伏项目	光伏	106.21	2019	2020	1	否

序号	项目名称	类型	费用化金额 (万元)	立项 年度	费用化 年度	开发周期 (年)	是否与内控 开发周期差 异过大
39	河南省驻马店市西平县 19.8MW 分散式风电项目	风电	102.30	2019	2020	1	否
40	吉林省松原市长岭县太平川镇 200MW 光伏项目	光伏	100.41	2019	2020	1	否
合计			12,985.10	-	-	-	-
占当年项目前期费用的比重			83.19%	-	-	-	-

由上表可知，项目前期费用涉及的主要项目数为 40 个、89 个、87 个，涉及金额分别为 12,985.10 万元、20,883.40 万元、12,689.41 万元，占各期项目前期费用总额的比例分别为 83.19%、81.01%、80.03%。

报告期内，上述主要开发项目与内控开发周期存在差异共计 14 个项目，具体情况及原因见本题回复“（三）项目开发周期与平均开发周期差异较大的具体情况及原因，公司不存在通过随意确定开发周期调节损益的情形”，其余项目中光伏项目开发周期主要保持在 1 年以内、风电项目保持在 2 年以内，与公司内控制度相符。

（三）项目开发周期与平均开发周期差异较大的具体情况及原因，公司不存在通过随意确定开发周期调节损益的情形

报告期内，部分项目存在开发周期与公司内控制度约定的开发周期差异较大的情况，主要系项目获取核准/备案后收益率无法满足公司要求、项目获取核准/备案后项目建设用地、电网接入等无法及时取得批复等原因导致项目终止所致，具体情况如下：

序号	项目名称	是否已取得核准/备案	项目终止年度	超过内控开发周期原因
1	茂名市电白区霞洞镇 80MW 光伏发电项目	是	2022	已获取核准/备案，公司终止项目
2	连云港东海新瑞一期风电项目	是	2022	已获取核准/备案，公司终止项目
3	衡东县草市 100MW 林光互补光伏电站项目（一期 50MW）	是	2022	已获取核准/备案，公司终止项目
4	连云港东海新瑞二期风电项目	是	2022	已获取核准/备案，公司终止项目
5	河南省南阳市镇平县 40MW 风电项目	是	2021	已获取核准/备案，公司终止项目
6	定边县 100MW 光伏项目	是	2021	已获取核准/备案，公司终止项目
7	河南省黄泛区农场 93.5MW 分散式风电项目	是	2021	已获取核准/备案，公司终止项目
8	府谷庙沟门一期 50MW 风电项目	是	2021	已获取核准/备案，公司终止项目

序号	项目名称	是否已取得核准/备案	项目终止年度	超过内控开发周期原因
9	延安市宜川县风电项目	是	2020	已获取核准/备案，公司终止项目
10	府谷庙沟门一期 50MW 风电项目	是	2022	其他情形
11	府谷庙沟门二期 50MW 风电项目	是	2022	其他情形
12	河北省邢台市隆尧县 200 兆瓦风电项目	否	2020	其他情形
13	湖南省永州市宁远县五龙山 100MW 风电项目	是	2020	其他情形
14	山东菏泽巨野董官屯 100MW 风电项目	是	2020	其他情形

上述项目的开发周期与内控开发周期差异较大的具体原因如下：

1、已获取项目核准/备案，公司终止项目

项目终止主要系公司已获取项目核准/备案文件，在核准/备案文件失效前，基于项目不具有继续开发价值，相关手续、收益率不符合公司要求等原因导致项目终止，具体情况如下：

序号	项目名称	已获取项目核准/备案、项目仍终止原因
1	茂名市电白区霞洞镇 80MW 光伏发电项目	该项目涉及地块较分散，租地过程中村民配合度不高，推进阻力大，加之农光项目土地政策逐步收紧，考虑项目较多的风险点，公司终止项目。
2	连云港东海新瑞一期风电项目	因电力接入系统批复未获取，公司终止项目。
3	衡东县草市 100MW 林光互补光伏电站项目（一期 50MW）	项目因涉及林地问题，无法推进，公司终止项目。
4	连云港东海新瑞二期风电项目	因电力接入系统批复未获取，公司终止项目。
5	河南省南阳市镇平县 40MW 风电项目	实际无法办理压覆矿批复，需重新选址，无法满足对应电价补贴时期，收益无法满足公司要求，公司终止项目。
6	定边县 100MW 光伏项目	该项目由竞价项目转为平价项目，预计未来收益率不满足公司要求，公司终止项目。
7	河南省黄泛区农场 93.5MW 分散式风电项目	拟接入变电站消纳区域负荷降低，无法全容量消纳，导致最终获取电网接入批复容量为 56MW，无法满足公司收益率要求，公司终止项目。
8	府谷庙沟门一期 50MW 风电项目	因该项目部分征地问题未解决，电力接入指标最终未获取，公司终止项目。
9	延安市宜川县风电项目	由于土地涉及乔木林地和二级保护林地，不满足林业主管部门审批要求，无法获取林地批复，公司终止项目。

2、其他情形

（1）府谷庙沟门一期 50MW 风电项目、府谷庙沟门二期 50MW 风电项目

府谷庙沟门一期 50MW 风电项目、府谷庙沟门二期 50MW 风电项目于 2021 年度已费用化，2022 年度费用化金额系 2021 年度预估后续支出与实际发生的偏差，共计涉及金额 127.91 万元，整体影响较小。

（2）湖南省永州市宁远县五龙山 100MW 风电项目

湖南省永州市宁远县五龙山 100MW 风电项目于 2017 年 4 月 10 日列入湖南省永州市 2017 年风电项目备选建设项目清单，但未取得湖南省正式建设指标，公司预计项目可纳入 2019 年或 2020 年平价项目指标，故申请该项目延期至 2020 年底以争取取得湖南省正式建设指标，湖南省 2020 年未下发风电项目指标，公司终止该项目，相应前期费用于 2020 年进行费用化处理。

（3）山东菏泽巨野董官屯 100MW 风电项目

该项目于 2017 年 9 月立项，2019 年 9 月立项开发周期到期，公司预计 2020 年陆上风电项目政策转为平价阶段前可申报成功，故申请该项目延期至 2020 年底，但 2020 年仍未获取指标，公司终止该项目开发，相应前期费用于 2020 年进行费用化处理。

（4）河北省邢台市隆尧县 200MW 风电项目

该项目 2017 年 5 月立项，2019 年 5 月立项开发周期到期，项目已申报至河北省发展改革委，同时由于项目收益较高，具备继续开发价值，故该项目延期至 2020 年底，若 2020 年仍无法获取项目指标，则终止该项目。但是，公司 2020 年仍未获取该项目指标，故终止该项目，相应前期费用于 2020 年进行费用化处理。

综上所述，公司存在少量开发周期超过平均开发周期的项目，符合公司实际经营情况，不存在通过随意确定开发周期调节损益的情形。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、核查项目前期开发费用相关内部控制制度；访谈项目前期费用关键节点人员，了解内部控制制度实际执行情况。

2、检查项目前期费用中归集的所有项目：是否经过公司适当层级的审批、是否完成立项程序；检查当期是否存在逾期/终止的项目，并落实具体原因；关注是否存在不具有继续开发价值的项目及收益率较低的项目；检查计入项目前期

费用的支出是否与项目相关、合理、是否计入正确的会计期间等。

3、对在开发阶段计入项目前期费用的项目，重新计算项目周期，判断是否存在超过内控开发周期的项目，是否存在应费用化的项目未执行费用化程序等。

4、对在待建阶段计入项目前期费用的项目，核查是否取得核准/备案文件；关注核准/备案关键性信息，并结合文件信息判断是否存在未按核准/备案文件要求执行的情况；核查是否存在核准/备案文件延期、失效等事项。

5、对已转入建设阶段的项目，关注开工评审手续是否办理完成、项目是否已实质性动工、是否存在征地涉及土地红线或无法完成征地工作的情况等。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

公司项目前期费用在各阶段的归集科目、结转方式清晰，报告期内的项目开发周期及实际执行情况符合发行人内部控制流程，与内控开发周期差异较大的情况较少，不存在通过随意确定开发周期调节损益的情形。

（本页无正文，为《信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）关于新特能源股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的审核问询函回复》之签字盖章页）。

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：

张山



中国注册会计师：

李强



中国 北京

2023 年 6 月 12 日