



Ernst & Young Hua Ming LLP
Level 16, Ernst & Young Tower
Oriental Plaza
No. 1 East Chang An Avenue
Dong Cheng District
Beijing, China 100738

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）
中国北京市东城区东长安街1号
东方广场安永大楼16层
邮政编码: 100738

Tel 电话: +86 10 5815 3000
Fax 传真: +86 10 8518 8298
ey.com

关于河南百川畅银环保能源股份有限公司 申请向不特定对象发行可转换公司债券的 审核问询函之回复意见

深圳证券交易所:

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“安永华明”或“会计师”或“我们”）接受委托，审计了河南百川畅银环保能源股份有限公司（以下简称“百川畅银”或“公司”或“发行人”）的财务报表，包括2019年12月31日、2020年12月31日及2021年12月31日合并及公司资产负债表，2019年度、2020年度及2021年度的合并及公司利润表、股东权益变动表和现金流量表以及相关财务报表附注（以下简称“申报财务报表”），并出具了无保留意见的审计报告（报告编号为：安永华明（2020）审字第61309953_R01号、安永华明（2021）审字第61309953_R02号、安永华明（2022）审字第61309953_R01号）。

我们对百川畅银2019年度、2020年度及2021年度（以下统称“报告期”）的申报财务报表执行审计程序的目的，是对百川畅银的财务报表是否在所有重大方面按照企业会计准则的规定编制，是否公允反映百川畅银2019年12月31日、2020年12月31日及2021年12月31日的合并及公司财务状况以及2019年度、2020年度及2021年度的合并及公司经营成果和现金流量发表审计意见，不是对上述财务报表中的个别项目的金额或个别附注单独发表意见。

根据贵交易所于2022年4月25日发布的《关于河南百川畅银环保能源股份有限公司申请向不特定对象发行可转换公司债券的审核问询函》（审核函〔2022〕020084号）的要求，我们阅读了公司对相关问题的回复并进行了仔细核查，现在逐项做出说明，具体如下：

问题 1

近三年，发行人实现营业收入分别为 46,416.07 万元、51,872.69 万元和 49,932.29 万元，扣非归母净利润分别为 12,404.64 万元、13,260.16 万元和 11,080.77 万元，主营业务毛利率分别为 48.62%、45.23%和 40.24%。发行人 2021 年公司营收同比下降约 7%，扣非归母净利润同比下降比例达 16%，毛利率呈逐年下降趋势，最近一年下降 5 个百分点。截至 2021 年 12 月 31 日，发行人子公司 135 个，在河南、安徽、湖北、浙江、广东等地投产运营 94 个沼气发电项目，较上年增加 12 个项目，并网装机容量 188.01MW，其中最近一年仍处于亏损状态的超过 60 家，合计金额超过-2,800 万，其中亏损较大的十家子公司金额合计约-1,725 万元。近三年，发行人的总发电量分别为 91,109.47 万千瓦时、102,391.73 万千瓦时及 99,104.11 万千瓦时，机组发电效率分别为 71.13%、68.16%和 64.43%。

请发行人补充说明：（1）结合发行人所在行业产业政策、发展趋势、发行人的行业地位、报告期内各期新增项目的营运情况及是否达到预期收益、市场竞争趋势等，说明是否存在补贴力度下降、市场空间缩小及其他导致发行人持续盈利能力下降的情形，如有，请说明相应的应对措施；（2）结合近三年发行人发电项目数量、总装机容量、总发电量、上网电量等情况，说明 2021 年总发电量较上年有所下降的原因及合理性、机组发电效率逐年下降的原因及合理性；（3）结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性，与同行业公司比较是否存在重大差异，发行人最近一年净利润较上年有所下降的影响因素，前述因素是否仍持续，发行人业务发展是否存在较大不利影响；（4）结合亏损金额较大的项目子公司成立时间、营运年限、报告期内的营收、净利润、净资产规模，说明上述子公司是否连续亏损以及亏损原因，是否仍存在持续亏损可能性，对发行人未来业绩是否构成重大不利影响。

请发行人补充披露上述事项的风险。

请保荐人和会计师核查并发表明确意见。

发行人回复：

一、结合发行人所在行业产业政策、发展趋势、发行人的行业地位、报告期内各期新增项目的营运情况及是否达到预期收益、市场竞争趋势等，说明是否存在补贴力度下

降、市场空间缩小及其他导致发行人持续盈利能力下降的情形，如有，请说明相应的应对措施

（一）发行人所在行业产业政策、发展趋势

1、沼气无害化、资源化处理需求广泛，产业扶持政策稳定

发行人奉行“倡导低碳经济，贡献清洁能源”的宗旨，自设立以来，深耕于环保行业，是国内沼气资源化利用的优势企业。实践中，生活垃圾、养殖粪污厌氧发酵易生成沼气，若不及时进行收集利用，易产生爆炸、火灾及环境污染等安全问题。公司收集沼气，将其作为发电的原料，降低碳排放，并形成生物质可再生能源的有效利用。

根据住建部 2021 年 9 月颁布的《2020 年城市建设统计年鉴》以及《2020 年城乡建设统计年鉴》，截至 2020 年末，全国城市和县城共有垃圾卫生填埋场 1,871 座。根据住建部、发改委、环保部《关于印发<生活垃圾处理技术指南>的通知》（建城[2010]61 号），建设垃圾填埋场时，应保证填埋气体及时处理；卫生填埋场应对填埋气体进行回收和利用，严防填埋气体自然聚集、迁移引起的火灾和爆炸。填埋气无害化处理需求具有持久性和稳定性。

我国养殖业规模庞大，近年来大力推广集中养殖，根据 Wind 数据，2020 年末出栏量万头以上的养殖场 4,283 个。以生猪为例，2021 年国内生猪出栏量 6.71 亿头，年末存栏量 4.49 亿头，养殖产业伴生庞大的养殖粪污处理问题。国务院《畜禽规模养殖污染防治条例》明确“国家鼓励和支持利用畜禽养殖废弃物进行沼气发电”，“鼓励和支持沼气制取、有机肥生产等废弃物综合利用以及沼渣沼液输送和施用、沼气发电等相关配套设施建设。”同时，《关于加快推进畜禽养殖废弃物资源化利用的意见》、《关于做好 2020 年畜禽粪污资源化利用工作的通知》等一系列农业、养殖产业指导政策中，均对养殖粪污的资源化利用做出了明确要求。养殖废弃物、养殖粪污等垃圾的沼气资源化利用需求具有持久性和稳定性。

沼气发电行业的需求持久、稳定，具有显著的公益属性和安全环保价值，降低了温室气体排放，符合“双碳”产业政策指导方向，相关产业政策的持久性、稳定性、可预见性较强。近年来，国家有关主管部门针对沼气综合利用行业出台的产业扶持政策如下：

序号	政策名称	发布机构	主要相关内容	发布时间
1	国家发展改革委 国家能源局 财政部 自然资源部 生态环境部 住房和城乡建设部 农业农村部 中国气象局 国家林业和草原局关于印发《“十四五”可再生能源发展规划》的通知（发改能源〔2021〕1445号）	国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局	展望 2035 年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在 2030 年非化石能源消费占比达到 25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。 锚定碳达峰、碳中和与 2035 年远景目标，按照 2025 年非化石能源消费占比 20%左右任务要求，2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右，年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右，电力总量消纳责任权重达到 33%左右，可再生能源电力非水电消纳责任权重达到 18%左右，可再生能源利用率保持在合理水平，地热能供暖、生物质供热、生物质燃料、太阳能热利用等非电利用规模达到 6,000 万吨标准煤以上；“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%，发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%。	2022 年 6 月 1 日
2	国家发展改革委关于印发《“十四五”生物经济发展规划》的通知（发改高技〔2021〕1850号）	发改委	有序发展生物质发电，推动向热电联产转型升级，推动化石能源向绿色低碳可再生能源转型。	2022 年 5 月
3	《关于加快推进城镇环境基础设施建设的指导意见》（国办函〔2022〕7号）	发改委、生态环境部、住建部、国家卫生健康委	到 2025 年，城镇环境基础设施供给能力和水平显著提升，加快补齐重点地区、重点领域短板弱项，构建集污水、垃圾、固体废物、危险废物、医疗废物处理处置设施和监测监管能力于一体的环境基础设施体系。到 2030 年，基本建立系统完备、高效实用、智能绿色、安全可靠的现代化环境基础设施体系。	2022 年 1 月
4	《关于全面推进乡村振兴加快农业农村现代化的意见》	国务院	推进农业绿色发展，加强畜禽粪污资源化利用。	2021 年 1 月

序号	政策名称	发布机构	主要相关内容	发布时间
5	《2021年生物质发电项目建设工作方案》(发改能源〔2021〕1190号)	国家发展改革委、财政部、国家能源局	按照“以收定补、央地分担、分类管理、平稳发展”的思路,进一步完善生物质发电开发建设管理,合理安排2021年中央新增生物质发电补贴资金,明确补贴资金央地分担规则,推动新开工项目有序竞争配置,促进产业技术进步,持续降低发电成本,提高竞争力,实现生物质发电行业有序健康、高质量发展。	2021年8月
6	关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知(财建〔2020〕426号)	财政部、发展改革委、国家能源局	财建〔2020〕5号规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目,全生命周期补贴电量内所发电量,按照上网电价给予补贴。 在未超过项目全生命周期合理利用小时数时,按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴;所发电量超过全生命周期补贴电量部分,不再享受中央财政补贴资金,核发绿证准许参与绿证交易。生物质发电项目自并网之日起满15年后,无论项目是否达到全生命周期补贴电量,不再享受中央财政补贴资金,核发绿证准许参与绿证交易。	2020年9月
7	《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》(发改能源〔2020〕1421号)	国家发展改革委、财政部、国家能源局	坚持“以收定补、新老划段、有序建设、平稳发展”,进一步完善生物质发电建设运行管理,合理安排2020年中央新增生物质发电补贴资金,全面落实各项支持政策,推动产业技术进步,提升项目运行管理水平,逐步形成有效的生物质发电市场化运行机制,促进生物质发电行业持续健康发展。	2020年9月
8	《产业结构调整指导目录(2019年本)》(发改令[2019]第29号)	发改委	“城镇垃圾、农村生活垃圾、农村生活污水、污泥及其他固体废弃物减量化、资源化、无害化处理和综合利用工程”属于鼓励类产业。	2019年10月
9	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》(国发〔2018〕22号)	国务院	经过3年努力,大幅减少主要大气污染物排放总量,协同减少温室气体排放。	2018年6月
10	《关于加快推进畜禽养殖废弃物资源	国务院办公厅	开展规模化生物天然气工程和大中型沼气工程建设。落实沼气发电	2017年5月

序号	政策名称	发布机构	主要相关内容	发布时间
	化利用的意见》(国办发〔2017〕48号)		上网标杆电价和上网电量全额保障性收购政策,降低单机发电功率门槛。 落实沼气和生物天然气增值税即征即退政策,支持生物天然气和沼气工程开展碳交易项目。	
11	《生活垃圾分类制度实施方案》(国办发〔2017〕26号)	发改委、住建部	加快建立分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的垃圾处理系统,形成以法治为基础、政府推动、全民参与、城乡统筹、因地制宜的垃圾分类制度。统筹规划建设生活垃圾终端处理利用设施,积极探索建立集垃圾焚烧、餐厨垃圾资源化利用、再生资源回收利用、垃圾填埋、有害垃圾处置于一体的生活垃圾协同处置利用基地	2017年3月
12	《关于印发<资源综合利用产品和劳务增值税优惠目录>的通知》(财税[2015]78号)	财政部、国家税务总局	纳税人销售自产的资源综合利用产品和提供资源综合利用劳务(以下称销售综合利用产品和劳务),可享受增值税即征即退政策。垃圾以及利用垃圾发酵产生的沼气属于上述目录范围。	2015年6月
13	《畜禽规模养殖污染防治条例》	国务院	国家鼓励和支持沼气制取、有机肥生产等废弃物综合利用以及沼渣沼液输送和施用、沼气发电等相关配套设施建设。 国家鼓励和支持利用畜禽养殖废弃物进行沼气发电,自发自用、多余电量接入电网。电网企业应当依照法律和国家有关规定为沼气发电提供无歧视的电网接入服务,并全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的多余电量。 利用畜禽养殖废弃物进行沼气发电的,依法享受国家规定的上网电价优惠政策。利用畜禽养殖废弃物制取沼气或进而制取天然气的,依法享受新能源优惠政策。	2013年11月

沼气发电属于固体废弃物综合利用和可再生能源利用的范畴，是《产业结构调整指导目录》的鼓励类产业，符合《“十四五”现代能源体系规划》的要求，高度契合国家战略。《中华人民共和国可再生能源法》及《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》等法律法规规定，沼气发电项目上网电量由电网企业全额保障性收购，享有最高优先调度等级的行业政策，沼气发电项目基本可实现“能发尽发、全额上网”。政策支持为沼气发电行业的发展提供了有力保障。

2、沼气发电行业的发展趋势

(1) 传统填埋气发电领域集中度提高，逐步渗透县域市场

我国沼气发电产业起步较晚，现阶段以填埋气发电应用为主，由于填埋场多为分散布局，单体项目规模大小不一，且选址相对偏远，一定程度限制了沼气发电行业集中度。

近年来，随着沼气发电技术逐渐成熟，国家对沼气资源利用的鼓励政策逐渐明朗，填埋气发电项目运营模式已逐渐清晰。随着优势企业的项目运营能力增强，经济发展带动垃圾清运量大规模提升，填埋气发电项目已逐步渗透中小城市、县域的垃圾填埋场。与此同时，随着竞争的加剧，如发行人、中国水业集团、晟世能源、中兰环保等企业通过并购扩大规模的趋势比较明显，带动行业集中度的提高。

(2) 垃圾焚烧产能提升，与卫生填埋长期共存

我国生活垃圾规模较大，且增速较快。全国各地尤其是发达地区的垃圾处置压力较大，各地填埋场承载了当地较大的清运垃圾处置需求，存在库容不足、过度饱和的问题。由于垃圾焚烧占用土地较少，能有效解决一些城市（尤其是大中型城市）堆场不足的问题，因此垃圾焚烧处置规模逐步提升，缓解了垃圾填埋的处置压力。

我国不同区域的经济水平、人口密度、经济增速差异较大，垃圾无害化处理模式必然遵循因地制宜、循序渐进和综合运用原则，在可预见的未来，卫生填埋与垃圾焚烧将作为生活垃圾处置的主要方式长期共存。

(3) 上游产业横向拓展带动市场空间扩大

沼气发电的上游行业中，随着厨余垃圾清运能力提升、禽畜规模化养殖推广，以厌氧发酵技术为主的沼气资源利用也逐步向前述产业拓展。同时，随着垃圾焚烧处置能力的提升，焚烧厂渗滤液处理环节也伴生沼气处置需求。我国生活、养殖垃圾、固体废物处置规模化、产业化，为沼气综合利用行业带来广阔发展空间，并实现了相关技术在不同产业的有效拓展，沼气资源化利用企业能够依托前述优势做大做强。

（二）发行人的行业地位、报告期内各期新增项目的营运情况及是否达到预期收益、市场竞争趋势

1、发行人的行业地位

公司自成立以来，专注于沼气发电业务，并积累了丰富的运营和管理经验，是沼气资源化利用领域的优势企业。截至报告期末，公司在河南、安徽、湖北、浙江、广东等省份（直辖市、自治区）投产运营 107 个沼气发电项目，并网装机容量 192.48MW，按照运营项目数量和并网装机容量计算，公司在国内沼气发电行业居于前列。

2018 年至 2020 年，公司运营沼气发电项目与全国沼气发电并网装机容量的对比情况如下：

期间	公司并网装机容量 (万千瓦)	全国沼气发电并网装机容量 (万千瓦)	公司占比
2018 年	12.27	62	19.79%
2019 年	15.99	75	21.32%
2020 年	17.13	89	19.25%

数据来源：《2021 中国生物质发电产业发展报告》。

2、报告期内各期新增项目的营运情况及是否达到预期收益

（1）公司投运项目分散，通过经营优势保证业务整体业绩水平

发行人经营实践中，由于新项目在投运初期，集气井布置、机组调试、配套设施安装等环节需要一定的测试时间，并根据实际测试情况进行调整；且不同项目的沼气集气量、集气效率差异较大；同时新建项目在并网发电后申请纳入补贴清单也需要一定周期。前述因素降低了新建项目初期经营业绩预期。

公司在项目投运规模、成本管理水平、项目运营经验等方面具备较强的优势，能够较为准确地把握项目投资机会，降低投资风险。基于发行人沼气发电业务项目数量大、区域分布广泛的特点，项目投资风险能够得到有效分散，新建项目数量占比相对较低，初期经营业绩释放较慢造成的不利影响较小。

（2）报告期内新增项目的运营情况

报告期内，发行人向中小城市、县域填埋气发电市场拓展，新增项目数量较多。发行人项目的投资进度需根据气量等情况阶段性、有序推进并逐步释放业绩，故会因长期

资产投入较大，且大部分运营人员已上岗等因素，导致规模较小的项目投产初期亏损情况较多，后续随着项目产能的逐步释放，将逐步实现盈利以及预期收益。报告期内，发行人新增项目共有 57 个，占报告期子公司数量约为 40%，报告期内盈利情况如下表所示：

序号	公司名称	投产时间	主要生产 经营地	净利润（万元）			
				2019 年	2020 年	2021 年	2022 年 1-6 月
1	百色百川	2019 年 1 月	百色市	162.14	320.45	321.99	170.31
2	孝感百川	2019 年 4 月	孝感市	266.77	292.19	114.39	-92.41
3	广汉百川	2019 年 5 月	广汉市	34.19	-285.88	-10.35	-0.03
4	潜江百川	2019 年 7 月	潜江市	94.16	202.96	129.11	-29.33
5	方城百川	2019 年 7 月	方城县	-3.19	62.82	61.34	6.41
6	鲁山百川	2019 年 7 月	鲁山县	62.53	102.63	72.01	-12.20
7	西平百川	2019 年 7 月	西平县	37.5	199.99	110.76	-35.72
8	青岛百畅	2019 年 7 月	青岛市	891.98	957.26	657.68	156.68
9	苏州百畅	2019 年 8 月	苏州市	172.25	956.65	-134.68	-76.56
10	朝阳百川	2019 年 9 月	朝阳市	67.07	324.04	315.83	199.23
11	南乐百川	2019 年 9 月	南乐县	-63.37	28.34	-86.08	-230.84
12	息县百川	2019 年 10 月	息县	-10.49	170.39	65.92	-10.01
13	固始百川	2020 年 1 月	固始县	-19.24	118.23	168.49	145.13
14	沁阳百川	2020 年 1 月	沁阳市	-20.22	18.09	66.96	48.65
15	确山百川	2020 年 1 月	确山县	-17.71	0.63	5.97	22.09
16	永春百川	2020 年 1 月	永春县	-38.99	68.75	85.19	58.68
17	舞钢百川	2020 年 4 月	舞钢市	-13.08	-94.92	49.77	17.95
18	淮滨百川	2020 年 4 月	淮滨县	-10.64	-9.22	164.14	102.89
19	丽江百川	2020 年 4 月	丽江市	-41.00	65.52	164.86	537.75
20	中江百川	2020 年 6 月	中江县	-11.85	-5.18	82.33	68.29
21	德化百川	2020 年 6 月	德化县	-3.61	3.84	64.75	18.55
22	博爱百川	2020 年 7 月	博爱县	-3.41	-39.47	-13.04	2.78
23	徐州百畅	2020 年 9 月	徐州市	-9.22	-43.78	63.99	-23.28
24	东明百川	2020 年 9 月	东明县	-	11.97	24.35	-22.97
25	新安百川	2020 年 9 月	新安县	-0.03	-55.71	20.3	-42.18
26	伊川百川	2020 年 9 月	伊川县	-0.04	-50.77	18.56	-63.88

序号	公司名称	投产时间	主要生产 经营地	净利润（万元）			
				2019年	2020年	2021年	2022年 1-6月
27	永康百畅	2020年9月	永康市	-3.13	-22.87	44.51	-14.00
28	民权百川	2020年9月	民权县	-	-67.27	2.35	-28.27
29	泊头百川	2020年11月	泊头市	-4.62	-96.03	8.96	-48.66
30	涡阳百畅	2021年1月	涡阳县	-6.37	-66.87	-27.54	-10.51
31	张家界农科	2021年1月	张家界	-	-	50.76	5.82
32	洪雅百川	2021年4月	洪雅县	-	-5.3	-27.96	0.10
33	潼南百川	2021年6月	潼南区	-	-0.72	-27.41	-33.52
34	南召百畅	2021年6月	南召县	-	-	-12.92	21.55
35	赣州百畅	2021年7月	赣州市	-	-	-11.46	200.01
36	霞浦百畅	2021年8月	霞浦县	-	-0.34	23.86	105.45
37	全州百川	2021年8月	全州县	-	-0.59	-70.19	25.56
38	台前百川	2021年8月	台前县	-	-	-43.26	-10.23
39	新密百川	2021年9月	新密市	-	-	-72.87	-10.01
40	靖边百畅	2021年9月	靖边县	-	-	-92.17	6.62
41	蒙自百川	2021年10月	蒙自县	-	-	-21.66	49.40
42	嘉鱼百川	2022年1月	嘉鱼县	-	-	-30.55	6.54
43	巫山百川	2022年1月	巫山县	-	-	-16.88	26.41
44	百川中牟	2022年1月	中牟县	-	-	-15.5	-53.44
45	舞阳百川	2022年1月	舞阳县	-	-	-49.28	-17.89
46	获嘉百川	2022年1月	获嘉县	-	-	-35.08	5.22
47	濮阳县百畅	2022年1月	濮阳县	-	-	-28.53	-8.93
48	濮阳县百川	2022年1月	濮阳县	-	-	-21.94	26.41
49	汤阴百川	2022年2月	汤阴县	-	-	-25.41	-4.59
50	辰溪百川	2022年4月	辰溪县	-	-	-3.37	-30.86
51	和县百川	2022年4月	和县	-	-	-6.75	-33.92
52	上蔡百川农牧	2022年6月	上蔡县	-	-	-0.29	-14.62
53	上蔡百畅农牧	2022年6月	上蔡县	-	-	-1.06	-13.24
54	社旗百川	2022年6月	社旗县	-	-	-0.01	-8.67

序号	公司名称	投产时间	主要生产 经营地	净利润（万元）			
				2019年	2020年	2021年	2022年 1-6月
55	濉溪百川	2022年6月	濉溪县	-	-	-1.67	-16.61
56	濉溪百畅	2022年6月	濉溪县	-	-	-1.28	-18.55
57	禹山新能	2022年1月	柳城县	-	-	-	6.79

注：表中列示的张家界农科、禹山新能净利润为收购之日起实现的净利润。

在项目运营过程中，各地区人口数量、经济发展程度、垃圾清运量、填埋量均动态变化，发行人基于项目投运经验，阶段性、梯度性进行机组投运，降低投资风险。近年，因疫情原因，城镇社会活动减至较低水平，新增垃圾量较少，发行人各项目垃圾进场量受到不同程度的影响。因垃圾场产气量、集气效率等作业环境的不同，导致发行人项目机组投资情况有差异，经营业绩水平存在一定区别。报告期内，新增项目经营业绩具体分析如下：

1) 投产当年盈利

百色百川、孝感百川、广汉百川、潜江百川、鲁山百川、西平百川、青岛百畅、苏州百畅、朝阳百川于2019年投产，固始百川、沁阳百川、确山百川、永春百川、丽江百川、德化百川、东明百川于2020年投产，张家界农科、霞浦百畅于2021年投产，嘉鱼百川、巫山百川、获嘉百川、濮阳县百川、禹山新能于2022年上半年投产，上述项目因垃圾填埋场等合作方的产气量较为充足，投产当年即实现盈利，但并网之前的年度，因未产生收入且项目在建设阶段有正常的开办费用等支出，导致相关经营年度处于亏损状态。上述项目投产后，因所在填埋场垃圾产气量波动、维修情况等影响，报告期内业绩会有波动，但多数项目仍可实现盈利，部分项目出现亏损情形，主要原因为：

广汉百川因当地政府建立垃圾焚烧发电项目导致垃圾进场量减少、气量下降，并按停产计提减值准备，因此2020年至2022年上半年业绩亏损；2022年初，孝感百川因垃圾填埋场周围渗滤液水位过高，且污水处理厂处理能力有限，导致无法收集填埋气发电，项目暂时停产，拟待水位下降后再运行发电，2022年上半年亏损；潜江百川因冬季气候寒冷，垃圾堆体不易于产气，导致发电较少，出现亏损；2021年底至2022年初，西平百川所在垃圾场填埋了部分建筑垃圾，影响了项目打井收集填埋气，同时受2021年河南暴雨影响，导致产气效果不好，发电较少，出现亏损，后续随着打井方案的优化，预计经营业绩将有改善；此外，鲁山百川2022年初存在机组中修的情形，因机组维修

期间停产，导致发电量下降，同时维修费增加，上半年业绩微亏；苏州百畅因一期项目气量减少，投建了二期项目，且考虑业务结算便利性等因素，将一期部分机组拆除、逐渐减少与第三方光大环能合作，导致 2021 年业绩亏损。2022 年上半年，苏州百畅餐厨沼气管道尚在建设，餐厨沼气尚未投入使用，出现利润微亏；东明百川属于新增项目，未纳入补贴清单，未确认补贴收入，出现亏损。

2) 投产当年亏损

上表中投产当年亏损项目因产气量不充分、规模较小等原因导致投产当年发电收益未覆盖成本、费用，产生亏损，后续随着产能的逐步释放，逐渐实现扭亏为盈，如南召百畅、赣州百畅、全州百川等项目，少数项目因疫情影响导致垃圾收集率暂时未达预期、未确认补贴收入等因素影响导致未能实现盈利。

其中，南乐百川所在垃圾填埋场因受疫情影响，当地垃圾收集率下降，垃圾填埋减少，导致项目产气量下降，同时 2021 年河南地区暴雨洪灾较为严重，南乐百川所在垃圾填埋场被洪水浸泡，影响沼气收集，发电量受到影响，因此 2021 年出现亏损。2022 年上半年，因南乐百川发电效果不佳，发行人遂将该项目停产并做了资产清理，导致当期亏损额较大；

伊川百川、永康百畅、民权百川、徐州百畅、新密百川因尚未纳入补贴清单，按照新增项目收入确认准则，未确认补贴收入导致对应期间业绩亏损；泊头百川发电机组投产时间较晚，因冬季气候寒冷，垃圾堆体不易于产气，目前垃圾填埋场产气量未满足满负荷状态，发电机组综合产能利用率较低，导致出现亏损；涡阳百畅因垃圾场渗滤液水位过高，影响填埋气收集，导致 2022 年上半年微亏，预计随着后续该问题的解决，业绩将逐步好转；潼南百川于 2021 年 6 月投产，2022 年上半年因所在垃圾填埋场垃圾堆体整改，影响了沼气收集，导致当期业绩微亏；台前百川为 2021 年 8 月新并网的项目，因产能未完全释放导致出现亏损。

综上，报告期内，发行人新建项目因质地不同、经营环境变化等因素的影响，经营业绩有所不同。基于公司投运项目数量较大、风险相对分散的特点，发行人同一时期内投运项目的整体经营业绩水平，能够达到公司的投运预期收益，报告期前发行人正常运营 64 个项目，报告期内 2019 年、2020 年、2021 年、2022 年上半年分别新增项目 12 个、17 个、12 个、16 个，共计 57 个项目，随着发行人新增项目数量的增加，净利润

占比总体增长,2022 年上半年,报告期内新增项目净利润占合并利润比例达到 24.17%。同时,发行人在运营过程中,能够根据不同项目的运营情况,跨区域合理调拨人员、机组和重要设备,避免低效项目的固定资产闲置和优势项目沼气资源的浪费,保证沼气发电业务的整体经营业绩水平。

3、市场竞争趋势

(1) 行业主要竞争企业

我国沼气发电行业起步较晚,填埋气发电为主要应用领域。截至 2022 年 6 月 30 日,公司在河南、安徽、湖北、浙江、广东等省份(直辖市、自治区)投产运营 107 个沼气发电项目,并网装机容量 192.48MW。公司近年来运营项目的并网装机规模,占全国沼气发电并网装机容量的 20%左右。结合全国沼气发电并网装机容量,以及同行业公司公开披露的装机容量情况,发行人并网装机规模在国内预计居于前三。行业内从事同类业务、与发行人存在竞争关系的主要企业的具体情况如下:

①晟世能源

深圳市晟世环保能源股份有限公司成立于 2016 年 12 月 19 日,注册资本 1.39 亿元,总资产达到 12 亿元。该公司致力于城乡农林生物质发酵沼气、煤矿瓦斯、工业尾气等甲烷类温室气体的收集、净化和综合利用,以及分布式能源等碳减排领域。根据其官网披露信息,公司投资建设和运行管理的甲烷类温室气体(含沼气)发电项目总数达 70 个,已运行项目装机容量 181.7MW。

②中技能源

中技能源公司集咨询、研发、投资、建设、运营管理于一体,通过 PPP、BOT、BOO 等多种投资方式建设运营了多个垃圾填埋气发电厂、天然气分布式能源站、太阳能发电站和节能改造项目。根据其官网披露信息,中技能源沼气发电项目包括湖南中技华实能源有限公司项目(装机容量 4.2MW)、怀化中技能源有限公司项目(装机容量 2.8MW)、娄底中技环保能源有限公司项目(装机容量 3MW)、长沙市餐厨垃圾无害化处理余气利用项目(装机容量约 2.13MW),并于 2022 年 3 月签约沅陵县垃圾填埋场沼气综合处理利用项目,计划建设总装机容量 2MW。根据以上项目装机情况,总装机容量约为 14.13MW。

③中国水业集团

中国水业集团从初创时传统水务板块，一路发展成为横跨水务、环保新能源、产城融合三大领域的综合性、产业化集团公司。

在新能源板块，集团于 2013 年设立新中水（南京）再生资源投资有限公司，主要从事城乡环保新能源资源化利用项目的投资-建设-运营，根据中国水业集团 2021 年度报告，共有 47 个固体废物处理项目，其中 38 项已开始运营，总装机容量为 135.64MW。

④北清环能

北清环能从事的主要业务包括城乡有机废弃物的无害化处理及资源化利用与城市清洁供热业务等，根据其年报信息，公司是国内有机固体废物投资运营细分领域领先企业，也是国内唯一以餐厨废弃物资源化利用为主业的上市公司。

2020 年，北清环能通过重大资产重组收购了十方环能，十方环能原主营业务包括：餐厨（厨余）废弃物、市政污泥、农业有机废弃物无害化处理与资源化利用、沼气无害化处理和综合利用。

根据其 2021 年度报告，截止 2021 年底，北清环能表内外运营餐厨项目产能超过 3,000 吨/日，公开信息未披露具体装机容量情况。

⑤中兰环保

公司成立于 2001 年，自成立以来，中兰环保在固体废物及工业废弃物处理领域一直开拓进取，重点在市政垃圾场、危险废物处理、煤化工、矿业、石化行业的环保污染防治领域积累了丰富的经验。

根据其 2021 年度报告，截至 2021 年底，中兰环保拥有 7 个填埋气发电厂共 27MW 发电机组运行。

（2）沼气发电行业的竞争情况

沼气发电行业在我国起步较晚，国内的早期项目主要为一线城市大型垃圾填埋场的单体项目。随着国家对沼气资源利用的鼓励政策逐渐明朗，沼气治理技术逐渐成熟，盈利模式逐渐清晰，市场竞争日趋激烈，传统填埋气发电业务逐步向中小城市、县域市场下沉。

同时，沼气发电行业已逐步拓展至厨余垃圾、焚烧站渗滤液、养殖粪污等领域的沼气利用，前述产业的合作方通常为大型养殖场、焚烧站等规模型企业，在沼气发电企业规模、技术、品牌等方面的遴选标准相对较高，对中小型沼气发电企业而言，进入该领域有一定壁垒。

综上所述，沼气发电行业在填埋气发电的基础上，形成纵向市场下沉及横向产业延展的发展方向，竞争日趋激烈。行业优势企业所具备的规模优势、技术优势、品牌优势以及项目管理优势，能够使得相关企业更好地适应市场竞争趋势。

(三) 发行人是否存在补贴力度下降、市场空间缩小及其他导致发行人持续盈利能力下降的情形

1、有关补贴力度方面

为优化能源结构，我国长期通过电价补贴等方式，为可再生能源行业发展提供重要资金支持。可再生能源行业包括风电、光伏、生物质能发电等，其中生物质能发电包括垃圾焚烧发电、沼气发电等。

2020年初，财政部、发改委等国家部委出台了《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）、《关于印发〈可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法〉的通知》（财建〔2020〕5号）、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）等政策，该等政策提出：将进一步完善非水可再生能源发电项目的市场化配置机制；同时，在充分保障政策延续性和存量项目合理收益的基础上，未来新增项目电价补贴将根据“以收定支”的原则获取，财政部根据补助资金年度增收水平、行业发展等情况，合理确定当年补贴总额。

补贴发放具体实施规定方面，相关政策优化了补贴兑付流程，保障了存量项目的合理收益，新增项目适用“以收定支”原则，并根据并网时间等因素有序纳入后续年度补贴申请。

2020年9月11日，国家发改委、财政部、国家能源局联合印发了《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》，该文件规定：2020年1月20日（含）以后、2021年1月1日之前符合条件的新增项目可申请2020年中央补贴；但已纳入2020年补贴范围的项目累计补贴总额达到当年中央新增补贴额度15亿元后，未申请到的项目，结转至次年依序纳入。

2021年8月11日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发了《2021年生物质发电项目建设工作方案》，该文件规定：申报2021年中央补贴的生物质发电项目分为非竞争配置项目和竞争配置项目。2020年1月20日（含）以后当年全部机组建成并网但未纳入2020年补贴范围的项目及2020年底前开工且2021年底前全部机组建成并网的项目，为非竞争配置项目；2021年1月1日（含）以后当年新开工项目为竞争配置项目。2021年生物质发电中央补贴资金总额为25亿元，其中：用于安排非竞争配置项目的中央补贴资金20亿元，竞争配置项目的中央补贴资金5亿元。

以上规定为有关部门按照“以收定补、央地分担、分类管理、平稳发展”的思路，对2020年、2021年新增生物质发电项目补贴资金所做的安排。其中，关于“竞争配置项目”的相关规定为现阶段针对补贴资金有序发放的鼓励性措施，对发行人目前投产项目的影响有限。

报告期内，发行人运营的项目以存量项目为主，存量项目不受上述政策影响，补贴电价有保障。按照相关规定，报告期内，发行人有3个新增项目已纳入补贴清单，其余正在等待补贴清单申请通知或处于有序审核阶段。此外，为尽快推进项目纳入补贴清单，发行人根据上述规定并参考现有项目经验，于2021年将全州百川、霞浦百畅、潼南百川等项目在原有补贴电价基础上减1厘确定为项目补贴电价，参与竞争性配置。截至本回复出具日，相关竞争性配置结果尚未公布。

根据上述方案，符合条件的非竞争配置项目按程序申报补贴清单；申报竞争性配置的沼气发电项目申报电价须低于各省现行上网电价（以1厘/千瓦时为最小报价单位），并分项目类型“按补贴退坡幅度由高到低排序纳入，退坡幅度相同的，按热电联产项目优先、装机容量小者优先纳入，直至纳入项目所需中央补贴总额达到相应补贴资金额度为止”。申报通过后，即纳入竞争性配置项目补贴名单。根据发行人收入确认政策，适用“以收定支”原则的新增项目，待纳入补贴清单后确认补贴收入，因而竞争性配置可能带来的补贴电价下降对发行人已确认的经营业绩不构成实质性影响。

综上，发行人存量项目不受上述政策的影响，适用非竞争性配置的新增项目符合相关规定，纳入补贴清单不存在实质性障碍，适用竞争性配置的新增项目对发行人目前投产的项目影响有限，相关补贴政策的变化未对发行人的持续盈利能力等造成重大不利影响，发行人已在募集说明书中补充风险提示。

2、有关市场空间方面

我国沼气发电产业起步较晚，现阶段以填埋气发电应用为主。根据《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能发新能〔2017〕31号）等文件，风电、光伏均需纳入年度规模管理，垃圾焚烧发电纳入规划布局，沼气发电不受规模限制，即市场空间不受限。根据《2021 中国生物质发电产业发展报告》以及统计年鉴数据，截至 2020 年底，全国沼气发电并网项目 270 个，并网装机容量 89 万千瓦，填埋气发电产业渗透率仅为 14.43%，市场拓展空间较大，上游产业的集中化、规模化，将带动沼气发电行业持续发展。

此外，除填埋气发电外，我国沼气资源利用应用领域广阔。在产业指导政策的鼓励下，公司基于技术共通性，积极开拓厨余垃圾、养殖粪污、农业秸秆、工业有机废弃物等领域的沼气资源利用业务，并依托自身技术研发储备，积极拓展碳减排业务，增厚项目盈利水平。具体如下：

（1）厨余垃圾沼气利用

厨余垃圾处理的厌氧发酵环节会产生沼气，公司已与相关厨余垃圾运营商开展沼气利用合作，并已与运营商签署了合作协议，如沈阳餐厨垃圾沼气发电项目、浙江金华餐厨垃圾处理厌氧沼气利用项目、重庆潼南区餐厨垃圾沼气发电项目等已与运营商达成合作。

（2）养殖粪污沼气利用

近年来，国家大力推广集中养殖，单个养殖场沼气资源化利用的经济性大幅提高。发行人能够有效结合沼气发电的技术共通性，有力拓展养殖粪污沼气发电业务，并已就上蔡牧原养殖十二场沼气发电项目、社旗牧原养殖四场沼气发电项目、安徽濉溪牧原二场沼气发电项目等项目与相关方签订了合作协议。

（3）其他沼气资源化利用

在垃圾焚烧厂处理渗滤液环节会产生沼气，公司能够与垃圾焚烧运营商进行沼气利用合作，如沈阳市大辛生活垃圾焚烧发电厌氧沼气利用项目、青岛渗滤液厌氧沼气利用合作项目、天津市静海渗滤液厌氧沼气利用项目等，已签署合作协议。

此外，公司能够根据技术共通性，在农业秸秆沼气、工业有机废弃物沼气利用领域进行开拓，寻求新的业务增长点。

(4) 碳减排应用领域

随着未来相关政策框架的逐步完善、国内外碳减排交易的活跃，公司有望拓宽沼气发电产业的应用领域。公司的核证减排量可以在国内外相关碳排放市场进行交易，2021年、2022年1-6月，公司实现碳减排收入分别为269.60万元、670.25万元，碳减排交易为公司带来直接收益、增厚项目盈利水平的同时，能够提升低进场垃圾量项目的经济可行性、扩大目标市场。

综上所述，发行人不存在补贴力度下降、市场空间缩小等导致发行人持续盈利能力下降的情形。

二、结合近三年发行人发电项目数量、总装机容量、总发电量、上网电量等情况，说明2021年总发电量较上年有所下降的原因及合理性、机组发电效率逐年下降的原因及合理性

报告期内，发行人发电项目数量、总装机容量、总发电量、上网电量及发电效率等变化情况如下：

项目	2022-6-30/ 2022年1-6月	2021-12-31/2021年度		2020-12-31/2020年度		2019-12-31/2019年度
	数量	数量	增长率	数量	增长率	数量
发电项目数量 (座)	107	94	14.63%	82	12.33%	73
总装机容量 (MW)	192.48	188.01	9.79%	171.25	7.11%	159.88
设计年发电量 (万千瓦时)	161,136.84	153,809.54	2.39%	150,222.39	17.28%	128,091.06
总发电量(万 千瓦时)	48,132.84	99,104.11	-3.21%	102,391.73	12.38%	91,109.47
上网电量(万 千瓦时)	45,801.79	94,454.74	-1.84%	96,221.85	12.86%	85,260.85
机组发电效率	60.24%	64.43%	-5.47%	68.16%	-4.18%	71.13%

注：①设计年发电量=∑各项目加权计算的装机容量*365*24小时；

②各项目加权装机容量=∑各项目各机组成装机容量×当期各机组并网运行月份数/12，当期并网、增容或收购项目的并网运行月份数自实际发电日的次月开始计算；

③机组发电效率=总发电量÷设计年发电量；

④2022年1-6月发电效率为年化后数据。

⑤上表中，报告期各期末统计的总装机容量为期末时点在运营项目对应的装机容量。

发行人主营沼气发电业务，与垃圾焚烧发电业务、风电光伏业务等细分行业不同导致业务模式有差异。一般情况下，垃圾焚烧发电等以 BOT、PPP 等特许经营模式为主，项目投资规模较大，沼气发电业务以排他性合作模式为主，投资规模较小、投资回收期相对较短，沼气发电项目运营所需固定资产主要为发电机组、预处理系统等，相关资产安装、拆卸程序较为简便（以 1MW 国产济柴机组为例：型号为 1000GF-NK，采购价格为 240 万元（含税），含外壳集装箱的重量为 37 吨），可随各个项目气量情况调拨使用，拆卸费等计入当期损益，因此经营期限及经营模式都较为灵活。

发行人以项目制形式经营沼气发电业务，实际运营中，因各个项目所处生产经营阶段发生变化，对应项目要求配置的机组等资产也会有所变化。为减少资产的闲置，如果发行人某个沼气发电项目因封场或垃圾场产气量下降导致项目对发电机组需求下降，而其他电厂因产气量充足、对相关要素有更大需求时，发行人将通过资产调拨的方式，将相关生产要素流转至对应需要的电厂，促进电厂生产资源得以有效利用，提高公司的整体生产效益。

（一）机组发电效率逐年下降的原因及合理性

发电效率是指沼气发电机组在一定周期内，实际发电量与理论发电量（项目装机容量乘以理论工作时间）之比。发行人主营沼气发电业务，发电效率受垃圾场垃圾堆体产气量、沼气采集情况、项目规模、发电机组类型等影响。一般情况下，垃圾量越大，采气量越高，产能利用率越高，且进口机组较国产机组发电效率更高，报告期内机组发电效率逐年下降的原因如下：

（1）近两年投产的项目以小型项目为主

发行人近两年新投产的项目以小型项目为主，一般小型项目所在垃圾场垃圾量较大项目少，因而对应的沼气量较少。同时，部分大型项目逐渐接近项目运行周期末期，进场垃圾量下降、沼气量减少，导致发电量下降。

发行人根据经济效益分析做出项目投资决策，前述项目虽气量较少拉低了总体发电效率，但仍满足投运机组的预期收益。

(2) 各期新增项目较多，并网初期产能未完全释放

报告期内，公司投产项目数量较多。新增项目并网发电初期，项目前期的集气井布置尚在陆续开展，集气效率未实现稳定，产能正逐步释放，导致整体机组发电效率下降。

(3) 国产机组发电效率较进口机组低

报告期内，公司加大了国产机组的采购占比，导致发电项目投运的国产机组占比整体提高，与国际知名品牌相比，国产机组在成本上存在明显优势，但在发电效率、保养周期等方面存在一定差距，因而拉低了业务整体发电效率。

此外，发行人机组可使用年限较长，但随着部分机组已使用年限的累积，机组故障或达到定期维修时间的情形增加，因维修时机组停工，导致发电效率下降。

(4) 河南暴雨导致 2021 年总体发电效率下降

发电机组运行过程中，沼气收集率及沼气甲烷浓度的高低直接影响发电效率。2021 年由于河南地区暴雨，导致河南省部分项目采气井被淹，气体收集率下降，采气量未达预期标准，机组发电效率下降。

综上所述，机组发电效率逐年下降具备合理性。

(二) 2021 年总发电量较上年有所下降的原因及合理性

发行人发电量主要受填埋气量以及发电效率的影响，报告期内，随着发行人新项目的投建，总装机容量总体增长。2020 年，总发电量、上网电量随业务规模的扩大而增长，2021 年稍有下降，主要原因如下：

一方面，发行人近两年投产项目增加，但新投产的项目以小型项目为主，小型项目垃圾量、沼气量偏小，单个项目对公司整体发电量的贡献占比较小，同时部分大型项目因运营周期末尾临近、垃圾量下降等因素，导致发电量下降，因而发行人在投运项目增加的同时，发电量有所下降；

另一方面，发行人沼气发电项目投产后，垃圾填埋场等场所的沼气收集情况、集气效率等受外界环境变化会有波动，例如 2021 年河南暴雨，导致河南地区部分项目采气井被淹，气体收集率下降，采气量未达预期标准，机组发电效率下降，发电量下降。

综上所述，2021 年总发电量较上年有所下降具备合理性。

三、结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性，与同行业公司比较是否存在重大差异，发行人最近一年净利润较上年有所下降的影响因素，前述因素是否仍持续，发行人业务发展是否存在较大不利影响

（一）结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性

1、上网电价的变化情况

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十九条：“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定”。

报告期内，公司的沼气发电项目上网电价一般为项目所在地的发改部门、物价管理部门等核准批复的电价或根据当地电价政策确定的电价。上网电价包括两部分：一部分是脱硫燃煤机组标杆电价，另一部分是项目公司取得的可再生能源电价补贴，统一由项目所在地的电网公司结算。

一般情况下，可再生能源发电项目的上网电价按省份实行统一的定价政策。上网电价一经确定，在项目运营期内保持稳定，不随其他因素的调整而变化，且通常同一省份沼气发电项目上网电价、标杆电价及补贴电价相同。

报告期内，发行人发电项目具体电价分布情况如下表所示：

单位：元/千瓦时

标杆电价	2022年1-6月	2021年	2020年	2019年
0.2327元-0.3358元	5	6	5	5
0.3515元-0.3779元	53	44	40	29
0.3844元-0.4012元	23	23	23	19
0.414元-0.453元	26	23	21	20
0.5254元	2	3	3	2
合计	109	99	92	75
补贴电价	2022年1-6月	2021年	2020年	2019年
0.1318元-0.1325元	1	1	2	2
0.1629元-0.1775元	13	12	12	11
0.18元-0.1991元	11	13	13	13
0.2028元-0.236元	37	41	43	40
0.245元-0.2623元	9	9	9	9
合计	71	76	79	75
上网电价	2022年1-6月	2021年	2020年	2019年
0.3035元-0.4012元	30	18	11	0
0.414元-0.45元	7	4	1	0
0.468元-0.509元	4	3	4	5
0.5254元-0.579元	9	11	11	9
0.5803元-0.619元	46	49	51	47
0.63元-0.689元	12	12	12	12
0.75元	1	2	2	2
合计	109	99	92	75

注：上表电价区间左右值均对应具体项目电价。

由上表可知，发行人多数项目的上网电价集中在0.5803元-0.619元之间，主要对应河南、安徽、山东等地区的项目，其中因发行人河南省项目数量最多，因此各期项目上网电价以0.586元（河南省电价政策确定的上网电价）居多（各期数量分别为24个、28个、29个、29个）。2020年开始，发行人对尚未纳入补贴清单的新增项目暂不确认补贴收入，随着投产新增项目的增加，报告期内电价在0.3035元-0.4012元区间内的项目增加。

报告期内，公司已并网发电项目的电价平均变动区间情况如下：

单位：元/千瓦时

项目	2022年1-6月			2021年		
	标杆电价部分	补贴电价部分	上网电价	标杆电价部分	补贴电价部分	上网电价
平均值	0.3400	0.1351	0.4752	0.3460	0.1508	0.4968
最大值	0.5254	0.2623	0.7500	0.5254	0.2623	0.7500
最小值	0.2327	0.1325	0.3035	0.2327	0.1325	0.3035
项目	2020年			2019年		
	标杆电价部分	补贴电价部分	上网电价	标杆电价部分	补贴电价部分	上网电价
平均值	0.3506	0.1748	0.5254	0.3490	0.1833	0.5323
最大值	0.5254	0.2623	0.7500	0.5254	0.2623	0.7500
最小值	0.2327	0.1318	0.3358	0.2327	0.1318	0.4680

注：①上表中的平均上网/标杆/补贴电价为对应期间内沼气发电收入/标杆电价收入/补贴电价收入除以上网电量求得；

②2020年开始，根据公司收入确认政策，对于未纳入补贴清单的“新增项目”，待项目纳入补贴清单后确认补贴收入，因此上表中统计的电价为报告期内公司已确认标杆电价收入、补贴电价收入部分对应的电价。

由上表可知，各期上网电价平均值分别为 0.5323 元、0.5254 元、0.4968 元、0.4752 元。

报告期内，公司标杆电价最大值均为 0.5254 元，上网电价最大值均为 0.7500 元，对应邯郸资源、信能保定、泊头百川等河北项目，项目电价根据当地电价政策确定，发行人河北省内不同时期投产的沼气发电项目，电价构成一致；补贴电价最大值均为 0.2623 元，对应西宁百川项目。公司标杆电价最小值均为 0.2327 元，对应西宁百川项目；2019年至2020年补贴电价最小值均为 0.1318 元，对应广汉百川项目；因广汉百川于 2020 年停产，因此 2021 年至 2022 年上半年对应的补贴电价最小值对应其他项目（遵义信能），为 0.1325 元。2019 年上网电价最小值为 0.4680 元，对应天水百川（标杆电价 0.242 元、补贴电价 0.226 元）；2020 年上网电价最小值为 0.3358 元，对应丽江百川（标杆电价 0.3358 元），主要因未纳入补贴清单的新增项目，暂不确认补贴收入，因此补贴电价的贡献暂为零；2021 年，靖边百畅投产（至今尚未纳入补贴清单），该公司对应的标杆电价相较于其他新增项目更低，为 0.3035 元，因而 2021 年至 2022 年 6 月，上网电价最小值为 0.3035 元。报告期内，公司上网电价平均值逐期降低，具体分析如下：

(1) 报告期内未纳入补贴清单的新增项目增加，未确认补贴收入的情形较多导致补贴电价对上网电价贡献比下降。

2020年至2022年上半年，公司分别有13个、24个和39个项目（未包含该期间纳入清单的3个项目）未纳入补贴清单，未确认补贴收入。报告期内，根据公司收入确认政策，假设按照2020年1月1日起对于新增项目自投产发电时即确认补贴收入为前提进行模拟测算，则平均标杆电价、平均补贴电价及平均上网电价（均为不含税价格）模拟调整前后的对比情况如下：

单位：元/千瓦时

项目	2022年 1-6月	2021年度		2020年度		2019 年度
	金额	金额	增长率	金额	增长率	金额
平均标杆电价	0.3400	0.3460	-1.32%	0.3506	0.44%	0.3490
平均补贴电价(调整前)	0.1351	0.1508	-13.74%	0.1748	-4.61%	0.1833
平均补贴电价(调整后)	0.1730	0.1762	-2.66%	0.1811	-1.21%	0.1833
平均上网电价(调整前)	0.4752	0.4968	-5.45%	0.5254	-1.30%	0.5323
平均上网电价(调整后)	0.5130	0.5222	-1.78%	0.5316	-0.13%	0.5323

注：①上表平均上网电价、平均标杆电价、平均补贴电价为不含税价格。

由上表可知，模拟测算后，各期确认的平均补贴电价、平均上网电价差距不大。

(2) 报告期内，部分项目根据所在地区确定的上网电价较高，但因停产导致对电价平均值贡献下降，如马鞍山百川、蚌埠百川、蒙城百川因垃圾场封场、产气量减少等原因于2020年停产，当地上网电价较高，均为0.619元（安徽地区项目），；宣城百川上网电价为0.619元（安徽地区项目），信能保定上网电价为0.75元（河北地区项目），上述项目因产气量减少等原因均于2021年停产，因此随着部分上网电价较高项目的停产或发电量下降，平均上网电价总体降低。

综上，报告期内，发行人计算的平均上网电价主要受收入确认政策影响较大，导致有所波动，发行人各个地区的项目构成变化，导致标杆电价、补贴电价、上网电价平均值有变化。发行人各项目上网电价一经确定，在项目运营期内保持稳定，不随其他因素的调整而变化。

2、主营业务成本构成及变动情况

报告期内，公司主营业务成本构成及变动情况如下：

单位：万元

项目	2022年1-6月		2021年		
	金额	占比	金额	增长率	占比
主营业务成本	14,633.20	100.00%	28,157.90	1.68%	100.00%
其中：人工成本	3,784.92	25.87%	7,475.24	-1.44%	26.55%
折旧及摊销	5,507.18	37.63%	10,036.66	1.45%	35.64%
生产设备维修费	3,139.15	21.45%	5,931.84	14.17%	21.07%
资源使用费	579.55	3.96%	1,801.48	-20.43%	6.40%

项目	2020年			2019年	
	金额	增长率	占比	金额	占比
主营业务成本	27,692.56	18.74%	100.00%	23,321.28	100.00%
其中：人工成本	7,584.59	7.27%	27.39%	7,070.52	30.32%
折旧及摊销	9,893.28	30.79%	35.73%	7,564.01	32.43%
生产设备维修费	5,195.80	12.24%	18.76%	4,629.22	19.85%
资源使用费	2,263.91	13.92%	8.18%	1,987.28	8.52%

发行人主营业务成本主要由人工成本、折旧及摊销、生产设备维修费、资源使用费等组成，报告期内上述几项占主营业务成本的比重在 88%-92%之间，不存在大幅变动的情形。

一般情况下，发行人单个电厂配备的生产人员较为稳定，生产人员主要进行运行维护及沼气收集等作业，因而单个电厂发电量的增加不会导致生产人员的大幅增长，但报告期内发行人新投产电厂增加，导致用人需求增加，同时员工平均待遇上涨，因此 2020 年人工成本较上期增长 7.27%。此外，2021 年度，发行人无人值守的减员增效方案得到了较大范围的推广，全年平均人数较上期有所下降，因此 2021 年度人工成本较上期略有下降。

发行人折旧及摊销、生产设备维修费随着长期资产投入的增长而增加，因新项目投产以及原项目扩建导致固定资产、长期待摊费用等投入增加，导致相关的折旧、摊销费用增长。此外，生产设备维修费还与发行人采购的机型有关，一般情况下，进口机组的维修费较国产机组更高，同时亦与设备的使用情况等有关。报告期内，折旧及摊销、生产设备维修费变动趋势与业务发展态势相匹配。

一般情况下，发行人垃圾资源使用费随着发电规模、项目数量的增加而增长，根据发行人与合作方事先签订的合作协议，垃圾资源使用费一般按固定金额或收入、利润等一定百分比支付。2021年、2022年上半年，资源使用费金额下降较多，主要原因为：一方面，部分老项目近年气量不足，实施了减容或者于近年停产，导致收入或利润下降，对应资源使用费同比下降；另一方面，近两年新投产的项目约定的付费方式以按收入一定比例支付为主，因发行人新增项目在纳入补贴清单前暂不确认补贴收入，因此资源使用费金额有所下降。

综上，报告期内，发行人主营业务成本变动趋势与公司业务规模发展趋势相符。

3、发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年		2020年		2019年
	金额	金额	增长率	金额	增长率	金额
主营业务收入	21,846.01	47,073.96	-6.89%	50,556.98	11.39%	45,387.20
主营业务成本	14,633.20	28,157.90	1.68%	27,692.56	18.74%	23,321.28
主营业务毛利率	33.02%	40.18%	-	45.23%	-	48.62%

由上表可知，报告期内，发行人主营业务毛利率分别为48.62%、45.23%、40.18%和33.02%，毛利率近年有所下降，主要因成本增幅大于收入增幅所致。

2020年初，国家有关部门联合发布《可再生能源电价附加补助资金管理办法》及相关政策解答，该规定发布之后投产的新增项目，适用“以收定支”原则，公司对该部分项目，待项目纳入补贴清单后确认补贴收入。该政策导致发行人近几年收入增速下降，且随着发行人新增项目发电规模的扩大，近几年该政策对发行人的业绩影响逐渐扩大。2020年因“新增项目”未确认的补贴收入金额为598.89万元，2021年该影响数为2,401.48万元，2022年上半年该影响数为1,732.85万元，导致近年单个项目平均毛利有所下降。

同时，近两年新投产的项目以小型项目为主，报告期内，平均单个投产项目装机容量有所下降，导致规模效应下降，毛利率下降。

此外，发行人发电项目投产数量逐步增长，固定资产、长期待摊费用等长期资产投资总体增加，导致折旧摊销、维修费、相关化工料领用等成本支出稳步增长。报告期内，发行人实施积极薪酬激励政策，导致人工成本总体上涨。

综上，发行人经营业绩受上述几方面影响，导致报告期内毛利率整体呈现下降趋势，

具备合理性。

（二）与同行业公司比较是否存在重大差异

报告期内，发行人与可比公司毛利率比较如下：

可比公司名称	2022 年度 1-6 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
绿色动力	-	34.24%	57.51%	53.98%
圣元环保	33.29%	31.18%	51.57%	46.13%
旺能环境	41.67%	36.92%	49.83%	52.47%
太阳能	-	41.67%	48.42%	48.10%
银星能源	30.70%	32.79%	29.09%	30.83%
浙江新能	-	56.27%	53.91%	61.72%
中闽能源	-	64.96%	67.70%	56.03%
三峡能源	-	58.41%	57.69%	56.74%
节能风电	-	55.21%	52.09%	52.40%
嘉泽新能	61.72%	59.55%	52.14%	57.11%
晶科科技	-	41.63%	45.20%	36.45%
江苏新能	-	49.10%	39.91%	38.69%
中国水业集团	-	38.17%	42.52%	41.81%
平均数	41.85%	46.16%	49.81%	48.65%
百川畅银	35.41%	41.03%	45.24%	48.24%

注：①上表比例以可比公司公开披露的年度报告、业绩快报、招股说明书、上市公告书等资料中的相关数据计算而得；

②截至本回复出具日，多数可比公司未披露 2022 年半年度报告，因此上表未填列相关比例。

由上表可知，报告期内各期，公司毛利率均处于可比公司相关指标范围内，与同行业可比公司相比，不具有重大差异。发行人毛利率变动趋势与可比公司平均变动趋势有差异，主要原因为：一方面，发行人对于未纳入补贴清单的“新增项目”暂不确认补贴收入，部分可比公司以并网发电作为项目（包含未纳入补贴清单部分）确认补贴收入的基础，收入确认政策不一致；另一方面，发行人近两年新投产的项目以中小型为主，规模效应下降，导致毛利率下降。此外，可比公司主营业务主要以垃圾焚烧发电、风力发电、光伏发电等为主，业务性质有差异，导致相关指标可比性不强。

(三) 发行人最近一年净利润较上年有所下降的影响因素，前述因素是否仍持续，发行人业务发展是否存在较大不利影响

1、发行人最近一年净利润较上年有所下降的影响因素

报告期内各期，公司净利润分别为 12,180.46 万元、12,812.42 万元、10,791.06 万元和 4,241.36 万元，近一年有所下降，主要因项目毛利下降导致营业利润减少（具体原因详见上文“3、发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性”相关分析），同时随着业务规模的扩大及管理费用等增加，综上导致净利润下降。

2、前述因素是否仍持续，发行人业务发展是否存在较大不利影响

①发行人对于未纳入补贴清单的“新增项目”，暂不确认补贴收入，是基于谨慎性原则做的会计处理。但发行人相关项目符合纳入补贴清单的实质性条件，历史上申请纳入补贴清单的项目均于各批次纳入。此外，随着各年补贴申报通知的陆续下发，以及发行人“新增项目”陆续实现全机组并网发电，相关项目正逐步纳入补贴清单，报告期内已有 3 个新增项目纳入补贴清单。

因此，从长期看，该因素主要影响发行人“新增项目”补贴收入的确认时间，相关收入的可实现性不具有重大不确定性，且预计随着补贴清单审核节奏的加快，该因素的不利影响将会减缓，对发行人业务发展不存在较大不利影响。

②发行人近年来加强县域市场布局，近几年新投产的项目以小型项目为主，导致规模效应下降。

发行人择优布局小型县域项目市场，是基于近年来成本管理以及投运经验优势的提
升，以及对县域经济发展以及清运能力提升的判断，做出的前瞻性布局，扩大了填埋气发电项目的目标市场。

发行人选择合作中小型项目时，会综合考虑填埋场当时的剩余设计年限、已运行时间、剩余可填埋库容等因素，结合项目质地，合理预计项目运营时间范围及装机情况，以保证项目的投资回报。

因而，评估中小型项目有合理运行收益为发行人投运项目的前提，同时，发行人已积极开拓养殖粪污、厨余垃圾、焚烧站渗滤液沼气利用项目，优化产业布局，提升公司的经营业绩水平。

综上，规模效应下降不具有长期性、持续性的影响，对发行人业务发展不存在较大

不利影响。

③此外，2021年2月1日，《碳排放权交易管理办法（试行）》正式施行，同年，生态环境部办公厅起草了《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》，公开征集意见。随着未来相关政策框架的逐步完善、国内外碳减排交易的活跃，发行人能够在巩固沼气发电产业发展的同时进一步实现碳减排收益。公司的核证减排量可以在国内外相关碳排放市场进行交易，为公司带来直接收益、增厚项目盈利水平的同时，能够提升低进场垃圾量项目的经济可行性、扩大目标市场。

综上所述，发行人近几年新投产的项目以小型项目为主，导致规模效应下降，同时由于项目纳入补贴清单具有周期性、新增项目纳入补贴清单前暂不确认补贴收入，导致项目毛利、净利润下降，但前述因素对发行人的业务发展不存在较大不利影响，且碳排放权收益预计可为公司带来直接收益、增厚项目盈利水平。

四、结合亏损金额较大的项目子公司成立时间、营运年限、报告期内的营收、净利润、净资产规模，说明上述子公司是否连续亏损以及亏损原因，是否仍存在持续亏损可能性，对发行人未来业绩是否构成重大不利影响

发行人主营沼气发电业务，采用项目制形式生产运营。截至2022年6月末，发行人拥有141家全资或控股公司，报告期内各期亏损子公司具体情况如下所示：

单位：万元

项目	亏损子公司数量及占比		亏损子公司净资产合计及占比		亏损子公司收入合计及占比		亏损金额占净利润比重		亏损区间	成立时间区间	运营时间区间
	数量	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比			
2019 年度	41	37.61%	4,270.64	4.68%	2,874.02	6.19%	-2,545.74	-20.90%	-357.48 至-0.03	2000/11- 2019/12	2004/5- 2021/1
2020 年度	45	39.82%	3,343.20	3.21%	3,788.21	7.30%	-3,340.26	-26.07%	-320.35 至-0.02	2000/11- 2020/11	2004/5- 2021/8
2021 年度	65	46.10%	12,911.16	8.74%	7,248.96	14.52%	-2,913.43	-27.00%	-323.87 至-0.01	2008/9- 2021/11	2009/1- 2022/4
2022 年 1-6 月	76	53.90%	19,158.66	12.71%	5,165.81	22.49%	-2,419.75	-57.05%	-230.84 至-0.03	2006/8- 2022/5	2009/9- 2022/6

注：上表中，亏损子公司数量占比=当期亏损子公司数量/当期纳入合并范围内子公司数量。

报告期内，发行人分别有 41 家、45 家、65 家、76 家子公司亏损，各期平均亏损金额分别为-62.09 万元、-74.23 万元、-44.82 万元、-31.84 万元，各期亏损金额合计占合并净利润的比重在-20.90%至-57.05%之间。报告期内，因发行人新成立的项目子公司数量较多，该部分公司在并网发电前有正常的开办费用支出但未产生收入，或者新并网发电的项目未开始产生效益，导致项目亏损；此外，部分项目因气量下降等原因，导致效益下降，发行人进行减值测试时根据测试结果计提了减值准备，导致业绩亏损；2020 年开始，发行人新增项目待纳入补贴清单后确认补贴收入，部分规模较小的项目受此影响业绩存在亏损。因此，报告期内发行人亏损子公司项目数量较多，但亏损子公司总体净资产规模占比较小，对发行人业绩不构成重大不利影响。

2019 年度，发行人亏损最大的项目为天水百川（2011 年 6 月成立，2014 年 1 月投产，亏损-357.48 万元），主要原因为：当年该项目收到了垃圾场封场通知，所在垃圾场不再填埋垃圾，导致收入下降并且发行人对长期资产计提了 302.03 万元减值准备；

2020 年度，发行人亏损最大的项目为蒙城百川（2017 年 11 月成立，2019 年 1 月投产，亏损-320.35 万元），主要原因为：蒙城百川于 2020 年停产，当期收入下降较多，且发行人对相关长期资产做了处置或报废，导致净利润下降较多；

2021 年度，发行人亏损最大的项目为潮州百川（2013 年 1 月成立，2013 年 10 月投产，亏损-323.87 万元），主要原因为：因当地政府建立垃圾焚烧发电项目导致垃圾填埋场垃圾进场量减少、沼气量不足因此 2021 年收入大幅减少，发行人长期资产计提资产减值损失 261.14 万元，导致出现亏损；

2022 年上半年，发行人亏损最大的项目为南乐百川（2018 年 12 月成立，2019 年 9 月投产，亏损-230.84 万元），主要原因为：2021 年下半年，河南地区暴雨洪灾较为严重，垃圾填埋场被洪水浸泡，影响沼气收集，且垃圾填埋场垃圾进场量减少，发电量受到影响。2022 年 1-6 月，因南乐百川发电效果不佳，发行人遂将该项目停产并做了资产清理，本期营业外支出为 181.42 万元，导致当期亏损额较大。发行人各个项目所处运营生命周期不同，部分项目因尚处于前期建设阶段、产能尚未完全释放或计划停产、撤场等原因，导致出现亏损情形，属于项目生产运营不同阶段的正常现象，报告期各期亏损金额对发行人未来业绩不构成重大不利影响。

此外，以 2021 年度发行人亏损金额前十大的项目子公司为例（亏损金额绝对值占 2021 年度合并净利润的 15.99%），相关项目公司成立时间、营运年限、报告期内的营收、净利润、净资产规模、是否连续亏损情况具体如下：

单位：万元

序号	公司名称	成立时间	开始运营时间	2019-12-31/2019 年度			2020-12-31/2020 年度			2021-12-31/2021 年度			2022-6-30/2022 年 1-6 月		
				净资产	营业收入	净利润	净资产	营业收入	净利润	净资产	营业收入	净利润	净资产	营业收入	净利润
1	潮州百川	2013-01-11	2013-10	955.79	1,507.06	806.04	1,296.93	1,030.84	341.14	473.06	443.83	-323.87	541.68	179.34	68.62
2	汝州百川	2014-06-02	2017-11	232.57	339.70	63.69	362.09	355.22	229.52	132.16	188.71	-229.93	80.29	14.03	-51.87
3	福安百川	2016-04-22	2018-06	794.83	347.79	134.78	883.24	357.75	188.41	514.68	198.54	-168.56	482.55	15.38	-32.12
4	苏州百畅	2018-01-12	2019-08	364.25	905.19	172.25	2,020.91	2,143.05	956.65	1,886.22	850.01	-134.68	1,809.66	263.38	-76.56
5	南乐百川	2018-12-29	2019-09	36.63	39.07	-63.37	64.98	260.64	28.34	-21.11	170.70	-86.08	-251.95	36.99	-230.84
6	靖边百畅	2021-03-03	2021-09	-	-	-	-	-	-	207.83	44.78	-92.17	214.46	85.69	6.62
7	新密百川	2021-03-04	2021-09	-	-	-	-	-	-	427.13	226.10	-72.87	417.12	218.86	-10.01
8	适乐达	2012-09-25	在建	-267.62	-	-207.53	-397.62	8.89	-141.88	-593.62	58.52	-229.44	-785.73	31.53	-180.08
9	来凤百川	2020-12-22	在建	-	-	-	-	-	-	199.25	0.88	-100.75	174.40	0.54	-24.85
10	百川供电	2017-01-13	未实质运营	-181.13	1.94	-192.28	-331.05	0.26	-149.92	682.97	690.71	-286.97	653.10	803.39	-29.87
合计				1,935.32	3,140.75	713.58	3,899.48	4,156.65	1,452.26	3,908.57	2,872.78	-1,725.32	3,335.58	1,649.13	-560.97

上述项目公司中，潮州百川（2013年1月成立，2013年10月投产）、汝州百川（2014年6月成立，2017年11月投产）、福安百川（2016年4月成立，2018年6月投产）因当地政府建立垃圾焚烧发电项目或垃圾填埋场垃圾进场量减少、沼气量不足等原因，导致2021年收入大幅减少，发行人按照停产计提资产减值损失，导致出现亏损。

苏州百畅（2018年1月成立，2019年8月投产）2021年发电收入下降较多，导致当期净利润为负，主要原因为：因一期项目气量减少，投建了二期项目，且考虑业务结算便利性等因素，将一期部分机组拆除、逐渐减少与第三方光大环能合作，因机组拆除的安装费计入当期损益，且二期项目产能未完全释放，导致当期亏损。2022年上半年，苏州百畅餐厨沼气管道尚在建设，餐厨沼气尚未投入使用，出现利润微亏，不存在持续亏损的可能性。

南乐百川（2018年成立，2019年9月投产）2021年发电收入下降较多，导致当期净利润为负，主要原因在于：2021年下半年，河南地区暴雨洪灾较为严重，垃圾填埋场被洪水浸泡，影响沼气收集，且垃圾填埋减少，发电量受到影响，导致当期收入下降较多。该公司因垃圾量较小，发电效果不佳，已于2022年5月停产撤场，历年亏损金额对发行人生产经营影响较小。靖边百畅（2021年3月成立）、新密百川（2021年3月成立）均于2021年9月并网发电，当期运营期间较短，产能尚未完全释放，收入金额较小，同时由于相关项目的发电机组系从内部其他电厂调拨，当期累计运行时长已达到维修期，当期维修费用较高，导致当期净利润为负。前述因素不属于长期可持续因素，随着产能逐步释放，2022年上半年靖边百畅已实现盈利，新密百川亏损幅度缩小，因此不存在持续亏损的可能性。

适乐达（成立时间2012年9月）目前尚处于在建状态、来凤百川（2020年12月成立）于报告期后并网发电，人员薪酬、咨询服务费以及其他非生产性耗费等费用金额较大，属于企业投建的正常支出；百川供电未开展实质性运营，当期营业收入主要为对内部其他项目公司的预处理设备销售收入以及维修收入等，同时分摊了部分管理费用，导致净利润为负。

综上，部分子公司亏损原因符合实际情况，对发行人未来业绩不构成重大不利影响。

会计师核查意见

我们未对发行人截至 2022 年 6 月 30 日止 6 个月期间的财务报表执行审计或审阅程序。基于我们为发行人 2019 年度、2020 年度、2021 年度的财务报表整体发表审计意见执行的审计工作,发行人上述关于新增项目营运情况的主要原因及合理性,2021 年总发电量较上年有所下降的原因及合理性,机组发电效率逐年下降的原因及合理性,主营业务毛利率逐年下降的原因及合理性,最近一期净利润较上年有所下降的原因及合理性,亏损金额较大的子公司的亏损原因,与我们所获取的审计证据及了解的情况基本一致。

问题 2

近三年末,发行人应收账款账面余额分别为 27,525.59 万元、22,042.98 万元和 45,161.08 万元,合同资产分别为 0 万元、18,693.47 万元和 10,711.38 万元,近三年营业收入分别为 46,416.07 万元、51,872.69 万元和 49,932.29 万元,应收账款及合同资产合计占营业收入的比例分别为 59.30%、82.32%和 114.11%,应收账款及合同资产金额仅占比均显著提高。2021 年末应收账款余额中,应收可再生能源补贴电价款 3.7 亿元,账龄在一年以上的占比为 56.03%。合同资产余额 1.18 亿元,主要是尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款,该部分对应的项目应属于新规颁布前的存量项目。

请发行人补充说明:(1)结合会计处理变化情况、同行业可比公司情况,说明发行人应收账款及合同资产合计数占营业收入比重逐年增加的原因及合理性;(2)结合报告期内发行人标杆电价及补贴电价的结算周期,说明发行人与主要客户的结算模式及信用政策是否发生重大变化,相关应收款项是否存在不能及时回收风险;(3)发行人对应收账款和合同资产计提坏账准备的方法及区别,计量的关键参数依据,是否符合行业特点和《企业会计准则》的规定,相关应收款项坏账准备是否计提充分;(4)结合发行人应收账款增加、应收补贴款回款周期、2021 年度利润分配情况等,说明公司累计债券余额、现金流量水平是否符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的规定,并说明发行人未来是否存在一定的偿债风险,是否构成重大不利影响。

请发行人补充披露上述事项的风险。

请保荐人和会计师核查并发表明确意见。

发行人回复:

一、结合会计处理变化情况、同行业可比公司情况，说明发行人应收账款及合同资产合计数占营业收入比重逐年增加的原因及合理性

2020年初，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《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）以及《可再生能源电价附加补助资金管理办法》等规定，改革了补贴申报制度，将原“目录制”改革为“清单制”，并提出了“存量项目”（上述文件印发前并网发电的项目）、“新增项目”（上述文件印发后并网发电的项目）的区分。

此外，2020年起，发行人执行修订后的收入准则，新收入准则将收入对应的收款权利按照是否属于“仅仅随着时间的流逝即可收款”区分为“应收账款”和“合同资产”。由于未进入清单的项目还需要申请纳入补贴清单，其对应的应收补贴款不属于准则规定的“仅仅随着时间的流逝即可收款”的情况，因此，这部分应收补贴款由“应收账款”调整至“合同资产”。

对于已并网发电的项目（包括存量、新增项目），发行人均于并网发电时根据每月实际上网电量和标杆电价确认标杆电价收入以及应收账款；对于已纳入补贴清单的存量项目，补贴电价收入、标杆电价收入同时确认，并确认相应应收账款；未纳入补贴清单的存量项目，由于收款权利还取决于时间流逝之外的其他因素，公司在确认可再生能源补贴电价收入的同时，将应收补贴款确认为合同资产，待项目纳入补贴清单后相应应收补贴款由合同资产转入应收账款；而对于适用“以收定支”原则的新增项目，以项目纳入补贴清单时点作为确认补贴收入和应收补贴款的基础。

2019年至2022年6月末，发行人应收账款及合同资产合计数占营业收入比重及与可比公司对比情况如下所示：

单位：万元、千港元

项目	2022-6-30	2022年1-6月	占比	2021-12-31	2021年度	占比	2020-12-31	2020年度	占比	2019-12-31	2019年度	占比
	应收账款+ 合同资产	营业收入		应收账款+ 合同资产	营业收入		应收账款+ 合同资产	营业收入		应收账款+ 合同资产	营业收入	
三峡能源	-	-	-	1,958,718.21	1,548,410.58	126.50%	1,270,903.43	1,131,493.21	112.32%	1,002,793.41	895,664.45	111.96%
嘉泽新能	251,973.22	75,373.45	334.30%	151,852.27	142,260.91	106.74%	168,837.62	101,165.93	166.89%	149,373.97	111,552.68	133.90%
圣元环保	112,599.25	91,256.81	123.39%	93,668.56	229,568.10	40.80%	46,718.86	103,372.57	45.19%	27,915.22	88,833.92	31.42%
中闽能源	-	-	-	177,386.31	153,263.42	115.74%	113,249.65	125,201.27	90.45%	65,771.07	71,779.65	91.63%
旺能环境	128,522.70	146,490.17	87.73%	98,178.36	296,793.43	33.08%	69,699.33	169,837.69	41.04%	43,163.57	117,128.86	36.85%
节能风电	-	-	-	478,589.67	353,890.25	135.24%	346,556.69	266,721.33	129.93%	250,975.74	248,737.07	100.90%
太阳能	-	-	-	1,025,940.16	701,577.19	146.23%	866,550.30	530,500.57	163.35%	737,582.03	501,108.53	147.19%
银星能源	123,653.79	55,501.61	222.79%	96,975.78	135,946.58	71.33%	166,669.36	120,186.59	138.68%	146,924.47	135,656.41	108.31%
浙江新能	-	-	-	512,079.44	290,953.38	176.00%	363,398.77	234,651.42	154.87%	274,239.12	210,237.84	130.44%
绿色动力	-	-	-	187,195.83	505,688.94	37.02%	135,103.27	227,761.88	59.32%	90,941.45	175,244.91	51.89%
晶科科技	-	-	-	585,576.43	367,495.36	159.34%	546,787.05	358,751.14	152.41%	626,451.44	534,485.38	117.21%
江苏新能	-	-	-	197,944.28	185,672.02	106.61%	140,350.51	154,672.22	90.74%	123,888.47	148,440.40	83.46%
中国水业集团	-	-	-	721,886.00	1,101,791.00	65.52%	628,251.00	1,129,548.00	55.62%	526,634.00	1,189,201.00	44.28%
可比公司平均值	-	-	192.05%	-	-	101.55%	-	-	107.75%	-	-	91.50%
百川畅银	63,798.32	22,969.02	277.76%	56,977.84	49,932.29	114.11%	42,699.26	51,872.69	82.32%	27,525.59	46,416.07	59.30%

注：上表占比为应收账款、合同资产原值合计数占营业收入的比重。截止本回复出具日，上表部分可比公司未披露半年度报告，因此未列示相关数据。

报告期内各期末，发行人应收账款、合同资产主要由应收补贴款组成，补贴款来源于可再生能源电价附加补助资金。报告期内，国家有关部门调整了补贴申报相关制度，原“目录制”改革为“清单制”，因发行人相关项目纳入补贴清单需按流程逐级审批、相关部门拨付补贴款需要一定时间周期，截至期末发行人仍有部分项目待申请补贴清单或处于补贴清单审核阶段，导致应收账款、合同资产余额随着报告期顺延而增加，相关款项占营业收入的比重增大。

报告期内，发行人应收账款及合同资产合计数占营业收入比重的变动趋势与同行业可比公司相比有差异，主要原因为：一方面可比公司具体业务类型、收入确认政策、项目纳入补贴清单情况等与发行人不完全一致，如发行人沼气发电项目投资规模小、数量多，近几年仍有新项目在不断投产；可比公司以垃圾焚烧发电企业为例，项目投资规模大，不同项目投资间隔期较长，如绿色动力 2021 年末生活垃圾焚烧发电领域运营项目 31 个，在建项目 5 个，装机容量 699.5MW，因此项目投资速度、纳入补贴清单情况不同，补贴款结算亦不同。另一方面，因细分行业不同，导致应收款及上网电价构成不同，发行人应收账款主要由应收电费款组成，上网电价由“脱硫燃煤机组标杆电价”以及“可再生能源电价补贴”组成；焚烧发电企业的应收账款主要由应收电费款、垃圾处理费（收入的重要组成部分）等组成，其中上网电价包括“脱硫燃煤机组标杆电价”、“基础能源补贴电价”（即省补，无需纳入补贴清单即可结算）和“可再生能源电价补贴”；此外，根据嘉泽新能、节能风电等部分风电、光伏企业公开披露信息，2021 年起，对新核准陆上风电、光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网，因此上网电价构成有变化。

综上，部分可比公司与发行人变动趋势不一致具备合理性，发行人应收账款及合同资产合计数占营业收入比重逐年增长具备合理性，与同行业可比公司相比不存在重大差异，符合行业特点。

二、结合报告期内发行人标杆电价及补贴电价的结算周期，说明发行人与主要客户的结算模式及信用政策是否发生重大变化，相关应收款项是否存在不能及时回收风险

（一）结合报告期内发行人标杆电价及补贴电价的结算周期，说明发行人与主要客户的结算模式及信用政策是否发生重大变化

发行人主营沼气发电业务，客户类型较为单一，主要为电网企业。实践中，发行人各个项目公司先与所在地电网企业签订并网协议、购售电协议，待正常并网发电后，按协议约定和电网企业结算电费，结算模式未发生重大变化。

发行人沼气发电收入由标杆电价收入和补贴电价收入组成，一般情况下，电网公司根据实际上网电量及上网电价中的脱硫燃煤机组标杆电价部分与发行人结算标杆电价款项，结算周期通常为 1-3 个月。补贴电价结算期相对较长，在 2020 年补贴申请制度改革之前通常为项目纳

入补助目录/清单后一年内收到补贴款，且具体结算时间受有关部门财政资金的影响，截至 2019 年末，发行人已纳入补贴目录项目的应收补贴款账龄平均为 1 年左右，未纳入部分对应的平均账龄接近一年半。

2020 年为补贴申请制度改革的元年，自 2018 年第七批补贴目录公布至 2020 年新政发布期间，补贴目录的申请暂停，2020 年开始受理“补贴清单”申请，因发行人纳入补贴清单按流程逐级审批需要一定时间（目前在半年到一年左右），且纳入清单项目的补贴款结算周期总体延长，导致账期逐渐拉长，截至报告期末，已纳入补贴目录/清单项目的应收补贴款账龄平均约为 2 年，未纳入部分对应的平均账期接近 2.5 年。

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号），纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序。可再生能源补贴款由财政拨付需要一定周期，行业内企业应收可再生能源补贴电价款账期普遍较长且呈延长趋势，发行人补贴款结算周期虽有延长，但相关补贴款根据各地财政资金安排等仍在陆续结算，各地结算情况有差异，符合行业惯例和行业特点。

此外，2021 年开始，发行人陆续有新增项目纳入补贴清单，根据发行人现有新增项目结算规律，一般于项目纳入补贴清单后半年内收到补贴款。

根据可再生能源法相关规定，电网企业应全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，因此发行人下游需求有保障，不存在利用放宽信用政策来维持业务的情形，信用政策未发生重大变化。

（二）相关应收款项是否存在不能及时回收风险

公司应收账款的主要客户主要为电网公司，该等客户具有较好的信用水平，发生坏账的风险较低，一般情况下，相关标杆电价款按合同约定如期结算，补贴款待收到有关部门拨付的可再生能源附加补助后通知发行人结算，相关款项不能及时回收的风险较低。

报告期内各期末，发行人应收款项主要由应收补贴款构成，补贴款受《中华人民共和国可再生能源法》、《可再生能源电价附加补助资金管理办法》等法律法规的保障。根据相关规定，可再生能源电价附加补助资金主要来源于可再生能源发展基金等财政资金，该基金由国家财政设立，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的政府性基金。

根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等，是可再生能源电价附加补助资金来源的有力保障。

因此，补贴款有国家信用的有力保障，支付风险较低，到期不能收回的可能性较小。

三、发行人对应收账款和合同资产计提坏账准备的方法及区别，计量的关键参数依据，是否符合行业特点和《企业会计准则》的规定，相关应收款项坏账准备是否计提充分

(一) 发行人对应收账款和合同资产计提坏账准备的方法及区别，计量的关键参数依据，是否符合行业特点和《企业会计准则》的规定

发行人根据《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》的规定，结合行业发展趋势、业务类型及应收账款、合同资产特点，考虑了不同客户的信用风险特征，以账龄组合和业务类型为基础评估金融工具的预期信用损失。发行人将应收账款细分为“组合 1：应收电网公司标杆电价款及其他客户款”和“组合 2：应收可再生能源补贴电价款”组合，合同资产细分为“组合 1：尚未办理工程结算的应收款项”和“组合 2：尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款”组合。对于上述不包含重大融资成分的应收账款和合同资产，公司按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备。

报告期各期末，发行人应收账款坏账准备、合同资产减值准备计提情况如下：

单位：万元

报表科目	类别	2022 年 6 月 30 日			2021 年 12 月 31 日		
		账面余额	预期信用损失率	坏账准备/减值准备	账面余额	预期信用损失率	坏账准备/减值准备
应收账款	应收电网公司标杆电价款及其他客户款	8,237.34	4.96%	408.28	8,098.13	3.18%	257.82
	应收可再生能源补贴电价款	42,480.48	4.57%	1,941.36	37,062.96	4.57%	1,693.78
合同资产	尚未办理工程结算的应收款项	-	-	-	60.15	2.00%	1.2
	尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款	13,080.50	6.55%	856.77	11,756.61	6.55%	770.06
报表科目	类别	2020 年 12 月 31 日			2019 年 12 月 31 日		
		账面余额	预期信用损失率	坏账准备/减值准备	账面余额	预期信用损失率	坏账准备/减值准备
应收账款	应收电网公司标杆电价款及其他客户款	8,371.60	1.73%	144.95	8,095.28	1.31%	106.4
	应收可再生能源补贴电价款	13,671.38	3.38%	462.73	19,430.31	5.57%	1,082.36
合同资产	尚未办理工程结算的应收款项	395.09	-	-	-	-	-
	尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款	20,261.18	9.69%	1,962.80	-	-	-

注：发行人自 2020 年 1 月 1 日起执行新收入准则，将原应收账款中尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款列报至合同资产。

发行人按照《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》，预期信用损失金额根据各单体公司的预期信用损失率计算，合并报表披露的预期信用损失率由各单体公司的预期信用损失金额和应收账款、合同资产余额计算得出。采用基于平均迁徙率的减值矩阵预测预期信用损失率时的过程及关键参数依据如下：

1、公司采用以账龄分析表为基础的减值矩阵，统计 5 年期较为稳定的经营周期内应收账款、合同资产账龄，因单个子公司的应收账款、合同资产来自于同一客户，其信用风险一致，故将同一客户应收账款、合同资产各账龄段余额相加，计算出账龄分析表；

2、以账龄分析表为基础，计算该周期内应收款项的迁徙率及其平均值，从而计算其历史损失率，并结合当前状况及对未来经济状况的预测，确定预期信用损失率；

3、依据上述各账龄段的预期信用损失率分别计算应收账款坏账准备、合同资产减值准备金额。

报告期内，各年度应收账款、合同资产预期信用损失率依据各年度账龄情况、行业状况、信用风险而定，预期信用损失率存在波动，其中应收账款“组合 1：应收电网公司标杆电价款及其他客户款”2021 年 12 月 31 日、2022 年 6 月 30 日计提比例高于 2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日的原因为发行人 2019 年 12 月 31 日、2020 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日、2022 年 6 月 30 日该组合账龄大于 1 年的款项占该组合总额的比例分别为 6.03%、16.51%、13.92%、33.67%，账龄大于 1 年的款项余额增加，预期信用损失率相应上升。

应收账款“组合 2：应收可再生能源补贴电价款”计提比例 2020 年 12 月 31 日较 2019 年 12 月 31 日下降的原因为发行人自 2020 年 1 月 1 日起执行新收入准则，将原应收账款中尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款列报至合同资产，合同资产中“组合 2：尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款”计提比例增加，应收账款“组合 2：应收可再生能源补贴电价款”计提比例相应下降。

2021 年 12 月 31 日计提比例较 2020 年 12 月 31 日下降的原因为 2021 年度公司 19 个存量项目纳入补贴目录，合同资产余额转至应收账款核算，该部分金额共计人民币 12,678.28 万元；考虑到其资金来源于可再生能源发展基金等财政资金，信用风险较低，且购售电合同未约定收款期、未出现逾期情形，结合公司历史应收款项回收情况及同行业可比公司情况后，对 2021 年预期信用损失率进行相应估计后计提坏账准备。此外，若采用该方法对最近一个会计年度（2020 年度）经审计的财务报表进行模拟测算，对 2020 年度净利润的影响比例不足 2%，影响不重大。

综上，报告期内应收账款和合同资产均采用预期信用损失方法计提坏账准备，公司对应收款项预期信用损失率由公司各组合下的历史账龄特征决定，客观反映了公司应收款项的历史风险特征和未来预期，因此预期信用损失率选取合理，符合行业特点和《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》的相关规定。

（二）相关应收款项坏账准备是否计提充分

1、与同行业可比公司比较情况

公司重视应收账款管理，并采取恰当的会计处理，报告期内，公司与同行业可比上市公司的应收账款坏账准备、合同资产减值准备合计计提比例对比分析如下：

2019年12月31日

上市公司	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
绿色动力	含应收电费	5.24%	5.00%	10.00%	20.00%	/	/	/
	合同资产	8.35%	根据公开披露信息, 2019年末平均计提比例为8.35%					
	小计	6.71%						
圣元环保	含应收电费	5.24%	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%	80.00%	100.00%
旺能环境	含应收电费	5.96%	5.00%	10.00%	50.00%	100.00%	100.00%	100.00%
太阳能	个别认定组合(含应收电费)	0.00%	不计提					
银星能源	电力补贴款	1.93%	根据公开披露信息, 2019年末平均计提比例为1.93%					
浙江新能	应收基础电费	0.50%	余额百分比法0.5%					
	应收已纳入目录补贴款	6.89%	2.27%	4.53%	8.86%	13.00%	16.94%	20.71%
	应收未纳入目录补贴款	10.28%	3.40%	6.70%	10.93%	14.97%	18.82%	22.51%
	其他电费和其他款项	0.50%	余额百分比法0.5%					
	小计	7.28%						
中闽能源	含应收电费	3.85%	根据公开披露信息, 2019年末平均计提比例为3.85%					
三峡能源	组合: 新能源补贴款	2.05%	0.00%	3.74%	7.33%	10.79%	/	/
	组合: 标杆电费	0.30%	0.30%	/	/	/	/	/
	小计	1.95%						
节能风电	电力销售应收账款(国内)	0.00%	不计提					
嘉泽新能	电费收入	1.14%	根据公开披露信息, 2019年末平均计提比例为1.14%					
晶科科技	应收国家电网电费组合	1.00%	余额百分比法1%					
江苏新能	含应收电费	7.58%	1.00%	10.00%	30.00%	50.00%	50.00%	100.00%
平均数	应收电费组合	2.73%	2.06%	4.40%	11.67%	20.84%	23.84%	30.84%
	应收补贴电费组合	4.93%	3.28%	4.91%	6.88%	8.76%	9.39%	10.63%
	小计	3.55%						
百川畅银	应收电网公司标杆电价款及其他客户款	1.31%	1.18%	2.34%	10.82%	100.00%	/	/
	应收可再生能源补贴电价款	5.57%	预期信用损失率5.57%					
	小计	4.32%						

2020年12月31日									
公司名称	计入科目	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
绿色动力	应收账款	含应收电费	5.54%	1.32%-6.55%	19.83%-58.16%	100.00%	100.00%	/	/
	合同资产	合同资产(补贴电费)	9.88%	根据公开披露信息, 2020年末平均计提比例为9.88%					
		小计	7.21%						
圣元环保	应收账款	含应收电费	5.48%	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%	80.00%	100.00%
旺能环境	应收账款	含应收电费	5.62%	5.00%	10.00%	50.00%	100.00%	100.00%	100.00%
	合同资产	合同资产(补贴电费)	5.00%	根据公开披露信息, 2020年末平均计提比例为5%					
		小计	5.34%						
太阳能	应收账款	个别认定组合(含应收电费)	0.00%	不计提					
银星能源	应收账款	组合: 电网客户	0.47%	0.20%	0.59%	0.86%	1.23%	1.23%	1.23%
浙江新能	应收账款	应收基础电费	0.50%	余额百分比法 0.5%					
		应收已纳入目录补贴款	8.12%	2.27%	4.53%	8.86%	13.00%	16.94%	20.71%
		应收未纳入目录补贴款	8.45%	3.40%	6.70%	10.93%	14.97%	18.82%	22.51%
		其他电费和其他款项	0.50%	余额百分比法 0.5%					
		小计	8.08%						
中闽能源	应收账款	含应收电费	3.82%	根据公开披露信息, 2020年末平均计提比例为3.82%					
三峡能源	应收账款	标杆电费组合	0.30%	0.30%	/	/	/	/	/
		新能源补贴款组合	2.75%	根据公开披露信息, 2020年末平均计提比例为2.75%					
		小计	2.61%						
节能风电	应收账款	电力销售应收账款(国内)	1.00%	余额百分比法 1%					
嘉泽新能	应收账款	电费收入	1.33%	根据2020年年报, 2020年末平均计提比例为1.33%					
晶科科技	应收账款	应收国家电网电费组合	1.00%	余额百分比法 1%					
	合同资产	合同资产(补贴电费)	1.00%	余额百分比法 1%					
		小计	1.00%						
江苏新能	应收账款	组合2: 应收电网公司电费	0.04%	根据公开披露信息, 2020年末平均计提比例为0.04%					
		组合3: 应收可再生能源电价附加补助	2.88%	根据公开披露信息, 2020年末平均计提比例为2.88%					
		小计	2.70%						
平均数	应收账款	应收电费组合	2.09%	1.69%	5.02%	16.23%	23.54%	18.89%	20.89%
		应收补贴电费组合	4.64%	2.82%	3.75%	5.18%	6.54%	7.84%	9.08%

2020年12月31日									
公司名称	计入科目	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
	合同资产	应收补贴电费组合	5.29%	5.29%	5.29%	5.29%	5.29%	5.29%	5.29%
		小计	3.25%						
百川畅银	应收账款	应收电网公司标杆电价款及其他客户款	1.73%	1.31%	2.07%	12.57%	/	/	/
		应收可再生能源补贴电价款	3.38%	预期信用损失率 3.38%					
	合同资产	尚未办理工程结算的应收款项	-	/	/	/	/	/	/
		尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款	9.69%	预期信用损失率 9.69%					
		小计	6.02%						

2021年12月31日									
公司名称	计入科目	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
绿色动力	应收账款	应收国家可再生能源补助电费	3.45%	0.92%-1.45%	3.59%-14.04%	43.00%-100%			
		应收电费及垃圾处理服务费	10.78%	2.73%-15.61%	38.85%-57.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
	合同资产	国家可再生能源补助电费收入	8.06%	根据公开披露信息, 2021年末平均计提比例为8.06%					
	小计		6.40%						
圣元环保	应收账款	含应收电费	6.41%	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%	80.00%	100.00%
旺能环境	应收账款	含应收电费	6.16%	5.00%	10.00%	50.00%	100.00%	100.00%	100.00%
	合同资产	合同资产(补贴电费)	5.00%	根据公开披露信息, 2021年末平均计提比例为5%					
	小计		5.95%						
太阳能	应收账款	电力销售应收账款组合	1.00%	根据公开披露信息, 2021年末平均计提比例为1%					
银星能源	应收账款	组合: 电网客户	0.24%	0.08%	0.20%	0.34%	0.69%	0.69%	0.69%
浙江新能	应收账款	应收基础电费	0.50%	余额百分比法 0.5%					
		应收已纳入目录补贴款	9.24%	2.27%	4.53%	8.86%	13.00%	16.94%	20.71%
		应收未纳入目录补贴款	7.33%	3.40%	6.70%	10.93%	14.97%	18.82%	22.51%
		其他电费和其他款项	0.50%	余额百分比法 0.5%					
	小计		8.75%						
中闽能源	应收账款	含应收电费	3.97%	根据公开披露信息, 2021年末平均计提比例为3.97%					
三峡能源	应收账款	标杆电费组合	0.30%	0.30%	/	/	/	/	/
		新能源补贴款组合	3.06%	0.30%	3.35%	6.59%	9.73%	12.75%	15.68%
	小计		2.90%						
节能风电	应收账款	电力销售应收账款(国内)	1.00%	余额百分比法 1%					
嘉泽新能	应收账款	电费收入	1.50%	根据2021年年报, 2021年末平均计提比例为1.50%					
晶科科技	应收账款	应收国家电网电费组合	1.00%	余额百分比法 1%					
	合同资产	合同资产(补贴电费)	1.00%	余额百分比法 1%					
	小计		1.00%						
江苏新能	应收账款	组合2: 应收电网公司电费	0.05%	0.05%	/	/	/	/	/
		组合3: 应收可再生能源电价附加补助	3.86%	根据公开披露信息, 2021年末平均计提比例为3.86%					
	小计		3.63%						

2021年12月31日									
公司名称	计入科目	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
平均数	应收账款	应收电费组合	2.74%	2.05%	7.62%	17.93%	17.74%	21.07%	23.30%
		应收补贴电费组合	4.66%	2.03%	4.44%	20.03%	9.19%	11.50%	13.72%
	合同资产	应收补贴电费组合	4.69%	4.69%	4.69%	4.69%	4.69%	4.69%	4.69%
	小计		3.56%						
百川畅银	应收账款	应收电网公司标杆电价款及其他客户款	3.18%	2.00%	10.00%	20.00%	/	/	/
	应收账款	应收可再生能源补贴电价款	4.57%	预期信用损失率 4.57%					
	合同资产	尚未办理工程结算的应收款项	2.00%	2.00%	/	/	/	/	/
	合同资产	尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款	6.55%	预期信用损失率 6.55%					
	小计		4.78%						

2022年6月30日									
公司名称	计入科目	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
绿色动力	应收账款	应收国家可再生能源补助电费							
		应收电费及垃圾处理服务费							
	合同资产	国家可再生能源补助电费收入							
	小计								
圣元环保	应收账款	含应收电费	7.62%	5.00%	10.00%	20.00%	50.00%	80.00%	100.00%
旺能环境	应收账款	含应收电费	5.83%	5.00%	10.00%	50.00%	100.00%	100.00%	100.00%
	合同资产	合同资产(补贴电费)	5.00%	根据公开披露信息, 2022年半年报平均计提比例为5%					
	小计		5.70%						
太阳能	应收账款	电力销售应收账款组合	暂未披露						
银星能源	应收账款	组合: 电网客户	0.24%	0.10%	0.34%	0.53%	0.48%	0.48%	0.48%
浙江新能	应收账款	应收基础电费							
		应收已纳入目录补贴款							
		应收未纳入目录补贴款							
		其他电费和其他款项							
小计		暂未披露							
中闽能源	应收账款	含应收电费	暂未披露						
三峡能源	应收账款	标杆电费组合	暂未披露						
		新能源补贴款组合							
	小计								
节能风电	应收账款	电力销售应收账款(国内)	暂未披露						
嘉泽新能	应收账款	电费收入	1.51%	根据公开披露信息, 2022年半年报平均计提比例为1.51%					
晶科科技	应收账款	应收国家电网电费组合	暂未披露						
	合同资产	合同资产(补贴电费)							
	小计								
江苏新能	应收账款	组合2: 应收电网公司电费	暂未披露						
		组合3: 应收可再生能源电价附加补助							
	小计								
平均数	应收账款	应收电费组合	3.80%	2.90%	5.46%	18.01%	38.00%	45.50%	50.50%
		应收补贴电费组合	/	/	/	/	/	/	/

2022年6月30日									
公司名称	计入科目	组合	计提率	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年	5年及以上
	合同资产	应收补贴电费组合	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
		小计	3.77%						
百川畅银	应收账款	应收电网公司标杆电价款及其他客户款	4.96%	2.00%	10.00%	20.00%	/	/	/
	应收账款	应收可再生能源补贴电价款	4.57%	预期信用损失率 4.57%					
	合同资产	尚未办理工程结算的应收款项	/	/	/	/	/	/	/
	合同资产	尚未纳入补贴目录的应收补贴电价款	6.55%	预期信用损失率 6.55%					
		小计		5.03%					

由上表可知，报告期内，应收账款“组合 1 应收电网公司标杆电价款及其他客户款”整体计提率 2019 年、2020 年略低于同行业，发行人账龄一年以内款项 2019 年、2020 年占应收账款总额比例分别为 93.97%、83.49%，占比较高，一年以内款项更集中，不存在较大的坏账风险。

综上，报告期内发行人应收账款坏账准备、合同资产减值准备总体计提比例略高于同行业可比公司平均数，公司应收账款坏账准备、合同资产减值准备合计的计提情况与同行业可比公司相比不存在重大差异，应收账款坏账准备计提充分，符合业务实质和行业特点，符合《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》的规定。

2、从应收账款客户分析

从公司的客户对象看，公司报告期内各期应收国家电网、南方电网的款项平均占比超过 94%，应收款项最终客户主要为电网企业，均为具备一定规模、现金流充沛的国有企业，该类客户信用状况良好，回款风险较小。

3、从历史坏账情况分析

公司应收账款历史未发生信用损失，坏账准备计提充分。

4、从应收账款性质上分析

公司应收款项主要为应收补贴款，补贴款来源于可再生能源发展基金等财政资金，该基金由国家财政设立，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的政府性基金。补贴款有国家信用的有力保障，支付风险较低，到期不能收回的可能性较小。

综上，公司目前对应收账款坏账准备、合同资产减值准备的计提方法综合考虑了客户的信用风险以及可再生能源补贴款以国家信用为基础，信用风险较低的特征，并参考了同行业上市公司做法，符合业务实质和行业特点，符合《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》的规定，坏账准备计提充分。

四、结合发行人应收账款增加、应收补贴款回款周期、2021 年度利润分配情况等，说明公司累计债券余额、现金流量水平是否符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的规定，并说明发行人未来是否存在一定的偿债风险，是否构成重大不利影响

（一）结合发行人应收账款增加、应收补贴款回款周期、2021 年度利润分配情况等，说明公司累计债券余额、现金流量水平是否符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的规定

1、结合发行人应收账款增加、应收补贴款回款周期、2021 年度利润分配情况等，说明公司现金流量水平是否符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的规定

报告期各期末，公司应收账款、合同资产余额合计分别为 27,525.59 万元、42,699.26 万

元、56,977.84 万元和 63,798.32 万元，占营业收入比例分别为 59.30%、82.32%、114.11%和 277.76%，款项主要由应收补贴款构成，因近几年补贴申请制度改革、补贴款回款周期延长导致应收款增长较快，同时导致公司经营活动现金流量净额产生一定波动。

报告期内，公司经营活动产生的现金流量净额分别为 10,858.71 万元、14,036.94 万元、12,170.80 万元和 5,241.91 万元，虽受补贴款结算周期的影响导致有所波动，但发行人经营活动收益较为稳定，且主要客户信誉较好，标杆款结算及时，补贴款的结算有国家财政作为依托，因而公司保持了良好的现金流。

2022 年 4 月 19 日，公司召开 2021 年度股东大会，审议通过了《关于 2021 年度利润分配方案的议案》，拟采用现金分红方式，共计派发现金红利总额 10,909,543.89 元（含税）。因公司于 2021 年 IPO 上市，上市后分红情况占比如下：

分红年度	占最近一年可分配利润比例	占最近三年可分配利润比例	占最近一年经营活动现金流量净额比例	占最近三年经营活动现金流量平均净额比例
2021 年度	10.01%	9.22%	8.96%	8.83%

本次利润分配对公司现金流的影响较小，分配金额占最近三年平均可分配利润的 9.22%，占最近三年经营活动现金流量平均净额的 8.83%，即使扣除分红金额，发行人经营活动产生的现金流量净额也足以支付公司可转债利息，且可转换公司债券具有股票期权的特性，在一定条件下可以在未来转换为公司股票，在存续期内转股的比例较高，公司现金流足够偿付公司的债务本息。

2、说明公司累计债券余额是否符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的规定

截至 2022 年 6 月 30 日，公司净资产为 150,785.66 万元（已扣除 2021 年度利润分配金额），累计债券余额为 0.00 万元。本次拟向不特定对象发行可转换公司债券发行完成后，累计债券余额为 42,000.00 万元，占最近一期净资产的比例为 27.85%，低于最近一期末净资产的 50%，满足“本次发行完成后，累计债券余额不超过最近一期末净资产的 50%”的要求。

综上，公司累计债券余额、现金流量水平符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的相关规定。

（二）说明发行人未来是否存在一定的偿债风险，是否构成重大不利影响

1、公司债务指标良好

报告期内，公司主要偿债指标如下：

指标	2022-6-30/2022 年 1-6 月	2021-12- 31/2021 年度	2020-12- 31/2020 年度	2019-12- 31/2019 年度
流动比率	3.23	3.21	2.13	1.48
速动比率	3.05	3.03	2.03	1.34
资产负债率（合并）（%）	16.66	18.13	25.47	28.60
利息保障倍数（倍）	10.71	8.57	9.74	19.03

报告期各期末，公司流动比率分别为 1.48、2.13、3.21 和 3.23，速动比率分别为 1.34、2.03、3.03 和 3.05，利息保障倍数分别为 19.03、9.74、8.57 和 10.71。公司整体流动性情况较好，具有较高的利息保障水平，偿债能力较强。

报告期各期末，公司合并资产负债率分别为 28.60%、25.47%、18.13%和 16.66%，资产负债结构较为稳健。

以 2022 年 6 月 30 日公司的财务数据进行测算（假设其他财务数据不变），本次可转债发行完成前后以及转股前后，公司的资产负债率变动情况如下：

项目	2022.6.30	本次发行后、转股前	本次发行余额均转股后
资产总额（万元）	180,927.75	222,927.75	222,927.75
负债总额（万元）	30,142.09	72,142.09	30,142.09
资产负债率	16.66%	32.36%	13.52%

本次发行可转换公司债券募集资金到位后，公司资产负债率将暂时有所提升，但仍处于合理范围内，且由于可转换公司债券具有股票期权的特性，在一定条件下，债券持有人可以在未来转换为公司的股票，从而资产负债率后续有所下降（假设其他条件不变）。

2、银行授信额度可提供有力支持

截至报告期末，公司通过贷款等形式形成的有息负债为 9,064.15 万元，融资租赁形成的长期应付款余额为 4,891.98 万元，偿债压力较小。报告期内，除对控股子公司担保外，公司不存在对外担保事项，未发生逾期偿还贷款的现象，贷款偿还率和利息偿还率均为 100.00%。

此外，公司资信实力较强，截至 2022 年 6 月 30 日，公司获得的银行授信总额度为 35,551.80 万元，剩余未使用额度为 24,997.88 万元，并且公司与多家银行、融资租赁公司保持长期合作关系，有能力及时从银行等机构通过贷款、售后回租等方式筹集资金，公司总体资金实力较强，

融资渠道通畅，具备有效防范债务风险的能力以及偿付未来到期有息负债的能力，偿债风险较低。

3、公司最近三年平均可分配利润及现金流足以支付公司本次可转债利息

本次可转换债券拟募集资金 42,000.00 万元，参考发行公告日在 2021 年 1 月 1 日至 2022 年 3 月 31 日期间、期限 6 年、使用累进利率的 46 只创业板可转换债券（不含已退市）的利率，根据约定的存续期历年票面利率进行测算，假设存续期内可转债持有人全部未转股，具体利率以及利息支付额测算如下：

单位：万元

期间	平均值		最大值		最小值	
	利率	利息支付额	利率	利息支付额	利率	利息支付额
第一年	0.38%	161.61	0.50%	210.00	0.10%	42.00
第二年	0.60%	250.17	0.80%	336.00	0.30%	126.00
第三年	1.05%	441.91	1.80%	756.00	0.40%	168.00
第四年	1.67%	701.22	3.00%	1,260.00	1.30%	546.00
第五年	2.27%	954.13	3.50%	1,470.00	1.80%	756.00
第六年	2.76%	1,160.48	4.00%	1,680.00	2.00%	840.00
合计	-	3,669.52	-	5,712.00	-	2,478.00
年均利息	-	611.59	-	952.00	-	413.00

注：以上统计数据来源于 Wind。

最近三年，公司归属于母公司所有者的净利润分别为 12,121.03 万元、12,486.17 万元以及 10,900.86 万元，年均可分配利润为 11,836.02 万元，盈利情况良好，公司经营活动产生的现金流量净额分别为 10,858.71 万元、14,036.94 万元、12,170.80 万元，经营活动收益较为稳定。

由上表可知，按照平均利率测算的年均利息支付金额为 611.59 万元、按照最高利率测算的年均利息支付金额为 952.00 万元，存续期内预计每年需支付的利息远低于报告期内各期产生的经营活动现金流量水平，公司有足够的现金流进行债券本息的定期偿付，且可转换公司债券具有股票期权的特性，在一定条件下可以在未来转换为公司股票，因此不会给公司带来较大的还本付息压力。公司将根据本次可转债本息未来到期支付安排合理调度分配资金，按期支付到期利息和本金，偿债风险较低。

4、本次募投项目可进一步改善公司的流动性，提高公司偿债能力

本次募投项目拟使用 12,500.00 万元募集资金补充公司日常业务发展所需的流动资金，将降低财务风险水平，改善公司的流动性，增强公司的偿债能力以及抵御财务风险的能力，优化公司的资本结构。同时，本次“沼气综合利用项目”、“购置移动储能车项目”投产后将进一步增强公司的盈利能力。

综上，发行人偿债风险较低，本次可转债的发行不会对公司偿债能力等构成重大不利影响。

会计师核查意见

我们未对发行人截至 2022 年 6 月 30 日止 6 个月期间的财务报表执行审计或审阅程序。基于我们为发行人 2019 年度、2020 年度、2021 年度的财务报表整体发表审计意见执行的审计工作，发行人上述关于应收账款及合同资产合计数占营业收入比重逐年增加的原因及合理性，主要客户的结算模式及信用政策是否发生重大变化的回复内容，公司累计债券余额、现金流量水平是否符合《创业板上市公司证券发行上市审核问答》的规定的回复内容，与我们所获取的审计证据及了解的情况基本一致。

基于我们为发行人 2019 年度、2020 年度、2021 年度的财务报表整体发表审计意见执行的审计工作，我们认为发行人应收款项坏账准备的计提与其会计政策相符且在重大方面符合《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》的相关规定。

问题 3

本次发行拟募集资金总额不超过 4.2 亿元，其中拟用募集资金 1.85 亿元投入沼气综合利用项目（以下简称“项目一”），拟用募集资金 1.1 亿元投入购置移动储能车项目（以下简称“项目二”），拟用募集资金 1.25 亿元补充流动资金。项目一计划总投资 20,360 万元，拟新建 19 个沼气利用项目；截至目前，濮阳县百川、濮阳县百畅和天津百川 3 个项目的合作方提供了土地权属证明，其余 16 个项目的合作方未提供土地权属证明。各项目建设整体周期约 6 个月。预计实现年均收入 8,083 万元，毛利率为 30.1%。发行人项目二计划总投资 12,372.20 万元，拟分 3 年购置移动储能车 270 辆，每辆车每年运行 285 天，平均每天运送 5 次，平均每次运输蒸汽量为 4 吨，蒸汽销售价格（含税）为 280 元/吨，满产后可实现收入 3.95 亿元。报告期内，公司储能业务收入分别为 0.00 万元、0.00 万元和 32.84 万元。

发行人首次公开发行人拟募集资金 65,235 万元，实际募集资金净额 32,779.38 万元。其中“新建及扩建 21 个垃圾填埋气综合利用项目”募集前承诺投资 42,405.00 万元，募集后承诺投资 20,407.73 万元。截至 2021 年 9 月 30 日，16 个项目已达到预期收益。

请发行人补充说明：（1）结合项目一新建 19 个沼气利用项目所在区域、相关合同签订情况及合同的主要内容（包括但不限于生活垃圾填埋场负载量以及厨余垃圾、养殖粪污供应量、预计发电量及约定电价等）情况，以及同行业可比公司、标杆电价及补贴电价变动趋势，发行人现有及在建拟投产项目，以及发行人现有机组发电效率情况，说明项目一拟新增产能的必要性和可行性；项目一的上网电量是否能保证按《中华人民共和国可再生能源法》及《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》规定执行全额保障性收购，及相关应对措施；说明相关效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性；（2）项目二与公司主营业务的关系，相关产品技术是否成熟，拟提供相关产品的供应商名录，本次投资建设购置移动储能车项目的必要性；结合公司现有移动储能业务收入规模，市场需求情况以及未来发展趋势、现有竞争格局、发行人竞争优势、现有客户或意向客户、在手订单或意向性订单等说明本次募投项目产能能否有效消化；（3）结合项目一的合同约定情况、动储能车的运行天数、蒸汽销售价格分别说明项目一和项目二效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性；（4）本次募投项目土地审批、备案等程序的最新进展情况，是否存在重大不确定性及应对措施；（5）量化说明本次募投项目新增折旧摊销对公司业绩的影响；（6）前次募投项目的资金缺口及解决措施；结合前次募投项目、可比公司同类项目单位投资规模情况，说明项目一各新建项目投资规模的测算过程、测算依据及合理性。

请发行人补充披露（2）（3）（5）的相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请会计师对（3）（5）核查并发表明确意见。

发行人回复：

三、结合项目一的合同约定情况、动储能车的运行天数、蒸汽销售价格分别说明项目一和项目二效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性；

（一）结合项目一的合同约定情况说明项目一效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性

1、项目一新建 19 个沼气利用项目所在区域、相关合同签订情况及合同的主要内容情况

本次募投项目已得到当地发改部门核准批复或备案，并与项目合作方签订合作协议，项目所在区域、相关合同签订情况具体如下：

序号	项目名称	项目所在地	项目核准/备案文件	项目合作方	协议名称	沼气资源量
1	大悟县城区垃圾填埋场沼气综合利用项目	湖北省孝感市	《湖北省固定资产投资项目备案证》（项目代码：2020-420922-44-03-052208）	大悟县固体废弃物处置中心	《大悟县城区垃圾填埋场填埋气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场总库容 104 万立方米，设计日处理 236 吨，实际日进场量约为 170 吨
2	获嘉县第二生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	河南省新乡市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2104-410724-04-01-348599）	获嘉城市管理局	《获嘉县第二生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场设计库容 130 万立方米，目前垃圾日进场量约为 250 吨
3	汤阴县城市生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	河南省安阳市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2109-410523-04-01-382631）	汤阴安隆环保工程有限公司	《汤阴县城市生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场属于平地型垃圾场，深约 15 米。一期占地 80 亩，2020 年投用，二期占地 95 亩，目前正在施工中。现垃圾日进场量约为 900 吨

序号	项目名称	项目所在地	项目核准/备案文件	项目合作方	协议名称	沼气资源量
4	濮阳县生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	河南省濮阳市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2107-410928-04-01-201375）	濮阳县市政园林管理局	《濮阳县生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场设计容量为日进场量 300 吨，目前日进场量为 280 吨左右，剩余库容约 70 万方
5	濮阳县农村生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	河南省濮阳市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2107-410928-04-01-374517）	濮阳县市政园林管理局	《濮阳县农村生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场总库容约 150 万方，日常进场量为平均 320 吨/日
6	嘉鱼县生活垃圾卫生填埋场沼气污染治理及综合利用项目	湖北省咸宁市	《嘉鱼县发展和改革局关于嘉鱼县生活垃圾卫生填埋场沼气污染治理及综合利用项目核准的通知》（嘉发改审批[2021]146号）	嘉鱼县城市管理执法局	《嘉鱼县生活垃圾卫生填埋场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场设计处理能力 150 吨/天，总库容 56.9 万立方米。2020 年 7 月开始建设应急填埋场，2020 年 11 月投入使用，扩建库容 36.88 万立方米，扩建规模 230 吨/天
7	巫山县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	重庆市巫山县	《重庆市企业投资项目备案证》（项目代码：2107-500237-04-01-561083）	巫山县汇馨环卫清洁有限责任公司	《巫山县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场设计日处理能力 250 吨/日，总库容 123.3 万立方米，现进场量为 270 吨/天左右
8	辰溪县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	湖南省怀化市	《关于核准辰溪县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目的批复》（辰发改能[2021]3号）	辰溪县城市管理事务中心	《辰溪县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场设计库容 65 万 m ³ ，设计处理量 100 吨/天

序号	项目名称	项目所在地	项目核准/备案文件	项目合作方	协议名称	沼气资源量
9	和县生活垃圾卫生填埋场沼气发电项目	安徽省马鞍山市	《关于和县生活垃圾卫生填埋场沼气发电项目备案的通知》（和发改行审[2021]188号）	和县城市管理局、上海康恒环境修复有限公司和县分公司	《和县生活垃圾卫生填埋场沼气发电项目合作协议书》	该垃圾场占地面积约8万平方，总填埋深度约9米左右，目前垃圾进场量近300吨
10	东至县管山生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	安徽省池州市	《东至县发展改革委项目备案表》（项目代码：2110-341721-04-05-676844）	东至安东金沙田环境服务有限公司	《东至县管山生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾填埋场设计日填埋量200吨，现已累计填埋8万吨。目前每天垃圾进场量近250吨
11	静海渗滤液厌氧沼气利用项目	天津市静海区	《区行政审批局关于静海渗滤液厌氧沼气利用项目核准的批复》（津静审投[2021]316号）	天津高能环保能源有限公司	《渗滤液厌氧沼气利用项目合作协议》	垃圾焚烧厂配套渗滤液系统采用光大IC厌氧处理技术，设计处理规模为500吨/天
12	桂平市生活垃圾无害化处理场沼气污染治理及综合利用项目	广西壮族自治区贵港市	《广西壮族自治区投资项目备案证明》（项目代码：2111-450881-04-05-424776）	桂平市住房和城乡建设局	《桂平市生活垃圾无害化处理场沼气污染治理及综合利用项目合作协议》	该垃圾场总库容194.71万m ³ ，现垃圾日进场约400吨
13	郑州（东部）环保能源工程沼气发电项目	河南省郑州市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2109-410122-04-01-144158）	郑州东兴环保能源有限公司	《郑州东兴环保能源有限公司沼气发电项目售气合同》	垃圾焚烧厂配套渗滤液系统日产渗滤液900m ³
14	上蔡牧原养殖十二场沼气发电项目	河南省驻马店市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2111-411722-04-01-712470）	上蔡牧原农牧有限公司	《沼气发电项目合作协议》	该养殖场年出栏量25万头

序号	项目名称	项目所在地	项目核准/备案文件	项目合作方	协议名称	沼气资源量
15	上蔡牧原养殖九场沼气发电项目	河南省驻马店市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2110-411722-04-01-679124）	上蔡牧原农牧有限公司	《沼气发电项目合作协议》	该养殖场设计规模年出栏量 27.5 万头、年存栏母猪 1.1 万头，实际年出栏量 25 万头
16	社旗牧原养殖四场沼气发电项目	河南省南阳市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2110-411327-04-01-717501）	社旗牧原农牧有限公司	《沼气发电项目合作协议》	该养殖场实际存栏生猪年出栏量 25 万头
17	社旗牧原养殖九场沼气发电项目	河南省南阳市	《河南省企业投资项目备案证明》（项目代码：2110-411327-04-01-605224）	社旗牧原农牧有限公司	《沼气发电项目合作协议》	该养殖场年出栏育肥商品猪 25 万头
18	安徽濉溪牧原二场沼气发电项目	安徽省淮北市	《淮北市发展改革委项目备案表》（项目代码：2111-340600-04-02-617395）	安徽濉溪牧原农牧有限公司	《沼气发电项目合作协议》	该养殖场年出栏育肥商品猪 30 万头，实际年出栏量 32.5 万头，保育猪 16 万头
19	安徽濉溪牧原六场沼气发电项目	安徽省淮北市	《淮北市发展改革委项目备案表》（项目代码：2111-340600-04-02-944913）	安徽濉溪牧原农牧有限公司	《沼气发电项目合作协议》	该养殖场实际存栏保育猪 53,500 头，育肥猪 107,000 头，后备育肥猪 2,304 头；年出栏育肥商品猪 30 万头，实际年出栏量 25 万头

注：上表沼气资源量数据摘自相关项目的可研报告。

公司与项目合作方签订的合作协议主要包括下列内容：

①合作内容

项目合作方（甲方）许可公司（含下属项目公司）（乙方）在该合作方经营场所内投资建设沼气的收集、处理、发电等设施。公司拥有沼气资源的使用权、收益权。公司负责项目的审批手续、投资建设和运营；合作方不干涉公司的正常经营。

项目合作方为公司提供项目建设、运营所需要的必要帮助，包括但不限于在政府规划范围内提供场地、通行便利、按照有利于采气的方案实施堆放、填埋、处置等。

②排他性要求

一般情况下，合作协议约定公司与项目合作方的合作关系具有排他性，项目合作方保证不再建设同类项目或与第三方合作开展同类业务。

③场地安排

根据合作协议，由合作方在垃圾填埋场、养殖场等场所内提供项目用地，用于安装沼气预处理设备、发电机组、输电设备等，建设办公用房、宿舍、机房等可拆卸简易房。项目建设、运营不改变所占土地的权属关系。

④产权归属

合作项目的工程建设、投资和运营所形成的资产及权益包括发电收益、碳减排收益等归公司所有。项目结束后，项目公司将土地及地面的简易房拆除或移交给项目合作方。

⑤合作期限

项目合作期限由公司与项目合作方根据经营场所的计划使用年限、预计封场时间、关闭日期等因素协商确定。一般情况下，项目合作期限覆盖垃圾填埋场、养殖场等经营场所的运营期，直至垃圾填埋场封场、养殖场关闭等情形发生或产气量不再满足发电条件为止。

⑥沼气使用费

在合作期限内，公司按合同约定向项目合作方支付固定金额或按照收入一定比例确定的填埋气资源使用费或其他沼气使用费，具体情况如下：

序号	项目名称	协议约定
1	大悟县城区垃圾填埋场沼气综合利用项目	按照电力部门认定的发电上网售电量收入（给电业局开具的不含增值税收入）的 3%作为合作收益
2	获嘉县第二生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	每年支付 156,000 元整

序号	项目名称	协议约定
3	汤阴县城市生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	按项目运营税前收入（以项目公司向当地电力公司开具的增值税发票为准）的7%作为合作收益
4	濮阳县生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	每年保底资源使用费为8万元，如每年3%的售电收入超过8万元，按实际售电收入的3%支付资源使用费
5	濮阳县农村生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	每年保底资源使用费为8万元，如每年3%的售电收入超过8万元，按实际售电收入的3%支付资源使用费
6	嘉鱼县生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	按照电力部门认定的发电上网售电量收入（给电业局开具的不含增值税收入）的3%作为合作收益
7	巫山县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	按照电力部门认定的发电上网售电量收入（给电业局开具的不含增值税收入）的3%作为合作收益（每年最低不得少于10万元）
8	辰溪县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	按照电力部门认定的发电上网售电量收入（给电业局开具的不含增值税收入）的5%作为合作收益
9	和县生活垃圾卫生填埋场沼气发电项目	上网电量累计达到2,000万度之前，每月收取1万元资源使用费；上网电量累计达到2,000万度之后，收取上网售电收入的5%作为资源使用费
10	东至县管山生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	按照电力部门认定的发电上网售电量收入（给电业局开具的不含增值税收入）的5%作为合作收益（每年最低不得少于15万元）
11	静海渗滤液厌氧沼气利用项目	渗滤液沼气和填埋场残余沼气分别按照0.32元/立方米及0.2元/立方米支付沼气使用费
12	桂平市生活垃圾无害化处理场沼气污染治理及综合利用项目	按照电力部门认定的发电上网售电量收入（给电业局开具的不含增值税收入）的5%作为合作收益
13	郑州（东部）环保能源工程沼气发电项目	沼气资源使用费为0.38元/立方米（含税）
14	上蔡牧原养殖十二场沼气发电项目	收取全部并网电费的15%（含税），作为该项目的分成；若合作期内新增沼气利用项目，按照沼气使用量不超过2,000立方米/天为限，项目分成降为10%（含税）
15	上蔡牧原养殖九场沼气发电项目	收取全部并网电费的15%（含税），作为该项目的分成；若合作期内新增沼气利用项目，按照沼气使用量不超过2,000立方米/天为限，项目分成降为10%（含税）

序号	项目名称	协议约定
16	社旗牧原养殖四场沼气发电项目	收取全部并网电费的 15% (含税), 作为该项目的分成; 若合作期内新增沼气利用项目, 按照沼气使用量不超过 2,000 立方米/天为限, 项目分成降为 10% (含税)
17	社旗牧原养殖九场沼气发电项目	收取全部并网电费的 15% (含税), 作为该项目的分成; 若合作期内新增沼气利用项目, 按照沼气使用量不超过 2,000 立方米/天为限, 项目分成降为 10% (含税)
18	安徽濉溪牧原二场沼气发电项目	收取全部并网电费的 15% (含税), 作为该项目的分成; 若合作期内新增沼气利用项目, 按照沼气使用量不超过 2,000 立方米/天为限, 项目分成降为 10% (含税)
19	安徽濉溪牧原六场沼气发电项目	收取全部并网电费的 15% (含税), 作为该项目的分成; 若合作期内新增沼气利用项目, 按照沼气使用量不超过 2,000 立方米/天为限, 项目分成降为 10% (含税)

2、项目一效益测算依据、测算过程, 效益测算的谨慎性和合理性

1、发电量测算

垃圾填埋场沼气综合利用项目根据现有的垃圾填埋量并经现场考察, 估算垃圾填埋气采气量, 预计项目投产后发电机组的运行功率, 结合项目期限, 估算项目年发电量和年收入。

养殖场沼气综合利用项目根据项目合作方提供的养殖量数据并经现场考察, 估算粪污排放量及年产沼气量, 预计项目投产后发电机组的运行功率, 结合项目期限, 估算项目年发电量和年收入。

渗滤液沼气综合利用项目根据项目合作方提供的渗滤液处理中心的处理规模和预计处理量并经现场考察, 估算渗滤液量及年产沼气量, 预计项目投产后发电机组的运行功率, 结合项目期限, 估算项目年发电量和年收入。

其中, 公司以“国产机组 1/Nm³沼气 (甲烷含量约 50%) 约可转化发电功率 1.5kW”、“进口机组 1/Nm³沼气 (甲烷含量约 50%) 约可转化发电功率 1.8kW”为基础, 确定项目装机容量。机组运行时间定为 7,500 小时/年, 同行业可比公司机组运行时间情况如下:

上市公司	项目	项目类型	发电机组运行时间 (小时)
绿色 动力	登封项目	垃圾焚烧	8,000
	恩施项目		8,000
	朔州项目		8,000
	武汉二期项目		8,000
	葫芦岛发电项目		8,000

结合同行业可比公司公开披露的发电机组运行时间，本次募投项目效益测算确定的机组运行时间为 7,500 小时，具备合理性。

最后，根据“发电量=预计发电功率×运行时间”计算各项目发电量。

2、上网电价测算

一般情况下，同一省份沼气发电项目上网电价、标杆电价及补贴电价相同。本次募投项目分布在河南、湖北、重庆、湖南、安徽、天津、广西等省份，发行人同省份其他沼气发电项目的上网电价、标杆电价及补贴电价情况如下：

单位：元/度

省份	上网电价	标杆电价	补贴电价
河南	0.586	0.3779	0.2081
湖北	0.592	0.4161	0.1759
重庆	0.577	0.3964	0.1806
湖南	0.63	0.45	0.18
安徽	0.619	0.3844	0.2346
天津	0.65	0.3655	0.2845
广西	0.604	0.4207	0.1833

根据财政部、发改委等国家部委出台的《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）及《2021年生物质发电项目建设工作方案》（发改能源〔2021〕1190号）的规定，2021年1月1日（含）以后当年新开工项目为竞争配置项目。

公司根据上述政策规定的竞价原则，并结合现有项目经验，各募投项目在同省份其他项目电价基础上降低 0.001 元/度，确定为项目补贴电价。

因此，募投项目上网电价/标杆电价/补贴电价情况如下：

单位：元/度

项目名称	所在省份	上网电价	标杆电价	补贴电价
大悟县城区垃圾填埋场沼气综合利用项目	湖北省	0.591	0.4161	0.1749
获嘉县第二生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
汤阴县城市生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
濮阳县生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
濮阳县农村生活垃圾处理场沼气污染治理及综合利用项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
嘉鱼县生活垃圾卫生填埋场沼气污染治理及综合利用项目	湖北省	0.591	0.4161	0.1749
巫山县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	重庆市	0.576	0.3964	0.1796
辰溪县城市生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	湖南省	0.629	0.45	0.179
和县生活垃圾卫生填埋场沼气发电项目	安徽省	0.618	0.3844	0.2336
东至县管山生活垃圾填埋场沼气污染治理及综合利用项目	安徽省	0.618	0.3844	0.2336
静海渗滤液厌氧沼气利用项目	天津市	0.649	0.3655	0.2835
桂平市生活垃圾无害化处理场沼气污染治理及综合利用项目	广西壮族自治区	0.603	0.4207	0.1823
郑州（东部）环保能源工程沼气发电项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
上蔡牧原养殖十二场沼气发电项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
上蔡牧原养殖九场沼气发电项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
社旗牧原养殖四场沼气发电项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
社旗牧原养殖九场沼气发电项目	河南省	0.585	0.3779	0.2071
安徽濉溪牧原二场沼气发电项目	安徽省	0.618	0.3844	0.2336
安徽濉溪牧原六场沼气发电项目	安徽省	0.618	0.3844	0.2336

综上所述，本次募投项目的效益测算综合考虑了行业相关政策及法规、项目所在地情况以及公司自身情况、可比公司情况。本次募投项目的效益测算具有谨慎性、合理性。

(二) 结合项目二移动储能车的运行天数、蒸汽销售价格，说明效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性

1、项目二移动储能车运行天数及蒸汽销售价格情况

公司移动储能供热业务自 2021 年下半年逐步开展，该业务依托公路运输，运输距离为热源端至热用户端，运输半径较短，一般往返运输耗时可控制在 0.5-1 小时，不同项目受运距影响存在差异。结合目前业务开展情况，本次购置移动储能车项目的效益测算过程中，按照每辆车每年运行天数为 285 天，平均每天运送 5 次，平均每次运输蒸汽量为 4 吨的经营模式。

移动储能供热业务为发行人开拓的新业务，目前仍在推广过程中，尚未形成明显的规模效应。发行人目前已签署的供热协议中相关采购、销售单价约定如下：

序号	用热单位	平均销售单价（含税）
1	热用户一	282 元/吨
2	热用户二	333 元/吨
3	热用户三	315 元/吨
4	热用户四	315 元/吨
5	热用户五	320 元/吨
6	热用户六	300 元/吨
7	热用户七	370 元/吨
8	热用户八	330 元/吨
9	热用户九	307 元/吨
10	热用户十	324 元/吨
11	热用户十一	330 元/吨
12	热用户十二	335 元/吨
13	热用户十三	335 元/吨
14	热用户十四	330 元/吨
15	热用户十五	320 元/吨

注：部分用热客户单价约定淡旺季价格，根据月度加权平均价格确定平均销售单价。

序号	热源单位	单价（含税）
1	电厂一	180 元/吨
2	电厂二	160 元/吨
3	电厂三	163 元/吨
4	电厂四	160 元/吨
5	电厂五	160 元/吨
6	电厂六	170 元/吨
7	电厂七	155 元/吨
8	电厂八	160 元/吨

注：上表中，发行人与热源单位电厂三约定淡旺季价格，根据月度加权平均价格确定平均销售单价；与热源单位电厂四约定按不同供应量确定价格，与热源单位电厂六约定按不同供汽机组确定价格，根据简单算术平均确定平均销售单价。

在供热销售单价确定过程中，发行人通常以蒸汽采购价格为基础，结合业务所需牵引车头数量、储能车数量、热源形式及热源参数、用户需求量、热源至用户距离、合作运营期等因素，对蒸汽售价合理报价。

本次募投的效益测算中，蒸汽销售价格为 280 元/吨（含税）、256.88 元/吨（不含税），低于签署的业务协议中约定的售价。根据目前市场推广情况，公司供热客户主要为淘汰落后燃煤锅炉、接受燃气锅炉的用户，用热成本显著较高，对蒸汽价格的接受程度较高，且更看重供热结构优化及供热稳定性。由于公司目前移动储能供热业务尚在推广期，给予客户的蒸汽单价相对较低，未来将根据业务推进情况对价格做合理调整，相关销售单价的预计合理、谨慎。

2、项目二效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性

（1）假设条件

①项目运营期

移动储能车分 3 年购置，单车运营年限为 8 年（设计 8 年后报废），项目运营期为 10 年。

②项目运营情况

项目第一年购置 72 辆移动储能车，第二年购置 90 辆移动储能车，第三年购置 108 辆移动储能车。因此，前 3 年投产负荷率分别为 26.67%、60%和 100%

(2) 收入测算的基础及计算过程

公司移动储能供热业务供热形式主要为蒸汽，依托公路运输，运输距离为热源端至热用户端，运输半径较短。业务采用典型的“一拖三”运行模式，即一台牵引车车头，配置 3 台移动罐箱，可以实现 1 台罐箱在热源侧充热，1 台罐箱在用户侧在放热，另外一台罐箱在中间道路进行运输，最终可以实现连续不间断供热，实现接近于管网连续供热的功能，具体运行方案按照热源、用热单位的相关情况能够灵活调整。

由于移动储能供热业务为发行人开拓的新业务，目前仍在推广过程中，缺乏同类业务公司。在供热销售单价确定过程中，发行人以蒸汽采购价格为基础，结合业务所需牵引车头数量、储能车数量、热源形式及热源参数、用户需求量、热源至用户距离、合作运营期等因素，对蒸汽售价合理报价。

本次购置移动储能车项目的效益测算过程中，按照每辆车每年运行 285 天，平均每天运送 5 次的经营模式，平均每次运输蒸汽量为 4 吨，蒸汽销售价格（含税）为 280 元/吨。根据目前市场推广情况，公司目标供热客户主要为淘汰落后燃煤锅炉、接受燃气锅炉的用户，用热成本显著较高，对蒸汽价格的接受程度较高，且更看重供热结构优化及供热稳定性，相关销售单价的预计合理、谨慎。

移动储能车项目每年销售收入（税后）情况如下：

时间	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
投产车辆 (辆)	72	162	270	270	270	270	270	270	198	108
负荷率 (%)	26.67	60	100	100	100	100	100	100	73.33	40
总收入 (万元)	10,542.39	23,720.37	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	28,991.56	15,813.58

(3) 成本费用的测算基础及计算过程

①蒸汽成本

蒸汽购买成本为本项目总成本中的主要成本项目，具体指从热源方购买蒸汽的成本，但具体的蒸汽购买成本会因为能源种类、热源形式、地区位置、商务谈判等因素的不同存在差别，具体蒸汽采购成本单价依据蒸汽购买执行文件确定。

公司热源采购将主要依托燃煤、生物质热电联产、规模型发电企业等热源单位，可比燃煤供热公司中，平均蒸汽销售单价（不含税）情况如下表所示：

单位：元/吨

公司	2021 年	2020 年	2019 年	2018 年
新中港	228.03	170.71	179.34	178.55
世茂能源	271.31	201.11	204.73	211.7
富春热能	208.43	155.28	152.37	144.28
宁波能源	244.28	182.46	189.43	181.74
平均数	238.01	177.39	181.47	179.07

注：上表数据摘自相关公司招股说明书、年度报告等。

上述供热公司以热电联产业务为主，相关蒸汽价格受燃煤价格及供热管网的建设成本等因素的影响。根据上表所示，除 2021 年燃煤价格波动导致蒸汽销售价格提升外，蒸汽价格整体保持稳定。我国作为煤炭储量、生产大国，煤炭价格及燃煤蒸汽价格长期以来保持稳定，短期供需结构失衡导致的燃煤价格波动，预计不会对燃煤蒸汽价格构成长期影响。

公司移动储能业务主要向燃煤及生物质热源单位直接采购热能，一方面蒸汽定价无需考虑供热管网的建设成本；同时生物质热能的能源价格相对较低，不受燃煤价格波动影响。发行人热源采购价格预计低于上述以燃煤为主要能源企业的供热平均价格。同时，公司移动储能供热业务的主要采购蒸汽参数为 2.5-4.0MPa，属于中压蒸汽范畴内压力较低的品种，采购单价相对较低。发行人移动储能供热业务的热原单位，以燃煤、生物质热源单位为主，相关蒸汽价格无需包含供热管网等基础设施建设成本。综合业务开拓的具体情况，公司相关热源采购价格将低于热电联产企业供热价格，发行人目前已签署部分供热协议中，相关采购单价约定如下：

序号	热源单位	能源类型	单价（含税）
1	电厂一	燃煤	180 元/吨
2	电厂二	垃圾焚烧	160 元/吨
3	电厂三	燃煤	163 元/吨
4	电厂四	燃煤	160 元/吨
5	电厂五	垃圾焚烧	160 元/吨
6	电厂六	垃圾焚烧	170 元/吨
7	电厂七	垃圾焚烧	155 元/吨
8	电厂八	垃圾焚烧	160 元/吨

注：上表中，发行人与热源单位电厂三约定淡旺季价格，根据月度加权平均价格确定平均销售单价；与热源单位电厂四约定按不同供应量确定价格，与热源单位电厂六约定按不同供汽机组确定价格，根据简单算术平均确定平均销售单价。

本次募投项目的收益测算中，蒸汽成本预计为 185 元/吨（含税）、169.72 元/吨（不含税）。蒸汽成本测算中，公司综合考虑目前市场开拓中目标热源客户的价格约定、可比热电联产公司蒸汽售价情况，并结合业务特点、目标热源构成以及近年来煤炭价格波动因素审慎确定，相关蒸汽采购单价谨慎、合理。

②固定运营费用

固定运营费用包括牵引车头租赁租金、驾驶员工资、车辆保险费等。

A. 牵引车头租赁租金

本项目牵引车头配置方案为租赁型式，租赁费用主要根据项目运行当地的牵引车头租赁市场及牵引车头配置、使用情况等综合确定。根据项目运行参数及移动储能车运行模式，一般 3 台半挂车需要 1 台牵引车头。本项目达产需要租赁 90 台牵引车头，每台牵引车头租金（含税）预计为 24 万元/年。

B. 驾驶员工资

根据储能车产品运行模式，一般 3 台罐箱需要一台牵引车头，270 台罐箱对应牵引车头 90 台。运行过程中每台牵引车头按照一天两班倒制安排驾驶人员，90 台车头涉及 180 名驾驶人员，以驾驶员平均薪酬 12 万元/年标准计算，每台牵引车头对应的驾驶员薪酬支出为 24 万元/年。

C. 车辆保险费

根据项目规划车辆数、保险收费标准和车辆维护标准预计,本项目保险费预计为 3.1 万元/车/年。

③浮动运营费用

浮动运营费用主要为燃料费。燃料费=项目达产车辆数×单车平均运送次数×单车平均运送蒸汽量×年运行时间×每吨蒸汽运输油耗费用,每吨蒸汽运输油耗费用(含税)为 25 元。

④车辆维护费

车辆和罐体的日常维护可以有效保证项目运行过程中移动储能设备的运输效率,降低因为车辆、罐体的自身损耗等因素可能造成的损失。本项目中车辆维护费(含税)为 1.4 万元/车/年。

⑤折旧费用

采用年限平均法计提折旧,折旧年限为 8 年,预计净残值率为 5%;

⑥人员工资及五险一金

本项目的人员为在热源点城市设置的运营管理人员,主要工作职能为日常管理、车头调配协调和其他突发性事件处理等。本项目需要运营人员 60 人,工资按每人每年 12 万元计,五险一金按工资的 50%计,年工资增长率为 3%。

综上，总成本费用如下表：

单位：万元

序号	项目	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	蒸汽成本	6,965.50	15,672.39	26,120.64	26,120.64	26,120.64	26,120.64	26,120.64	26,120.64	19,155.14	10,448.26
2	经营成本	2,578.62	5,821.33	9,735.60	9,769.97	9,805.37	9,841.84	9,879.40	9,918.09	7,302.49	3,999.59
2.1	固定运营费	1,293.45	2,910.27	4,850.44	4,850.44	4,850.44	4,850.44	4,850.44	4,850.44	3,556.99	1,940.18
2.2	浮动运营费	907.96	2,042.92	3,404.87	3,404.87	3,404.87	3,404.87	3,404.87	3,404.87	2,496.90	1,361.95
2.3	车辆维护费	89.20	200.71	334.51	334.51	334.51	334.51	334.51	334.51	245.31	133.81
2.4	人员工资及福利	288.00	667.44	1,145.77	1,180.15	1,215.55	1,252.02	1,289.58	1,328.26	1,003.28	563.66
3	折旧费用	348.85	784.90	1,308.17	1,308.17	1,308.17	1,308.17	1,308.17	1,308.17	959.32	523.27
4	总成本费用	9,892.97	22,278.62	37,164.41	37,198.78	37,234.19	37,270.65	37,308.22	37,346.90	27,416.95	14,971.12

(4) 税金测算

①增值税：购买销售蒸汽税率为 9%；其余税率为 13%。

②企业所得税：税率 25%。

③其他税种：根据国家规定，城市维护建设税税率为 7%、教育费附加税率为 3%，地方教育费附加税率为 2%。

(5) 财务测算

经测算，本项目财务内部收益率（税后）为 18.66%，项目投资回收期（税后）为 3.82 年。具体测算情况如下表所示：

单位：万元

序号	项目	筹备期	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	现金流入	-	10,542.39	23,720.37	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,680.83	29,289.79	16,349.11
1.1	销售收入	-	10,542.39	23,720.37	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	28,991.56	15,813.58
1.2	回收固定资产	-	-	-	-	-	-	-	-	146.88	183.60	220.32
1.3	回收流动资金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114.62	315.21
2	现金流出	3,204.85	13,827.17	26,804.71	36,620.55	36,474.40	36,500.95	36,528.30	36,556.47	36,585.49	26,851.28	14,658.46
2.1	项目投资	3,204.85	4,006.07	4,807.28	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2	流动资金	-	114.62	143.28	171.93	-	-	-	-	-	-	-
2.3	蒸汽成本	-	6,965.50	15,672.39	26,120.64	26,120.64	26,120.64	26,120.64	26,120.64	26,120.64	19,155.14	10,448.26
2.4	经营成本	-	2,578.62	5,821.33	9,735.60	9,769.97	9,805.37	9,841.84	9,879.40	9,918.09	7,302.49	3,999.59
2.5	调整所得税	-	162.35	360.44	592.38	583.79	574.94	565.82	556.43	546.76	393.65	210.62
3	税后净现金流	-3,204.85	-3,284.78	-3,084.35	2,913.39	3,059.54	3,032.99	3,005.64	2,977.47	3,095.34	2,438.51	1,690.65

注：现金流入为假设销售收入于当年收到相关款项。

综上，公司在测算募投项目效益时，依据的方法明确，测算的参数选取合理，购置移动储能车项目的效益测算具有谨慎性、合理性。

五、量化说明本次募投项目新增折旧摊销对公司业绩的影响；

本次募投项目建设完工后，公司固定资产、长期待摊费用将有较大幅度增长。受新增资产逐步折旧和摊销影响，募投项目建成后将对各期利润形成一定影响。

结合公司现有的会计政策，本次募投项目对应固定资产的折旧采用年限平均法计提，各类固定资产的使用寿命、预计净残值率及年折旧率如下：

类别	使用寿命	预计净残值率	年折旧率
机器设备	8-15 年	5.00%	6.33-11.88%
运输工具	3-10 年	5.00%	9.50-31.67%
其他设备	5 年	5.00%	19.00%

结合公司现有的会计政策，本次募投项目对应长期待摊费用的摊销在预计受益期间内按直线法摊销，摊销期如下：

类别	摊销期
收集井及膜下采集系统	3 年
项目配套设施	合作协议或租赁协议约定的场地使用期限 与预计可使用年限孰短
其他	合作协议或租赁协议约定的场地使用期限 与设备预计可使用年限孰短

发行人本次募集资金投资项目新增折旧摊销对公司现有及未来营业收入、净利润的影响如下：

单位：万元

类别	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年
一、本次募投项目新增折旧摊销(a=b+c)	1,913.93	2,430.12	2,953.39	2,622.91	2,619.02	2,516.25	2,408.31	2,317.17	1,902.18	1,285.63	225.20	225.20	107.01	107.01
其中：1.沼气综合利用项目(b)	1,565.08	1,645.22	1,645.22	1,314.74	1,310.85	1,208.08	1,100.14	1,009.00	942.86	762.36	225.20	225.20	107.01	107.01
2.移动储能车项目(c)	348.85	784.90	1308.17	1308.17	1308.17	1308.17	1308.17	1308.17	959.32	523.27	-	-	-	-
二、对营业收入的影响														
预计营业收入(g=d+e+f)	64,455.42	82,388.28	96,725.07	96,935.72	96,927.32	96,467.72	95,902.16	95,607.67	84,668.03	70,797.97	51,472.88	51,388.54	50,615.67	50,511.42
其中：1.沼气综合利用项目(d)	3,980.74	8,735.61	7,258.83	7,469.48	7,461.09	7,001.49	6,435.93	6,141.44	5,744.18	5,052.10	1,540.58	1,456.24	683.38	579.13
2.移动储能车项目(e)	10,542.39	23,720.37	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	39,533.94	28,991.56	15,813.58	-	-	-	-
3.现有项目(f)	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29	49,932.29
折旧摊销占预计营业收入的比重(h=a/g)	2.97%	2.95%	3.05%	2.71%	2.70%	2.61%	2.51%	2.42%	2.25%	1.82%	0.44%	0.44%	0.21%	0.21%
三、对净利润的影响														
预计净利润(l=i+j+k)	9,666.36	14,641.23	13,543.51	14,126.42	14,076.86	13,783.10	13,754.41	13,652.43	12,848.71	12,461.80	11,249.56	11,137.34	10,999.09	10,919.16
其中：1.沼气综合利用项目(i)	-1,611.76	2,768.86	975.30	1,583.98	1,560.98	1,294.57	1,294.05	1,221.09	876.69	1,038.90	458.50	346.28	208.02	128.10
2.移动储能车项目(j)	487.06	1,081.31	1,777.15	1,751.37	1,724.82	1,697.47	1,669.30	1,640.28	1,180.96	631.85	-	-	-	-
3.现有项目(k)	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06	10,791.06
折旧摊销占预计净利润的比重(m=a/l)	19.80%	16.60%	21.81%	18.57%	18.61%	18.26%	17.51%	16.97%	14.80%	10.32%	2.00%	2.02%	0.97%	0.98%

注 1：现有项目营业收入（上表 f）为 2021 年度营业收入，并假设未来保持不变；

注 2：现有项目净利润（上表 k）为 2021 年度净利润，并假设未来保持不变；

发行人于募投项目达到预计可使用状态并产生效益的次月开始计提折旧摊销，每年新增折旧摊销金额约为 1,987.11 万元，2021 年发行人营业收入、净利润分别为 49,932.29 万元、10,791.06 万元，上述新增折旧摊销占 2021 年营业收入、净利润比重分别为 3.98%、18.41%，新增的折旧摊销可以被完全消化，预期对发行人经营业绩不会产生重大影响。

会计师核查意见

我们未对发行人截至 2022 年 6 月 30 日止 6 个月期间的财务报表执行审计或审阅程序。基于我们为发行人 2019 年度、2020 年度、2021 年度的财务报表整体发表审计意见执行的审计工作，发行人上述关于募投项目的效益测算依据、测算过程，效益测算的谨慎性和合理性，新增折旧摊销对公司业绩的影响的回复内容，与我们所获取的审计证据及了解的情况基本一致。

(本页无正文，为安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）关于深圳证券交易所《关于河南百川畅银环保能源股份有限公司申请向不特定对象发行可转换公司债券的审核问询函》的回复意见之签字盖章页)

安永华明会计师事务所（特殊普通合伙）



中国 北京



中国注册会计师：范文红



中国注册会计师：李华楠

2022 年 8 月 26 日