



浙江省新能源投资集团 股份有限公司

（浙江省杭州市上城区凯旋街道凤起东路 8 号）

非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见 的回复报告

保荐机构（主承销商）



广东省深圳市福田区中心三路 8 号卓越时代广场（二期）北座

二零二二年九月

中国证券监督管理委员会：

根据贵会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》(221988 号)中《浙江省新能源投资集团股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见》的要求，中信证券股份有限公司（以下简称“保荐机构”）会同北京市中伦律师事务所、致同会计师事务所（特殊普通合伙），本着行业公认的业务标准、道德规范和勤勉精神，对浙江省新能源投资集团股份有限公司（以下简称“发行人”、“公司”或者“浙江新能”）本次非公开发行股票申请文件的反馈意见所涉及的有关问题进行了认真的核查，核查主要依据申请人提供的文件资料及保荐机构项目人员实地考察、访谈、询问所获得的信息。

如无特别说明，本反馈意见的回复报告中的简称或名词的释义与尽职调查报告中的相同。

本反馈意见的回复报告的字体代表以下含义：

黑体：	反馈意见所列问题
宋体：	对反馈意见所列问题的回复

目录

问题 1.....	3
问题 2.....	6
问题 3.....	13
问题 4.....	19
问题 5.....	50
问题 6.....	68
问题 7.....	77
问题 8.....	99
问题 9.....	115
问题 10.....	125
问题 11.....	140

问题 1

根据申报文件，申请人及控股子公司存在一笔对外担保，被担保方为舟山海洋科技，担保金额为 2,367.67 万元。请申请人补充说明，上述对外担保合理性和必要性，是否履行规定决策程序和信披义务，对方是否提供反担保，是否存在违规对外担保尚未解除的情形。

请保荐机构及律师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）上述对外担保合理性和必要性

舟山海洋科技为发行人的参股公司，成立于 2018 年 7 月 17 日，注册资本 14,684.29 万元，现有股东国电投浙江新能源、振洋资产、发行人、岱山电力分别持有舟山海洋科技 36%、25%、20%、19% 股权。

舟山海洋科技主要负责大洋山渔光互补项目的建设运营，该项目是为了解决发行人嵊泗 2 号海上风电项目涉海渔民转产转业问题而建设的配套项目。2018 年 10 月 30 日，发行人与国电投浙江新能源共同出资设立嵊泗海上风电，双方各持有 50% 股权，负责嵊泗 2 号海上风电项目的建设运营。大洋山渔光互补项目是发行人参与开发嵊泗 2 号海上风电项目的前提，是浙江省政府推进落实乡村振兴乡村重点示范项目和当地政府重点推进项目，发行人参股舟山海洋科技能够为后续争取嵊泗 1 号、3 号、4 号海上风电项目的开发权打下了良好基础。

舟山海洋科技为解决大洋山渔光互补项目资金问题，通过向中电投融和租赁以“租赁+保理”形式融资 3.5 亿元，各股东按出资比例为其提供担保。其中，国电投浙江新能源以 36% 为限承担连带保证责任，发行人以 20% 为限承担连带保证责任，振洋资产系当地政府平台公司不提供担保，故由岱山电力以其与振洋资产的出资比例之和 44% 为限承担连带保证责任。

综上，发行人与其他股东按出资比例为舟山海洋科技提供担保具有合理性和必要性。

（二）是否履行规定决策程序和信披义务

因上述对外担保的金额为 0.7 亿元，且舟山海洋科技的资产负债率未超过 70%，根据当时有效的《公司章程》，上述对外担保无需提交发行人股东大会审议。

2021 年 8 月 2 日，发行人召开第一届董事会第二十三次会议，审议通过了《关于为国家电投集团舟山智慧海洋能源科技有限公司融资提供担保的议案》，发行人独立董事发表了独立意见。

同日，发行人发布了《关于为国家电投集团舟山智慧海洋能源科技有限公司融资提供担保的公告》（公告编号：2021-025）。

综上，上述对外担保已履行规定决策程序和信披义务。

（三）对方是否提供反担保

为降低上述担保风险，发行人与舟山海洋科技签订《反担保质押合同》，舟山海洋科技以《大洋山生态高效养殖暨屋顶分布式光伏示范基地项目水产养殖棚承包租赁合同》项下应收租金及其他款项作为反担保物向发行人提供反担保质押。

（四）发行人是否存在违规对外担保尚未解除的情形

截至本回复报告出具日，发行人对外担保事项已履行规定的决策程序和信息披露义务，发行人不存在违规对外担保情形，亦不存在违规担保尚未解除的情形。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

保荐机构及申请人律师履行了如下核查程序：

- 1、查阅发行人关于为舟山海洋科技提供担保的议案；
- 2、查阅被担保方舟山海洋科技的营业执照和公司章程等工商资料；
- 3、查阅发行人为舟山海洋科技提供担保相关的担保合同、担保函和反担保质押合同；
- 4、查阅发行人关于为舟山海洋科技提供担保的董事会会议文件、公告文件

和独立董事意见；

- 5、查阅发行人的《公司章程》《对外担保制度》等规定；
- 6、查阅发行人报告期内的定期报告和审计报告。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申请人律师认为：

发行人为舟山海洋科技提供担保具有合理性和必要性，履行了相应的决策程序和信息披露义务，被担保方舟山海洋科技向发行人提供了反担保。截至本回复报告出具日，发行人不存在违规担保尚未解除的情形。

问题 2

根据申报文件，2022 年 4 月 1 日，江苏省自然资源厅公布《江苏省自然资源厅 2022 年第一批挂牌督办 5 宗违法占地案件》。根据该公告，“2020 年 5 月，帷瑞新能源未经批准、擅自占用丹阳市延陵镇延陵村集体土地 26.01 亩（永久基本农田）建设光伏发电项目”。帷瑞新能源为申请人控股子公司。请申请人补充说明，上述挂牌督办目前进展情况，上市公司及控股子公司是否会被作出行政处罚，是否已完成整改，公司日常经营及募投项目实施过程中是否还存在其他违规占用农地等土地违法违规行为。请保荐机构及律师发表核查意见。

请保荐机构和律师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）上述挂牌督办目前进展情况，上市公司及控股子公司是否会被作出行政处罚，是否已完成整改

1、上述挂牌督办目前进展情况

2022 年 4 月 1 日，江苏省自然资源厅公布《江苏省自然资源厅 2022 年第一批挂牌督办 5 宗违法占地案件》，对帷瑞新能源违法占用基本农田案件进行挂牌督办。

在本次挂牌督办中，主要由江苏省自然资源厅对丹阳市自规局提出督察、处理要求，由丹阳市自规局向江苏省自然资源厅上报案件督察处理结果，江苏省自然资源厅公开处理结果。

自挂牌督办公告作出后，帷瑞新能源及时进行了整改，于 2022 年 4 月 6 日前，按要求拆除了违建设施，超面积进行了复垦，恢复了 25.69 亩基本农田地块的种植条件，整改工作全部完成。

2022 年 8 月 25 日，江苏省自然资源厅作出《2022 年第一批挂牌督察案件整改落实情况的通报》。根据该通报，因帷瑞新能源主动整改，丹阳市自规局研究决定对该案件不予移送。

2、上市公司及控股子公司是否会被作出行政处罚，是否已完成整改

(1) 帷瑞新能源受到责令退还非法占用的土地的行政处罚

根据丹阳市自规局作出的《行政处罚决定书》(丹自然资罚决字〔2022〕02002号)，帷瑞新能源占用丹阳市延陵镇黄泥坎村以东千余亩水域地块进行延陵镇80MW渔光互补发电项目建设，其中延陵镇麦溪村25.69亩基本农田不符合光伏复合项目用地政策规定。根据《土地管理法》第七十七条等有关规定，丹阳市自规局责令帷瑞新能源60日内退还非法占用的延陵镇麦溪村的17,126.66平方米(合25.69亩)基本农田的土地。

(2) 帷瑞新能源已于该行政处罚作出前完成所有整改工作

根据《行政处罚决定书》，帷瑞新能源思想认识到位，积极改正违法行为，于2022年4月6日前，按要求整改拆除了违建设施，超面积进行了复垦，恢复了25.69亩基本农田地块的种植条件。

根据江苏省自然资源厅网站公告的《2022年第一批挂牌督察案件整改落实情况的通报》，帷瑞新能源主动整改，且光伏桩基为点状分布，拔除整改后即恢复耕地功能，未造成耕地破坏。

根据《自然资源违法行为查处工作规程》第9.3.1条，行政处罚决定下达前，主动采取措施减轻违法后果的，应当从轻或者减轻处罚；根据《镇江市国土资源局规范行政处罚自由裁量权实施细则》第七条，行政处罚决定作出前，主动消除或减轻违法行为危害后果的，应当依法从轻或者减轻行政处罚。

据此，帷瑞新能源已于行政处罚作出前整改完毕，消除危害后果，丹阳市自规局依法从轻处罚。

(3) 帷瑞新能源占用农地行为不属于重大违法行为

根据《再融资业务若干问题解答(2020修订)》，“重大违法行为”是指违反国家法律、行政法规或规章，受到刑事处罚或情节严重行政处罚的行为。发行人合并报表范围内的各级子公司，若对发行人主营业务收入和净利润不具有重大影响(占比不超过5%)，其违法行为可不视为发行人存在相关情形，但违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡或社会影响恶劣的除外。如被处罚主体为发行人

收购而来，且相关处罚于发行人收购完成之前作出，原则上不视为发行人存在相关情形。但上市公司主营业务收入和净利润主要来源于被处罚主体或违法行为社会影响恶劣的除外。

根据《土地管理法》第七十七条第一款，未经批准或者采取欺骗手段骗取批准，非法占用土地的，由县级以上人民政府自然资源主管部门责令退还非法占用的土地，对违反土地利用总体规划擅自将农用地改为建设用地的，限期拆除在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，恢复土地原状，对符合土地利用总体规划的，没收在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，可以并处罚款；对非法占用土地单位的直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

帷瑞新能源为发行人子公司，系由发行人于 2021 年 4 月收购而来，涉事土地系帷瑞新能源于 2020 年 11 月租赁取得。帷瑞新能源最近一年一期内营业收入、归属于母公司净利润以及装机规模占发行人比例情况如下：

项目	公司	2022 年 1-6 月	2021 年
营业总收入 (万元)	浙江新能	250,822.03	290,953.38
	帷瑞新能源	2,126.49	0.00
占比		0.85%	0.00%
净利润 (万元)	浙江新能	94,023.84	69,649.20
	帷瑞新能源	1,940.75	-13.30
占比		2.06%	-0.02%
装机规模 (万千瓦)	浙江新能	432.81	379.41
	帷瑞新能源	8.00	0.00
占比		1.85%	0.00%

报告期内帷瑞新能源占发行人收入、净利润和装机规模比例均较低，对发行人主营业务收入和净利润不具有重要影响（占比不超过 5%），因此帷瑞新能源系发行人不具有重要影响的子公司。

鉴于：（1）《行政处罚决定书》未认定帷瑞新能源占用农地属于情节严重行为，帷瑞新能源已于行政处罚作出前整改完毕，丹阳市自规局依法从轻处罚，决定不予移送公安机关，帷瑞新能源未受到任何刑事处罚；（2）帷瑞新能源对发行人主营业务收入和净利润不具有重要影响；（3）帷瑞新能源为发行人收购而来，

涉事土地系发行人收购前租赁取得；（4）帷瑞新能源违规占用农地未导致严重环境污染、重大人员伤亡或社会影响恶劣。

综上，帷瑞新能源的上述行为不属于重大违法行为，不构成本次发行的法律障碍。

（二）公司日常经营及募投项目实施过程中是否还存在其他违规占用农地等土地违法违规行为

1、公司日常经营是否还存在其他违规占用农地等土地违法违规行为

截至 2022 年 6 月 30 日，发行人日常经营所使用的自有土地均系建设用地，不存在使用农地的情况。

截至 2022 年 6 月 30 日，发行人的租赁土地存在使用农地的情况，具体情况如下：

序号	承租方	出租方	租赁用途	租赁面积 (m ²)	土地性质	所在地	租赁期限	与第三方签署
1	长兴新能	长兴县泗安镇五丰村经济合作社	光伏方阵用地	7,330.00	集体农用地	泗安镇五丰村八角界牌垦造土地开发项目范围内	2017 年 10 月 1 日起 20 年，租赁期满后再续签 5 年	泗安镇土地流转服务中心
2	长兴新能	长兴县泗安镇长丰村经济合作社	光伏方阵用地	68,566.67	集体农用地	位于长兴县泗安镇长丰村丁冲垦造土地开发项目范围内	2017 年 5 月 28 日起 20 年，租赁期满后再续签 5 年	泗安镇土地流转服务中心
3	长兴新能	浙江新兴工贸有限责任公司南湖林场	光伏方阵用地	1,588,094.33	国有农用地	长兴县泗安镇长丰村 71#、72#、80#、81# 地块、二界岭乡东村村 84# 地块	2015.09.01 起 20 年，租赁期满后再续签 5 年	长兴县人民政府
4	衢州光能	衢州市柯城区华墅村经济合作社	光伏方阵用地	292,666.67	集体农用地	华墅村东南	2014.08.01-2038.07.30	衢州市柯城区华墅乡人民政府
5	松阳浙源	松阳县赤寿乡红连村股份经济合作社	光伏方阵用地	44,666.67	集体农用地	赤寿乡红连村缸窑山场	2018.03.20-2038.03.19，租赁期满后再续签 5 年	松阳县赤寿乡人民政府
6	松阳浙源	松阳县田寮家庭农场	光伏方阵用地	186,333.33	集体农用地	西屏街道周垅村白目山一垦、二垦、关溪水库白目山垦造耕地地块	2018.04.12.-2038.04.11，租赁期满后再续签 5 年	松阳县西屏街道办事处
7	松阳浙源	松阳县西屏街道项弄村股份经济合作社	光伏方阵用地	3,100.00	集体农用地	西屏街道项弄村关溪竹栖山	2018.04.12-2038.04.11，租赁期满后再续签 5 年	松阳县西屏街道办事处

序号	承租方	出租方	租赁用途	租赁面积 (m ²)	土地性质	所在地	租赁期限	与第三方签署
8	松阳浙源	松阳县西屏街道铺门村村民委员会	光伏方阵用地	1,333.33	集体农用地	松阳县西屏街道白目山电站权属铺门村地块	2018.04.12-2038.04.11, 租赁期满后续签5年	松阳县西屏街道办事处
9	松阳浙源	松阳县大东坝镇人民政府	光伏方阵用地	313,666.67	集体农用地	大东坝镇明源村仰天堂、基头疗、燕田村木里莲花地块	2018.05.08-2038.05.09, 租赁期满后续签5年	/
10	松阳浙源	松阳县赤寿乡后村股份经济合作社	光伏方阵用地	148,333.33	集体农用地	卯山后村石板弄、乌皮山尼、青龙山1号地块	2018.03.20-2038.03.19, 租赁期满后续签5年	松阳县赤寿乡人民政府
11	松阳光伏	松阳县舜龙山海协作产业园开发有限公司	光伏方阵用地	700,075.00	集体农用地	赤寿生态工业区块	2015.07.01-2035.06.30, 经乙方提出后与乙方续签签订土地使用权租赁合同(续签租赁期间至少5年)	松阳县人民政府
12	特克斯太阳能	呼吉尔特蒙古族乡人民政府	光伏方阵用地	549,700.00	国有农用地	呼吉尔特蒙古族乡喀拉萨依村春秋草场	2014.05.05-2039.05.05	/
13	四子王旗能源	郭聪明、王桂香、张翠女、杨亮明、常忠明、王桂英	光伏方阵用地	490,000.00	集体农用地	四子王旗江岸苏木	2014.10.24-2027.07.14	四子王旗江岸苏木拜兴图嘎查委员会
14	四子王旗能源	郭聪明、王桂香、张翠女、杨亮明、常忠明、王桂英	光伏方阵用地	20,146.67	集体农用地	四子王旗江岸苏木	2014.10.24-2027.07.14	四子王旗江岸苏木拜兴图嘎查委员会
15	龙游新能源	龙游县湖镇镇客路村经济合作社	光伏方阵用地	266,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇客路村	2015.11.30-2040.11.29	龙游县湖镇镇人民政府
16	龙游新能源	龙游县湖镇镇希唐村经济合作社	光伏方阵用地	266,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇希唐村	2015.11.30-2040.11.29	龙游县湖镇镇人民政府
17	龙游新能源	龙游县湖镇镇客路村村民委员会	光伏方阵用地	70,000.00	集体农用地	龙游县湖镇镇客路村	2015.12.15-2040.12.14	龙游县湖镇镇人民政府
18	龙游新能源	龙游县湖镇镇希唐村股份经济合作社	光伏方阵用地	32,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇希唐村西章院	2018.08.01-2043.07.31	龙游县湖镇镇人民政府
19	龙游新能源	龙游县湖镇镇客路村股份经济合作社	光伏方阵用地	110,666.67	集体农用地	龙游县湖镇镇客路村	2019.01.01-2043.12.31	龙游县湖镇镇人民政府

序号	承租方	出租方	租赁用途	租赁面积 (m ²)	土地性质	所在地	租赁期限	与第三方签署
20	聚合光伏	宁海县长街镇成塘村股份经济合作社	光伏方阵用地	373,333.33	集体农用地	宁海县长街镇成塘村成塘港	2018.06.18-2038.06.17	宁海县长街镇人民政府
21	特百乐新能源	武强县周窝镇郭家院村村民委员会	光伏方阵用地	466,669.00	集体土地(一般耕地、园地)	郭家院村北	2020.09.17-2046.09.04	武强县周窝镇人民政府

上述发行人租赁的农地系用于光伏方阵建设，且已经按照法律规定签署协议，获得相关证明或决策性文件。

根据《国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8号），在不破坏农业生产条件的前提下，光伏方阵使用永久基本农田以外的农用地，可不改变原有用地的性质。

上表第 1-11、15-21 项长兴新能、衢州光能、松阳浙源、松阳光伏、龙游新能源、聚合光伏、特百乐新能源租赁农地均系用于农光互补或渔光互补项目建设，符合上述政策规定。

上表第 12 项特克斯太阳能租赁农地，发行人收购特克斯太阳能后已取得当地自然资源与规划主管部门出具的证明，确认不存在重大违法行为。截至本反馈回复出具之日，特克斯太阳能未因租赁农地受到行政处罚。

上表第 13-14 项四子王旗能源租赁农地，发行人收购四子王旗能源后已取得当地自然资源与规划主管部门出具的证明，确认其未改变土地用途，允许其继续用于光伏电站项目。截至本反馈回复出具之日，四子王旗能源未因租赁农地受到行政处罚。

综上，发行人日常经营使用农地符合相关政策和法律的规定，不存在违规占用农地的情况。

2、募投项目实施过程中是否还存在其他违规占用农地等土地违法违规行为

发行人本次募投项目使用的土地系国有建设用地和海域，已取得建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证、国有建设用地使用权不动产权证、海域使用权不动产权证等权属证书，不存在占用农地的情况。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

保荐机构及申请人律师主要履行了如下核查程序：

- 1、取得丹阳市自规局出具的责令违法通知书、江苏省自然资源厅作出的挂牌督办公告等该挂牌督办事件调查时的资料；
- 2、查阅帷瑞新能源拆除光伏设备、复垦的现场整改工作相关记录；
- 3、取得丹阳市自规局的调查通知书、立案呈批表、处罚决定书、行政处罚决定执行记录、结案呈批表等处罚过程及结果相关资料；
- 4、取得发行人日常经营使用的自有土地及房屋的权属证书；
- 5、取得发行人租赁土地合同或协议，集体决策文件或当地政府出具的证明；
- 6、取得发行人募投项目用地的建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证、国有建设用地使用权不动产权证、海域使用权不动产权证。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申请人律师认为：

发行人控股子公司帷瑞新能源挂牌督办事件已经调查处理完毕，帷瑞新能源因占用基本农田，受到责令退还非法占用的土地的行政处罚，帷瑞新能源已于2022年4月完成整改工作；发行人未因上述事项受到行政处罚。帷瑞新能源的上述行为不属于重大违法行为，不构成本次发行的法律障碍。发行人日常经营及募投项目用地不存在违规占用农地的情况。

问题 3

根据申报文件，本次非公开发行拟募集资金 30 亿元，投向浙能台州 1 号海上风电场工程项目及补充流动资金。请申请人补充说明：（1）本次募投项目主要建设内容，是否经有权机关审批或备案，是否履行环评程序，是否取得项目实施全部资质许可；（2）本次募投项目用地或用海是否落实，是否符合规划用途；（3）本次募投项目实施主体中小股东是否同比例增资或借款，相关中小股东是否属于公司关联方，是否损害上市公司利益；（4）本次募投项目实施后是否新增同业竞争或者关联交易，是否影响公司生产经营独立性。

请保荐机构及律师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）本次募投项目主要建设内容，是否经有权机关审批或备案，是否履行环评程序，是否取得项目实施全部资质许可

1、本次募投项目主要建设内容

本次非公开发行股票拟募集资金总额（含发行费用）为 30.00 亿元，扣除发行费用后的募集资金净额将用于：

单位：万元

序号	项目名称	投资总额	拟投入募集资金
1	浙能台州 1 号海上风电场工程项目	418,129.82	210,000.00
2	补充流动资金	90,000.00	90,000.00
合计		508,129.82	300,000.00

浙能台州 1 号海上风电场工程项目规划总装机容量 300MW，主要建设内容包括拟安装 43 台单机容量 7.0MW 的风电机组，风电场配套建设一座 220kV 海上升压站、两回 220kV 海缆送出线路和一座陆上集控中心。

2、本次募投项目是否经有权机关审批或备案，是否履行环评程序，是否取得项目实施全部资质许可

(1) 项目备案情况

浙能台州 1 号海上风电场工程项目已于 2021 年 11 月 23 日取得临海市发展和改革委员会出具的《临海市发展和改革委员会关于浙能台州 1 号海上风电项目核准的通知》（临发改能源[2021]312 号）。

(2) 项目环评情况

浙能台州 1 号海上风电场工程项目已于 2022 年 8 月 12 日取得台州市生态环境局出具的《台州市生态环境局关于浙能台州 1 号海上风电项目环境报告书核准意见的函》（台环函[2022]133 号）。

(3) 项目其他许可情况

除备案和环评手续外，截至目前，本次募投项目已取得的评估或许可文件情况如下：

审批手续	文件名称	批复文号/证号
安全预评价	浙江浙能临海海上风力发电有限公司浙能台州 1 号海上风电项目安全预评价报告	报告编号：GABG-AP22510001 委托有资质单位编制，不涉及批复文号
职业病预评价	浙江浙能临海海上风力发电有限公司浙能台州 1 号海上风电项目职业病危害预评价报告	报告编号：GABG-YP22110002 委托有资质单位编制，不涉及批复文号
建设工程规划许可	中华人民共和国建设工程规划许可	建字第 331082202260007 号
建筑工程施工许可	中华人民共和国建筑工程施工许可证	331082202203240101
建筑用地规划许可证	中华人民共和国建筑用地规划许可证	地字第 331082202260001 号
土地使用权	中华人民共和国不动产权证书	浙（2022）临海市不动产权第 0008400 号
海域使用权	中华人民共和国不动产权证书	浙（2022）临海市不动产权第 0013289 号

综上，截至目前本次募投项目浙能台州 1 号海上风电场工程项目已取得有权机关备案，已履行环评程序，已取得项目实施所需的评估或许可文件。

公司本次募投项目尚未建设完毕，目前不涉及需取得业务资质的情形。未来在募投项目实施过程中公司及相关子公司将及时办理项目实施所需的各项业务

资质，确保项目实施的合法合规性。

（二）本次募投项目用地或出海是否落实，是否符合规划用途

1、土地使用情况

本次募投项目已于 2022 年 3 月 15 日取得临海市自然资源和规划局出具的《中华人民共和国不动产权证书》（浙（2022）临海市不动产权第 0008400 号），证载用途为公共设施用地（供电用地），符合规划用途。

2、海域使用情况

项目已于 2022 年 4 月 19 日取得临海市自然资源和规划局出具的《中华人民共和国不动产权证书》（浙（2022）临海市不动产权第 0013289 号），证载用途为电力工业用海，符合规划用途。

综上，本次募投项目用地及出海均已取得不动产权证书，符合规划用途。

（三）本次募投项目实施主体中小股东是否同比例增资或借款，相关中小股东是否属于公司关联方，是否损害上市公司利益。

本次募投项目浙能台州 1 号海上风电场工程项目实施主体为公司控股子公司浙江浙能临海海上风力发电有限公司（以下简称“临海海上风电”）。

临海海上风电基本情况如下：

公司名称	浙江浙能临海海上风力发电有限公司
成立日期	2021 年 11 月 18 日
注册地址	浙江省台州市临海市桃渚镇龙湾村老灯自然村办公楼（自主申报）（仅作办公使用）
注册资本	84,800 万元
主营业务	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：风力发电技术服务；太阳能发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。
治理架构	纳入浙江新能管控体系，由浙江新能并表

临海海上风电股权结构情况如下：

股东名称	认缴出资额（万元）	出资占比	出资方式
浙江新能	46,640	55%	货币资金
浙江能源国际有限公司（以下简称“浙能国际”）	21,200	25%	货币资金

股东名称	认缴出资额（万元）	出资占比	出资方式
临海市海洋开发投资有限公司 （以下简称“临海海投”）	16,960	20%	货币资金
合计	84,800	100%	-

发行人通过控股子公司临海海上风电实施募投项目，发行人将通过补足认缴未实缴的资本金，并对临海海上风电委托贷款的方式使用本次非公开发行募集资金。

本次募投项目补充流动资金项目的实施主体为发行人。

1、本次募投项目实施主体中小股东是否同比例增资或借款

对于项目资本金部分，临海海上风电各股东同比例出资。

对于项目贷款部分，临海海上风电少数股东浙能国际因涉及资金出入境额度限制，以及自身战略和资金情况考虑，尚没有明确意向按其出资比例同步提供借款；临海海上风电少数股东临海海投因涉及政府投资金额限制，不会同比例提供贷款。

2、相关中小股东是否属于公司关联方

临海海上风电少数股东为浙能国际和临海海投，其中浙能国际为控股股东浙能集团控制的其他企业，属于发行人关联方；临海海投为政府投资平台，由临海市国有资产投资控股集团有限公司 100%持股，不属于发行人关联方。

3、是否损害上市公司利益

本次发行人将通过增资和委托贷款的方式实施募投项目，发行人将于募集资金到账后与临海海上风电签署委托贷款协议，主要条款如下：

条款	内容
委托贷款期限	自实际借款发生之日起至募投项目建设完成之日止或 2-3 年
委托贷款利率	与金融机构签署的项目贷款协议利率保持一致
还款安排	根据其实际经营情况到期后分期、提前偿还公司或到期续借

综上，发行人委托贷款主要条款计划合理，利率公允，不存在损害上市公司中小股东利益的情况。

（四）本次募投项目实施后是否新增同业竞争或者关联交易，是否影响公司生产经营独立性。

1、本次募投项目实施后新增同业竞争情况

本次发行募集资金扣除发行费用后主要用于浙能台州 1 号海上风电场工程项目建设 and 补充流动资金。发行人补充流动资金旨在满足业务发展的流动资金需求、优化资本结构、提升资本实力，未新增同业竞争。

2020 年 12 月 7 日，公司控股股东浙能集团出具了《关于浙江省新能源投资集团股份有限公司避免同业竞争的声明与承诺》，对于避免同业竞争事项出具持续性承诺，确定发行人作为浙能集团控制的经营中国境内水力发电、风力发电、光伏发电等除生物质发电业务以外的可再生能源业务整合的唯一平台。因此本次募投项目浙能台州 1 号海上风电场工程项目实施后不会新增同业竞争，不影响公司生产经营的独立性。

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

2、本次募投项目实施后新增关联交易情况

在建设阶段，截至报告期末，本次募投项目浙能台州 1 号海上风电场工程项目实施过程中未新增其他关联交易。

未来根据建设、维护及资金需求，募投项目可能存在工程建设承包服务的关联方采购以及向浙能财务公司存贷款业务。若未来发生该等关联交易，预计该等关联交易金额虽然增加，但占同类业务比例不会增加。发行人将依据届时市场环境、行业技术发展情况，在定价公允、交易公平合理的基础上进行，与报告期内现有同类关联交易的内容及定价依据一致。发行人将根据内部采购及关联交易决策制度严格履行相关程序，保证交易的合理性、必要性、公允性及合规性，不会对发行人的独立经营能力构成重大不利影响，不会对上市公司及公众股东利益构成不利影响。

在销售阶段，浙能台州 1 号海上风电场工程项目投运后将向电网公司售电，不涉及新增关联交易。

公司补充流动资金旨在满足业务发展的流动资金需求，优优化资本结构，提升资本实力，亦不会新增关联交易。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

保荐机构及申请人律师主要履行了如下核查程序：

- 1、查阅本次非公开发行预案、募投项目的可行性研究报告，募投项目相关的备案、环评批复文件；
- 2、查阅发行人募投项目用地的建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证、国有建设用地使用权不动产权证、海域使用权不动产权证；
- 3、取得发行人控股股东出具的关于避免同业竞争的承诺函；
- 4、查阅临海海上风电的营业执照、公司章程等工商资料。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申请人律师认为：

本次募投项目主要用于建设浙能台州 1 号海上风电场工程项目，已经有权机关审批和备案；已取得现阶段所需的全部资质许可；本次募投项目用地及用海均已取得不动产权证书，符合规划用途；本次募投项目实施不会导致发行人新增同业竞争；截至本回复报告出具日，本次募投项目在实施过程中未新增其他关联交易，未来公司将根据内部采购及关联交易决策制度严格履行相关程序，保证关联交易的合理性、必要性、公允性及合规性，不会对公司的独立经营能力构成重大不利影响，不会对上市公司及公众股东利益构成不利影响。

问题 4

请申请人补充说明，上市公司及控股和参股公司，经营范围是否包括房地产开发、经营，是否具备房地产开发、经营资质，是否持有储备住宅或商业用地，是否存在独立或联合开发房地产项目的情况。

请保荐机构及律师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

(一) 上市公司及控股和参股公司，经营范围是否包括房地产开发、经营

截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及其控股公司和参股公司的经营范围或主营业务均不包括房地产开发、经营，具体情况如下：

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
1	浙江新能企业管理有限公司	100.00	企业管理咨询服务，清洁能源项目投资开发。（未经金融等监管部门批准，不得从事向公众融资存款、融资担保、代客理财等金融服务）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
2	浙江浙能绿能电力发展有限公司	51.00	许可项目：发电、输电、供电业务；水力发电（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：太阳能发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；风力发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
3	河北新华龙科技有限公司	25.00	基础软件服务；应用软件开发；互联网信息服务；计算机领域的技术开发、技术转让、技术咨询和技术服务；能源项目的建设、运营、维护。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
4	浙能绿能新能源（宁夏宁东能源化工基地）有限公司	51.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；供电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
5	常山浙新能电力开发有限公司	100.00	一般项目：太阳能发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
6	常山浙新能光伏发电有限公司	100.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。	否
7	镇江领翌新能源有限公司	100.00	一般项目：新兴能源技术研发；工程和技术研究和试验发展；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；太阳能发电技术服务；科技推广和应用服务；技术推广服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
8	丹阳市领航新能源有限公司	100.00	一般项目：新兴能源技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；技术推广服务；科技推广和应用服务；太阳能发电技术服务；工程和技术研究和试验发展；光伏发电设备租赁（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
9	丹阳市领跑新能源有限公司	100.00	一般项目：新兴能源技术研发；工程和技术研究和试验发展；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；太阳能发电技术服务；科技推广和应用服务；技术推广服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
10	浙能绿能（磐安）新能源有限公司	80.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：太阳能发电技术服务；光伏发电设备租赁；风力发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；中草药种植；农作物栽培服务；旅游开发项目策划咨询（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
11	浙江浙能富阳常安抽水蓄能有限公司	51.00	许可项目：水力发电；发电业务、输电业务、供（配）电业务；旅游业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			执照依法自主开展经营活动)。	
12	浙江清能能源发展有限公司	53.50	清洁能源项目投资开发, 私募股权投资。(未经金融等监管部门批准, 不得从事向公众融资存款、融资担保、代客理财等金融服务)(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
13	浙江浙能长兴新能源有限公司	100.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理, 电力生产和供应, 电力技术服务, 投资管理, 果蔬种植, 初级食用农产品销售, 农业相关技术咨询、技术服务。	否
14	浙江浙能环亚松阳光伏发电有限公司	60.00	从事光伏发电等可再生能源项目的投资、开发、建设、经营管理; 电力生产和供应, 电力技术服务, 电力生产派生产品销售; 农业投资, 初级农产品生产、销售。	否
15	衢州力诺天昱阳光能源有限公司	100.00	光伏发电技术研发、技术服务、技术转让; 太阳能光伏设备销售及安装; 电力设备销售; 农业开发, 旅游景区开发。	否
16	杭州浙源新能源有限公司	60.00	太阳能发电; 技术开发、技术服务、技术咨询、技术成果转让; 新能源、太阳能、电力设备、储能与高效节能技术。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
17	永修县浙源新能源有限公司	100.00	光伏发电、风力发电项目的投资、建设、管理、服务; 太阳能光伏电力生产; 承装、承修、承试电力设施。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
18	中卫正泰光伏发电有限公司	51.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理; 电力生产的供应; 电力技术服务。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
19	中卫清银源星太阳能有限责任公司	51.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理; 电力生产和供应; 电力技术服务。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
20	金昌帷盛太阳能发电有限公司	51.00	光伏发电项目的投资、开发、建设、经营管理; 光伏发电(凭有效许可证经营); 电力技术服务。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)***	否
21	永昌正泰光伏发电	51.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理, 电力生产和供应, 电力技术	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
	有限公司		服务（以上经营项目国家限制和须取得行政许可的除外）（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）***	
22	甘肃电力交易中心有限公司	0.50	负责电力市场交易平台的建设、使用和管理（不含权益类大宗商品及其他交易），负责甘肃省电力市场主体的入网登记和相应管理，组织开展跨区、跨省各类电力交易，签订和管理各类电力交易合同，提供结算依据和服务，开展甘肃省级电力市场建设和规则的研究，提供咨询、培训等市场服务，披露和发布市场信息。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可经营）。	否
23	民勤县正泰光伏发电有限公司	51.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理，电力生产和供应，电力技术服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
24	高台县正泰光伏发电有限公司	51.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理，电力生产和供应，电力技术服务。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）***	否
25	嘉峪关正泰光伏发电有限公司	51.00	光伏发电生产项目的投资、开发、建设、经营管理；电力生产、供应；电力技术咨询服务。***（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
26	敦煌市天润新能源有限公司	51.00	光伏发电项目的投资、开发、建设、经营管理，电力生产和供应，电力技术服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
27	敦煌正泰光伏发电有限公司	51.00	光伏发电项目的投资、开发、建设、经营管理，电力生产和供应，电力技术服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
28	瓜州县光源光伏发电有限公司	51.00	光伏发电生产项目的开发、建设、经营管理；电力生产和供应、电力技术服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）***	否
29	金昌清能电力有限公司	51.00	光伏发电项目的投资、开发、建设、经营管理；光伏发电（凭有效许可证经营），电力技术服务。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】***	否
30	浙江瑞旭投资有限公司	100.00	新能源项目开发、投资、建设；投资咨询（不得从事吸收存款、融资担保、代客理财、向社会公众集（融）资）；新	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			能源研发技术咨询；新材料的研发和销售及进出口业务；LED 照明产品销售、LED 照明节能改造工程；太阳能组件销售、太阳能组件并网发电系统开发、生产、销售。	
31	新疆爱康电力开发有限公司	100.00	售电业务；太阳能光伏、光热开发、利用、建设及产品的代理销售，货物与技术的进出口业务（国家限制进出口的商品及技术除外）；通过边境小额贸易方式向毗邻国家开展各类商品及技术的进出口业务（国家限制进出口的商品及技术除外）允许经营边贸项下废钢、废铜、废铝、废塑料等国家核定公司经营的五种废旧物资的进口；场地租赁（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
32	柯坪嘉盛阳光电力有限公司	100.00	能源项目开发、投资、建设经营及工程配套服务，电力项目建设运营、电力生产销售、技术与培训。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
33	青海昱辉新能源有限公司	100.00	太阳能光伏发电项目的建设和运营（以上经营范围国家有专项规定的凭许可证经营）***	否
34	苏州慧康电力开发有限公司	100.00	光伏电站项目的开发、建设、运营、维护及管理服务；从事太阳能发电领域的技术开发、技术咨询、技术服务；合同能源管理；太阳能光伏系统安装；太阳能组件销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
35	湖南中康电力开发有限公司	100.00	太阳能光伏电站系统集成；太阳能发电；太阳能产品的销售；合同能源管理；分布式燃气项目的技术开发、咨询及转让；充电桩的维护；节能技术推广服务；光伏项目的技术开发、技术转让及运营管理；新能源汽车充电桩的建设、运营及技术服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
36	徐州统联新能源有限公司	100.00	太阳能发电技术研发、技术咨询、技术推广；太阳能发电项目开发、建设、管理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
37	泰州中康新能源有限公司	100.00	太阳能发电技术研发、技术咨询、技术推广；太阳能新能源发电项目投资、开发、建设和经营管理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
38	丹阳中康电力开发有限公司	100.00	从事光伏电站的建设经营；光伏电站的技术开发、项目咨询和技术服务；提供光伏电站的运营维护服务；从事电力销售、提供节能减排服务及合同能源管理服务；从事太阳能发电安装系统及太阳能光伏组件批发销售服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
39	无锡中康电力开发有限公司	100.00	从事光伏光热电站的建设、运营、技术开发，技术咨询和技术服务，太阳能发电系统的设计、施工，机械设备、五金交电、电子产品、太阳能发电板封装膜的批发，自营和代理各类商品及技术的进出口业务（国家限定企业经营或禁止进出口的商品和技术除外）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
40	赣州市南康区爱康新能源科技有限公司	100.00	太阳能发电；太阳能光伏设备的制造、加工、销售；太阳能发电系统的规划、设计、研究、技术咨询与运营维护服务；水处理设备、空气净化设备、LED 照明设备组装及相关技术服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
41	济南统联新能源有限公司	100.00	太阳能发电技术研发、技术咨询、技术推广；太阳能发电项目的投资、建设、管理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
42	九州方圆博州新能源有限公司	100.00	光伏电站投资、建设；太阳能电子产品销售（国家专项审批的除外）；场地租赁。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
43	特克斯昱辉太阳能开发有限公司	100.00	太阳能光伏发电及相关项目的开发、投资、建设和运营，电力技术咨询、服务，场地租赁，电力物资、设备销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
44	九州方圆博乐市新能源有限公司	70.00	光伏电站投资、建设；太阳能电子产品销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
45	新疆伊阳能源科技有限公司	100.00	光伏电站投资，运营、维护，新能源技术开发、技术转让和技术咨询服务，电子电力设备、太阳能电池及组件的制造加工与销售；场地租赁。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
46	新疆聚阳能源科技有限公司	100.00	光伏电站开发、建设与运营；光伏发电技术及设备研发；光伏发电项目技术咨询；光伏发电设备、太阳能器具及配件、化工产品（危险品除外）、多晶硅材料、单晶硅材料销售；场地租赁。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
47	内蒙古四子王旗神光能源发展有限公司	100.00	许可经营项目：无一般经营项目：太阳能光伏电站开发、建设和运营；太阳能设备的批发及销售	否
48	宿州恒康新能源有限公司	100.00	光伏电站的开发、建设、运营（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。	否
49	中机国能龙游新能源有限公司	90.00	太阳能光伏发电技术研发；光伏发电、售电；光伏发电项目投资、建设及管理；天然气发电项目、天然气分布式项目投资、建设及管理；电力设备的技术开发；能源技术咨询服务；农业技术开发；电力设备、农产品销售；对外投资，货物进出口。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
50	浙江浙能航天氢能技术有限公司	60.00	许可项目：建设工程设计；各类工程建设活动；检验检测服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：工程管理服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；智能控制系统集成；工程和技术研究和试验发展；工业设计服务；站用加氢及储氢设施销售；新兴能源技术研发（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
51	浙江浙能北海水力发电有限公司	65.00	住宿、餐饮服务（限分支机构凭有效许可证经营）。瓯江滩坑水电站的建设，水力发电及电力经营（不含电力供应），水力电力资源的开发。	否
52	浙江浙能华光潭水力发电有限公司	90.00	水力电力开发、生产、销售；服务：住宿、中餐（含凉菜）（限分支机构经营）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
53	四川浙能沙湾水力发电有限公司	100.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			或许可证件为准)。	
54	四川浙新能长柏水力发电有限公司	100.00	许可项目:发电业务、输电业务、供(配)电业务;水力发电(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动,具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准)。	否
55	浙江龙川水利水电开发有限公司	51.00	水力发电	否
56	龙泉市岩樟溪流域水电开发有限公司	68.00	水电投资开发、水力发电、供水开发、旅游开发与经营、咨询、未经加工的天然水供应。	否
57	浙江松阳谢村源水利水电开发有限责任公司	66.30	水电、供水工程的开发建设,经营管理,水电物资购销	否
58	浙江松阳安民水电站有限责任公司	63.00	水力发电、水产养殖、水果种植、建筑材料购销。	否
59	景宁畲族自治县大洋水电开发有限公司	100.00	水力发电、电站运行维修管理、库区养殖、物业管理、档案馆服务、家政服务、工程技术咨询服务、企业管理咨询服务、仓储服务(不含危险化学品、石油、成品油)(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
60	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司	100.00	风力发电场的建设及运营;风力发电等新能源的技术开发、技术咨询、技术转让、技术培训;新能源基础设施建设;新能源设备运行、维护、检修、调试;新能源项目策划、管理咨询服务;房屋租赁、船舶租赁及车辆租赁。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
61	江苏双创新能源开发有限公司	51.00	新能源技术研发、技术咨询、技术服务;风力发电;电力系统及电气设备技术服务;电力工程施工(凭资质证书经营);发电机组安装、调试、维修。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
62	东台双创新能源开发有限公司	100.00	新能源、电力系统及电气设备的技术研究、技术咨询、技术服务、技术改造和维修,风力发电开发,电力工程施工,发电机组成套安装、调试、维修。(依	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)	
63	如东锦康新能源有限公司	100.00	许可项目：发电、输电、供电业务；各类工程建设活动（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）一般项目：太阳能发电技术服务；工程管理服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
64	浙江浙能临海海上风力发电有限公司	55.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：风力发电技术服务；太阳能发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
65	青海浙新能青发能源有限公司	51.00	一般项目：风力发电技术服务；太阳能发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。	否
66	青海浙能新能源开发有限公司	90.00	风力发电、光伏发电、光热发电等新能源发电项目建设、经营管理、低碳技术的研发、应用与推广，新能源相关设备的研制、销售、检测与维修，与新能源相关的咨询服务。（上述经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
67	大柴旦浙能新能源有限公司	100.00	风力发电、风力发电厂、光伏太阳能发电厂的投资、开发、经营、管理、生产和销售电力；提供风力、光伏太阳能技术咨询；电力项目管理资讯和其他相关服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
68	格尔木浙新能光伏发电有限公司	95.00	新能源、太阳能发电、技术开发、技术服务、技术咨询、技术成果转让、储能与高效节能技术；电力生产和销售、经营管理、电力技术服务、电力生产的副产品经营及服务；生产和销售、经营管理、农业生产的副产品经营及服务。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
69	青海华拓新能源有限公司	100.00	光伏发电项目的设计、建设；电站运营；电力设备采购及租赁；光伏发电技术的研发、实验（上述经营范围依法须经批	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)***	
70	青海华恒新能源有限公司	100.00	太阳能光伏发电(凭许可证经营)。电站运营、售电(凡涉及行政许可的凭相关许可经营)。太阳能光伏设备销售。新能源科技领域内的技术咨询、技术开发、技术转让、技术服务。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)***	否
71	青海华益新能源有限公司	100.00	风力发电、太阳能光伏发电及其相关的运营管理与建设、安装工程总承包;售电业务;风力发电、太阳能发电设备及附件的设计、制造、销售和运营、维护、检测、检修等服务。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
72	青海华俊新能源有限公司	50.00	风力发电、太阳能光伏发电及其相关产业的运营管理与建设、安装工程总承包;风力发电、太阳能发电设备及附件的设计、制造、销售和运营、维护、检测、检修服务(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
73	宁夏浙能新能源有限公司	100.00	许可项目:发电业务、输电业务、供(配)电业务;建设工程施工;建设工程设计;供电业务;输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验;建设工程监理(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)一般经营范围:技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广;风力发电技术服务;项目策划与公关服务;热力生产和供应;合同能源管理;储能技术服务;节能管理服务;工程管理服务;停车场服务;小微型客车租赁经营服务;机械设备租赁;充电桩销售;机动车充电销售;劳务服务(不含劳务派遣)(除许可业务外,可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目)	否
74	五家渠浙能新能源有限公司	100.00	公司经营范围为:风力发电、光伏发电厂的建设及运营;风力发电、光伏发电等新能源的技术开发、技术咨询、技术转让;新能源基础设施建设;新能源设备运行、维护、检修、调试;新能源项目策划、管理咨询服务;房屋租赁及小汽车租赁;供售电服务。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
75	亚洲新能源电力(瓜州)有限公司	100.00	风力发电、风力资源开发投资、风电设备检修与调试、电力物资产品销售(所有前置凭许可证有效期经营)***	否
76	远景绥滨新能源有限公司	95.00	风力发电项目开发、建设、运营、维护,风力发电技术咨询和服务。	否
77	浙江浙能嵊泗海上风电开发有限公司	51.00	一般项目:风力发电技术服务;太阳能发电技术服务;海上风电相关系统研发;企业管理;风力发电、光伏发电等新能源和可再生能源项目的投资、建设、运营、技术研发;新能源和可再生能源基础设施建设;新能源和可再生能源设备运行、维护、检修、调试;(除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动)。许可项目:建设工程设计;发电、输电、供电业务;水产养殖(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动,具体经营项目以审批结果为准)。	否
78	浙能松阳新能源开发有限公司	100.00	风力及其他新能源、可再生能源的投资、开发、建设、经营和管理;电力生产和供应,新能源相关技术咨询、技术服务。	否
79	浙江松阳浙源光伏发电有限公司	51.00	从事光伏发电等可再生能源项目的开发建设、电力生产和销售、经营管理、电力技术服务、电力生产的派生产品销售;新能源技术开发、技术服务、技术咨询;新能源项目投资、运维;光伏组件、建筑材料(不含危险化学品)的销售;农业科技项目的研究、推广;蔬菜、水果、花卉的种植和销售,中药材的种植,自种自采的地产中药材销售(国家禁止销售的中药材、中药材以外的其他药品除外);初级食用农产品的研发与销售。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
80	宁波江北浙源新能源有限公司	100.00	从事可再生能源项目的投资、开发;供电服务;风力发电工程、太阳能光伏发电工程的设计、施工;电力技术服务;从事风电、太阳能技术领域内的技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让;太阳能设备、电力设备的销售;合同能源管理。(未经金融等监管部门批准不得从事吸收存款、融资担保、代客理财、向社会公众集(融)资等金融业务)。(依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可批	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			准后方可开展经营活动)	
81	宁波杭州湾新区浙源新能源有限公司	100.00	新能源技术的开发；太阳能光伏发电；可再生能源项目的投资、开发；供电服务；风力发电工程、太阳能光伏发电工程的设计、施工；电力技术服务；从事风电、太阳能技术领域内的技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让；太阳能设备、电力设备的销售；合同能源管理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
82	舟山浙源新能源有限公司	51.00	光伏发电、风力发电等可再生能源项目的开发建设、电力生产和销售、经营管理、电力技术服务、电力生产的副产品经营及服务；新能源技术开发、技术服务、技术咨询；新能源项目投资、运维。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
83	宁波聚和新能源开发有限公司	100.00	太阳能光伏电站建设、运营、维护；太阳能发电工程施工；节能产品的研发及技术咨询、技术服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
84	宁海聚合光伏工程有限公司	100.00	许可项目：各类工程建设活动；发电、输电、供电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。	否
85	五家渠浙新能光伏发电有限公司	100.00	一般项目：光伏发电、风力发电厂的建设及运营；风力发电、光伏发电等新能源技术开发、技术咨询、技术转让；新能源基础设施建设；新能源设备运行、维护、维修、调试；新能源项目策划、管理咨询服务；供售电服务。（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）	否
86	丹阳市光煦新能源有限公司	100.00	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；资源再生利用技术研发；新兴能源技术研发；工程和技术研究和试验发展（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
87	丹阳市帷瑞新能源有限公司	100.00	许可项目：建设工程设计；各类工程建设活动；发电、输电、供电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）一般项目：新兴能源技术研发；太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			询、技术交流、技术转让、技术推广；工程管理服务；规划设计管理（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	
88	乾安浙新能发电有限公司	100.00	风力发电技术服务；光伏发电、风力发电、储能等新能源项目开发、技术咨询、技术转让；新能源基础设施建设；新能源设备运行、维护、检修、调试；新能源项目策划、管理咨询服务；电力生产和销售、经营管理、电力技术服务、电力生产的副产品经营及服务；农牧业生产和销售、经营管理、农业生产的副产品经营及服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。	否
89	新疆浙能国综能源有限公司	51.00	许可项目：发电、输电、供电业务；各类工程建设活动；供电业务；水力发电；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：发电技术服务；风力发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；太阳能发电技术服务；工程管理服务；通用设备修理；电气设备修理；专用设备修理；信息技术咨询服务；热力生产和供应；合同能源管理。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
90	塔什库尔干浙能国综新能源有限公司	100.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；工程造价咨询业务；通用设备修理；电气设备修理；专用设备修理；信息技术咨询服务；热力生产和供应；合同能源管理；光伏设备及元器件销售；新能源原动设备制造。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
91	莎车浙能	100.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
	国综新能源有限公司		电业务；建设工程施工；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；水力发电。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：太阳能发电技术服务；发电技术服务；风力发电技术服务；工程管理服务；通用设备修理；电气设备修理；专用设备修理；信息技术咨询服务；热力生产和供应；合同能源管理；光伏设备及元器件销售；新能源原动设备制造。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	
92	武强县特百乐新能源有限公司	90.00	光伏电站开发、建设、运营；农产品种植、销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
93	克拉玛依浙能城投能源有限公司	66.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电；供电业务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：发电技术服务；太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；通用设备修理；热力生产和供应；电气设备修理；工程管理服务；信息技术咨询服务；合同能源管理。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
94	克拉玛依浙能新能源有限公司	100.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电；供电业务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：风力发电技术服务；发电技术服务；太阳能发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；通用设备修理；热力生产和供应；电气设备修理；工程管理服务；信息技术咨询服务；合同能源管理。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			动)	
95	双鸭山浙新能源有限公司	100.00	许可项目发电业务、输电业务、供(配)电业务; 输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。一般项目太阳能发电技术服务; 风力发电技术服务; 储能技术服务; 碳减排、碳转化、碳捕捉、碳封存技术研发; 技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广; 农产品的生产、销售、加工、运输、贮藏及其他相关服务。	否
96	博乐市浙能新能源有限公司	100.00	许可项目: 发电业务、输电业务、供(配)电业务; 供电业务。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动, 具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准) 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; 风力发电技术服务; 太阳能发电技术服务; 电气设备修理。(除依法须经批准的项目外, 凭营业执照依法自主开展经营活动)	否
97	秦皇岛抚宁区浙新能源有限公司	100.00	太阳能发电。建设工程施工(除核电站建设经营、民用机场建设)。风力发电。发电业务、输电业务、供(配)电业务。技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否
98	建德市浙光新能源有限公司	100.00	一般项目: 新兴能源技术研发; 光伏设备及元器件销售; 太阳能发电技术服务; 发电技术服务; 风力发电技术服务; 技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广; 合同能源管理; 光伏设备及元器件制造; 新材料技术推广服务; 机械电气设备销售; 智能输配电及控制设备销售; 资源再生利用技术研发; 新能源原动设备制造; 新能源原动设备销售(除依法须经批准的项目外, 凭营业执照依法自主开展经营活动)。	否
99	浙江浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	50.00	风力发电场的建设及运营; 风力发电等新能源的技术开发、技术咨询、技术转让、技术培训; 新能源基础设施建设; 新能源设备运行、维护、检修、调试; 新能源项目策划、管理咨询服务; 房屋租赁、船舶租赁及车辆租赁; 供售电服务。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动)	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
100	浙江景宁惠宁电力发展有限公司	44.44	电力生产、水资源开发利用、金属加工、通用设备制造、五金交电、金属材料、电子产品销售等	否
101	杭州临安青山殿水电开发有限公司	35.50	水电开发；水产养殖；建材、五金、电器、化工产品及其原料（除化学危险品及易制毒化学品）的销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
102	浙江浙晶光伏股权投资合伙企业（有限合伙）	5.00	光伏发电项目股权投资与管理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
103	浙江浙晶能源发展有限公司	5.00	光伏发电项目投资开发（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
104	嘉兴穗禾浙景投资合伙企业（有限合伙）	5.00	一般项目：实业投资、股权投资。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
105	兰溪源泰股权投资合伙企业（有限合伙）	2.13	一般项目：股权投资（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
106	钱江水利开发股份有限公司	25.44	水力发电，供水（限分公司生产），市政工程、环境保护工程的设计、施工，水污染处理技术、水处理技术、环境治理技术的技术开发、技术咨询、技术服务，工程项目管理服务，水处理设备的制造、销售、安装及维护服务，建筑材料、五金交电、机电设备、化工产品（不含危险化学品及易制毒品）的生产、销售，检测技术服务（凭许可证经营），水利资源开发，实业投资，经济信息咨询（不含证券、期货咨询），旅游服务（不含旅行社）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
107	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	11.11	许可项目：水力发电；发电业务、输电业务、供（配）电业务；特种设备安装改造修理；输电、供电、受电电力设施的安、维修和试验；住宿服务；餐饮服务；旅游业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			具体经营项目以审批结果为准)。一般项目：通用设备修理；工程管理服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；业务培训（不含教育培训、职业技能培训等需取得许可的培训）（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	
108	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	23.00	电力电量的生产、销售，水电工程调试及检修、技术咨询，旅游开发及运营。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
109	浙江衢江抽水蓄能有限公司	15.00	电力电量生产、向电网销售电能、为电网提供服务、水电工程调试及检修、技术咨询、技术培训，旅游资源开发及运营其它相关项目。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
110	浙江天台抽水蓄能有限公司	15.00	许可项目：水力发电（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：游览景区管理（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
111	浙江泰顺抽水蓄能有限公司	19.00	许可项目：水力发电；发电业务、输电业务、供（配）电业务；旅游业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
112	杭州武强水电实业有限公司	41.00	在淳安县中洲镇武强河流域经营水力发电项目及相关配套服务	否
113	浙江珊溪水利水电开发股份有限公司	15.36	经营管理珊溪水利枢纽工程；新能源项目的开发管理；旅游景点的开发、服务；物业管理；水利水电技术咨询、培训；纯净水制作、销售；水产养殖、销售；建筑材料、水利水电设备的销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
114	丽水玉溪水利枢纽有限责任公司	32.47	水利水电投资开发（法律法规规定须审批的审批后经营，法律法规禁止的不得经营）	否
115	云和县石塘水电站	26.60	水力发电	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
116	金华市沙畈二级电站有限公司	35.00	水力发电。	否
117	泰顺仙居水力发电有限公司	30.00	水力发电；淡水鱼养殖。	否
118	瑞安市高湖水电有限公司	17.43	水力发电	否
119	松阳大岭坪水电开发有限责任公司	15.07	一般项目：水果种植（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：水力发电；水产养殖（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。	否
120	山西华电广灵风力发电有限公司	35.00	风力发电项目的开发、投资、建设和经营管理、风电场的综合利用及经营、风力发电技术咨询、服务；风力发电物质、设备采购、生产、销售电能（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）***	否
121	山西华电阳高风力发电有限公司	35.00	风力发电项目的开发、投资、建设。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
122	国家电投集团舟山智慧海洋能源科技有限公司	20.00	水产品的养殖、加工、储运与销售；水产品养殖试验与科学研究；水产品养殖技术服务、咨询、转让；农资生产销售；太阳能发电项目的投资、开发、建设和电力生产销售；现代旅游产业开发。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	否
123	韩城浙源新能源有限公司	30.00	一般项目：太阳能发电技术服务；机械零件、零部件销售；光伏设备及元器件销售；太阳能热发电产品销售；专业保洁、清洗、消毒服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；劳务服务（不含劳务派遣）；中草药种植；中草药收购；建筑工程机械与设备租赁；土石方工程施工；普通机械设备安装服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
124	河北浙新能河山新能源有限	30.00	太阳能发电。风力发电、太阳能发电、水力发电、垃圾焚烧发电、制氢、储能设施的设计、开发、建设、运营。（依	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
	公司		法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)	
125	忻州浙新能电力开发有限公司	30.00	许可项目：发电、输电、供电业务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）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；信息系统集成服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
126	浙源（宁夏）新能源有限公司	30.00	许可项目：发电、输电、供电业务；各类工程建设活动（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；新兴能源技术研发；供冷服务；热力生产和供应；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；发电技术服务（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）	否
127	固阳县浙新能发电有限公司	30.00	新兴能源技术研发；太阳能发电技术服务；电力电子元器件销售；太阳能热利用装备销售；太阳能热利用产品销售；新能源原动设备销售；资源再生利用技术研发；光伏设备及元器件制造；新能源原动设备制造；工程和技术研究和试验发展；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；太阳能热发电产品销售；非常规水源利用技术研发；光伏设备及元器件销售；电力电子元器件制造	否
128	阿坝州浙新能能源有限公司	30.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；新兴能源技术研发；供冷服务；热力生产和供应；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；发电技术服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
129	中山市秦海浙新能科技有限	30.00	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；风力发电技术服务；工程管理服务；太	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
	公司		太阳能发电技术服务；资源再生利用技术研发；雨水、微咸水及矿井水的收集处理及利用；非常规水源利用技术研发；电气设备修理。许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；认证服务；天然水收集与分配；检验检测服务；供电业务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动。）	
130	杭州富阳浙新能光伏发电有限公司	30.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；天然水收集与分配；检验检测服务；供电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：太阳能发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；风力发电技术服务；电气设备修理；资源再生利用技术研发；雨水、微咸水及矿井水的收集处理及利用；非常规水源利用技术研发（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
131	杭州桐庐润一光伏发电有限公司	30.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；天然水收集与分配；检验检测服务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：太阳能发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；风力发电技术服务；电气设备修理；资源再生利用技术研发；雨水、微咸水及矿井水的收集处理及利用；非常规水源利用技术研发（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否
132	东台煦能新能源有限公司	30.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）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；科技推广和应用服务；风电场相关装备销售；发电机及发电机组销售；工程管理服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
133	仙居浙源新能源有限公司	30.00	一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；工程管理服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、	否

序号	公司名称	直接或间接持股比例 (%)	经营范围	是否包含房地产开发、经营业务
			技术转让、技术推广；资源再生利用技术研发；非常规水源利用技术研发；雨水、微咸水及矿井水的收集处理及利用；电气设备修理（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；认证服务；天然水收集与分配；检验检测服务；供电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。	
134	浑源浙诚新能源科技有限公司	30.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；新兴能源技术研发；供冷服务；热力生产和供应；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；发电技术服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
135	东台煦科光伏发电有限公司	21.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）一般项目：太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；新兴能源技术研发；供冷服务；热力生产和供应；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；发电技术服务；工程管理服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	否
136	开化浙新能电力开发有限公司	15.00	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。一般项目：发电技术服务；电力行业高效节能技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；太阳能发电技术服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。	否

注：上述第 127 项固阳县浙新能发电有限公司已于 2022 年 7 月注销。

综上，截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及其控股和参股公司经营范围未包括

房地产开发、经营。

（二）是否具备房地产开发、经营资质

根据《中华人民共和国城市房地产管理法》第三十条第一款，房地产开发企业是以营利为目的，从事房地产开发和经营的企业；根据《城市房地产开发经营管理条例》第二条，本条例所称房地产开发经营，是指房地产开发企业在城市规划区内国有土地上进行基础设施建设、房屋建设，并转让房地产开发项目或者销售、出租商品房的行为；根据《房地产开发企业资质管理规定》第三条，房地产开发企业应当按照本规定申请核定企业资质等级。未取得房地产开发资质等级证书的企业，不得从事房地产开发经营业务。

截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及其控股和参股公司的经营范围中不涉及房地产开发业务，不具有房地产开发资质。

综上，截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及其控股和参股公司均未持有房地产开发、经营资质。

（三）是否持有储备住宅或商业用地

截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及控股公司未持有储备住宅或商业用地，发行人及控股公司持有的住宅或商业用地情况如下：

1、发行人持有的住宅或商业用地

发行人持有的住宅，主要用于员工宿舍和办公，并非用于获取投资收益。

序号	使用权人	不动产权证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
1	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157709号	江韵园2幢2303室	11.5	城镇住宅
2	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157695号	江韵园2幢2304室	11.7	城镇住宅
3	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0160645号	江韵园2幢2305室	14.7	城镇住宅
4	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157687号	江韵园2幢2401室	14.7	城镇住宅
5	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157677号	江韵园2幢2402室	11.3	城镇住宅
6	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157705号	江韵园2幢2403室	11.5	城镇住宅
7	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157696号	江韵园2幢2404室	11.7	城镇住宅

序号	使用权人	不动产权证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
8	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0160646号	江韵园2幢2405室	14.7	城镇住宅
9	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157685号	江韵园2幢2501室	15.6	城镇住宅
10	发行人	浙(2016)杭州市不动产权第0157672号	江韵园2幢2502室	15.6	城镇住宅
11	发行人	浙(2019)洞头区不动产权第0006940号	温州市洞头区北岙街道复兴路54号4号楼602室	81.7	城镇住宅

2、北海水电持有的住宅或商业用地

发行人控股子公司北海水电所持有的住宅，系外购所得，主要用于员工宿舍；为盘活低效资产，北海水电正在将部分闲置房屋进行公开挂牌转让，该等转让并非以获取投资收益为目的。

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
1	北海水电	杭下国用(2013)第017175号	稻香园公寓601室	22	住宅
2	北海水电	杭下国用(2013)第017205号	稻香园公寓802室	21	住宅
3	北海水电	杭下国用(2013)第017204号	稻香园公寓902室	21	住宅
4	北海水电	杭下国用(2013)第017176号	绿洲花园8幢2单元202室	37.6	住宅
5	北海水电	杭下国用(2013)第017184号	绿洲花园7幢1单元1401室	55.4	住宅
6	北海水电	杭下国用(2013)第017185号	绿洲花园8幢2单元1202室	37.6	住宅
7	北海水电	杭下国用(2013)第017187号	上塘路239号东方豪园俊豪阁1705室	14.1	住宅
8	北海水电	丽国用(2012)第4131号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1107室	2.2	城镇住宅
9	北海水电	丽国用(2012)第4133号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1108室	2.15	城镇住宅
10	北海水电	丽国用(2012)第4134号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1109室	2.4	城镇住宅
11	北海水电	丽国用(2012)第4135号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1111室	2.22	城镇住宅
12	北海水电	丽国用(2012)第4136号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1110室	2.35	城镇住宅
13	北海水电	丽国用(2012)第4137号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1112室	2.19	城镇住宅
14	北海水电	丽国用(2012)第4138号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1207室	2.2	城镇住宅

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
15	北海水电	丽国用(2012)第4139号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1208室	2.15	城镇住宅
16	北海水电	丽国用(2012)第4140号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1209室	2.4	城镇住宅
17	北海水电	丽国用(2012)第4141号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1210室	2.35	城镇住宅
18	北海水电	丽国用(2012)第4142号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1211室	2.22	城镇住宅
19	北海水电	丽国用(2012)第4143号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1212室	2.19	城镇住宅
20	北海水电	丽国用(2012)第4144号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1307室	2.2	城镇住宅
21	北海水电	丽国用(2012)第4145号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1308室	2.15	城镇住宅
22	北海水电	丽国用(2012)第4146号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1309室	2.4	城镇住宅
23	北海水电	丽国用(2012)第4147号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1310室	2.35	城镇住宅
24	北海水电	丽国用(2012)第4148号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1311室	2.22	城镇住宅
25	北海水电	丽国用(2012)第4149号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1312室	2.19	城镇住宅
26	北海水电	丽国用(2012)第4150号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1507室	2.2	城镇住宅
27	北海水电	丽国用(2012)第4151号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1808室	2.15	城镇住宅
28	北海水电	丽国用(2012)第4179号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1407室	2.2	城镇住宅
29	北海水电	丽国用(2012)第4180号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1408室	2.15	城镇住宅
30	北海水电	丽国用(2012)第4181号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1409室	2.4	城镇住宅
31	北海水电	丽国用(2012)第4182号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1410室	2.35	城镇住宅
32	北海水电	丽国用(2012)第4183号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1411室	2.22	城镇住宅
33	北海水电	丽国用(2012)第4184号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1412室	2.19	城镇住宅
34	北海水电	丽国用(2012)第4185号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1508室	2.15	城镇住宅
35	北海水电	丽国用(2012)第4186号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1509室	2.4	城镇住宅
36	北海水电	丽国用(2012)第4187号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1510室	2.35	城镇住宅
37	北海水电	丽国用(2012)第4188号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1511室	2.22	城镇住宅
38	北海水电	丽国用(2012)第4189号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1512室	2.19	城镇住宅

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
39	北海水电	丽国用(2012)第4190号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1607室	2.2	城镇住宅
40	北海水电	丽国用(2012)第4191号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1608室	2.15	城镇住宅
41	北海水电	丽国用(2012)第4192号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1609室	2.4	城镇住宅
42	北海水电	丽国用(2012)第4193号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1610室	2.35	城镇住宅
43	北海水电	丽国用(2012)第4194号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1611室	2.22	城镇住宅
44	北海水电	丽国用(2012)第4195号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1612室	2.19	城镇住宅
45	北海水电	丽国用(2012)第4196号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1707室	2.2	城镇住宅
46	北海水电	丽国用(2012)第4197号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1708室	2.15	城镇住宅
47	北海水电	丽国用(2012)第4198号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1709室	2.4	城镇住宅
48	北海水电	丽国用(2012)第4199号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1710室	2.35	城镇住宅
49	北海水电	丽国用(2012)第4200号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1711室	2.22	城镇住宅
50	北海水电	丽国用(2012)第4201号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1712室	2.19	城镇住宅
51	北海水电	丽国用(2012)第4202号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1807室	2.2	城镇住宅
52	北海水电	丽国用(2012)第4203号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1809室	2.4	城镇住宅
53	北海水电	丽国用(2012)第4206号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1810室	2.35	城镇住宅
54	北海水电	丽国用(2012)第4204号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1811室	2.22	城镇住宅
55	北海水电	丽国用(2012)第4205号	莲都区东方明珠苑27幢2单元1812室	2.19	城镇住宅
56	北海水电	杭江国用(2013)第019289号	江干区采荷嘉业大厦5幢1301室	5	综合(办公)
57	北海水电	杭江国用(2013)第019288号	江干区采荷嘉业大厦5幢1302室	5.5	综合(办公)
58	北海水电	杭江国用(2013)第019285号	江干区采荷嘉业大厦5幢1303室	7.1	综合(办公)
59	北海水电	杭江国用(2013)第019282号	江干区采荷嘉业大厦5幢1304室	5.5	综合(办公)
60	北海水电	杭江国用(2013)第019281号	江干区采荷嘉业大厦5幢1305室	7.1	综合(办公)
61	北海水电	杭江国用(2013)第019278号	江干区采荷嘉业大厦5幢1306室	5.7	综合(办公)
62	北海水电	杭江国用(2013)第019277号	江干区采荷嘉业大厦5幢1307室	9.5	综合(办公)

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
63	北海水电	杭江国用(2013)第019291号	江干区采荷嘉业大厦5幢1308室	4	综合(办公)
64	北海水电	杭江国用(2013)第019290号	江干区采荷嘉业大厦5幢1309室	2.7	综合(办公)
65	北海水电	杭江国用(2013)第019302号	江干区采荷嘉业大厦5幢1310室	7.3	综合(办公)
66	北海水电	杭江国用(2013)第019301号	江干区采荷嘉业大厦5幢1311室	7.4	综合(办公)
67	北海水电	杭江国用(2013)第019299号	江干区采荷嘉业大厦5幢1312室	7.4	综合(办公)
68	北海水电	杭江国用(2013)第019298号	江干区采荷嘉业大厦5幢1313室	7.4	综合(办公)
69	北海水电	杭江国用(2013)第019296号	江干区采荷嘉业大厦5幢1314室	7.4	综合(办公)
70	北海水电	杭江国用(2013)第019295号	江干区采荷嘉业大厦5幢1315室	7.4	综合(办公)
71	北海水电	杭江国用(2013)第019293号	江干区采荷嘉业大厦5幢1316室	4	综合(办公)

3、华光潭水电持有的住宅或商业用地

发行人控股子公司华光潭水电所持有的住宅，系外购所得，主要用于办公和员工宿舍。

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
1	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002788号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1601室	10.7	住宅(综合)
2	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002792号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1602室	5.3	住宅(综合)
3	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002790号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1603室	5.3	住宅(综合)
4	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002794号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1604室	5.3	住宅(综合)
5	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002789号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1605室	5.3	住宅(综合)
6	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002791号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1606室	10.7	住宅(综合)
7	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002795号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1607室	4.5	住宅(综合)
8	华光潭水电	杭上国用(2002)字第002793号	上城区清泰街507, 509号富春大厦1608室	14.7	住宅(综合)
9	华光潭水电	浙(2017)临安市不动产权第0010207号	锦江街道华兴·名盛苑3(3幢601)	98.46	城镇住宅
10	华光潭水电	浙(2017)临安市不动产权第0010208号	锦江街道华兴·名盛苑4(4幢601)	97.9	城镇住宅

序号	使用权人	不动产权证号/ 土地使用证号	坐落	对应土地 面积 (m ²)	证载用途
11	华光潭水电	浙(2017)临安市不动产权第0010209号	锦江街道华兴·名盛苑5(5幢602)	95.1	城镇住宅

4、嘉兴海上风电持有的住宅或商业用地

发行人控股子公司嘉兴海上风电所持有的商业服务房产，系外购所得，主要用于办公和员工宿舍，并非用于获取投资收益。

序号	使用权人	不动产权证号/土地使 用证号	坐落	对应土地 面积 (m ²)	证载用途
1	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013291号	嘉兴市台升国际广场2幢403室	17.03	商业服务
2	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013317号	嘉兴市台升国际广场2幢404室	17.03	商业服务
3	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013288号	嘉兴市台升国际广场2幢406室	17.03	商业服务
4	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013300号	嘉兴市台升国际广场2幢407室	17.03	商业服务
5	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013306号	嘉兴市台升国际广场2幢408室	17.03	商业服务
6	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013314号	嘉兴市台升国际广场2幢410室	25.3	商业服务
7	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013321号	嘉兴市台升国际广场2幢503室	17.03	商业服务
8	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013313号	嘉兴市台升国际广场2幢506室	17.03	商业服务
9	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013353号	嘉兴市台升国际广场2幢603室	17.33	商业服务
10	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013360号	嘉兴市台升国际广场2幢606室	17.33	商业服务
11	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013356号	嘉兴市台升国际广场2幢607室	17.33	商业服务
12	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013340号	嘉兴市台升国际广场2幢609室	24.63	商业服务
13	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013355号	嘉兴市台升国际广场2幢611室	17.33	商业服务
14	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013339号	嘉兴市台升国际广场2幢612室	17.87	商业服务
15	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013347号	嘉兴市台升国际广场2幢705室	17.33	商业服务
16	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013335号	嘉兴市台升国际广场2幢707室	17.33	商业服务
17	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013344号	嘉兴市台升国际广场2幢709室	24.63	商业服务
18	嘉兴海上 风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013341号	嘉兴市台升国际广场2幢804室	17.33	商业服务

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
19	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013378号	嘉兴市台升国际广场2幢810室	25.74	商业服务
20	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013380号	嘉兴市台升国际广场2幢904室	17.33	商业服务
21	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013357号	嘉兴市台升国际广场2幢906室	17.33	商业服务
22	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013296号	嘉兴市台升国际广场2幢1006室	17.33	商业服务
23	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013292号	嘉兴市台升国际广场2幢1007室	17.33	商业服务
24	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013287号	嘉兴市台升国际广场2幢1010室	25.74	商业服务
25	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013285号	嘉兴市台升国际广场2幢1211室	17.33	商业服务
26	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013298号	嘉兴市台升国际广场2幢1309室	24.63	商业服务
27	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013307号	嘉兴市台升国际广场2幢1310室	25.74	商业服务
28	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013319号	嘉兴市台升国际广场2幢1408室	17.33	商业服务
29	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013310号	嘉兴市台升国际广场2幢1612室	17.87	商业服务
30	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013343号	嘉兴市台升国际广场2幢1805室	17.33	商业服务
31	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013346号	嘉兴市台升国际广场2幢1806室	17.33	商业服务
32	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013349号	嘉兴市台升国际广场2幢1811室	17.33	商业服务
33	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013323号	嘉兴市台升国际广场2幢1911室	17.33	商业服务
34	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013338号	嘉兴市台升国际广场2幢1912室	17.87	商业服务
35	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013364号	嘉兴市台升国际广场2幢2006室	17.33	商业服务
36	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013352号	嘉兴市台升国际广场2幢2103室	17.33	商业服务
37	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013342号	嘉兴市台升国际广场2幢2309室	24.63	商业服务
38	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013330号	嘉兴市台升国际广场2幢2311室	17.33	商业服务
39	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013333号	嘉兴市台升国际广场2幢2507室	17.33	商业服务
40	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0013326号	嘉兴市台升国际广场2幢2509室	24.63	商业服务
41	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067461号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-312室	34.62	商业服务

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
42	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067464号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-313室	16.35	商业服务
43	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067480号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-314室	19.85	商业服务
44	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067482号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1501室	26.59	办公
45	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067478号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1502室	18.12	办公
46	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067475号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1503室	18.12	办公
47	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067476号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1504室	27.73	办公
48	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067481号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1505室	18.44	办公
49	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067504号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1506室	27.73	办公
50	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067506号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1507室	18.12	办公
51	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068930号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1508室	18.12	办公
52	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068933号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1509室	26.59	办公
53	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068935号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1510室	20.61	办公
54	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068937号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1601室	26.59	办公
55	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068932号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1602室	18.12	办公
56	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068936号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1603室	18.12	办公
57	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0068934号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1604室	27.73	办公

序号	使用权人	不动产权证号/土地使用证号	坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用途
58	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067495号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1605室	18.44	办公
59	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067488号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1606室	27.73	办公
60	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067470号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1607室	18.12	办公
61	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067497号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1608室	18.12	办公
62	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067483号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1609室	26.59	办公
63	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067479号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1610室	20.61	办公
64	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067496号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1701室	26.59	办公
65	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067499号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1702室	18.12	办公
66	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067466号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1703室	18.12	办公
67	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067486号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1704室	27.73	办公
68	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067484号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1705室	18.44	办公
69	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067435号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1706室	27.73	办公
70	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067440号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1707室	18.12	办公
71	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067442号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1708室	18.12	办公
72	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067416号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1709室	26.59	办公
73	嘉兴海上风电	浙(2021)嘉开不动产权第0067413号	嘉兴市南湖区长水街道台升国际广场3~6幢5-1710室	20.61	办公

5、松阳光伏持有的住宅或商业用地

发行人控股子公司松阳光伏持有的住宅，系外购所得，主要用于办公，并非用于获取投资收益。

序号	使用权人	不动产权证号/ 土地使用证号	坐落	对应土地 面积 (m ²)	证载用途
1	松阳光伏	浙(2016)松阳县不动 产权第0000703号	松阳县西屏街道创宇 桃花源小区32幢一单 元1101室	11.69	城镇住宅

6、永昌光伏持有的住宅或商业用地

发行人控股子公司永昌光伏所持有的住宅，系外购所得，主要系用于职工食堂，并非用于获取投资收益。

序号	所有权人	不动产权证号/ 房权证号	房屋坐落	对应土地面积 (m ²)	证载用 途
1	永昌光伏	甘(2018)兰州市不动 产权第0038002号	兰州市城关区皋兰 路街道皋兰路20号 第1单元7层702室	719.67	住宅

综上，截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及其控股公司和参股公司均未持有储备住宅或商业用地。

(四) 是否存在独立或联合开发房地产项目的情况

发行人的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理，发行人 2019 年度、2020 年度、2021 年度和 2022 年 1-6 月主营业务收入分别为 205,607.16 万元、228,231.14 万元、288,471.51 万元、248,844.55 万元，发行人 2019 年度、2020 年度、2021 年度和 2022 年 1-6 月主营业务收入占营业收入的比例分别为 97.80%、97.26%、99.15%、99.21%，且不存在房地产开发、经营业务收入。

综上，截至 2022 年 6 月 30 日，发行人及控股子公司、参股子公司不存在独立或联合开发房地产项目的情况。

(五) 发行人作出的说明及承诺

发行人已对不从事房地产业务事项作出说明及承诺，主要包括：

发行人及控股公司均不属于房地产开发企业，均不具备房地产开发企业资质；发行人及控股公司均未从事房地产投资、开发、经营或销售等房地产业务，

不存在房地产业务收入，不存在独立或联合开发房地产项目的情况；发行人及控股公司不存在储备住宅或商业用地；发行人本次非公开发行 A 股股票募集资金将不会以任何方式用于或变相用于房地产业务，亦不会通过其他方式直接或间接投资房地产开发领域。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

保荐机构及申请人律师主要履行了如下核查程序：

1、取得发行人及其控股公司的营业执照、公司章程和工商档案，国家企业信用信息公示系统及相关主管部门网站公开披露的相关信息；

2、查阅发行人部分参股公司审计报告、财务报表，国家企业信用信息公示系统及相关主管部门网站公开披露的相关信息；

3、查阅发行人提供的不动产权证书、国有土地使用权证书、房屋所有权证书；

4、查阅发行人住宅或商业用房的员工住宿名单；

5、查阅发行人报告期内的定期报告和审计报告；

6、查阅发行人出具的相关书面声明和承诺文件。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申请人律师认为：

发行人及其控股和参股公司的经营范围不包括房地产开发、经营，亦不具备房地产开发、经营资质；发行人及其控股和参股公司未持有储备住宅或商业用地，不存在独立或联合开发房地产项目的情况。

问题 5

根据申请文件，申请人本次发行拟募集资金总额为 300,000.00 万元，主要募投项目为“浙能台州 1 号海上风电场工程项目”，项目规划装机规模 300MW，投资总额为 418,129.82 万元，拟投入本次非公开发行募集资金 210,000.00 万元。请申请人补充说明：(1)本次募投项目具体投资数额明细，并与前次募投项目“浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目”项目投资明细、投资单价的进行对比，分析投资金额测算的合理性。(2)本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形。(3)本次募投项目的预计效益情况，效益测算依据、测算过程，效益测算是否谨慎。(4)分析本次募投项目预计效益与前募项目的实际效益、同行业可比公司海上风电项目效益的对比情况。

请保荐机构发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

(一)本次募投项目具体投资数额明细，并与前次募投项目“浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目”项目投资明细、投资单价的进行对比，分析投资金额测算的合理性。

1、本次募投项目具体投资数额明细

(1) 本次募投项目的投资规模

浙能台州 1 号海上风电场工程项目位于浙江省台州市临海市海域，投资总额为 418,129.82 万元。项目投资概算情况如下：

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例
一	施工辅助工程	7,110.69	1.70%
二	设备及安装工程	225,087.52	53.83%
三	建筑工程	131,342.02	31.41%
四	其他费用	38,308.65	9.16%
五	基本预备费	8,036.98	1.92%
六	建设期贷款利息	8,243.96	1.97%

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例
	总投资	418,129.82	100.00%

(2) 本次募投项目的工程概算

本次募投项目的工程概算明细如下：

单位：万元

序号	项目名称	投资明细	占总投资比例
一	施工辅助工程	7,110.69	1.70%
1	施工交通工程	1,753.40	0.42%
2	大型船舶（机械）进出场费	1,599.70	0.38%
3	其他施工辅助工程	376.30	0.09%
4	安全文明施工措施	3,381.29	0.81%
二	设备及安装工程	225,087.52	53.83%
1	发电场设备及安装工程	183,424.86	43.87%
2	海上升压变电站设备及安装工程	7,334.44	1.75%
3	登陆海缆工程	21,342.88	5.10%
4	集控中心设备及安装工程	5,377.09	1.29%
5	其他设备及安装工程	7,608.25	1.82%
三	建筑工程	131,342.02	31.41%
1	发电场工程	109,430.36	26.17%
2	海上升压变电站工程	10,952.98	2.62%
3	登陆电缆工程	79.86	0.02%
4	集控中心工程	2,576.17	0.62%
5	交通工程	25.85	0.01%
6	其他工程	8,276.80	1.98%
四	其他费用	38,308.65	9.16%
1	项目建设用海（地）费	12,114.62	2.90%
2	工程前期费	3,000.00	0.72%
3	项目建设管理费	12,682.23	3.03%
4	生产准备费	841.60	0.20%
5	科研勘察设计费	9,649.80	2.31%
6	其他税费	20.40	0.00%
五	基本预备费 2%	8,036.98	1.92%
六	价差预备费	-	0.00%

序号	项目名称	投资明细	占总投资比例
七	建设期利息	8,243.96	1.97%
八	工程总投资（一~七）部分合计	418,129.82	100.00%

（3）本次募投项目投资测算明细

1) 投资测算依据

本项目的投资测算依据如下：

① 国家能源局发布的《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 31009-2019）。

② 国家能源局发布的《海上风电场工程概算定额》（NB/T 31008-2019）。

③ 国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 31011-2019），以下简称“陆上编制规定及费用标准”。

④ 国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》（NB/T 31010-2019）。

⑤ 浙财综【2019】21号文发布的《浙江省财政厅浙江省自然资源厅关于调整海域无居民海岛使用金征收标准的通知》。

⑥ 2021年三季度台州市工程造价信息。

⑦ 专业人员提供的设计资料及图纸。

2) 投资估算测算过程

本项目的投资估算测算依据如下：

① 人工预算单价

按照“海上编制规定及费用标准”及“陆上编制规定及费用标准”的规定，人工预算价格如下：

A 海上风电场工程人工预算单价

序号	定额人工名称	工资标准（元/工日）
1	建筑及安装人工	325
2	船员人工	483

B 陆上风电场工程人工预算单价

序号	定额人工名称	工资标准（元/工日）
1	高级技工	249
2	技工	173
3	普工	120

② 主要材料预算价

钢材、油料：钢材在浙江省及周边地区有较可靠的供应来源，宝钢等大型企业均有条件供给本工程使用；油料在本工程周边地区来源丰富，可直接从当地的油料供应公司购买通过陆运方式运输至本工程施工现场。

本工程施工所需的其他建筑材料选择在台州市及周边区域建材市场购买。

主要材料预算价格按照 2021 年三季度市场价加采购保管费计算，具体情况如下：

编号	名称及规格	单位	预算价格（不含税）
1	钢筋 28~32 HRB400（二级）	元/吨	5,604.34
2	普通硅酸盐水泥 42.5#	元/吨	726.45
3	柴油 0#	元/吨	6,794.31
4	汽油 92#	元/吨	8,484.44
5	中粗砂	元/立方米	289.85
6	碎石	元/立方米	241.72

③ 施工用电、施工用水价格

施工用电：本工程施工用电主要包括施工码头基地内用电与及海上施工作业用电两部分。其中施工码头基地内的用电主要为各施工临时设施内的设备用电与照明用电和临时生活办公区内的生活、办公与照明用电，总体用电量较少，基地现有供电设施齐全，可满足施工期用电需要。海上作业施工用电主要为船舱通风、人员生活办公、部分施工设备用电，海上作业所需的生产、生活用电通过自带的发电机提供。经计算综合电价为 2.038 元/千瓦时。

施工用水：工程布置区供水系统完备，陆上施工期间用水可从附近的管网系统进行接引。海上施工作业用水通过补给船获取。经计算，陆上部分施工用水水价为 2.938 元/吨，海上部分施工用水水价按 15.00 元/吨

④ 建筑安装工程取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按照“海上编制规定及费用标准”及“陆上编制规定及费用标准”的规定计取。

海上风电工程的取费标准如下：

序号	费用项目及名称	计算基数	费率 (%)
一	其他直接费		2.20
	冬雨季及夜间施工增加费	人工费和施工船舶（机械）使用费	0.20
	临时设施费		1.00
	其他		1.00
二	间接费		14.11
	企业计提费	人工费和施工船舶（机械）使用费	5.18
	企业管理费		6.60
	财务费		1.63
	进退场费		0.60
	定额标准测定编制费		0.10
三	利润率	人工费、施工机械使用费、其他直接费及间接费之和	5.00
四	税金税率	直接费、间接费及利润之和	9.00

陆上风电工程的取费标准如下（浙江为 I 类地区）：

序号	工程类别	计算基础	建筑工程费率	安装工程费率		
				机组、塔筒	线路工程	其他设备
一	措施费		8.04%	4.54%	8.37%	5.11%
	冬雨季施工增加费	人工费和施工机械使用费	0.45%	0.35%	1.11%	1.27%
	夜间施工增加费		0.11%	0.06%	0.08%	0.17%
	施工工具用具使用费		1.34%	0.67%	2.63%	0.74%
	临时设施费		4.28%	1.73%	2.15%	0.63%
	其他费		1.86%	1.73%	2.40%	2.30%
二	间接费		27.66%	74.00%		
	企业管理费	建筑工程：人工费和施工机械使用费 安装工程：人工费	17.48%	45.33%		
	企业计提费		5.73%	10.87%		
	财务费		3.65%	10.26%		
	进退场费		0.60%	5.66%		

序号	工程类别	计算基础	建筑工程费率	安装工程费率		
				机组、塔筒	线路工程	其他设备
	定额测定编制费		0.20%	1.88%		
三	利润	人工费、施工机械使用费、其他直接费及间接费之和	10.00%			
四	税金	直接费、间接费及利润之和	9.00%			

⑤ 施工辅助工程

施工辅助工程由施工交通工程、大型船舶（机械）进出场费、其他施工辅助工程、安全文明施工措施四项组成。

A 施工交通工程中施工码头根据市场调研的港口码头租赁计算标准按 50 万元/月计列；堆场工程根据当地造价指标估算；

B 大型船舶（机械）进出场根据施工船舶配置测算按 1,599.70 万元计列；

C 其他施工辅助工程投资中陆上施工供电、供水工程按设计工程量乘以工程单价分析计算；

D 安全文明施工措施费按建筑及安装工程费（不含单位造价指标计算的项目投资及安全文明施工措施本身）的 2.00% 计算。

⑥ 设备及安装工程

设备及安装工程由发电场设备及安装工程、海上升压变电站设备及安装工程、登陆海缆工程、陆上升压变电站设备及安装工程、其他设备及安装工程五项组成。

A 风电机组设备费：风力发电机组设备（含塔筒）按 4,200 元/kW（出厂价，含机组配套变、税、专用工具、风机控制系统和风机技术咨询服务费等费用），为 2,940 万元/台。

B 集电海缆线路及登陆海缆工程费：

26/35kV 海缆 XLPE-3×9526/35kV+SM24C 单位造价指标 145.02 万元/km；

26/35kV 海缆 XLPE-3×18026/35kV+SM24C 单位造价指标 177.39 万元/km；

26/35kV 海缆 XLPE-3×30026/35kV+SM24C 单位造价指标 215.72 万元/km;

127/220kV 海缆 3×400127/220kV 单位造价指标 550.99 万元/km。

C 220kV 主变压器 80MVA230/35kV 按 560 万元/台计算,其他设备价参考近期同类设备的招标合同价确定。

D 安装工程费

按设备清单工程量乘安装工程单价计算,安装工程单价根据不同设备按相关定额子目进行安装单价或安装费率分析。

⑦ 建筑工程

建筑工程由发电场工程、海上升压变电站工程、登陆电缆工程、集控中心工程、交通工程、其他工程六项组成。

A 发电场工程,按设计工程量乘以工程单价分析计算。本工程采用 43 台单桩基础方案,经计算,风机基础综合指标分别为 2,544.89 万元/台。

B 海上升压变电站工程,按设计工程量乘以工程单价计算。经计算,海上升压站的综合指标为 19,381.82 万元/座。

C 登陆电缆工程,按设计工程量乘以工程单价计算。

D 陆上升压变电站工程,按设计工程量乘以工程单价计算,经计算,陆上升压站的综合指标为 2,576.17 万元/座(建筑工程)。

E 交通工程,按设计工程量乘以工程单价计算。

F 其他工程中包括环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程、安全监测工程、集中生产运行管理设施。环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程各专项投资按专项设计报告所计算投资分析计列。

⑧ 其他费用

费用项目	费用明细
项目建设用海(地)费	本工程使用海域包括海上风机基础、海上升压站及海缆,风机基础、海上升压站、海缆海域使用面积分别为 39.98 万 m ² 2.25 万 m ² 178.6 万 m ² 。风机基础、海上升压站海域使用金按照 1.21 万元/m ² 年,27 年一次性缴纳计算;海缆海域使用金按照 0.73 万元/m ² 年,27 年一次性缴纳计算。海域使用补偿费,按 4,195.72 万元计列。

费用项目	费用明细
建设用地费	土地征收费按 2,000 万元计列；另计土地使用补偿费 1,000 万元；临时用地征用费按 1.5 万元/亩计列。
工程前期费	按 3,000 万元估列。
工程建设管理费	按建筑安装工程费的 2.34% 计算。
工程建设监理费	按建筑安装工程费的 1.08% 计算。
项目咨询服务费	按建筑安装工程费的 0.39% 计算。
专项专题报告编制费	按照 2000 万元计列。
项目技术经济评审费	按建筑安装工程费的 0.30% 计算。
工程质量检查检测费	按建筑安装工程费的 0.18% 计算。
工程定额标准编制管理费	按建筑安装工程费的 0.10% 计算。
项目验收费	按建筑安装工程费的 0.34% 计算。
工程保险费	根据建设单位意见，按建筑安装工程费、设备费之和的 0.70% 计算。
生产人员培训及提前进厂费	按建筑安装工程费的 0.10% 计算。
生产管理用工器及家具购置费	按建筑安装工程费、设备费之和的 0.09% 计算。
备品备件购置费	按除风机设备购置费以外的设备购置费的 0.30% 计算。
联合试运行费	按安装工程费的 0.40% 计算。
科研试验费	按建筑安装工程费的 0.50% 计算。
勘察设计费	按《国家计委、建设部关于发布〈工程勘察设计收费管理规定〉的通知》（计价格[2002]10 号）及《风电场工程勘察设计收费标准》（NB/T31007-2011）计算

⑨ 预备费、建设期贷款利息

费用项目	费用明细
基本预备费	按施工辅助工程投资、设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用四部分费用之和的 2.00% 计算
价差预备费	不计
建设期贷款利息	项目资本金为总投资的 20.00%，其余资金按银行贷款考虑，年利率 4.19%，计息期 22 个月，建设期贷款利息总额为 8,243.96 万元。

2、与前次募投项目“浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目”项目投资明细、投资单价的进行对比，分析投资金额测算的合理性

（1）投资明细对比

本次募投项目与前次募投项目“浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目”投资明细对比情况如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	浙能台州 1 号海上风电场 工程项目		浙能嘉兴 1 号海上风电场 项目	
		投资金额	占总投资比例	投资金额	占总投资比例
一	施工辅助工程	7,110.69	1.70%	4,749.75	0.89%
二	设备及安装工程	225,087.52	53.83%	309,930.25	57.89%
1	发电场设备及安 装工程	183,424.86	43.87%	249,097.56	46.53%
2	升压变电站设备 及安装工程	7,334.44	1.75%	9,993.95	1.87%
3	登陆海缆工程	21,342.88	5.10%	39,241.69	7.33%
4	控制保护设备及 安装工程	5,377.09	1.29%	4,607.99	0.86%
5	其他设备及安装 工程	7,608.25	1.82%	6,989.06	1.31%
三	建筑工程	131,342.02	31.41%	141,600.70	26.45%
四	其他费用	38,308.65	9.16%	46,063.57	8.60%
五	基本预备费	8,036.98	1.92%	15,070.33	2.81%
六	建设期利息	8,243.96	1.97%	16,445.82	3.07%
七	铺底流动资金	0.00	0.00%	1,505.00	0.28%
	总投资	418,129.82	100.00%	535,365.42	100.00%

本次募投项目与前次募投项目在投资方面不存在较大差异。

(2) 投资单价对比

公司本次募投项目与前次募投项目“浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目”投资单价情况如下所示：

序号	募投项目	装机规模 (MW)	投资总额 (万元)	投资单价 (元/kW)
1	浙能台州 1 号海上风电场工程项目	300	418,129.82	13,937.66
2	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	300	535,365.42	17,845.51

公司本次募投项目投资单价为 13,937.66 元/kW，低于前次募投项目投资单价，主要系公司本次募投项目核准时间为 2021 年年底；前次募投项目核准于 2017 年，于 2018 年开工，于 2021 年全容量并网。

根据国际可再生能源机构（IRENA）的统计，2010-2020 年间，海上风电的单位千瓦投资下降 32%。海上风电装机设备成本在近两年下降幅度较大，其中风电场设备及安装工程部分成本下降尤为显著，因此公司本次海上风电项目投资单

价低于前次募投项目。

综上，本次募投项目与前次募投项目在项目投资明细和投资单价方面不存在较大差异，投资金额测算具备合理性。

（二）本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形。

1、本次募投项目目前进展情况

截至 2022 年 6 月 30 日，浙能台州 1 号海上风电场工程项目处于在建状态，已投入金额 17,497.64 万元，建设进度为 4.18%。

2、本次募投项目预计进度安排及资金的预计使用进度

（1）项目预计进度安排

本次募投项目预计进度安排情况如下：

序号	项目	2022 年				2023 年			
1	整体及各项施工规划、设计								
2	办公区域、场内道路建设								
3	升压变电站施工								
4	风机基础施工								
5	集电、输电线路施工								
6	风电机组安装工程								
7	调试及验收								

（2）项目资金预计使用进度

截至 2022 年 6 月 30 日，项目已投入金额 17,497.64 万元。项目资金使用计划如下：

单位：万元

编号	工程名称	工程总投资 (万元)	建设工期（年）（万元）	
			第一年	第二年（10 个月）
一	施工辅助工程	7,110.69	3,910.88	3,199.81
二	设备及安装工程	225,087.52	123,798.14	101,289.38
三	建筑工程	131,342.02	72,238.11	59,103.91
四	其他费用	38,308.65	21,069.76	17,238.89

编号	工程名称	工程总投资 (万元)	建设工期(年)(万元)	
			第一年	第二年(10个月)
一至四部分之和		401,848.88	221,016.88	180,832.00
五	基本预备费	8,036.98	4,420.34	3,616.64
六	静态投资	409,885.86	225,437.22	184,448.64
七	价差预备费	-	-	-
八	建设期贷款利息	8,243.96	3,762.56	4,481.40
工程总投资		418,129.82	229,199.79	188,930.04

3、是否存在置换董事会前投入的情形

本次募投项目经公司2022年3月18日第一届董事会第三十一次会议审议通过，截至本次非公开发行股票董事会决议日，本次募投项目累计投入金额923.49万元，董事会决议后预计尚需投入金额417,206.33万元。除上述募投项目董事会前形成部分投入外，其余募投项目的投入均发生在董事会审议通过后，因此，本次募集资金不包含本次发行相关董事会决议日前投入的资金，不存在置换董事会前投入的情形。

综上所述，发行人本次募投项目的资金使用和项目预计进度真实、合理，不存在使用募集资金置换董事会前投入的情况。

(三) 本次募投项目的预计效益情况，效益测算依据、测算过程，效益测算是否谨慎。

1、本次募投项目的预计效益情况，效益测算依据、测算过程

(1) 本次募投项目预计效益情况

本次募投项目收益预测如下：

项目	数值
项目全部投资财务内部收益率(所得税前)	5.25%
全部投资财务内部收益率(所得税后)	4.46%
资本金财务内部收益率(所得税后)	5.39%
投资回收期(所得税后)(年)	15.9
项目资本金净利润率	6.78%

(2) 本次募投项目效益测算依据

本次募投项目主要假设及预测依据如下：

项目	数值	依据及合理性
装机容量	300MW	计划装机容量
设备年利用小时数	3,087h	当地风资源、电力负荷、同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（投产后）	25 年	机组设计寿命
经营期平均电价（含增值税）	0.4153 元/kWh	浙江省燃煤标杆上网电价
税收优惠政策	三免三减半	国税发【2009】80 号文
折旧年限	综合折旧率 4.85%，残值 3.00%	同行业平均

(3) 本次募投项目效益测算过程

1) 收入

本次项目收入根据电价和上网电量计算。

发电收入=上网电量×上网电价。

2) 成本费用

本项目发电成本主要包括折旧费、修理费、材料费、职工工资及福利费、海域使用费、其它费用、保险费、利息支出、拆除费等，各项成本计算如下：

折旧费方面，按固定资产价值乘以综合折旧率计取。综合折旧率 4.85%，残值 3.00%，符合行业可比公司平均水平；

修理费方面，根据项目设备在寿命期可靠性逐渐下降的特点本报告修理费率分阶段取值，建设期及运营期 1~5 年取 0.50%，运营期 6~10 年取 1.00%，运营期 11~15 年取 1.00%，运营期 16~20 年取 1.20%，运营期 21~25 年取 1.40%；

材料费方面，定额取为 30 元/kW；

运行维护费方面，本次海上风电项目运行维护费按照运营期修理费率 1-5 年 0.1%，6-10 年 0.2%，11-15 年 0.3%，16-20 年 0.4%，21-25 年 0.5%；

职工工资及福利费方面，职工工资及福利费=编制定员×职工年平均工资×(1+63.00%)。编制定员按 30 人计，职工年平均工资取 12 万元。福利费项包括福利费、住房基金、劳保统筹费、教育经费、工会经费、补充养老费、医疗保险

费、工伤保险费等，其费用合计估列为职工工资总额的 63.00%；

海域使用费方面，本次海上风电项目风电场区域属海洋部门管辖，按规定需缴纳海域使用费，根据业主意见，海域使用金按照一次性 6,000 万元计列入投资；

其他费用方面，其它费用=风电场装机容量×其它费用定额，其它费用按取 30 元/kW 计；

保险费方面，保险费=固定资产价值×保险费率。保险费率按建设期及运营期 1~5 年取 0.20%，运营期 6~25 年取 0.40% 计。建设期保险费已计入概算，正常运行期保险费从计算期第 3 年开始计算；

利息支持方面，利息支出为生产期内固定资产投资借款的利息；

拆除费用方面，考虑项目运营结束后拆除海上用海设施及建筑物所需发生的费用，估算拆除费费率取 2%。

3) 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含增值税、营业税金及附加、所得税。风电增值税执行即征即退 50% 的政策。增值税税率为 13.00%。销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为基础征收，按规定税率分别采用 5.00% 和 3.00%，另有地方教育附加费 2.00%。所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电收入（不含增值税）扣除成本和销售税金附加后的余额。所得税额=应纳税所得额×所得税税率。所得税按享受“三免三减半”的税收优惠计算，所得税税率取 25.00%。

4) 利润总额

项目预测期的年利润总额预测方式为利润总额=不含税年营业收入-总成本费用-销售税金附加。

经测算，该项目效益情况如下：

项目	数值
年上网电量 (MWh)	929,170
销售收入总额 (不含增值税) (万元)	862,264
总成本费用 (万元)	701,637

项目	数值
利润总额（万元）	190,900

2、募投项目效益测算具备谨慎性

（1）募投项目电价测算具备谨慎性

本次募投项目效益预测中的上网电价皆为根据发改委的政策，具有谨慎性，具体情况如下：

根据《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号），“2021 年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。”

本次募投项目备案时间为 2021 年 11 月，因此项目平均含税上网电价按照浙江省燃煤标杆上网电价 0.4153 元/千瓦时进行测算。

浙江省政府近年来一直着力于推动海上风电项目的建设，但上网电价指导政策，浙江省政府尚未出台相关指导政策，因此本次募投项目平均含税上网电价按照浙江省燃煤标杆上网电价 0.4153 元/千瓦时进行测算，具备谨慎性。

（2）募投项目上网电量测算具备谨慎性

本次发行的募投项目位于浙江地区，浙江地区用电需求较大。根据国家能源局发布数据，2019 年至今浙江地区的弃风率均为 0，当地电网消纳能力较好。此外，国家近年来先后颁布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》、《清洁能源消纳行动计划（2018—2020 年）》等相关政策，以进一步解决弃风弃光限电问题。截至目前浙江省新能源发电尚未实现市场化交易，海上风电发电量均由电网公司全额收购，因此募投项目发电量预计能全部上网，具有谨慎性。

（3）募投项目成本及费用测算具备谨慎性

本次募投项目成本测算均依据国家能源局、浙江省财政厅、浙江省自然资源厅等主管部门制定的标准以及当地工程造价信息，具体测算过程参见本回复之“一、请补充说明该项目的工程概算及设备购置的具体明细情况”。因此募投项

目的成本及费用测算具备谨慎性

（四）分析本次募投项目预计效益与前募项目的实际效益、同行业可比公司海上风电项目效益的对比情况。

根据同行业可比项目与公开信息，本次募投项目与前募项目及同行业可比公司的海上风电项目收益率情况如下：

公司	项目名称	项目概述	全部投资财务内部收益率（注1）
三峡能源	三峡新能源阳西沙扒300MW海上风电场项目	项目总投资：541,982万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.85元/kWh	7.50%
	昌邑市海洋牧场与三峡300MW海上风电融合试验示范项目	项目总投资：512,781万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.85元/kWh	7.72%
	漳浦六鳌海上风电场D区项目	项目总投资：926,427.58万元； 装机规模：402MW； 上网电价：0.85元/kWh	7.25%
	长乐外海海上风电场A区项目	项目总投资：705,206.05万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.85元/kWh	7.04%
	三峡新能源江苏如东H6（400MW）海上风电场项目	项目总投资：556,608.27万元； 装机规模：400MW； 上网电价：0.85元/kWh	11.27%
	三峡新能源江苏如东H10（400MW）海上风电场项目	项目总投资：563,394.27万元； 装机规模：400MW； 上网电价：0.85元/kWh	12.53%
节能风电	阳江南鹏岛海上风电项目（300MW）	项目总投资：578,210.00万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.85元/kWh	6.39%
上海电力	盐城滨海南H3#海上风电项目	项目总投资：496,098.72万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.85元/kWh	7.20%
	江苏如东H4#海上风电场项目	项目总投资：695,162.30万元； 装机规模：400MW； 上网电价：0.85元/kWh	6.89%
发行人前次募投项目	浙能嘉兴1号海上风电场工程项目	项目总投资：535,365.42万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.85元/kWh	7.55%
发行人	浙能台州1号海上风电场工程项目	项目总投资：418,129.82万元； 装机规模：300MW； 上网电价：0.4153元/kWh	4.46%（注2）

注1：上述全部投资财务内部收益率均为所得税后。

注2：根据发行人2022年3月19日公告的《浙江省新能源投资集团股份有限公司非公开发行A股股票预案》，浙能台州1号海上风电场工程项目资本金净利润率为6.78%。此处比较口径为全部投资财务内部收益率为4.46%，因此与预案存在差异。

本次募投项目全部投资财务内部收益率与同行业可比公司海上风电项目相

比较低，主要系本次募投项目上网电价为 0.4153 元/kWh，而同行业可比公司海上风电均能享受国补，上网电价为 0.85 元/kWh，高于本次募投项目上网电价，因此本次募投项目收益较同行业的差异具备合理性，本次募投项目经济效益测算较为谨慎。

综上，公司本次发行募投项目效益测算较为谨慎，测算结果具有合理性。

二、中介机构核查意见

（一）核查程序

保荐机构履行了如下核查程序：

1、查阅了公司本次非公开发行股票预案等公告文件、募投项目的可行性研究报告及项目投资测算表，复核项目的具体内容、收益测算等内容；

2、比对了本次募投项目投资规模情况与公司内部以及可比同行业上市公司可比项目投资规模情况；

3、研究当前新能源行业的相关政策，对公司本次募投项目所处区域消纳情况及政策进行核查；

4、查阅募投项目相关银行日记账和银行流水，核查本次董事会批准以前项目投入情况。

（二）核查意见

经核查，保荐机构认为：

1、结合公司及可比公司同类项目投资明细、投资单价情况，本次募投项目投资金额测算具有合理性；

2、本次募投项目建设正有序开展当中，预计进度安排和预计资金使用计划合理，不存在置换董事会前投入的情形；

3、募投项目的效益测算假设、测算依据和测算过程均有充足的事实支撑，具有谨慎性、合理性；

4、本次募投项目预计效益与前募项目的实际效益、同行业可比公司海上风电项目效益相比较低，主要系本次募投项目测算按谨慎性考虑上网电价较低，收

益较同行业差异具备合理性，效益测算较为谨慎。

问题 6

根据申请文件，报告期各期申请人投资收益占合并净利润比例较高。请申请人补充说明：（1）投资收益具体构成及形成过程，相关投资是否属于财务性投资，投资收益占净利润比重与同行业可比公司是否存在较大差异。（2）结合相关财务报表科目具体情况，说明公司最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融投资），自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资）情况。（3）结合公司是否投资产业基金、并购基金及该类基金设立目的、投资方向、投资决策机制、收益或亏损的分配或承担方式及公司是否向其他方承诺本金和收益率的情况，说明公司是否实质上控制该类基金并应将其纳入合并报表范围，其他方出资是否构成明股实债的情形。

请保荐机构及会计师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）投资收益具体构成及形成过程，相关投资是否属于财务性投资，投资收益占净利润比重与同行业可比公司是否存在较大差异

1、投资收益具体构成及形成过程，相关投资是否属于财务性投资

报告期内，发行人投资收益具体构成情况如下：

单位：万元

项目	2022年 1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
权益法核算的长期股权投资收益	14,877.57	16,006.02	13,425.68	12,301.78
处置长期股权投资产生的投资收益	17,926.73	-	-	57.57
债务重组利得	-	2,029.67	4,139.22	-
其他债权投资在持有期间取得的利息收入	137.89	61.07	849.85	142.13
其他非流动金融资产持有期间股利	386.45	-	-	-
丧失控制权后，剩余股权按公允价值重新计量产生的利得	-	-	-	236.05
处置交易性金融资产取得的投资收益	-	-	-	19.29
其他	3.76	5.31	-	-
合计	33,332.40	18,102.07	18,414.75	12,756.82

其中权益法核算的长期股权投资收益、处置长期股权投资产生的投资收益均来源于联营企业和合营企业，发行人联营企业和合营企业主营业务主要包括风力发电、水力发电和光伏发电等，与发行人主营业务密切相关，发行人长期持有上述投资，且不以交易为目的，不属于财务性投资。

债务重组利得来源于向中康电力收购光伏项目子公司并进行债务重组，不涉及财务性投资。

其他债权投资在持有期间取得的利息收入、其他非流动金融资产持有期间股利主要来源于对金华市沙畈水库管理处、东阳市南江水库、玉溪水利的省筹贷款利息，以及对浙晶光伏、嘉兴穗禾浙景投资合伙企业（有限合伙）的投资收益，其中省筹贷款利息不涉及财务性投资，浙晶光伏主营业务为光伏发电项目投资管理，嘉兴穗禾浙景投资合伙企业（有限合伙）主营业务为风力发电项目投资管理，与发行人主营业务密切相关，发行人长期持有该项投资，且不以交易为目的，不属于财务性投资。

丧失控制权后，剩余股权按公允价值重新计量产生的利得来源于处置武强水电股权，武强水电主营业务为水力发电，与发行人主营业务密切相关，不涉及财务性投资。

处置交易性金融资产取得的投资收益为二级市场股票买卖收益，相关股票已于 2019 年全部卖出。

其他主要系发行人申购新股相关投资收益，本次非公开发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日，发行人申购新股 2.50 万元，规模较小，已于 2022 年 3 月末全部卖出。

综上，除上述新股申购外，发行人投资收益相关投资不属于财务性投资。

2、投资收益占净利润比重与同行业可比公司是否存在较大差异

报告期内，发行人与同行业可比公司投资收益占净利润比重情况如下：

单位：万元、%

公司名称	2022年1-6月		2021年度		2020年度		2019年度	
	投资收益	占净利润比重	投资收益	占净利润比重	投资收益	占净利润比重	投资收益	占净利润比重
长江电力	294,972.02	25.73	542,567.01	20.49	405,275.61	15.29	307,475.36	14.26
华能水电	6,249.21	1.54	34,050.38	5.42	29,711.11	5.62	18,696.30	3.15
国投电力	21,079.04	4.89	10,197.54	1.97	134,882.59	13.80	104,641.82	11.99
川投能源	176,836.30	112.59	333,475.49	106.34	331,000.46	103.12	303,394.60	101.55
桂冠电力	-1,285.78	-0.58	7,879.41	4.94	6,909.90	2.77	5,222.96	2.18
龙源电力	-10,576.82	-2.06	-47,123.13	-6.49	4,574.86	0.80	15,627.28	2.91
三峡能源	68,667.00	11.99	172,975.01	28.42	50,782.48	12.88	44,813.31	14.69
江苏新能	6,850.68	18.02	1,151.20	3.16	569.17	3.33	793.12	2.67
上海电力	46,713.75	84.66	37,447.85	-22.27	65,963.93	34.51	66,462.65	32.94
节能风电	5.07	0.00	442.82	0.55	3.31	0.00	31.58	0.05
太阳能	297.41	0.38	-528.86	-0.45	692.29	0.68	526.41	0.58
平均值	-	23.38	-	12.92	-	17.53	-	17.00
发行人	33,332.40	35.45	18,102.07	25.99	18,414.75	35.09	12,756.83	20.13

2019年至2021年，同行业可比公司之间投资收益占净利润比重差异较大，川投能源、上海电力等下属联营企业体量较大，投资收益占净利润比重较大，华能水电、桂冠电力、龙源电力、节能风电、太阳能等下属参股公司体量较小，投资收益占净利润比重较小。发行人水电和风电业务存在多家合营和联营企业，投资收益占净利润比重高于同行业可比公司平均水平，但处于同行业可比公司范围内。

2022年1-6月，发行人减持对联营企业钱江水利的持股，取得投资收益17,926.73万元，剔除该部分偶发性投资收益影响后，2022年1-6月，发行人实现投资收益15,405.67万元，在净利润中占比为16.38%。报告期内，随着发行人控股装机的快速增长，发行人投资收益在净利润中占比整体呈下降趋势，2022年1-6月，剔除偶发性投资收益影响后，发行人投资收益在净利润中占比已低于同行业可比公司平均水平，但处于同行业可比公司范围内。

(二) 结合相关财务报表科目具体情况, 说明公司最近一期末是否持有金额较大的财务性投资 (包括类金融投资), 自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今, 公司实施或拟实施的财务性投资 (包括类金融投资) 情况

1、结合相关财务报表科目具体情况, 说明公司最近一期末是否持有金额较大的财务性投资 (包括类金融投资)

截至 2022 年 6 月末, 发行人财务报表中可能涉及财务性投资 (包括类金融业务) 的相关会计科目情况如下表所示:

单位: 万元

序号	项目	账面价值	财务性投资金额
1	货币资金	406,719.85	-
2	其他应收款	9,528.02	-
3	其他流动资产	21,957.03	-
4	其他非流动金融资产	13,610.92	-
5	长期股权投资	273,954.58	-
6	其他非流动资产	135,454.69	-
-	合计	861,225.09	-

(1) 货币资金

截至 2022 年 6 月末, 发行人货币资金包括银行存款和其他货币资金, 其中其他货币资金主要系公司存放于浙江省省直单位住房基金管理中心的住房资金款, 不涉及财务性投资。

(2) 其他应收款

截至 2022 年 6 月末, 发行人其他应收款包括应收股利和其他应收款项, 其中其他应收款项主要为省筹贷款、代垫款项等资金往来款、保证金和押金以及备用金, 不涉及财务性投资。

(3) 其他流动资产

截至 2022 年 6 月末, 发行人其他流动资产主要为待抵扣进项税额和预缴所得税, 不涉及财务性投资。

(4) 其他非流动金融资产

截至 2022 年 6 月末，发行人其他非流动金融资产为对浙晶光伏、嘉兴穗禾浙景投资合伙企业（有限合伙）、兰溪源泰股权投资合伙企业（有限合伙）的出资。其中浙晶光伏主营业务为光伏发电项目投资管理，嘉兴穗禾浙景投资合伙企业（有限合伙）主营业务为风力发电项目投资管理，兰溪源泰股权投资合伙企业（有限合伙）主要作为投资主体参与国家电投集团贵州金元威宁能源股份有限公司定向增发，国家电投集团贵州金元威宁能源股份有限公司主营业务为光伏发电和水力发电。

上述投资与发行人主营业务密切相关，发行人长期持有上述投资，且不以交易为目的，不属于财务性投资。

(5) 长期股权投资

截至 2022 年 6 月末，发行人长期股权投资为对联营企业和合营企业的投资，具体情况如下：

单位：万元

被投资单位	主营业务	持股比例	截至 2022 年 6 月 30 日余额
合营企业：			
嵊泗海上风电	风电	50.00%	64,616.08
小计	-		64,616.08
联营企业：			-
青山殿水电	水电	35.50%	4,197.88
沙畈电站	水电	35.00%	938.42
仙居水电	水电	30.00%	2,181.12
玉溪水利	水电	32.47%	5,610.00
石塘水电	水电	26.60%	3,008.32
桐柏抽水蓄能	水电（抽蓄）	23.00%	25,014.07
钱江水利	水务	19.45%	64,282.73
惠宁电力	水电	44.44%	1,350.12
高湖水电	水电	17.43%	129.48
珊溪水电	水电	15.36%	27,676.62

被投资单位	主营业务	持股比例	截至 2022 年 6 月 30 日余额
大岭坪水电	水电	15.07%	111.32
天荒坪抽水蓄能	水电（抽蓄）	11.11%	22,946.32
舟山海洋科技	光伏发电	20.00%	2,943.32
衢江抽水蓄能	水电（抽蓄）	15.00%	3,872.00
武强水电	水电	41.00%	1,216.62
阳高风电	风电	35.00%	5,203.63
广灵风电	风电	35.00%	15,517.65
泰顺抽水蓄能	水电（抽蓄）	19.00%	1,900.00
新华龙科技	能源项目的建设、运营和维护	25.00%	7,816.20
天台抽水蓄能	水电（抽蓄）	15.00%	6,000.00
青海华俊新能源	风电、光伏发电	50.00%	7,422.70
小计	-		209,338.50
合计	-		273,954.58

上述联营企业和合营企业主营业务主要包括风力发电、水力发电和光伏发电等，与发行人主营业务密切相关，发行人长期持有上述投资，且不以交易为目的，不属于财务性投资。

（6）其他非流动资产

截至 2022 年 6 月末，发行人其他非流动资产主要为待抵扣进项税、预付工程款和项目前期费用，不涉及财务性投资。

此外，截至 2022 年 6 月末，发行人不存在与主营业务无关的设立或投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资；购买收益波动大且风险较高的金融产品的财务性投资的情形。

综上，发行人最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的借予他人款项、委托理财等财务性投资（含类金融投资）的情形。

2、自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，公司实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资）情况

2022 年 3 月 13 日，发行人召开了第一届董事会第三十一次会议，审议通过

了本次非公开发行的相关议案。经核查，本次非公开发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日，发行人申购新股 2.50 万元，规模较小，已于 2022 年 3 月末全部卖出，除上述新股申购外，发行人不存在实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资）情况。

（三）结合公司是否投资产业基金、并购基金及该类基金设立目的、投资方向、投资决策机制、收益或亏损的分配或承担方式及公司是否向其他方承诺本金和收益率的情况，说明公司是否实质上控制该类基金并应将其纳入合并报表范围，其他方出资是否构成明股实债的情形

截至本回复报告出具日，发行人投资或拟投资的产业基金、并购基金情况如下：

单位：万元

序号	基金名称	发行人持股比例	认缴出资额	发行人合计认缴出资额	设立目的和投资方向	投资决策机制	收益或亏损的分配或承担方式
1	浙晶光伏	浙江新能直接持股 4.88%，通过新能企管间接持股 0.12%，合计持股 5.00%	80,000	4,000	主要对晶科电力有限公司持有的光伏项目公司进行股权投资	设投资决策委员会，成员 3 名，其中 1 名由浙江新能委派，1 名由浙江制造基金合伙企业（有限合伙）委派，1 名由晶科电力有限公司委派，项目投资需经全体委员通过方可作出决议	可分配投资收入按照约定的分配顺序和各合伙人实缴出资比例分配
2	嘉兴穗禾浙景投资合伙企业（有限合伙）	浙江新能直接持股 4.93%，通过新能企管间接持股 0.07%，合计持股 5.00%	139,000	6,950	主要对远景能源（江苏）有限公司以及泰旌新能源（上海）有限公司持有的风电项目公司进行股权投资	设投资决策委员会，成员 3 名，其中 2 名由新能企管委派，1 名由农银资本管理有限公司委派，投资决策委员会决议的事项需经全体委员一致通过方可作出决议	可分配投资收入按照约定的分配顺序和各合伙人实缴出资比例分配
3	兰溪源泰股权投资合伙企业	浙江新能直接持股 2.13%	140,800	3,000	作为投资主体参与国家电投集团贵州金元	经全体合伙人一致同意方可做出决议	可分配投资收入按照约定的分配顺

序号	基金名称	发行人持股比例	认缴出资额	发行人合计认缴出资额	设立目的和投资方向	投资决策机制	收益或亏损的分配或承担方式
	(有限合伙)				威宁能源股份有限公司定向增发		序和各合伙人实缴出资比例分配
4	克拉玛依绿能产业基金	通过新能企管间接持股0.50%，通过绿能电力间接持股89.50%，合计持股90.00%	20,000	18,000	主要投向克拉玛依市政府引入克拉玛依市内的具有较好成长能力的能源类企业及“源网荷储”项目	设投资决策委员会，成员5名，由新能企管委派4名、克拉玛依金发基金管理有限公司委派1名，就投资决策委员会所议事项，实行一人一票，超过五分之四（含）赞成票的，投资决策方为有效	可分配收入按各合伙人截至各分配时点的实缴出资比例分配

注：截至本回复报告出具日，克拉玛依绿能产业基金尚未成立，相关合伙协议尚未正式签署。

上述基金相关收益或亏损按照约定的分配顺序和各合伙人实缴出资比例分配，不存在向其他方承诺本金和收益率的情况，不存在其他方出资构成明股实债的情形；发行人能够控制克拉玛依绿能产业基金的投资决策，拟将其纳入合并报表范围，除该等情形外，发行人及其子公司无法控制上述其他基金投资决策，不存在发行人及其子公司实质上控制上述其他基金并应将其纳入合并报表范围的情形。

二、中介机构核查意见

（一）核查程序

保荐机构及申报会计师履行了如下核查程序：

- 1、查阅发行人投资收益明细，计算投资收益占净利润比重，并与同行业可比公司进行对比分析；
- 2、取得发行人资产负债表中可能与财务性投资相关的会计科目明细，核查具体行程原因，判断是否属于财务性投资；
- 3、查阅发行人相关董事会、股东大会会议文件，发行人的定期报告及相关临时公告，了解本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，发行人实施或拟实施的财务性投资情况；

4、查阅发行人产业基金投资协议，了解该类基金设立目的、投资方向、投资决策机制、收益或亏损的分配或承担方式等情况。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、发行人投资收益主要来源于合营企业和联营企业，除小规模新股申购外，发行人投资收益相关投资不属于财务性投资，投资收益占净利润比重与同行业可比公司不存在较大差异；

2、发行人最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融投资）的情形，本次非公开发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日，发行人存在小规模新股申购，已全部卖出，除该等情形外，发行人不存在实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资）情况；

3、发行人投资的产业基金设立目的和投资方向均与主营业务密切相关，根据投资决策机制、收益或亏损的分配或承担方式的相关约定，不存在发行人向其他方承诺本金和收益率的情况，发行人能够控制克拉玛依绿能产业基金的投资决策，拟将其纳入合并报表范围，除该等情形外，发行人及其子公司无法控制上述其他基金投资决策，不存在发行人及其子公司实质上控制上述其他基金并应将其纳入合并报表范围的情形。

问题 7

根据申请文件，报告期内发行人主要产品毛利率存在波动。请申请人补充说明：（1）结合平均单价、单位成本，量化分析主要产品毛利率波动的原因及合理性。（2）新能源发电补贴退坡对公司的具体影响，并结合公司各类产品需求空间、市场竞争、公司市场地位、同行业可比公司经营业绩等说明申请人业绩是否存在下滑的风险，相关风险是否充分提示。（3）按照是否纳入补贴清单说明报告期内已并网发电电站的收入情况，纳入补贴清单需履行的后续审批程序，是否存在经申请未被纳入补贴清单或无法全额收到相关电价补贴的风险，相关收入确认是否谨慎合理。（4）说明报告期内经营活动现金流量净额与净利润不匹配的原因及合理性。

请保荐机构及会计师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）结合平均单价、单位成本，量化分析主要产品毛利率波动的原因及合理性

1、水力发电业务

报告期内，公司水力发电业务平均单价、单位成本情况如下：

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
期末控股并网容量 (万千瓦)	113.22	113.22	79.42	79.52
营业收入(万元)	76,478.54	79,010.00	66,159.87	105,363.74
营业成本(万元)	22,026.76	35,676.32	30,392.02	33,184.22
上网电量(万千瓦时)	160,812.55	165,071.22	121,171.03	189,486.95
平均单价(元/千瓦时)	0.48	0.48	0.55	0.56
单位成本(元/千瓦时)	0.14	0.22	0.25	0.18
毛利率(%)	71.20	54.85	54.06	68.51

（1）平均单价

2019年至2020年，公司水力发电平均单价基本保持不变。

2021年，公司水力发电平均单价出现下降，主要系2021年9月底公司收购

四川沙湾水电站和长柏水电站，开始布局并发展西南区域水利业务，四川水电资源丰富，沙湾水电站和长柏水电站 2021 年平均上网电价为 0.24 元/千瓦时，远低于公司原有的位于华东地区水电站。

2022 年，上半年公司水力发电平均单价保持稳定。

(2) 单位成本

2020 年，公司水力发电单位成本上升，主要系 2020 年浙江省南部来水较少，公司水力发电上网电量降低，而装机容量和总体成本较为稳定，单位成本随上网电量下降而上升所致。

2021 年，公司水力发电单位成本下降，主要系 2021 年 9 月底公司收购四川沙湾水电站和长柏水电站，四川水电资源丰富，单位成本有所下降。

2022 年上半年，公司水力发电单位成本下降，主要系 2022 年浙江省南部降雨量较大，来水较丰，公司水力发电上网电量较大，而装机容量和总体成本较为稳定，单位成本随上网电量上升而下降所致。

因此，报告期内，公司水力发电毛利率存在波动具备合理性。

2、光伏发电业务

报告期内，公司光伏发电业务平均单价、单位成本情况如下：

项目	2022 年 1-6 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
期末控股并网容量 (万千瓦)	190.97	177.52	157.36	148.16
营业收入(万元)	94,620.92	168,628.55	161,347.30	99,552.88
营业成本(万元)	39,169.84	73,609.41	71,305.44	42,379.60
上网电量(万千瓦时)	132,725.95	225,554.96	206,659.14	129,129.83
平均单价(元/千瓦时)	0.71	0.75	0.78	0.77
单位成本(元/千瓦时)	0.30	0.33	0.35	0.33
毛利率(%)	58.60	56.35	55.81	57.43

报告期内，公司光伏发电装机容量增幅稳定，平均单价和单位成本较稳定，毛利率较为稳定。

3、风力发电业务

报告期内，公司风力发电业务平均单价、单位成本情况如下：

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
期末控股并网容量 (万千瓦)	128.62	88.67	31.83	1.35
营业收入(万元)	77,745.08	37,611.72	723.98	690.53
营业成本(万元)	35,119.46	14,313.74	613.44	564.25
上网电量(万千瓦时)	131,878.39	73,843.04	1,042.16	1,002.95
平均单价(元/千瓦时)	0.59	0.51	0.69	0.69
单位成本(元/千瓦时)	0.27	0.19	0.59	0.56
毛利率(%)	54.83	61.94	15.27	18.29

(1) 平均单价

2019年至2020年，公司风力发电平均单价基本保持不变。2019年至2020年公司主要在运风力发电项目仅有洞头风电场，其投产时间较早，上网电价较高，为0.785元/kWh（含税），因此公司2019年至2020年风力发电平均单价较高。

2021年，公司风力发电平均单价有所下降，主要系2020年底至2021年大规模新建风电场陆续并网，其上网电价有所下降。

2022年上半年，公司风力发电平均单价有所上升，主要系2021年10月江苏竹根沙（H2#）300MV海上风电场项目、2021年11月浙能嘉兴1号海上风电场工程项目实现全容量并网，海上风电上网电价较高，为0.85元/kWh（含税）。

(2) 单位成本

2019年至2020年公司风力发电单位成本较高，主要系2019年至2020年，公司主要在运风力发电项目仅有洞头风电场，其投产时间较早，建设成本较大，折旧摊销相对较高，且平均利用小时数相对较低所致。

2021年，公司风力发电单位成本有所下降，主要系2020年底至2021年大规模新建风电场陆续并网，风电建造成本有所下降，且利用小时有所提升，因此单位成本有所下降；此外，当月转固的项目将于次月起计提折旧，因此导致当期单位成本进一步降低。

2022年上半年，公司风力发电单位成本有所上升，主要系海上风电建设和运维成本高于陆上风电项目，公司2021年10月江苏竹根沙（H2#）300MV海上风电场项目、2021年11月浙能嘉兴1号海上风电场工程项目实现全容量并网，

因此单位成本有所上升。

因此，报告期内，公司风力发电毛利率存在波动具备合理性。

综上，公司主要产品报告期内毛利率波动的原因具备合理性。

（二）新能源发电补贴退坡对公司的具体影响，并结合公司各类产品需求空间、市场竞争、公司市场地位、同行业可比公司经营业绩等说明申请人业绩是否存在下滑的风险，相关风险是否充分提示。

1、新能源发电补贴退坡对公司的具体影响

2020年，财政部、国家发改委和国家能源局联合发布《财政部国家发展改革委国家能源局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），对可再生能源补贴退坡制度进行了进一步的明确。2021年，国家发改委发布《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，明确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。

（1）对公司存量项目影响

公司存量项目包括含补贴项目和平价项目。在未来可再生能源行业发展中，对于存量含补贴项目，其补贴强度将保持长期稳定。

因此，新能源发电补贴退坡对公司存量项目的上网价格不会产生不利影响。

（2）对公司新增项目影响

新能源发电补贴退坡虽然对公司新项目上网电价有所影响，但一方面，随着风机、光伏组件技术和制造水平的进步以及充分的竞争，设备价格将逐步降低，公司项目造价将进一步下降；另一方面，公司发电装机容量的增加将有助于规模效应的凸显，公司运维管控能力的提升也将进一步降低运维成本；同时，公司将在充分论证项目可行性并满足公司项目投资收益率的前提下布局新项目的开发。

因此，新能源发电补贴退坡对公司新增项目不会构成重大不利影响。

（3）对本次募投项目影响

本次募投项目为平价上网项目，不涉及补贴，因此不存在因上网电价、地方

补贴政策调整的风险，新能源发电补贴退坡对本次募投项目可行性不构成重大不利影响。

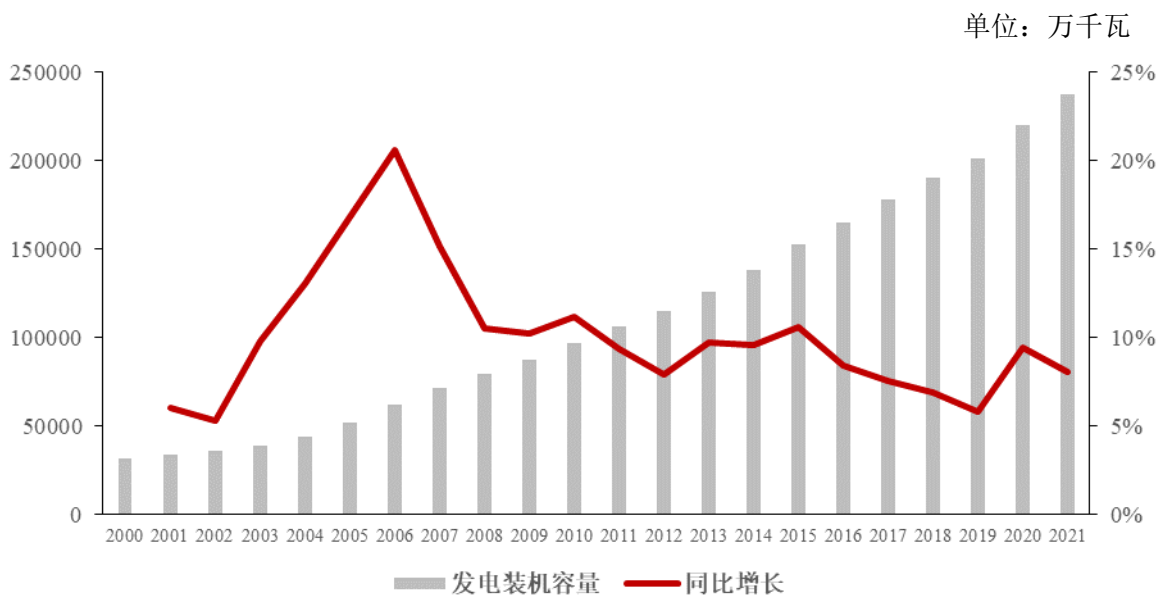
2、并结合公司各类产品需求空间、市场竞争、公司市场地位、同行业可比公司经营业绩等说明申请人业绩是否存在下滑的风险，相关风险是否充分提示

(1) 产品空间情况

发行人主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理，主要产品为电力。

近年来，我国发电装机容量持续增长，风电、核电以及太阳能发电等装机规模增速较快。根据中电联的统计，截至 2021 年底，全国发电装机容量 237,692 万千瓦，同比增长 7.9%。其中，火电 129,678 万千瓦，同比增长 4.1%；水电 39,092 万千瓦，同比增长 5.6%；风电 32,848 万千瓦，同比增长 16.6%；核电 5,326 万千瓦，同比增长 6.8%；太阳能发电 30,656 万千瓦，同比增长 20.9%。

全国发电装机容量及同比增长情况（2000 年-2021 年）



数据来源：中电联

从总量和增速上看，近年来全国发电装机容量逐年增长。“十三五”时期，全国全口径发电装机容量年均增长 7.60%，其中非化石能源装机年均增长 13.10%，占总装机容量比重从 2015 年底的 34.80% 上升至 2020 年底的 44.80%，提升 10 个百分点。

2020 年 9 月，习近平总书记在联合国大会上提出：“中国将提高国家自主

贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，争取在 2060 年前实现碳中和”。2022 年 3 月，政府工作报告进一步提出要有序推进碳达峰碳中和工作，落实碳达峰行动方案，推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。为实现中央关于碳达峰及碳中和的战略目标，我国将进一步加快推动清洁能源产业发展，提高非石化能源的消费占比，促进能源转型。

综上，清洁能源发电相较传统火电拥有节约能源、减排有害气体等显著优势。清洁能源的发展高度契合我国生态文明建设的精神，我国将继续大力推动能源结构转型。

(2) 市场竞争情况

目前，我国电力企业可主要分为三类：第一梯队是五大发电集团，包括国家电力投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司和中国华电集团有限公司；第二梯队包括中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司和华润（集团）有限公司等大型中央企业；第三梯队是包括浙江省能源集团有限公司在内的各地方的大型发电企业。

其中五大发电集团情况如下：

① 国家电力投资集团有限公司

国家电力投资集团有限公司是中国五大发电集团之一，是一个以电为核心、一体化发展的综合性能源集团公司，拥有核电、火电、水电、风电、光伏发电等全部发电类型。截至 2021 年末，集团可控装机容量为 19,544 万千瓦，同比增长 10.87%。其中火电机组装机容量 8,334 万千瓦，占比 42.64%；水电机组装机容量 2,465 万千瓦，占比 12.61%；风电机组装机容量 3,823 万千瓦，占比 19.56%；其他装机容量 4,922 万千瓦，占比 25.18%。

② 国家能源投资集团有限责任公司

国家能源投资集团有限责任公司由国电集团及神华集团两家企业合并重组而成，拥有煤炭、火电、新能源、水电、运输、化工、科技环保、产业金融等八大业务板块，是目前世界上最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司

和煤制油煤化工公司。截至 2020 年末，集团总装机容量 25,713.10 万千瓦。其中火电机组装机容量 19,078.80 万千瓦，占比 74.20%；水电机组装机容量 1,861.20 万千瓦，占比 7.24%；风电机组装机容量 4,603.80 万千瓦，占比 17.90%；光伏机组装机容量 168.70 万千瓦，占比 0.66%。

③ 中国华能集团有限公司

中国华能集团有限公司是中国五大发电集团之一，主营业务以电力生产为核心，以及为电力主业发展服务的煤炭、金融、科技研发、交通运输等产业。截至 2021 年末，集团总装机容量 20,592 万千瓦。其中火电机组装机容量 14,006 万千瓦，占比 68.02%；水电机组装机容量 2,756 万千瓦，占比 13.38%；风电机组装机容量 2,917 万千瓦，占比 14.17%；光伏机组装机容量 912 万千瓦，占比 4.43%。

④ 中国大唐集团有限公司

中国大唐集团有限公司是中国五大发电集团之一，集团以电力为主，涵盖电力、煤炭、金融、煤化工、能源服务等领域。截至 2022 年 3 月末，集团总装机容量 16,210.52 万千瓦，其中火电机组装机容量 10,500.19 万千瓦，占比 64.77%；水电机组装机容量 2,721.77 万千瓦，占比 16.79%；风电机组装机容量 2,481.88 万千瓦，占比 15.31%；其他机组装机容量 506.68 万千瓦，占比 3.13%。

⑤ 中国华电集团有限公司

中国华电集团有限公司是中国五大发电集团之一，主营业务为电力生产、热力生产和供应以及与电力相关的煤炭等一次能源开发以及相关专业技术服务。截至 2021 年末，集团总装机容量达到 17,872 万千瓦。其中火电机组装机容量 12,049 万千瓦，占比 67.42%；水电机组装机容量 2,879 万千瓦，占比 16.11%；风电及其他机组装机容量 2,944 万千瓦，占比 16.47%。

(3) 公司市场地位

公司是浙能集团控制的经营中国境内水力发电、风力发电、光伏发电等除生物质发电业务以外的可再生能源业务整合的唯一平台，专注于利用可再生能源进行发电，包括水力发电、光伏发电及风力发电，通过近 20 年的开发和投资，在水电、光伏及风电行业都具备较强的电站投资、开发、建设和运营管理能力和丰富经验。

报告期内，公司在全国同行业市场份额情况如下：

业务	期间	期末累计控股装机容量 (万千瓦)		期间发电量 (亿千瓦时)	
		装机容量	市场份额	发电量	市场份额
水电	2019年	79.52	0.22%	19.14	0.15%
	2020年	79.42	0.22%	12.27	0.09%
	2021年	113.22	0.29%	16.86	0.13%
	2022年1-6月	113.22	0.28%	16.30	0.28%
风电	2019年	1.35	0.01%	0.11	0.00%
	2020年	31.83	0.11%	0.11	0.00%
	2021年	88.67	0.27%	7.54	0.12%
	2022年1-6月	128.62	0.38%	14.04	0.41%
光伏发电	2019年	148.16	0.72%	13.67	0.61%
	2020年	157.36	0.62%	21.85	0.84%
	2021年	177.52	0.58%	23.13	0.71%
	2022年1-6月	190.97	0.57%	13.57	1.23%

数据来源：全国数据来源于中国电力企业联合会、国家能源局、国家统计局
注：光伏发电发电量统计不包含分布式光伏电站直接销售给屋顶业主的电量。

(4) 同行业可比公司经营业绩

① 水力发电业务

公司水力发电业务可比公司经营业绩情况如下：

单位：亿元、万千瓦

公司	2022年1-6月				2021年			
	营业收入	营业收入 增速	装机容量	装机容量 增速	营业收入	营业收入 增速	装机容量	装机容量 增速
长江电力	253.88	27.57%	4,559.50	0.00%	556.46	-3.70%	4,559.50	0.00%
华能水电	111.30	12.91%	2,318.38	0.00%	202.02	4.93%	2,318.38	0.00%
国投电力	226.94	17.65%	-	-	436.82	11.09%	3,621.83	13.80%
川投能源	4.76	1.81%	3,514.00	1.47%	12.63	22.52%	3,463.00	17.59%
桂冠电力	56.20	29.78%	1,248.36	0.89%	84.14	-6.24%	1,237.36	4.16%
平均值	-	17.94%	-	0.59%	-	5.72%	-	7.11%

注：国投电力2022年半年报未披露装机容量

② 新能源发电业务

公司新能源发电业务可比公司经营业绩情况如下：

单位：亿元、万千瓦

公司	2022年1-6月				2021年			
	营业收入	营业收入增速	装机容量	装机容量增速	营业收入	营业收入增速	装机容量	装机容量增速
龙源电力	216.72	21.10%	2,882.80	7.97%	372.08	29.16%	2,669.90	8.18%
三峡能源	121.29	53.82%	2,510.09	9.63%	154.84	36.85%	2,289.63	46.62%
江苏新能	10.87	13.82%	155.00	0.00%	18.57	20.04%	155.00	28.52%
上海电力	161.50	13.17%	1,979.05	3.87%	306.31	26.56%	1,905.31	13.66%
节能风电	26.79	49.25%	533.41	3.53%	35.39	32.68%	515.20	28.63%
太阳能	35.36	5.26%	726.00	19.21%	70.16	32.25%	609.00	20.83%
平均值	-	26.07%	-	7.37%	-	29.59%	-	24.41%

由上表可知，水力发电和新能源发电领域，同行业可比公司经营业绩和装机容量均呈现上升趋势。

综上所述，在国家产业政策支持的良好环境下，公司下游电力市场需求旺盛，公司具有较强的市场竞争力，同行业可比公司经营业绩均呈现上升趋势，公司业绩不存在下滑风险，未来经营业绩规模具有可持续性。

发行人已在非公开发行 A 股股票预案“第五节 本次非公开发行相关的风险说明”之“二、经营风险”之“（三）上网电价和补贴下降风险”披露相关风险，保荐机构已在尽职调查报告“第十章 风险因素及其他重要事项”之“一、风险因素”之“（二）经营风险”之“3、新能源发电上网电价和补贴下降风险”披露相关风险。

（三）按照是否纳入补贴清单说明报告期内已并网发电电站的收入情况，纳入补贴清单需履行的后续审批程序，是否存在经申请未被纳入补贴清单或无法全额收到相关电价补贴的风险，相关收入确认是否谨慎合理。

1、按照是否纳入补贴清单说明报告期内已并网发电电站的收入情况

（1）截止目前尚未纳入补贴清单的项目情况

截至 2022 年 6 月 30 日，公司可再生能源装机容量为 432.81 万千瓦。具体情况如下：

单位：万千瓦

项目情况	数量	装机容量	装机容量占比
已纳入补贴清单的项目	43	191.43	44.23%
尚未纳入补贴清单的项目	6	82.32	19.02%
不涉及补贴的项目	16	159.06	36.75%
合计	65	432.81	100.00%

(2) 报告期内已并网发电电站的收入情况

报告期内，公司已并网发电电站收入情况如下：

① 已纳入补贴清单的项目

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
项目合计营业收入（a）	96,595.85	174,374.72	160,891.83	99,710.82
其中可再生能源补贴收入（b）	67,438.80	128,071.91	124,648.23	75,477.31
当期营业收入（c）	250,822.03	290,953.38	234,651.42	210,237.84
项目合计营业收入占当期营业收入比（a/c）	38.51%	59.93%	68.57%	47.43%
可再生能源补贴收入占当期营业收入比（b/c）	26.89%	44.02%	53.12%	35.90%

② 未纳入补贴清单的项目

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
项目合计营业收入（a）	65,964.47	30,392.70	0.00	0.00
其中可再生能源补贴收入（b）	34,668.70	16,002.30	0.00	0.00
当期营业收入（c）	250,822.03	290,953.38	234,651.42	210,237.84
项目合计营业收入占当期营业收入比（a/c）	26.30%	10.45%	0.00%	0.00%
可再生能源补贴收入占当期营业收入比（b/c）	13.82%	5.50%	0.00%	0.00%

③ 不涉及补贴的项目

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
项目合计营业收入（a）	86,284.22	80,482.85	67,339.32	105,896.33
其中可再生能源补贴收入（b）	0.00	0.00	0.00	0.00
当期营业收入（c）	250,822.03	290,953.38	234,651.42	210,237.84
项目合计营业收入占当期营业收入比（a/c）	34.40%	27.66%	28.70%	50.37%

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
可再生能源补贴收入占当期营业收入比（b/c）	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

2、纳入补贴清单需履行的后续审批程序

（1）新能源项目纳入补贴清单需履行的审批程序

根据《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资金管理办法>的通知》（财建[2020]5号）、《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）等相关要求，新能源项目申请纳入补贴清单的流程如下：

① 省电网初审

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 省能源局复核

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、是否符合国家相关规划等条件进行确认并将结果反馈电网企业。

③ 国家可再生能源信息管理中心复核

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 项目清单公示和公布

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) 新能源项目纳入补贴清单后需履行的审批程序

新能源项目纳入补贴清单后，根据《发电企业与电网企业电费结算办法》(国能发监管[2020]79号)，电网企业应当及时足额向纳入国家补贴范围的可再生能源发电企业转付中央财政等补贴。原则上电网企业在收到中央财政补贴资金十个工作日内，按照有关要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业转付地方财政补贴有明确规定的，按照有关规定执行；没有明确规定的，电网企业在收到地方财政补贴资金十个工作日内，及时兑付给可再生能源发电企业。

综上，公司新能源项目纳入补贴清单后无需履行后续审批程序。

3、是否存在经申请未被纳入补贴清单或无法全额收到相关电价补贴的风险

(1) 纳入国补目录条件相关法规

① 海上风电

根据《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882号)，“2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时0.8元，2020年调整为每千瓦时0.75元……对2018年底前已核准的海上风电项目，如在2021年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。”

② 陆上风电

2019年5月21日，国家发改委下发《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882号)，对陆上风电项目规定如下：

“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。”

③ 光伏发电

2020年3月，国家发改委发布《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)，通知规定：“一、对集中式光伏发电继续制定指导价。综合考虑2019年市场化竞价情况、技术进步等多方面因素，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（含税，下同）、0.4 元、0.49 元。若指导价低于项目所在地燃煤发电基准价（含脱硫、脱硝、除尘电价），则指导价按当地燃煤发电基准价执行。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。”

2020 年 11 月，财政部发布《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），通知规定纳入补贴清单的可再生能源发电项目需满足以下条件：

“（一）符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。

所有项目应于 2006 年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网；

（二）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，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623 号）要求。其中，2019 年光伏新增项目，2020 年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法；

（三）符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。”

（2）发行人新能源项目具体情况

截至 2022 年 6 月 30 日，发行人尚未纳入国补目录的新能源项目中，海上风电项目共 2 个，均系在 2018 年底之前核准，并于 2021 年底前完成全容量并网；陆上风电项目共 2 个，均于 2020 年底前完成全容量并网；尚未纳入国补目录的光伏项目 2 个，均于 2020 年实现全容量并网。具体情况如下：

序号	项目名称	并网装机容量 (万千瓦)	全容量并网 时间	核准日期	申报进度	未纳入 原因	是否符合 纳入国补 目录的 条件
1	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	30.12	2021 年 11 月	2017 年 8 月	通过审核并已公示，正等待国家电网公布补贴目录	正在申报	是

序号	项目名称	并网装机容量 (万千瓦)	全容量并网 时间	核准日期	申报进度	未纳入 原因	是否符合 纳入国补 目录的 条件
2	江苏竹根沙 (H2#) 300MV 海上风电场项目	30.20	2021年10月	2018年11月	通过审核并已公 示,正等待国家电 网公布补贴目录	正在申报	是
3	五家渠浙能六师 北塔山牧场 100MW 风力发 电项目	10.00	2020年12月	2019年12月	正在补充电网企 业或地方能源监 管部门出具的全 容量并网时间认 定文件	正在申报	是
4	五家渠浙能六师 北塔山牧场 20MWp 光伏发 电项目	2.00	2020年12月	2020年6月	正在补充电网企 业或地方能源监 管部门出具的全 容量并网时间认 定文件	正在申报	是
5	海西华汇大柴旦 50兆瓦风电建设 项目	5.00	2020年10月	2017年11月	省电网初审	正在申报	是
6	五家渠浙新能六 师北塔山牧场 50MWp 光伏发 电项目	5.00	2020年12月	2020年7月	正在补充电网企 业或地方能源监 管部门出具的全 容量并网时间认 定文件	正在申报	是

上述项目均已申报纳入补贴项目清单并进入审核流程,均符合《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号规定的纳入补贴清单的条件,纳入补贴清单不存在重大不确定性风险。

综上,发行人当前尚未纳入补贴目录项目均拥有完善的核准手续,且核准时间及全容量并网时间均满足上述法规要求,具备未来纳入补贴目录的资格,不存在经申请未被纳入补贴清单或无法全额收到相关电价补贴的风险,上述项目未来纳入补贴目录及全额收到相关电价补贴不存在重大不确定性。

4、相关收入确认是否谨慎合理

(1) 报告期内新能源补贴收入确认情况

发行人新能源电费收入主要由经发改委审核批准的非补贴电费和新能源补贴电费构成,其中新能源上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分,由当地电网负担;高出部分,由可再生能源发展基金承担,发行人在发电上网并经各电网公司确认时,确认上述非补贴电费与新能源补贴。

发行人已纳入补贴清单的项目、尚未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目的补贴收入确认条件、依据及时点情况如下：

项目类型	补贴收入确认条件				补贴收入确认时点
	风险和报酬、所有权已转移	收入及成本能够可靠计量	享有现时收款权利	相关经济利益很可能流入	
已纳入补贴清单的项目	电力已经电网公司或用户确认消纳	1、补贴收入为销售电量乘以补贴单价，补贴单价根据政策文件确认，电量经电网公司或用户确认； 2、发电成本能可靠准确计量。	根据售电合同及补贴政策，有权获得补贴收入	已纳入补贴清单，根据国家专项资金计划收取相关经济利益	补贴电费与基础电费同时确认收入
未纳入补贴清单但符合纳入条件的 项目				符合纳入补贴清单条件，待纳入补贴清单后，可根据国家专项资金计划收取相关经济利益	

报告期内，涉及新能源补贴的营业收入确认情况如下：

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年	2020年	2019年
新能源补贴收入	102,107.49	144,074.21	124,648.23	75,477.31
营业收入	250,822.03	290,953.38	234,651.42	210,237.84
占当期营业收入比例	40.71%	49.52%	53.12%	35.90%

(2) 公司新能源补贴收入确认谨慎合理，符合会计准则的规定

发行人主营业务为电力销售，收入确认的会计政策为：在客户取得上网电量的控制权时确认收入。对于向电力公司的电力销售，根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价确认电费收入；对于向用户的电力销售，根据公司、用户签订的协议，根据各方确认的月度实际用电量按合同电价确认收入。上网电价包括了标杆电价和新能源补贴电价，在合同中分别约定具体的金额。

发行人销售可再生能源电量时，按实际收到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的电价收入，贷记“主营业务收入”科目。

① 原收入准则下，发行人新能源补贴收入确认符合会计准则的规定

根据原收入准则的相关规定，发行人新能源补贴收入确认符合会计准则的规定，具体情况如下：

准则规定	发行人情况说明
企业已将商品所有	因电力产品具有不可存储性，产销同步完成，在发电量上网时即供应

准则规定	发行人情况说明
权上的主要风险和报酬转移给购货方	至各地供电公司，发行人相关项目在发电时，已经履行了合同义务，以及相关政策所要求的义务，且没有保留相关的继续管理权，也无法对已上网的电量实施有效控制，商品所有权的主要风险和报酬已转移给电网公司。
企业既没有保留通常与所有权相联系的继续管理权，也没有对已售出的商品实施有效控制	上网电量的对价包含了补贴电价，尽管发电和进入清单具有间隔期，但根据《财政部办公厅关于请加强可再生能源发电补贴清单审核管理工作的通知》、《财政部办公厅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》等相关规定及电价批复，项目自发电投产之日起享受补贴电价。因此，电量对应的收入，应当包含该部分补贴收入。
收入的金额能够可靠地计量	发行人与各地供电公司签订了正式的购售电合同，明确规定了合同双方的权利义务关系，约定按照双方确认的上网电量以及根据电价政策确定的上网电价进行结算，故销售商品的收入能够合理的估计。相关项目并网发电前，已取得发改委备案并签署购售电协议，且取得了有关部门的电价批复，不再批复电价的地区根据当地电价政策确定了上网电价。发行人能够根据与电网公司或用户确认的结算电量及对应的电价确认相关补贴收入，收入的金额能够可靠计量。
相关的经济利益很可能流入企业	<p>①新能源补贴款属于国家信用 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（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等；可再生能源发展专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排（不含国务院投资主管部门安排的中央预算内基本建设专项资金）。 从资金来源分析，应收补贴款的资金来源主要为国家财政安排和向电力用户征收，国家财政资金为国家信用。向电力用户征收的资金已经包含在向用户收取的电费中，由电网企业代征后上缴中央国库，拨付时直接从中央国库支出。综合判断，新能源补贴款的资金来源主要为财政专项资金以及中央国库，全部为国家信用，到期不能收回的可能性极小。</p> <p>②发行人发电项目符合纳入可再生能源补贴项目清单的条件 发行人绝大部分项目均已进入补贴目录或清单，未进入补贴目录或清单的项目符合纳入补贴项目清单的条件，不存在实质性障碍。</p> <p>③历史上未发生实际损失 发行人以前年度确认的应收补贴款历史上未发生过实际损失，目前正按照可再生能源基金的拨付进度正常陆续回收。</p>
相关的已发生或将发生的成本能够可靠地计量	对于已发生的成本，发行人按各发电项目的实际情况进行归集汇总，可以可靠计量。发电成本已包含了为取得补贴电价而发生的成本，对应的也是发电的整体收入。补贴收入对应的成本均于项目发电时发生，而非在进入清单时发生。因此，在发电时确认补贴收入，符合成本、收入的配比原则

综上所述，相关项目在发电量上网供应至各地供电公司时，已同时满足补贴收入的确认条件，发行人电价补贴收入的确认符合原收入准则的相关要求。

② 执行新收入准则后，发行人新能源补贴收入确认符合会计准则的规定

根据 2020 年执行的新收入准则的相关规定，在客户取得相关商品控制权时确认收入。新能源补贴款是国家给予符合条件的新能源发电项目，按每度上网电

量的价格补贴，因此发行人新能源补贴款项在电量上网时即符合收入确认条件，发行人确认收入的会计政策符合会计准则的相关规定，具体情况如下：

准则规定	发行人情况说明
合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务	发行人发电并网的项目，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，并确定了违约条款，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
该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务（以下简称“转让商品”）相关的权利和义务	报告期内，发行人购售电合同中，明确了双方的权利和义务
该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款	发行人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
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	发行人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。
企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回	发行人新能源补贴款的资金来源主要为国家、省市财政专项资金以及中央国库，全部为国家信用，到期不能收回的可能性极小；发行人的存量项目全部符合相关文件的要求，不存在不能进入补贴项目清单的风险；发行人的应收补贴款历史上也从未出现过实际损失。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。

综上，在新旧收入准则下，发行人新能源补贴款项均符合确认收入的条件，相关收入的确认谨慎、合理。

（3）可比公司收入确认情况

同行业可比上市公司的相关收入确认政策如下表所示：

证券代码	证券简称	主营业务	收入确认政策
600905.SH	三峡能源	风电、光伏	新能源补贴款均已确认收入。 收入确认原则：于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本集团根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家电价补贴）确认电费收入。
603693.SH	江苏新能	风电、光伏	新能源补贴款均已确认收入。 收入确认原则：月末，根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家电价补贴）确认电费收入。
601016.SH	节能风电	风电	新能源补贴款均已确认收入。 收入确认原则：于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。公司按已收或应收的合同或协议价款的合同约定确定电力销售收入金额。
601778.SH	晶科科技	光伏	新能源补贴款均已确认收入。 收入确认原则：公司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

证券代码	证券简称	主营业务	收入确认政策
			费结算单中确认的抄表电量及电价（含电价补贴）确认收入。
000591.SZ	太阳能	光伏	<p>新能源补贴款均已确认收入。</p> <p>收入确认原则：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）。</p>

如上表所示，同行业可比上市公司均于电力供应至电厂所在地的电网公司时以上网电价确认电费收入，即同时确认标准电费收入与补贴电费收入。发行人的收入确认政策与同行业可比公司相比具有一致性，不存在重大差异。

综上，发行人相关收入确认谨慎合理，符合会计准则的规定，与同行业可比上市公司相比具有一致性。

（四）说明报告期内经营活动现金流量净额与净利润不匹配的原因及合理性

1、报告期内公司经营活动现金净流量净额与净利润变化情况

（1）经营活动现金流量净额变化情况

报告期内，公司经营活动现金流量具体情况如下：

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
销售商品、提供劳务收到的现金	136,816.07	196,367.33	177,400.61	186,661.62
收到的税费返还	14,236.21	458.10	39.57	36.54
收到其他与经营活动有关的现金	5,881.02	2,272.47	2,330.84	2,284.26
经营活动现金流入小计	156,933.31	199,097.90	179,771.02	188,982.41
购买商品、接受劳务支付的现金	18,898.21	21,416.98	17,227.19	12,846.98
支付给职工以及为职工支付的现金	10,662.79	20,491.11	15,651.94	14,913.95
支付的各项税费	25,678.18	33,246.11	17,816.89	35,862.42
支付其他与经营活动有关的现金	8,890.07	8,015.41	7,540.85	5,086.85
经营活动现金流出小计	64,129.24	83,169.61	58,236.88	68,710.20
经营活动产生的现金流量净额	92,804.07	115,928.29	121,534.14	120,272.22

（2）净利润变化情况

报告期内，公司净利润具体情况如下：

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
净利润	94,023.84	69,649.20	52,485.30	63,366.94

2、报告期内发行人净利润与经营活动现金流净额存在勾稽关系

报告期内，发行人净利润与经营活动现金流净额存在勾稽关系，具体情况如下：

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
① 净利润	94,023.84	69,649.20	52,485.30	63,366.94
加：信用减值损失	12,742.13	14,122.26	8,979.43	2,241.02
资产减值准备	-	433.37	186.49	980.73
固定资产折旧等	77,479.64	96,839.76	81,012.88	57,723.37
使用权资产折旧	557.89	669.60	-	-
无形资产摊销	634.11	559.44	461.85	614.93
长期待摊费用摊销	34.94	48.94	296.47	60.82
处置固定资产、无形资产和其他长期资产的损失（收益以“-”号填列）	-0.48	0.15	3.78	-72.25
固定资产报废损失（收益以“-”号填列）	-1.24	-83.47	20.05	-0.05
公允价值变动损失（收益以“-”号填列）	-	-567.41	-94.15	-
财务费用（收益以“-”号填列）	58,575.49	71,319.43	58,189.80	42,269.19
投资损失（收益以“-”号填列）	-33,332.40	-18,102.07	-18,414.75	-12,756.83
递延所得税资产减少（增加以“-”号填列）	-2,161.29	-1,554.12	-1,643.54	268.53
递延所得税负债增加（减少以“-”号填列）	-400.30	-564.28	-521.69	204.03
存货的减少（增加以“-”号填列）	-201.20	-231.90	-217.49	98.50
经营性应收项目的减少（增加以“-”号填列）	-128,617.06	-116,677.07	-64,732.25	-37,379.21
经营性应付项目的增加（减少以“-”号填列）	13,529.82	6,377.16	5,521.97	2,652.49
其他	-59.81	-6,310.71	-	-
② 经营活动产生的现金流量净额	92,804.07	115,928.29	121,534.14	120,272.22
②-①	-1,219.77	46,279.09	69,048.84	56,905.28

如上表所述，公司经营活动产生的现金流量净额与同期净利润金额存在差异，主要受信用减值损失、固定资产折旧、财务费用、投资收益和经营性应收项

目的增减变动影响所致。

3、报告期内发行人净利润与经营活动现金流净额差异情况

(1) 信用减值损失

报告期内，发行人计提信用减值准备金额分别为 2,241.02 万元、8,979.43 万元、14,122.26 万元、12,742.13 万元。主要系公司近两年大力推进光伏发电、海上风电发电项目的建设和收购，光伏发电和风力发电业务逐年增加，对应应收补贴电费金额也持续增加，同时公司应收补贴电费回款周期有所延长导致计提比例提升。

上述因素导致各期计提的信用减值损失金额逐年上升，上述金额计入当期净利润，对当期经营活动现金流量净额无影响。

(2) 固定资产折旧

报告期内，发行人固定资产折旧等金额分别为 57,723.37 万元、81,012.88 万元、96,839.76 万元、77,479.64 万元。发行人固定资产折旧金额较大，主要系公司近年来大力建设和收购风力发电和光伏发电等新能源项目，建设项目陆续转固导致固定资产增加，对应固定资产折旧金额较大。

固定资产折旧系当期计提金额，非现金流出，仅影响当期净利润，对当期经营活动现金流量净额无影响。

(3) 财务费用

报告期内，发行人财务费用调整差异金额分别为 42,269.19 万元、58,189.80 万元、71,319.43 万元、58,575.49 万元。发行人财务费用较大，主要系公司近年来建设和收购较多风力发电和光伏发电等新能源项目，新能源发电行业是资金密集型行业，公司及下属子公司在项目建设过程中，具有投资大、周期长的特点，项目建设和运营资金需求较大，因此公司及下属子公司有息负债金额较大，产生的利息费用较大，与发行人新建项目和对外收购项目以及公司整体规模相匹配。

财务费用非现金流出，仅影响当期净利润，对当期经营活动现金流量净额无影响。

(4) 投资收益

报告期各期，发行人投资损失调整差异金额分别为-12,756.83 万元、-18,414.75 万元、-18,102.07 万元、-33,332.40 万元，具体情况如下：

主要项目	2022 年 1-6 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
权益法核算的长期股权投资收益	14,877.57	16,006.02	13,425.68	12,301.78
处置长期股权投资产生的投资收益	17,926.73	-	-	57.57
债务重组利得	-	2,029.67	4,139.22	-
其他投资收益	528.10	66.38	849.85	397.47
小计	33,332.40	18,102.07	18,414.75	12,756.82

发行人投资收益金额较大，主要系公司对联营企业的投资收益，该等联营企业的主营业务主要为水力发电和风力发电，与公司主营业务具有高度相关性，该模式具有合理的商业背景且符合行业情况。2022 年上半年公司确认的处置长期股权投资产生的投资收益系发行人为了提高经营效率、优化资产结构而通过证券交易所集中竞价方式对联营企业钱江水利进行股份减持，相应确认投资收益 17,926.73 万元。

投资收益属于非经营活动，对当期经营活动现金流量净额无影响。

(5) 经营性往来项目的增减变动

报告期内，公司经营性往来项目的增减变动，主要系公司业务规模较大，建设和收购的新能源项目规模较大，因此存在较大规模的经营性往来项目的变动。上述经营性往来项目的变动导致经营活动现金流量净额变动，但对净利润无影响。

综上，报告期内经营活动现金流量净额与净利润不匹配的原因具备合理性。

二、中介机构核查意见

(一) 核查程序

保荐机构及申报会计师履行了如下核查程序：

1、取得并核查了发行人的收入成本明细表，对发行人营业收入构成及各类产品的收入变化情况进行定量分析，了解其收入增长原因及合理性；对发行人的

收入成本明细表进行核查，针对发行人各项产品单位成本的变动对毛利率变动的影
响进行量化分析，了解相关变动原因；

2、研究当前新能源行业的相关政策，查阅可比公司年报及其他公告文件；

3、了解、评价和测试与公司新能源发电业务收入确认相关的关键内部控制
设计及执行的有效性；识别与电力控制权转移相关的合同条款与条件，评价新能
源发电业务收入确认时点是否符合企业会计准则的要求；

4、取得发行人现金流量表资料，复核了现金流量表编制方法，了解发行人
经营活动现金流量净额与净利润差异的原因，并进行勾稽分析。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、公司水力发电、光伏发电和风力发电平均单价和单位成本变动具备合理
性，主要产品毛利率波动合理；

2、新能源发电补贴退坡对公司不会构成重大不利影响，在国家产业政策支
持的良好环境下，公司下游电力市场需求旺盛，公司具有较强的市场竞争力，同
行业可比公司经营业绩均呈现上升趋势，公司业绩不存在下滑风险，未来经营业
绩规模具有可持续性；

3、公司新能源项目纳入补贴清单后无需履行后续审批程序，不存在经申请
未被纳入补贴清单或无法全额收到相关电价补贴的风险，相关收入确认谨慎合
理，符合会计准则的规定，与同行业可比上市公司相比具有一致性；

4、报告期内公司净利润与经营活动现金流净额存在勾稽关系，公司经营活
动产生的现金流量净额与同期净利润金额存在差异，主要受信用减值损失、固定
资产折旧、财务费用、投资收益和经营性应收项目的增减变动影响所致。报告期
内经营活动现金流量净额与净利润不匹配的原因具备合理性。

问题 8

根据申请文件，申请人报告期各期末应收账款余额较高且增长较快，申请人根据客户类型、资金来源、款项性质等因素将应收账款划分为四个组合，其中“已纳入可再生能源目录补贴款”应收账款余额占比超过 80%。请申请人补充说明：

(1) 结合同行业可比公司的应收账款余额及构成变动情况，分析申请人报告期各期末应收账款较高且增长较快的原因及合理性。(2) 应收账款坏账计提比例与首发招股书存在差异的原因，是否符合《企业会计准则》有关规定，按照首发招股书的坏账计提比例测算应收账款坏账准备计提金额及对经营业绩的影响。(3) 结合组合 2 和组合 3 应收补贴款的账龄、历史回收期限及回收率、同行业可比公司应收补贴款回款情况等，说明各类补贴款的可回收性，坏账准备计提的是否充分，相关补贴长周期回款对申请人经营状况及现金流的影响。(4) 报告期内应收账款组合 4 金额及占比增加的原因，结合相关客户的回款周期、信用状况及同行业可比公司类似业务的坏账计提政策等，分析坏账计提比例是否谨慎。(5) 应收账款周转率下降且低于行业平均水平的原因。(6) 其他应收款明细类别、金额、形成原因，是否存在回收风险，相关坏账计提是否合理充分。

请保荐机构及会计师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

(一) 结合同行业可比公司的应收账款余额及构成变动情况，分析申请人报告期各期末应收账款较高且增长较快的原因及合理性。

报告期内，发行人与同行业可比公司应收账款余额及构成变动情况如下：

单位：万元、%

公司名称	项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
长江电力	电力业务应收账款	611,586.56	100.00	287,761.38	100.00	265,779.07	100.00	287,892.29	100.00
	其中：应收基础电费	611,586.56	100.00	287,761.38	100.00	265,779.07	100.00	287,892.29	100.00
	应收补贴电费	-	-	-	-	-	-	-	-
华能水电	电力业务应收账款	298,941.77	100.00	185,940.51	100.00	139,740.19	100.00	207,421.51	100.00

公司名称	项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
	其中：应收基础电费	280,204.69	93.73	134,306.48	72.23	未披露	未披露	未披露	未披露
	应收补贴电费	18,737.08	6.27	51,634.04	27.77	未披露	未披露	未披露	未披露
国投电力	电力业务应收账款	437,162.04	100.00	335,952.74	100.00	248,440.65	100.00	215,764.88	100.00
	其中：应收基础电费	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露
	应收补贴电费	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露
川投能源	电力业务应收账款	16,675.02	100.00	10,759.97	100.00	14,928.21	100.00	8,123.12	100.00
	其中：应收基础电费	16,675.02	100.00	10,759.97	100.00	14,928.21	100.00	8,123.12	100.00
	应收补贴电费	-	-	-	-	-	-	-	-
桂冠电力	电力业务应收账款	151,129.06	100.00	139,989.50	100.00	129,062.73	100.00	97,531.50	100.00
	其中：应收基础电费	107,954.27	71.43	90,352.11	64.54	-	-	-	-
	应收补贴电费	43,174.80	28.57	49,637.39	35.46	-	-	-	-
龙源电力	电力业务应收账款	65,929.87	100.00	32,975.57	100.00	2,087,173.61	100.00	1,581,291.08	100.00
	其中：应收基础电费	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露
	应收补贴电费	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露
三峡能源	电力业务应收账款	2,727,335.88	100.00	1,926,741.25	100.00	1,267,034.01	100.00	1,001,178.90	100.00
	其中：应收基础电费	171,290.80	6.28	109,427.24	5.68	70,382.56	5.55	60,810.08	6.07
	应收补贴电费	2,556,045.09	93.72	1,817,314.01	94.32	1,196,651.45	94.45	940,368.81	93.93
江苏新能	电力业务应收账款	240,329.17	100.00	192,703.75	100.00	135,226.18	100.00	123,667.31	100.00
	其中：应收基础电费	10,751.11	4.47	11,914.29	6.18	8,523.73	6.30	-	-
	应收补贴电费	229,578.06	95.53	180,789.46	93.82	126,702.45	93.70	-	-
上海电力	电力业务应收账款	1,377,490.90	100.00	1,208,917.46	100.00	848,779.49	100.00	682,546.08	100.00
	其中：应收基础电费	371,739.71	26.99	158,422.34	13.10	131,880.33	15.54	122,590.20	17.96
	应收补贴电费	1,005,751.19	73.01	1,050,495.12	86.90	716,899.15	84.46	559,955.88	82.04
节能风电	电力业务应收账款	594,466.45	100.00	478,467.24	100.00	346,422.57	100.00	250,975.74	100.00
	其中：应收基础电费	未披露	未披露	34,060.90	7.12	29,761.43	8.59	18,018.06	34,060.90
	应收补贴电费	未披露	未披露	444,406.34	92.88	316,661.14	91.41	232,957.68	444,406.34
太阳能	电力业务应收账款	1,145,597.88	100.00	982,671.93	100.00	812,880.23	100.00	631,119.55	100.00

公司名称	项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
	其中：应收基础电费	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露
	应收补贴电费	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露	未披露
发行人	电力业务应收账款	717,114.44	100.00	512,029.44	100.00	363,398.77	100.00	274,239.12	100.00
	其中：应收基础电费	54,013.97	7.53	19,995.10	3.91	6,574.75	1.81	4,709.24	1.72
	应收补贴电费	663,100.47	92.47	492,034.34	96.09	356,824.02	98.19	269,529.87	98.28

注：上表中部分公司非电力业务应收账款在总应收账款中占比较小，且未单独披露，因此以总应收账款进行分析，下同。

同行业可比公司中，长江电力、华能水电、国投电力、川投能源、桂冠电力、上海电力水电和火电业务占比较高，水电和火电不涉及新能源补贴，回款较快；龙源电力部分应收账款采用银行保理、资产证券化、票据背书等形式进行管理，将余额重分类调整至应收款项融资列报，导致2021年末及2022年6月末应收账款余额较小；三峡能源、江苏新能、节能风电、太阳能风电和光伏等新能源业务占比较高，应收新能源补贴款余额较大，与发行人具备可比性，选择上述4家同行业可比公司与发行人进行对比分析。

报告期内，发行人与上述4家同行业可比公司电力业务应收账款余额和增幅对比情况如下：

单位：万元、%

项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日
	金额	增幅	金额	增幅	金额	增幅	金额
三峡能源	2,727,335.88	41.55	1,926,741.25	52.07	1,267,034.01	26.55	1,001,178.90
江苏新能	240,329.17	24.71	192,703.75	42.50	135,226.18	9.35	123,667.31
节能风电	594,466.45	24.24	478,467.24	38.12	346,422.57	38.03	250,975.74
太阳能	1,145,597.88	16.58	982,671.93	20.89	812,880.23	28.80	631,119.55
平均值	-	26.77	-	38.39	-	25.68	-
发行人	717,114.44	40.05	512,029.44	40.90	363,398.77	32.51	274,239.12

注：增幅=本期期末应收账款余额/上期期末应收账款余额

报告期内，发行人与上述4家同行业可比公司光伏和风电控股装机容量合计和增幅对比情况如下：

单位：万千瓦、%

项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日
	控股装机容量	增幅	控股装机容量	增幅	控股装机容量	增幅	控股装机容量
三峡能源	2,478.57	9.28	2,268.11	47.39	1,538.83	47.38	1,044.10
江苏新能	143.20	-	143.20	31.26	109.10	16.05	94.01
节能风电	533.41	3.53	515.20	28.63	400.53	28.97	310.55
太阳能	726.00	19.21	609.00	20.83	504.00	1.41	497.00
平均值	-	8.01	-	32.03	-	23.45	-
发行人	319.59	20.06	266.19	40.70	189.19	26.54	149.51

注：增幅=本期期末控股装机容量/上期期末控股装机容量

报告期各期末，发行人应收账款较高且增长较快，增速高于同行业可比公司平均水平，主要系报告期内，发行人光伏和风电业务规模持续提升，增速超过同行业可比公司平均水平，相关新能源补贴回款周期较长所致，具备合理性。

（二）应收账款坏账计提比例与首发招股书存在差异的原因，是否符合《企业会计准则》有关规定，按照首发招股书的坏账计提比例测算应收账款坏账准备计提金额及对经营业绩的影响。

发行人现行应收账款坏账计提比例与首发招股书对比情况如下：

组合名称	现行应收账款计提比例		首发招股书应收账款计提比例	
	回款周期	应收账款计提比例	回款周期	应收账款计提比例
组合 1: 应收水力发电电费及其他发电基础电费	-	0.50%	-	0.50%
组合 2: 应收已纳入可再生能源目录补贴款	1 年以内	2.27%	0.5 年回款	2.27%
	1 至 2 年	4.53%	1 年回款	4.53%
	2 至 3 年	8.86%	2 年回款	8.86%
	3 至 4 年	13.00%	3 年回款	13.00%
	4 至 5 年	16.94%	4 年回款	16.94%
	5 年以上	20.71%	5 年回款	20.71%
组合 3: 应收未纳入可再生能源目录补贴款	1 年以内	3.40%	0.75 年回款	3.40%
	1 至 2 年	6.70%	1.5 年回款	6.70%
	2 至 3 年	10.93%	2.5 年回款	10.93%
	3 至 4 年	14.97%	3.5 年回款	14.97%
	4 至 5 年	18.82%	4.5 年回款	18.82%

组合名称	现行应收账款计提比例		首发招股书应收账款计提比例	
	回款周期	应收账款计提比例	回款周期	应收账款计提比例
	5年以上	22.51%	5.5年回款	22.51%
组合4: 应收其他发电电费和其他款项	-	0.50%	-	0.50%

发行人现行应收账款坏账计提政策与首发招股书之间的差异仅为对组合2、组合3回款周期分类的表述有所不同，计提比例不存在实质性差异。如现行计提政策之组合2之1年以内的应收账款，即为首发招股书计提政策之组合2之0.5年回款的应收账款，分类标准和计提比例完全相同。发行人依据信用风险特征对应收账款划分组合，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失，符合《企业会计准则》有关规定。发行人现行应收账款坏账计提比例与首发招股书不存在实质性差异，按照首发招股书的坏账计提比例测算应收账款坏账准备计提金额与现行计提金额一致，对经营业绩无影响。

(三) 结合组合2和组合3应收补贴款的账龄、历史回收期限及回收率、同行业可比公司应收补贴款回款情况等，说明各类补贴款的可回收性，坏账准备计提的是否充分，相关补贴长周期回款对申请人经营状况及现金流的影响。

1、组合2和组合3应收补贴款的账龄

报告期各期末，组合2和组合3应收补贴款的账龄情况如下：

单位：万元、%

账龄	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
组合2								
1年以内	157,746.59	26.92	143,142.80	31.52	128,405.24	39.37	126,239.53	55.09
1至2年	154,546.19	26.37	138,245.98	30.44	126,560.06	38.81	100,636.46	43.92
2至3年	153,993.63	26.28	134,936.56	29.71	67,811.27	20.79	2,281.56	1.00
3至4年	100,569.60	17.16	37,354.54	8.22	3,339.14	1.02	-	-
4至5年	14,939.41	2.55	510.85	0.11	-	-	-	-
5年以上	4,286.37	0.73	-	-	-	-	-	-
合计	586,081.79	100.00	454,190.73	100.00	326,115.71	100.00	229,157.55	100.00
组合3								

账龄	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
1年以内	52,700.01	68.42	37,461.67	98.99	9,642.18	31.40	15,540.50	38.49
1至2年	24,318.67	31.58	381.94	1.01	9,586.34	31.22	14,886.79	36.87
2至3年	-	-	-	-	8,430.66	27.45	8,438.46	20.90
3至4年	-	-	-	-	3,048.06	9.93	1,506.57	3.73
4至5年	-	-	-	-	1.06	0.00	-	-
5年以上	-	-	-	-	-	-	-	-
合计	77,018.68	100.00	37,843.61	100.00	30,708.31	100.00	40,372.32	100.00

注：截至2022年6月末，发行人账龄在5年以上的应收账款系收购青海华拓新能源、青海华恒新能源、青海华益新能源产生。

组合2系应收已纳入可再生能源目录补贴款，报告期内，整体账龄有所增长，主要系新能源补贴发放速度有所放缓。由于相关项目已纳入目录，补贴资金来源于财政资金，信誉度较高，上述应收补贴款可回收性较强。

组合3系应收未纳入可再生能源目录补贴款，报告期内，随着相关项目逐步纳入目录并收到新能源补贴，整体账龄有所下降。截至2022年6月末，组合3主要来源于浙能嘉兴1号300MW海上风电项目、东台双创302MW海上风电项目、五家渠浙能六师北塔山牧场20MWp光伏发电项目、五家渠浙能六师北塔山牧场100MW风电项目，相关应收补贴款在组合3中占比超过90%，上述项目并网时间较晚，均符合纳入目录的条件，发行人及相关子公司正在积极履行将上述项目纳入目录的程序，预计不存在实质性障碍，相关应收补贴款可回收性较强。

2、历史回收期限及回收率、同行业可比公司应收补贴款回款情况

报告期内，发行人应收补贴款历史回收期限一般约为1-4年，已纳入目录的项目不存在本批次补贴发放时未收到补贴的情形。与同行业可比公司应收补贴款回款情况具备可比性，同行业可比公司应收补贴款回款具体情况如下：

(1) 根据同行业可比上市公司龙源电力2022年1月《龙源电力集团股份有限公司关于股票上市交易的提示性公告》，该公司提到可再生能源补贴发放周期较长，通常1-3年方能收回补贴；

(2) 根据同行业上市公司太阳能2022年2月《关于中节能太阳能股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回复》，该公司提到可再生能源补贴是

国家可再生能源发展基金拨付相应的电价补贴给电网公司后，电网公司向公司支付的款项，无固定发放周期，但通常发放周期较长。已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目逐年结算，回收期通常需要 1 至 3 年；

(3) 根据同行业上市公司节能风电 2022 年 7 月《中节能风力发电股份有限公司及保荐机构关于<关于请做好中节能风力发电股份有限公司配股发审委会议准备工作的函>之回复报告》，该公司提到新能源补贴电费部分大部分自 2017 年后发放周期有所延长，补贴回收期限普遍为 2-3 年。

3、各类补贴款的可回收性

发行人应收补贴资金来源于财政资金，信誉度较高；截至 2022 年 6 月末，应收未纳入可再生能源目录补贴款主要来源于新并网项目，上述新并网项目均符合纳入目录的条件，正在积极履行纳入目录的程序，预计不存在实质性障碍，相关应收补贴款可回收性较强；报告期内，发行人应收补贴款回款情况与同行业可比公司具备可比性，综上，发行人各类补贴款的可回收性较强。

4、坏账准备计提的是否充分

发行人应收补贴资金来源于财政资金，信誉度较高，可回收性较强，发行人根据谨慎性原则，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失，并计提坏账准备。

发行人应收补贴款坏账准备计提比例高于同行业可比公司，具体情况如下：

公司名称	计提比例
长江电力	应收水电业务电费不计提坏账准备
华能水电	应收电费计提比例为 0.30%，应收补贴计提比例为 7.20%
国投电力	应收电费不计提坏账准备，纳入目录的应收补贴根据账龄计提比例为 0.28%-33.89%，未纳入目录的应收补贴根据账龄计提比例为 0.28%-100.00%
川投能源	应收水电业务电费计提比例为 5.00%
桂冠电力	应收电费纳入账龄组合，整体计提比例为 0.02%，应收补贴不计提坏账准备
龙源电力	应收电费和补贴不计提坏账准备
三峡能源	应收电费计提比例为 0.30%，应收补贴账面余额按照报告期上年末一年期 LPR 下浮 10% 进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计提坏账准备，计提比例为 0.30%-15.68%
江苏新能	应收电费计提比例为 0.05%，应收补贴计提比例为 3.86%

公司名称	计提比例
上海电力	应收电费和补贴不计提坏账准备
节能风电	应收电费和应收补贴的计提比例均为 1.00%
浙江新能	应收电费计提比例为 0.50%，纳入目录的应收补贴根据回款期计提比例为 2.27%-20.71%，未纳入目录的应收补贴根据回款期计提比例为 3.40%-22.51%

注：同行业可比公司数据来源为 2021 年年报。

综上，发行人应收补贴款坏账准备计提具备充分性。

5、相关补贴长周期回款对申请人经营状况及现金流的影响

报告期内，发行人补贴收入在营业收入中的占比情况如下：

单位：万元

公司名称	2022 年 1-6 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
补贴收入	102,107.49	144,074.21	124,648.23	75,477.31
营业收入	250,822.03	290,953.38	234,651.42	210,237.84
补贴收入在营业收入中占比	40.71%	49.52%	53.12%	35.90%

2020 年以来，受平价上网政策推行，以及发行人收购水电站、拓展加氢设备收入等因素影响，发行人补贴收入在营业收入中的占比呈下降趋势，发行人对新能源补贴的依赖性进一步降低，相关补贴长周期回款对发行人的影响进一步减小。

同时，随着新能源发电行业技术进步、电场运营技术持续改进，发行人充分发挥自身规模效应、项目建设经验及管理经验的累积，发电项目的设备购置成本、电场建设成本及运营成本均呈现逐步下降的趋势；发行人在各大银行等金融机构的资信情况良好，与其一直保持长期合作伙伴关系，截至 2022 年 6 月末，发行人银行授信额度总额为 4,483,681.51 万元，其中已使用授信额度为 2,228,161.04 万元，未使用额度为 2,255,520.47 万元。此外，2021 年，发行人在上交所主板上市，发行人能够综合利用股权融资和债务融资手段，灵活匹配长短期资金需求，有效应对相关补贴长周期回款的影响。

综上，相关补贴长周期回款不会对发行人经营状况及现金流产生重大不利影响。

(四) 报告期内应收账款组合 4 金额及占比增加的原因, 结合相关客户的回款周期、信用状况及同行业可比公司类似业务的坏账计提政策等, 分析坏账计提比例是否谨慎。

1、报告期内应收账款组合 4 金额及占比增加的原因

报告期各期末, 发行人应收账款组合 4 金额及占比情况如下:

单位: 万元

项目	2022 年 6 月 30 日	2021 年 12 月 31 日	2020 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
账目余额	7,292.36	5,088.77	1,771.64	967.92
占比	1.02%	0.99%	0.49%	0.35%

发行人应收账款组合 4 为除应收电网公司基础电费、新能源补贴外的应收账款, 主要包括应收屋顶业主电费、应收运维服务费用、应收加氢设备销售款项等。报告期内, 发行人应收账款组合 4 金额及占比有所增长, 主要系开始对外销售加氢设备, 以及提供生产运行和设备管理委托服务体量有所增长所致。

2、相关客户的回款周期、信用状况

报告期各期末, 应收账款组合 4 主要客户明细情况如下:

单位: 万元、%

账龄	2022 年 6 月 30 日		2021 年 12 月 31 日		2020 年 12 月 31 日		2019 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
浙能国电投嵊泗海上风力发电有限公司	2,723.23	37.34	919.41	18.07	19.78	1.12	-	-
浙江浙石油综合能源销售有限公司	2,056.64	28.20	2,056.64	40.42	1,120.00	63.22	-	-
长兴县浙石油综合能源销售有限公司	600.00	8.23	750.00	14.74	-	-	-	-
舟山中远海运重工有限公司	216.45	2.97	101.10	1.99	97.95	5.53	465.52	48.09
江西京九电源(九江)有限公司	152.18	2.09	130.39	2.56	36.82	2.08	93.33	9.64
宁波金田铜业(集团)股份有限公司	297.76	4.08	237.87	4.67	70.13	3.96	91.12	9.41
合计	6,046.25	82.91	4,195.40	82.44	1,344.68	75.90	649.97	67.15

报告期内, 上述客户回款周期一般约为 1 年, 信用状况良好, 回款情况正常,

未发生逾期无法回款的情形。

3、同行业可比公司类似业务的坏账计提政策

报告期各期末，发行人和同行业可比公司除基础电费和新能源补贴以外的应收账款均参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。发行人和同行业可比公司除基础电费和新能源补贴以外的应收账款坏账计提比例情况如下：

公司名称	2022年6月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
长江电力	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
华能水电	0.28%	0.29%	0.30%	0.30%
国投电力	未披露	未披露	未披露	未披露
川投能源	16.27%	16.64%	18.84%	22.60%
桂冠电力	未披露	未披露	未披露	未披露
龙源电力	未披露	未披露	未披露	未披露
三峡能源	0.45%	0.78%	0.42%	0.30%
江苏新能	47.48%	36.88%	27.33%	未披露
上海电力	5.36%	9.58%	13.14%	13.92%
节能风电	未披露	未披露	未披露	未披露
浙江新能	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%

同行业可比公司中，川投能源、江苏新能、上海电力明确披露按账龄进行计提，部分应收账款账龄较长，因此计提比例较高；发行人应收账款组合4整体在应收账款中占比较小，账龄约为1年，处于较低水平，信用状况良好，回款情况正常，因此，采用余额百分比法计提坏账准备，计提比例为0.50%，与其他同行业可比公司相比，类似业务的坏账计提政策不存在重大差异。

4、坏账计提比例是否谨慎

综上，发行人应收账款组合4相关客户回款周期一般约为1年，信用状况良好，回款情况正常，未发生逾期无法回款的情形，与同行业可比公司类似业务的坏账计提政策不存在重大差异，坏账计提比例具备谨慎性。

（五）应收账款周转率下降且低于行业平均水平的原因

报告期内，发行人与三峡能源、江苏新能、节能风电、太阳能电力业务应收账款周转率情况如下：

公司名称	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
三峡能源	0.96	0.95	1.98	1.03
江苏新能	0.95	1.07	2.27	1.38
节能风电	0.99	0.85	1.78	1.13
太阳能	0.42	0.50	1.12	0.68
平均值	0.83	0.84	1.79	1.06
发行人	0.81	0.65	1.43	1.03

注 1：电力业务应收账款周转率=当期电力业务收入/（期初电力业务应收账款+期末电力业务应收账款）*2；

注 2：2022年1-6月电力业务应收账款周转率已年化处理。

报告期内，发行人与三峡能源、江苏新能、节能风电、太阳能的光伏和风电装机在总控股装机容量中占比情况如下：

项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
	光伏	风电	光伏	风电	光伏	风电	光伏	风电
三峡能源	38.71%	60.04%	36.74%	62.32%	41.69%	56.85%	40.49%	57.38%
江苏新能	5.94%	86.45%	5.94%	86.45%	7.63%	82.84%	8.69%	80.42%
节能风电	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%
太阳能	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%	0.00%
平均值	36.16%	61.62%	35.67%	62.19%	37.33%	59.92%	37.29%	59.45%
发行人	44.12%	29.72%	46.79%	23.37%	58.58%	11.85%	64.69%	0.59%

报告期内，发行人与三峡能源、江苏新能、节能风电、太阳能相关业务应收账款周转率整体呈下降趋势，主要系新能源补贴回款周期较长所致。

光伏补贴电价整体高于风电，受新能源补贴回款周期影响较大，上述同行业可比公司中，与三峡能源、江苏新能、节能风电相比，太阳能光伏业务占比较高，电力业务应收账款周转率较低。发行人光伏业务占比也相对较高，导致电力业务应收账款周转率低于行业平均水平。

(六) 其他应收款明细类别、金额、形成原因, 是否存在回收风险, 相关坏账计提是否合理充分。

报告期各期末, 发行人账面余额在 200 万以上的其他应收款情况如下:

单位: 万元、%

单位名称	款项性质	截至本回复报告出具日情况	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日	
			金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
广灵风电	应收股利	股权转让协议已明确约定由发行人受让应收股利, 且阳高风电生产经营情况正常, 该等应收股利回收风险较低, 故未计提坏账准备	3,870.71	27.96	3,870.71	29.82	3,870.71	23.51	3,870.71	29.87
阳高风电	应收股利	股权转让协议已明确约定由发行人受让应收股利, 且广灵风电生产经营情况正常, 该等应收股利回收风险较低, 故未计提坏账准备	824.61	5.96	824.61	6.35	824.61	5.01	824.61	6.36
玉溪水利	应收股利	截至本回复报告出具日已全部收回	334.00	2.41	334.00	2.57	334.00	2.03	-	-
钱江水利	应收股利	已于 2022 年 7 月回收	1,030.09	7.44	-	-	-	-	-	-
浙江省水电实业公司	资金往来款	已全额计提坏账准备并核销	4,136.00	29.87	4,136.00	31.86	4,136.00	25.12	4,136.00	31.92
中康电力	资金往来款	账龄均在 2 年以内, 且报告期内逐步回收, 回收风险较小, 按 5% 计提坏账准备	1,517.26	10.96	2,524.89	19.45	3,922.67	23.82	24.58	0.19
金华市沙畈水库管理处	资金往来款	已于 2021 年全部清偿	-	-	-	-	1,552.55	9.43	2,353.63	18.16
上海璞能融资租赁有限公司	保证金和押金	相关融资租赁合同尚在执行, 上述款项尚未到回收期限, 且回收风险较小, 按 5% 计提坏账准备	730.00	5.27	730.00	5.62	730.00	4.43	730.00	5.63
国信国际工程咨询集团股份有限公司	保证金和押金	账龄在 1 年以内, 回收风险较小, 按 5% 计提坏账准备	500.00	3.61	-	-	-	-	-	-
中国太平洋财产保险股份有限公司	其他	已于 2021 年收到	-	-	-	-	547.43	3.32	-	-
东阳市南江水库	资金往来款	已于 2022 年全部清偿	-	-	280.00	2.16	280.00	1.70	280.00	2.16
合计			12,942.67	93.47	12,700.21	97.85	16,197.97	98.38	12,219.53	94.30

1、对阳高风电、广灵风电和玉溪水利的应收股利

发行人对阳高风电、广灵风电的应收股利系向浙能能服收购阳高风电、广灵

风电各 35%股权时，阳高风电、广灵风电应付未付股利，由于股权转让协议已明确约定由发行人受让上述应付未付股利，且阳高风电、广灵风电生产经营情况正常，上述应收股利回收风险较低，故未计提坏账准备。

截至本回复报告出具日，对玉溪水利的应收股利已全部收回。

2、对钱江水利应收股利

截至 2022 年 6 月末，发行人对钱江水利的应收股利系钱江水利应付未付 2021 年度股利，由于账龄较低，未计提坏账准备，上述款项已于 2022 年 7 月回收。

3、对浙江省水电实业公司的代垫款项

报告期各期末，发行人对浙江省水电实业公司的其他应收往来款系因历史上为解决钱江水利上市后的资产置换形成的代垫款项，具体情况如下：

2005 年 4 月水电集团与钱江水利签订《资产置换协议》，协议约定：将水电集团持有的珊溪水电 9.28% 股权置换钱江水利部分应收账款（债权）按水电集团和浙江省水电实业公司股比应分摊部分共计 9,557.00 万元，其中 5,421.00 万元应由水电集团分摊，已于 2010 年全部核销；其余 4,136.00 万元原应由浙江省水电实业公司分摊，现由水电集团承担，属于水电集团代浙江省水电实业公司垫付给钱江水利款项。

根据浙江省国资委《关于解决钱江水利开发股份有限公司上市遗留问题的批复》（浙国资法产[2005]57 号），浙江省国资委同意将浙江省围垦局所属的位于上虞市的 1,000 亩围垦土地资产划归发行人，作为发行人承担浙江省水电实业公司在钱江水利按股份比例分摊应收款 4,136.00 万元的补偿。

此后发行人请求收回 1,000 亩围垦土地，但一直未予落实，截至 2017 年末，已将上述其他应收款 4,136.00 万元予以全额计提坏账准备，该笔其他应收款已于 2022 年 9 月核销。

4、对中康电力的债务重组利得

报告期各期末，发行人对中康电力的其他应收款主要系债务重组中的总预计应收利息抵减已收回部分后的余额，上述款项账龄均在 2 年以内，且报告期内逐步回收，回收风险较小，按 5% 计提坏账准备。

5、对金华市沙畈水库管理处、东阳市南江水库的省筹贷款

报告期各期末，发行人对金华市沙畈水库管理处和东阳市南江水库的其他应收款系因历史原因形成的省筹贷款，具体情况如下：

发行人作为浙江省计划经济委员会、浙江省水利厅的基本建设水利水电类省筹贷款的管理方，1994年至1995年安排给东阳市南江水库加固扩建工程省筹贷款380.00万，贷款期限至1999年，贷款方为南江水库指挥部。借款期间，南江水库指挥部未按合同要求支付利息。1995年10月，东阳市南江水库加固扩建工程竣工验收，南江水库指挥部根据东阳市政府要求撤销，借款由东阳市政府继承。但东阳市政府一直未与公司签订相关合同，且未按原借款合同的约定按期归还本金和支付利息。经多次联系，1999年8月，东阳市政府通过市小水电发展基金归还公司借款本金100.00万元。至2009年末，浙能集团合并重组发行人，发行人作为浙能集团子公司管理，上述款项尚有280.00万元未归还，且上述事项已过法律诉讼时效。出于对该笔省筹贷款的谨慎性判断，同时结合逾期时间长、法律诉讼时效过期等实际因素，发行人对该笔省筹贷款全额计提了坏账。该笔省筹贷款已于2022年全部清偿。

金华市沙畈水库管理处于1992年向发行人前身浙江省水利水电建设投资公司申请省筹贷款，同时在借款期内向发行人正常支付利息，但借款到期后并未按照约定归还借款而是多次签订展期合同。2015年，发行人与金华市沙畈水库管理处签订展期合同时，并约定由第三方金华市金兰水库管理处对此借款本息提供担保。金华市沙畈水库管理处的省筹贷款已于2021年全部清偿。

6、对中国太平洋财产保险股份有限公司的其他应收款项

截至2020年末，发行人对中国太平洋财产保险股份有限公司的其他应收款项系应收保险赔偿款，已于2021年收到。

7、对上海璞能融资租赁有限公司、国信国际工程咨询集团股份有限公司的保证金

发行人对上海璞能融资租赁有限公司的其他应收款项系融资租赁合同保证金，相关合同尚在执行，上述款项尚未到回收期限，且回收风险较小，按5%计提坏账准备。

发行人对国信国际工程咨询集团股份有限公司的其他应收款项系招投标保证金，上述款项尚未到回收期限，且回收风险较小，按 5% 计提坏账准备。

综上，报告期各期末，发行人主要其他应收款的形成均存在真实的交易背景和业务实质，具备商业合理性，对浙江省水电实业公司的代垫款项发行人根据谨慎性原则，结合实际情况，已对上述款项全额计提坏账准备；其余主要其他应收款项回收风险较小，相关坏账计提具备合理性和充分性。

二、中介机构核查意见

（一）核查程序

保荐机构及申报会计师履行了如下核查程序：

1、取得发行人应收账款明细，计算应收账款增长率、应收账款周转率、应收补贴款回收率等财务指标，与同行业可比公司进行对比分析；

2、了解发行人应收账款坏账准备计提情况，将应收账款坏账计提比例与首发招股书披露内容进行对比分析；

3、了解并核查公司并网发电光伏电站纳入补贴清单的情况，对于未纳入补贴清单的电站，取得发改委核准/备案批复、上网单价批复等资料，分析其纳入补贴清单是否存在障碍；

4、核查发行人应收账款回款情况，判断应收账款可回收性；

5、取得发行人其他应收款明细和坏账计提情况，了解形成原因和回收风险。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、报告期各期末，发行人应收账款较高且增长较快，增速高于同行业可比公司平均水平，主要系报告期内，发行人光伏和风电业务规模持续提升，增速超过同行业可比公司平均水平，相关新能源补贴回款周期较长所致，具备合理性；

2、应收账款坏账计提比例与首发招股书之间不存在实质性差异，符合《企业会计准则》有关规定，按照首发招股书的坏账计提比例测算应收账款坏账准备计提金额对经营业绩无影响；

3、发行人各类补贴款可回收性良好，坏账准备计提具备充分性，相关补贴长周期回款对发行人经营状况及现金流不存在重大不利影响；

4、报告期内应收账款组合 4 金额及占比增加主要系开始对外销售加氢设备，以及提供生产运行和设备管理委托服务体量有所增长所致，相关客户回款周期一般约为 1 年，信用状况良好，回款情况正常，未发生逾期无法回款的情形，与同行业可比公司类似业务的坏账计提政策不存在重大差异，坏账计提比例具备谨慎性；

5、发行人应收账款周转率下降主要系新能源补贴回款周期较长所致，低于行业平均水平主要系光伏业务占比较高所致；

6、发行人其他应收款的形成均存在真实的交易背景和业务实质，具备商业合理性，发行人已根据谨慎性原则，考虑回收风险，对其他应收款计提坏账准备，相关坏账计提具备合理性和充分性。

问题 9

申请人报告期末货币资金、有息负债余额较高，报告期内存在将部分存款存放于关联方浙能财务公司并取得利息收入的情况。请申请人补充说明：（1）货币资金金额较大的原因及合理性，报告期内货币资金主要构成情况、具体用途及存放管理情况，是否存在使用受限、与关联方资金共管、银行账户归集、非经营性资金占用等情形。（2）有息负债金额较大的原因，资产负债率高于行业平均水平的合理性。（3）最近三年一期财务费用构成中利息支出、利息收入等明细情况，利息收入与货币资金余额是否匹配。（4）结合可比上市公司情况，说明“存贷双高”的原因及合理性。

请保荐机构及会计师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）货币资金金额较大的原因及合理性，报告期内货币资金主要构成情况、具体用途及存放管理情况，是否存在使用受限、与关联方资金共管、银行账户归集、非经营性资金占用等情形。

1、货币资金金额较大的原因及合理性

报告期各期末，发行人货币资金分别为 129,559.65 万元、104,001.35 万元、383,537.97 万元和 406,719.85 万元。

截至 2021 年末，发行人货币资金金额较大，主要系：2021 年发行人首次公开募集资金净额 6.91 亿到账；原拟于 2021 年 12 月支付的 10 亿元收购款改为 2022 年 1 月支付。

截至 2022 年 6 月末，发行人货币资金金额较大，主要系：2022 年 6 月 29 日发行人向国家开发银行借入可再生能源补贴确权贷款 10 亿元，具体用于偿还项目公司存量债务，并于 2022 年 6 月 30 日以统借统还方式发放至项目公司。

同时，报告期内，发行人持续推动新项目建设，新增项目贷款体量较大，上述项目贷款通常根据未来一定期间的资金需求申请放款，收到款项后对该类贷款专款专用，依据建设进度逐步支取，报告期各期末，存在部分项目贷款已收款但

尚未支取。

2、报告期内货币资金主要构成情况、具体用途及存放管理情况

报告期各期末，发行人货币资金主要构成情况如下：

单位：万元

项 目	2022年 6月30日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
库存现金	-	-	0.03	0.07
银行存款	406,380.43	383,196.99	103,665.70	129,215.67
其中：财务公司存款	377,320.38	342,019.41	96,219.96	109,255.36
商业银行存款	29,060.05	41,177.58	7,445.74	19,960.31
其他货币资金	339.42	340.97	335.63	343.91
合计	406,719.85	383,537.97	104,001.35	129,559.65

报告期内，发行人库存现金主要存放于发行人处，用于零星支出；银行存款主要存放于财务公司和工商银行、中国银行、农业银行、建设银行、交通银行、招商银行、浦发银行、国家开发银行、宁波银行等各大商业银行，用于发行人日常经营所需资金支付及项目建设，如支付采购货款、支付在建工程款项、支付人员工资、缴纳税费、支付费用、支付借款本金及利息等；其他货币资金主要为发行人存放于浙江省省直单位住房基金管理中心的住房资金款，系国企改革时形成，用于支付国企员工住房补贴。

3、是否存在使用受限、与关联方资金共管、银行账户归集、非经营性资金占用等情形

报告期各期末，发行人使用受限的货币资金分别为 8,063.23 万元、3,698.98 万元、2,877.10 万元和 3,244.68 万元，在货币资金中占比分别为 6.22%、3.56%、0.75%和 0.80%，整体占比较小，具体情况如下：

单位：万元

项 目	2022年 6月30日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
其他货币资金-住房资金	339.37	339.37	335.63	343.91
银行存款	2,905.31	2,537.73	3,363.35	7,719.32
其中：为借款提供质押担保	307.52	524.77	111.33	1,204.97
定期存款及应计利息	2,000.00	-	2,423.01	4,536.47
贷款账户使用受限	-	2,012.96	829.01	1,977.88

项 目	2022年 6月30日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
融租租赁监管账户受限	597.80	-	-	-
合计	3,244.68	2,877.10	3,698.98	8,063.23

公司对货币资金管理高度重视，建立并持续完善内部财务管理体制，加强对货币资金的内部控制，不存在与关联方资金共管、银行账户归集、非经营性资金占用等情形。

（二）有息负债金额较大的原因，资产负债率高于行业平均水平的合理性

1、有息负债金额较大的原因

报告期各期末，发行人有息负债（短期借款+一年内到期的非流动负债+长期借款+应付债券+租赁负债+长期应付款，下同）分别为 1,278,913.41 万元、1,746,650.39 万元、2,434,852.35 万元、2,974,272.04 万元，金额较大，主要系报告期内，发行人持续新建和收购清洁能源发电项目，水电、光伏和风电合计控股并网装机容量由 2019 年末的 229.03 万千瓦增长至 2022 年 6 月末的 432.81 万千瓦，增幅为 88.98%，上述项目建设和收购资金需求量较大，导致长期借款规模较大所致，发行人有息负债金额较大的原因具备合理性。

2、资产负债率高于行业平均水平的合理性

报告期各期末，发行人与同行业可比公司资产负债率情况如下：

单位：%

公司名称	2022年6月 30日	2021年12月 31日	2020年12月 31日	2019年12月 31日
长江电力	44.91	42.08	46.10	49.40
华能水电	58.70	58.78	61.42	66.11
国投电力	63.69	63.52	63.92	66.89
川投能源	39.51	33.38	28.00	26.16
桂冠电力	53.07	55.69	56.77	61.04
龙源电力	62.93	61.59	61.71	61.01
三峡能源	66.05	64.73	67.43	58.33
江苏新能	57.77	59.31	54.00	39.32
上海电力	76.22	75.87	73.11	72.92
节能风电	68.95	71.12	68.07	65.61

公司名称	2022年6月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
太阳能	62.08	62.51	63.82	64.04
平均值	59.44	58.96	58.58	57.35
发行人	70.05	71.11	65.99	59.88

报告期各期末，发行人与同行业可比公司控股装机容量和增幅情况如下：

单位：万千瓦、%

项目	2022年6月30日		2021年12月31日		2020年12月31日		2019年12月31日
	控股装机容量	增幅	控股装机容量	增幅	控股装机容量	增幅	控股装机容量
长江电力	4,559.50	0.00	4,559.50	0.00	4,559.50	0.22	4,549.50
华能水电	未披露	未披露	2,318.38	0.00	2,318.38	0.00	2,318.38
国投电力	未披露	未披露	3,621.83	13.80	3,182.68	-6.56	3,406.23
桂冠电力	1,248.36	0.89	1,237.36	4.16	1,187.91	0.34	1,183.91
龙源电力	2,882.80	7.97	2,669.90	8.18	2,468.10	11.39	2,215.70
三峡能源	2,510.09	9.63	2,289.63	46.62	1,561.61	46.37	1,066.88
江苏新能	155.00	-	155.00	28.52	120.60	14.30	105.51
上海电力	1,979.05	3.87	1,905.31	13.66	1,676.29	5.98	1,581.69
节能风电	533.41	3.53	515.20	28.63	400.53	28.97	310.55
太阳能	726.00	19.21	609.00	20.83	504.00	1.41	497.00
平均值	-	7.04	-	-22.02	-	-14.05	-
发行人	432.81	14.07	379.41	41.25	268.61	17.28	229.03

注：川投能源未单独披露控股装机容量，华能水电、国投电力未披露截至2022年6月末控股装机容量，故予以剔除。

报告期各期末，发行人资产负债率高于行业平均水平，主要系：（1）与以火电和水电相比，风电和光伏等新能源发电企业资产负债率水平较高，报告期各期末，同行业可比公司中，风电和光伏等新能源发电业务占比较高的企业（龙源电力、三峡能源、江苏新能、节能风电和太阳能）资产负债率平均值分别为57.66%、63.01%、63.85%和63.56%，高于可比公司整体平均值；（2）报告期内，发行人新建和收购清洁能源发电项目投入较大，控股装机容量增速明显高于同行业可比公司，整体资金需求量较高，导致负债规模较大所致，具备合理性。

（三）最近三年一期财务费用构成中利息支出、利息收入等明细情况，利息收入与货币资金余额是否匹配。

报告期内，发行人财务费用构成中利息支出、利息收入等明细情况和货币资

金规模情况如下：

单位：万元

项目	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
利息费用总额	58,826.34	93,334.47	76,296.01	45,279.97
减：利息资本化	250.86	22,015.03	17,925.77	3,010.79
利息收入	882.85	934.23	707.59	1,065.30
手续费及其他	97.95	156.77	106.45	729.17
合计	57,790.58	70,541.97	57,769.10	41,933.06
货币资金平均余额	395,128.91	243,769.66	116,780.50	196,473.95
平均年化存款利率	0.45%	0.38%	0.61%	0.54%

注1：货币资金平均余额=（上期期末余额+本期期末余额）/2；

注2：平均年化存款利率=利息收入/货币资金平均余额，2022年1-6月数据已进行年化处理。

报告期内，发行人货币资金主要以活期存款或定期存款的形式存放。根据中国人民银行公布的存款基准利率，报告期内，国内人民币活期存款的基准利率为0.35%，协定存款的基准利率为1.00%，发行人平均年化存款利率处于上述基准利率区间之内。其中2020年度平均年化存款利率较大，主要系存放于协定存款账户的货币资金金额较大且存放时间较长，协定存款相对活期存款利率较高所致；2021年度平均年化存款利率较小，主要系2021年下半年新增借款规模较大，导致2021年末货币资金余额较大所致。综上，报告期内，发行人利息收入与货币资金余额具备匹配性。

（四）结合可比上市公司情况，说明“存贷双高”的原因及合理性

报告期各期末，发行人与同行业可比公司货币资金和有息负债在总资产中的占比情况如下：

单位：%

项目	公司名称	2022年 6月30日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
货币资金/ 总资产	长江电力	3.08	3.02	2.79	2.47
	华能水电	1.47	0.94	0.97	1.39
	国投电力	5.23	3.68	4.23	3.75
	川投能源	3.86	2.08	1.46	1.90
	桂冠电力	2.27	3.51	4.21	4.24
	龙源电力	6.98	2.04	3.20	2.20
	三峡能源	6.41	6.02	1.33	4.21

项目	公司名称	2022年 6月30日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
	江苏新能	7.64	7.19	9.16	9.41
	上海电力	6.30	3.76	4.50	5.87
	节能风电	5.86	4.24	6.38	6.05
	太阳能	3.63	3.42	3.68	2.86
	平均值	4.80	3.63	3.81	4.03
	发行人	8.66	9.29	3.49	5.36
有息负债/ 总资产	长江电力	33.81	34.29	36.28	38.26
	华能水电	48.55	50.67	51.68	56.16
	国投电力	56.17	54.88	57.69	58.81
	川投能源	28.53	26.59	23.23	21.22
	桂冠电力	46.88	47.71	51.40	56.07
	龙源电力	47.10	47.42	46.26	47.61
	三峡能源	54.17	52.24	55.30	47.73
	江苏新能	46.36	44.54	46.31	32.08
	上海电力	59.83	55.29	55.01	52.26
	节能风电	60.40	61.32	58.84	57.38
	太阳能	55.78	57.01	56.51	54.73
	平均值	48.87	48.36	48.96	47.48
	发行人	63.33	58.98	58.67	52.87
	货币资金/ 有息负债	长江电力	9.11	8.81	7.69
华能水电		3.03	1.86	1.88	2.48
国投电力		9.31	6.71	7.33	6.38
川投能源		13.53	7.82	6.28	8.95
桂冠电力		4.84	7.36	8.19	7.56
龙源电力		14.82	4.30	6.92	4.62
三峡能源		11.83	11.52	2.41	8.82
江苏新能		16.48	16.14	19.78	29.33
上海电力		10.53	6.80	8.18	11.23
节能风电		9.70	6.91	10.84	10.54
太阳能		6.51	6.00	6.51	5.23
平均值		9.97	7.66	7.82	9.24
发行人		13.67	15.75	5.95	10.14

货币资金方面，发行人截至 2021 年末和 2022 年 6 月末货币资金在总资产中占比高于同行业可比公司平均水平；有息负债方面，报告期各期末，发行人有息负债在总资产中占比高于同行业可比公司平均水平。具体原因如下：

1、截至 2021 年末和 2022 年 6 月末，发行人货币资金在总资产中占比较高存在时点因素

报告期各期末，发行人货币资金占总资产比例分别为 5.36%、3.49%、9.29% 和 8.66%；同行业可比公司货币资金占总资产比例分别 4.03%、3.81%、3.63% 和 4.80%。

发行人货币资金占总资产比例在 2021 年末及 2022 年 6 月末较高，存在时点因素。截至 2021 年末，发行人货币资金占总资产比例较高，主要系原拟于 2021 年 12 月支付的 19.82 亿元水电站收购款改为 2022 年 1 月支付；截至 2022 年 6 月末发行人货币资金占总资产比例较高，主要系 2022 年 6 月 29 日发行人向国家开发银行借入可再生能源补贴确权贷款 10 亿元，具体用于偿还项目公司存量债务，并于 2022 年 6 月 30 日以统借统还方式发放至项目公司。

扣除上述特殊时点因素影响，截至 2021 年末及 2022 年 6 月末，发行人货币资金占总资产比例分别为 4.72% 和 6.67%，虽高于同行业可比公司平均水平，但仍处于同行业可比公司区间范围内。同时，新能源行业可比公司货币资金在总资产中占比相对较高，截至 2021 年末及 2022 年 6 月末，龙源电力、三峡能源、江苏新能、节能风电（太阳能存在部分太阳能产品制造业务，故予以剔除）货币资金占总资产比例平均值分别为 4.87% 和 6.72%，与发行人货币资金占总资产比例基本相当。

2、剔除时点因素影响后，发行人货币资金与有息负债之比低于同行业可比公司或与同行业可比公司相当

报告期各期末，发行人货币资金与有息负债之比分别为 10.14%、5.95%、15.75% 和 13.67%，同行业可比公司货币资金与有息负债之比分别为 9.24%、7.82%、7.66% 和 9.97%。

截至 2019 年末，发行人货币资金与有息负债之比与同行业可比公司基本持平；截至 2020 年末，发行人货币资金与有息负债之比与低于同行业可比公司。

发行人货币资金在 2021 年末及 2022 年 6 月末较高，存在时点因素。扣除上述特殊时点因素影响，截至 2021 年末及 2022 年 6 月末，发行人货币资金余额/有息负债分别为 7.61% 和 10.31%，与同行业可比公司基本持平。

3、发行人不同项目公司根据自身生产经营需要，合理确定货币资金和有息负债规模，不存在非合理“存贷双高”的情形

2021 年末和 2022 年 6 月末，发行人货币资金超过 1 亿元且有息负债超过 5 亿元的项目公司情况如下：

单位：万元

公司名称	货币资金	有息负债
2022 年 6 月 30 日		
新疆电力	26,183.43	93,802.92
聚阳能源	21,714.94	52,401.61
博州新能源	12,103.54	75,518.54
2021 年 12 月 31 日		
沙湾水电	96,483.75	225,035.44
江苏双创新能	20,864.59	362,164.78

其中，部分项目公司货币资金和有息负债余额均较高的原因如下：

(1) 截至 2021 年末，沙湾水电尚未支付部分收购沙湾水电站的现金对价；

(2) 江苏双创新能下属江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目于 2021 年 10 月实现全容量并网，项目总投资较高，贷款规模较大；同时，预留部分货币资金用于支付剩余工程和设备款项，因此，截至 2021 年末，货币资金和有息负债余额均较高；

(3) 2022 年 6 月 29 日，发行人向国家开发银行借入可再生能源补贴确权贷款 10 亿元，具体用于偿还包括新疆电力、聚阳能源、博州新能源等在内的 7 家项目公司存量债务，并于 2022 年 6 月 30 日以统借统还方式发放至项目公司，导致截至 2022 年 6 月末，新疆电力、聚阳能源、博州新能源货币资金和有息负债余额均较高。

除上述情形外，发行人其余项目公司不存在货币资金和有息负债余额均较高的情况。

4、发行人持续扩张业务规模，需维持充足的资金储备

报告期内，发行人新建和收购清洁能源发电项目投入较大，水电、光伏和风电合计控股并网装机容量由 2019 年末的 229.03 万千瓦增长至 2022 年 6 月末的 432.81 万千瓦，增幅为 88.98%，高于同行业可比公司平均水平，上述项目建设和收购整体资金需求量较高，导致有息负债和货币资金的规模均较大。

近年来，发行人持续提升装机容量，扩张业务规模，需维持充足的资金储备。2022 年下半年起，发行人莎车、塔县、克拉玛依、博乐、张北、宁东等地新项目拟开始投资建设，且拟收购部分水电、风电项目，资金需求超过 20 亿元。发行人根据未来资金使用安排以及偿债计划，预留安全资金边界，降低财务风险。

5、发行人项目贷款体量较大，到账后依据建设进度逐步支取

发行人项目贷款体量较大，通常根据未来一定期间的资金需求申请金融机构放款，收到款项后对该类贷款专款专用，依据建设进度逐步支取，项目在建期间存在短期账面留存的项目贷款规模较大的窗口期。

6、发行人为把握投资机遇，储备部分投资资金

近年来，在“碳达峰、碳中和”的政策背景下，电力企业加大投入，扩大自身新能源装机规模，新能源发电领域新建项目指标和收购项目机会的竞争日益加剧，发行人需及时把握良好的投资机遇，提前储备部分可用于投资的资金，以在激烈的竞争中占得先机，通过新建和收购项目进一步提升装机水平，增强核心竞争力。

综上，报告期各期末，发行人“存贷双高”的原因具备合理性。

二、中介机构核查意见

（一）核查程序

保荐机构及申报会计师履行了如下核查程序：

1、取得发行人货币资金和有息负债明细；

2、了解发行人与货币资金相关的内部控制制度，取得发行人银行开户清单，并检查银行账户名称、性质和存放方式、余额、利率及使用受限情况等情况；

3、计算发行人资产负债率等财务指标，并与同行业可比上市公司进行对比分析；

4、查阅发行人财务费用明细，计算平均年化存款利率，分析利息收入与货币资金余额的匹配性。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、发行人货币资金金额较大主要系时点因素影响，相关原因具备合理性，报告期内货币资金主要为银行存款，用于日常经营和项目建设，存放于财务公司和各大商业银行，受限货币资金占比较小，不存在与关联方资金共管、银行账户归集、非经营性资金占用等情形；

2、发行人有息负债金额较大，资产负债率高于行业平均水平主要系新建和收购清洁能源发电项目投入较大，控股装机容量增速明显高于同行业公司，整体资金需求量较高，导致负债规模较大所致，具备合理性；

3、发行人利息收入与货币资金余额具备匹配性；

4、与同行业可比上市公司相比，发行人“存贷双高”主要系时点因素影响，相关原因具备合理性。

问题 10

报告期内，申请人存在对外收购水电、光伏发电相关资产的情形，部分收购标的采用的评估方法为资产基础法。请申请人补充说明：（1）报告期内对外收购的基本情况、业绩状况，收购定价与经评估净资产价值的差异，相关商誉确认情况，并结合评估方法、参数选取、模型恰当性等说明收购定价的公允性。（2）报告期内部分收购标的净资产为零的原因及收购合理性，申请人与资产出售方是否存在关联关系或其他利益安排，并结合上述公司报告期业绩情况，说明是否存在亏损及减值风险，资产减值准备计提是否充分。（3）结合公司商誉形成原因、最近一期末的明细情况，并对照《会计监管风险提示第 8 号-商誉减值》进行充分说明和披露。（4）子公司、合营公司、联营公司是否存在设立后长期未开展经营的情形，说明相关项目的具体情况、未运营的原因及后续安排。

请保荐机构及会计师发表核查意见。

回复：

一、事实情况说明

（一）报告期内对外收购的基本情况、业绩状况，收购定价与经评估净资产价值的差异，相关商誉确认情况，并结合评估方法、参数选取、模型恰当性等说明收购定价的公允性。

1、报告期内对外收购基本情况

报告期内，发行人对外收购基本情况如下：

单位：万元

公司名称	收购股比	购买时间	交易对价	收购股比对应经评估归母净资产价值	确认商誉	评估方法	是否构成关联交易
江苏双创新能	51.00	2019.2	4,078.34	4,074.02	4.31	资产法	否
青海新能源	90.00	2019.12	-	-	-	资产法	否
清能发展	53.50	2019.12	66,904.02	66,973.25	-	资产法	是
宁夏新能源	100.00	2019.12	800.00	800.00	-	资产法	是
聚和新能源	100.00	2020.4	-	-	-	资产法	否
光煦新能源	100.00	2021.4	-	-	-	资产法	否
武强特百乐	90.00	2021.9	-	-	-	资产法	否

公司名称	收购股比	购买时间	交易对价	收购股比对应经评估归母净资产价值	确认商誉	评估方法	是否构成关联交易
四川沙湾水电站	100.00	2021.9	215,306.48	220,236.07	-	收益法	否
四川长柏水电站	100.00	2021.9	23,886.27	25,267.38	-	收益法	否
瓜州新能源	100.00	2022.1	586.93	586.93	-	资产法	否
青海华拓新能源	100.00	2022.3	50,254.00	50,254.00	-	收益法	否
青海华恒新能源	100.00	2022.3					否
青海华益新能源	100.00	2022.3					否
青海华俊新能源	50.00	2022.3					否
远景绥滨	95.00	2022.4	57,974.81	58,034.62	-	收益法	否
建德浙光	100.00	2022.5	-	-	-	资产法	否
镇江领翌	100.00	2022.6	-	-	-	资产法	否
常山电力	100.00	2022.5	-	-	-	资产法	否

注：上表中仅列示纳入合并报表范围内的对外收购，其中青海华俊新能源仅收购 50% 股权，不纳入合并报表范围，由于将青海华拓新能源 100% 股权、青海华恒新能源 100% 股权、青海华益新能源 100% 股权和青海华俊新能源 50% 股权整体确定交易对价，故在上表中一并列示。

2、业绩状况

报告期内，上述收购标的资产收购后实现的归母净利润情况如下：

单位：万元

公司名称	2022 年 1-6 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
江苏双创新能	5,934.99	3,470.48	-61.48	-
青海新能源	893.00	542.00	-49.46	-
清能发展	8,740.16	17,739.83	21,997.65	-
宁夏新能源	857.25	2,723.82	-3.88	-
聚和新能源	207.10	462.65	-	-
光煦新能源	1,940.95	-	-	-
武强特百乐	50.70	-	-	-
四川沙湾水电站	893.85	-	-	-
四川长柏水电站	195.53	-	-	-

注：从上述收购标的资产收购完成下一期开始列示业绩情况。

报告期内，上述收购标的资产收购后，整体业绩情况良好，存在部分标的资产相关项目尚在建设中，收购后初期存在小规模亏损，后续相关项目建成投产后均实现盈利。

3、收购定价与经评估净资产价值的差异，相关商誉确认情况

上述收购定价为交易双方根据评估结果，结合标的资产合规性瑕疵、消缺事项等因素友好协商确定，导致部分采用收益法进行评估的交易定价与评估结果略有差异，其中江苏双创新能 51.00% 股权收购定价略高于收购股比对应的经评估净资产价值，已将差异确认为商誉；其他收购不存在收购定价高于收购股比对应的经评估净资产价值的情形，无需确认商誉。

4、结合评估方法、参数选取、模型恰当性等说明收购定价的公允性

(1) 评估方法

对于已投产运营、发电量和电价较为稳定、运营成本具备可预测性的项目，收益法能够更为客观、合理地反映股权或资产组的价值，故选择收益法进行评估；对于筹建、在建或尚未成熟运营、未来收益和成本无法进行合理预测的项目，各项资产负债权属基本清晰，能够合理评估计价，故选择资产基础法进行评估。

(2) 资产基础法模型恰当性和参数选取

1) 资产基础法模型

股东全部权益价值=各项资产评估值之和-各项负债评估值之和

2) 资产基础法主要参数选取

序号	项目	评估过程
1	货币资金、应收账款、预付账款、其他流动资产等流动资产，在建工程、长期待摊费用、其他非流动资产等非流动资产，以及各项负债	以核实后的账面金额确认评估值
2	构筑物、机器设备等固定资产	评估值=重置成本*成新率
3	土地使用权	选择市场比较法等土地使用权评估方法确定评估值
4	长期股权投资	根据长期股权投资具体情况，采用资产基础法或收益法对其全部股权价值进行评估，根据股权比例测算评估值

(3) 收益法模型恰当性和参数选取

1) 收益法模型

① 股东全部权益价值

公式 1: 股东全部权益价值 = 企业整体价值 - 付息负债价值

公式 2: 企业整体价值 = 企业自由现金流现值 + 溢余及非经营性资产价值 - 非经营性负债价值

公式 3: 企业自由现金流 = 息税前利润 × (1 - 所得税率) + 折旧与摊销 - 资本性支出 - 营运资金净增加额

② 资产组价值

公式 1: 资产组整体价值 = 资产组自由现金流现值 + 溢余及非经营性资产价值 - 非经营性负债价值

公式 2: 资产组自由现金流 = 息税前利润 × (1 - 所得税率) + 折旧与摊销 - 资本性支出 - 营运资金净增加额

2) 收益法主要参数选取

序号	项目	评估过程
1	收入	结合历史期电价、发电量、当地政策等因素确定预测期电价、发电量，计算收入
2	职工薪酬、运维费、修理费等成本	根据历史期情况进行预测
3	折旧和摊销	根据固定资产和无形资产的账面原值、折旧和摊销政策计算
4	管理费用等费用	根据历史期情况进行预测
5	所得税率	结合历史期情况、税收优惠政策等因素进行预测
6	资本性支出	结合历史期情况、未来发展规划等因素进行预测
7	营运资金	根据历史期情况进行预测
8	收益期	根据剩余运营年限进行预测
9	折现率	选取加权平均资本成本 (WACC) 确定，其中股权资本成本根据 CAPM 模型计算
10	溢余及非经营性资产价值、非经营性负债价值、付息负债价值	采用成本法进行单独分析和评估

(4) 收购定价的公允性

报告期内，发行人对外收购估值情况如下：

单位：万元

公司名称	标的公司主营业务	收购股比	购买时间	交易对价	收购股比对应归母净资产价值	评估方法	是否构成关联交易	PB
江苏双创新能	风电	51.00	2019.2	4,078.34	4,078.34	资产法	否	1.00
清能发展	投资平台（光伏）	53.50	2019.12	66,904.02	42,574.38	资产法	是	1.57
宁夏新能源	风电	100.00	2019.12	800.00	800.00	资产法	是	1.00
四川沙湾水电站	水电	100.00	2021.9	239,192.75	133,705.42	收益法	否	1.79
四川长柏水电站	水电	100.00	2021.9			收益法	否	
瓜州新能源	风电	100.00	2022.1	586.93	586.93	资产法	否	1.00
青海华拓新能源	光伏	100.00	2022.3	50,254.00	44,895.11	收益法	否	1.12
青海华恒新能源	光伏	100.00	2022.3				否	
青海华益新能源	风电、光伏	100.00	2022.3				否	
青海华俊新能源	风电、光伏	50.00	2022.3				否	
远景绥滨	风电	95.00	2022.4	57,974.81	25,404.62	收益法	否	2.40

报告期内，水电、光伏、风电发电可比交易估值情况如下：

单位：万元

买方	卖方	标的资产	标的资产主营业务	交易对价	PB	交易完成日期
晋控电力	晋能电力集团	天桥水电100%股权	水电	55,616.65	1.22	2022-1-13
三峡水利	重庆新禹;嘉兴宝亨投资合伙企业（有限合伙）、两江集团;长江电力、重庆长兴水利水电有限公司、渝物兴物流产业基金、东升铝业、培元投资;西藏源瀚创业投资管理有限责任公司、淄博正杰经贸有限公司、重庆金罗盘投资管理有限公司、东莞市三盛刀锯有限公司、重庆市涪陵区聚恒能源有限公司、重庆涪陵能源实业集团有限公	联合能源88.41%股权	水电	653,507.60	1.07	2020-5-29
		长兴电力100%股权	水电		1.85	2020-5-29

买方	卖方	标的资产	标的资产 主营业务	交易对价	PB	交易 完成日期
	司、周泽勇、刘长美、周淋、谭明东、鲁争鸣、吴正伟、倪守祥、颜中述、三峡电能有限公司、重庆市中涪南热电有限公司					
华能水电	紫石资本投资管理有限公司	金中公司 11%股权	水电	199,800.00	2.69	2019-12-13
广安爱众	围海能投	龙凤水电 100%股权	水电	19,400.00	1.53	2019-7-11
二局股份	哈密东方民生	木垒东方民生 100%股权	水电	400.00	1.00	2019-3-29
三峡能源	卧龙电气银川变压器	中宁银变 100%股权	风电	18,648.00	1.16	2021-9-29
顺发恒业	普星聚能股份公司	德迦风电 100%股权	风电	18,865.16	1.00	2021-6-28
弘昌晟集团	汇通能源	内蒙古投资 100%股权	投资平台 (风电)	-	3.30	2019-5-23
金开新能	天合光能	星星风电 65%股权	风电	60,355.55	1.00	2021-6-28
		常州长合 90%股权	光伏、 风电		1.07	2022-6-23
和顺电气	西安乐叶绿晓电力科技有限公司	枣庄电力 100%股权	光伏	21.42	1.91	2022-4-27
赣能股份	展宇新能	宇浩光伏 100%股权	光伏	138.68	1.00	2022-4-25
鑫麦穗投资	国家电投集团东方新能源股份有限公司	绿动电力 46.15%股权;	光伏、 风电	100,000.00	2.10	2021-12-31
	国家电投集团产融控股股份有限公司	阜城新能源 42.87%股权	光伏、 风电		2.07	2021-12-31

报告期内，发行人水电板块收购 PB 为 1.79，可比交易 PB 区间为 1.00-2.69；风电板块收购 PB 区间为 1.00-2.40，可比交易 PB 区间为 1.00-3.30；光伏板块收购 PB 为 1.12-1.57，可比交易 PB 区间 1.00-2.10。报告期内，发行人对外收购估值水平均在可比交易区间内，相关收购定价具备公允性。

综上，发行人报告期内对外收购评估方法、参数选取、模型具备恰当性，根据评估结果确定的收购定价具备公允性。

(二) 报告期内部分收购标的净资产为零的原因及收购合理性, 申请人与资产出售方是否存在关联关系或其他利益安排, 并结合上述公司报告期业绩情况, 说明是否存在亏损及减值风险, 资产减值准备计提是否充分。

1、报告期内部分收购标的净资产为零的原因及收购合理性, 申请人与资产出售方是否存在关联关系或其他利益安排

报告期内, 部分收购标的净资产为零的具体情况如下:

单位: 万元

公司名称	购买时间	对应项目	转让方	评估基准日	截至评估基准日总资产(合并口径)	截至评估基准日是否实现收入和盈利	交易对价	评估方法	是否构成关联交易
青海新能源	2019.12	海西华汇大柴旦 50 兆瓦风力发电项目	海西华汇化工机械有限公司	2019.8.31	100.00	否	-	资产法	否
聚和新能源	2020.4	宁海成塘 22MWp 渔光互补发电项目	陈涛、孙先德	2019.12.31	141.02	否	-	资产法	否
光煦新能源	2021.4	丹阳市延陵镇 80MW 渔光互补光伏发电项目	王骏、张宇骋	2020.12.31	0.00	否	-	资产法	否
武强特百乐	2021.9	武强县 30 兆瓦农光互补项目	特百乐农业发展河北有限公司	2021.6.30	0.25	否	-	资产法	否
建德浙光	2022.5	建德市中策橡胶(建德)有限公司 14.5 兆瓦屋顶分布式光伏发电项目	杭州惠嘉信息科技有限公司	2022.3.31	30.00	否	-	资产法	否
镇江领翌	2022.6	丹阳市延陵镇 150MW 渔光互补光伏发电项目、丹阳市陵口镇 50MW 渔光互补光伏发电项目	王彩萍、胡俊芳	2022.1.31	2,606.79	否	-	资产法	否
常山电力	2022.5	常山县大桥头乡 100MW “农业+新能源”光伏发电项目、常山城乡生活垃圾填埋场 6MW 光伏发电项目、常山县青石镇天井头村 6MW+6MW 农光互补发电项目	衢州构树农业开发有限公司、杭州唯承投资有限公司	2021.12.31	73.00	否	-	资产法	否

报告期内, 部分标的资产下属新能源发电项目尚处于前期开发阶段, 未开始建设, 发行人收购上述标的资产后, 依托自身新能源发电项目开发建设优势, 开展项目建设工作, 助力业务规模快速扩张, 积极响应“碳达峰、碳中和”的战略目标, 报告期内部分收购标的净资产为零的原因具备合理性。发行人与资产出售方均不存在关联关系或其他利益安排。

2、结合上述公司报告期业绩情况，说明是否存在亏损及减值风险，资产减值准备计提是否充分

报告期内，上述公司收购后实现的归母净利润情况如下：

单位：万元

公司名称	2022年1-6月	2021年度	2020年度	2019年度
青海新能源	893.00	542.00	-49.46	-
聚和新能源	207.10	462.65	-	-
光煦新能源	1,940.95	-	-	-
武强特百乐	50.70	-	-	-

注：从上述收购标的资产收购完成下一期开始列示业绩情况。

此外，建德浙光、镇江领翌和常山电力相关项目尚在建设中，截至2022年6月末，在建工程余额分别为3,608.93万元、54.86万元和146.52万元。

上述公司下属项目中，除青海新能源下属海西华汇大柴旦50兆瓦风力发电项目正在申报纳入补贴目录，预计不存在实质性障碍；聚和新能源下属宁海成塘22MWp渔光互补发电项目已于2021年纳入补贴目录外；其余均为平价上网项目。上述公司收购后相关项目建设情况正常，建成投产后业绩情况良好，不存在亏损及减值风险，无需计提资产减值准备。

(三) 结合公司商誉形成原因、最近一期末的明细情况，并对照《会计监管风险提示第8号-商誉减值》进行充分说明和披露。

1、公司商誉形成原因、最近一期末的明细情况

根据《企业会计准则第20号——企业合并》的规定，在非同一控制下的企业合并中，购买方对合并成本大于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，应当确认为商誉。报告期内，发行人商誉主要系收购其他清洁能源发电公司所形成。

截至2022年6月末，发行人商誉明细情况如下：

单位：万元

被投资公司	账面原值	商誉减值准备	账面价值
大洋水电	271.27	271.27	-
岩樟溪水电	960.46	-	960.46
安民水电	1,127.25	-	1,127.25

被投资公司	账面原值	商誉减值准备	账面价值
金昌帷盛	608.39	407.81	200.58
民勤光伏	499.01	-	499.01
敦煌光伏	5,336.52	549.36	4,787.17
瓜州光伏	493.61	262.80	230.81
江苏双创新能	4.31	-	4.31
合计	9,300.83	1,491.25	7,809.59

2、对照《会计监管风险提示第8号-商誉减值》进行充分说明和披露

发行人根据《企业会计准则第8号-资产减值》《会计监管风险提示第8号-商誉减值》的规定，对商誉进行了减值测试和披露，具体处理如下：

(1) 发行人定期及时进行商誉减值测试并重点关注特定减值迹象

按照《企业会计准则第8号-资产减值》的规定，发行人应当在资产负债表日判断是否存在可能发生资产减值的迹象。对企业合并所形成的商誉，发行人应当至少在每年年度终了进行减值测试。

《会计监管风险提示第8号-商誉减值》的规定中，特定减值迹象如下：

1) 现金流或经营利润持续恶化或明显低于形成商誉时的预期，特别是被收购方未实现承诺的业绩；

2) 所处行业产能过剩，相关产业政策、产品与服务的市场状况或市场竞争程度发生明显不利变化；

3) 相关业务技术壁垒较低或技术快速进步，产品与服务易被模仿或已升级换代，盈利现状难以维持；

4) 核心团队发生明显不利变化，且短期内难以恢复；

5) 与特定行政许可、特许经营资格、特定合同项目等资质存在密切关联的商誉，相关资质的市场惯例已发生变化，如放开经营资质的行政许可、特许经营或特定合同到期无法接续等；

6) 客观环境的变化导致市场投资报酬率在当期已经明显提高，且没有证据表明短期内会下降；

7) 经营所处国家或地区的风险突出, 如面临外汇管制、恶性通货膨胀、宏观经济恶化等。

对照《会计监管风险提示第 8 号-商誉减值》重点关注特定减值迹象, 发行人在进行商誉减值测试时, 已充分关注商誉所在资产组或资产组组合的宏观环境、行业环境、实际经营状况及未来经营规划等因素, 结合已获取的内部与外部信息, 合理判断、识别商誉减值迹象, 并结合商誉减值测算结果对存在减值的对象计提了商誉减值准备。

(2) 合理将商誉分摊至资产组或资产组组合进行减值测试

发行人根据《企业会计准则第 8 号-资产减值》的规定, 充分考虑资产组产生现金流入的独立性、企业合并所产生的协同效应、与商誉相关的资产组或资产组组合与形成商誉时收购的子公司股权的区别、是否存在归属于少数股东的商誉的影响。

截至 2022 年 6 月末, 发行人商誉所在各资产组或资产组组合由各子公司长期资产和运营资金构成, 各子公司均独立运营清洁水电、光伏或风电项目, 可以独立产生现金流量, 均有独立的人员、发电设备, 独立的客户、供应商等, 可以通过采购、生产、销售活动独立产生现金流量, 因此均认定为单独的资产组, 企业合并形成的商誉均被分配至相对应的子公司进行减值测试。

发行人在认定资产组或资产组组合时已充分考虑管理层对生产经营活动的管理或监控方式和对资产的持续使用或处置的决策方式, 认定的资产组或资产组组合未包括与商誉无关的不应纳入资产组的单独资产及负债。发行人自购买日起按照一贯、合理的方法将商誉账面价值分摊至相关的资产组并进行减值测试。

(3) 商誉减值测试过程和会计处理

根据《企业会计准则第 8 号-资产减值》、《会计监管风险提示第 8 号-商誉减值》的相关规定, 企业合并所形成的商誉, 至少应当在每年年度终了进行减值测试。发行人每个年度终了, 无论因企业合并所形成的商誉是否存在减值迹象, 均会对所有商誉进行减值测试。商誉的减值测试结合与其相关的资产组或者资产组组合进行。报告期末商誉减值测试的方法、过程及参数选择如下:

1) 商誉减值测试的方法

发行人商誉减值测试采用收益法进行评估，资产组的可收回金额按照资产组的预计未来现金流量的现值确定。预计未来现金流量根据管理层批准的上述资产组五年期的财务预算为基础，五年以后的永续现金流量在考虑资产组所在国家或地区以及行业的长期平均增长率后按照详细预测期最后一年的水平确定。对资产组进行现金流量预测时采用的其他关键假设包括预计营业收入、营业成本、增长率以及相关费用等，上述假设基于公司过去的经营业绩、行业发展趋势以及管理层对市场发展的预期。

2) 商誉减值测试关键参数说明

商誉减值测试的关键参数主要为预测期、折现率、预计未来现金流量等，关键参数说明如下：

①预测期

根据被并购方目前经营状况、业务特点、市场供需情况，并综合分析考虑资产组所包含的主要资产的剩余可使用年限等因素，确定水电公司收益期为无限期，预测期为资产负债表日后五个年度，之后为永续期，现金流保持不变；光伏公司收益期和预测期为剩余运营年限。

②折现率

考虑到企业收益额主要来源于资产组的收益额，按照收益额与折现率口径一致的原则，折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

$$WACCBT = (K_e \times \frac{E}{D+E}) \div (1-T) + K_d \times \frac{D}{D+E}$$

式中：WACCBT——税前加权平均资本成本；

K_e ——权益资本成本；

K_d ——债务资本成本；

T ——所得税率；

$\frac{D}{E}$ ——目标资本结构。

债务资本成本 K_d 采用 5 年期以上的 LPR 贷款基准利率，权数采用目标资本

结构计算取得。

权益资本成本按国际通常使用的 CAPM 模型求取，计算公式如下：

$$K_e = R_f + \text{Beta} \times \text{ERP} + R_e$$

式中：Ke：权益资本成本

Rf：资本目前的无风险利率

Beta：风险权益的系统风险系数

ERP：系统市场的风险溢价

Re：的风企业特定风险调整系数

A、无风险收益率（Rf）

国债收益率通常被认为是无风险的，因持有该债权到期不能兑付的风险很小。公司采用年限为 10 年期或以上固定利率国债的到期收益率的平均值作为无风险报酬率。

B、市场风险溢价

市场风险溢价是预期未来较长期间市场证券组合收益率与无风险利率之间的差额。市场风险溢价的确定既可以依靠历史数据，也可以基于事前估算。在成熟证券市场中，由于有较长的资本市场历史数据、市场有效性较强，市场总体的股权风险溢价可以直接通过分析历史数据取得。

公司通过参考沪深 300 指数成份股的净资产收益率的基础上获得 10 期的几何平均数，得到市场风险溢价比例。

C、β 的计算

β 系数是特定收益股票（或股票组合收益）的系统风险度量，反映特定股票收益与股票组合收益的风险背离程度。公司选择沪深 300 指数作为市场组合，选中可参照的同行业同类型上市公司的 β 系数来间接确定所评估企业的 β 系数。

D、股权资本成本的计算

通过以上计算，依据 $K_e = R_f + \beta \times \text{ERP}$ ，计算出股权资本成本。

E、债务资本成本

债务资本成本的计算以中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心于资产负债表日公布的 5 年期以上 LPR 为基础，计算期间发布的利率。

F、折现率的计算

通过以上计算及依据，计算出折现率。

3) 商誉减值测试情况

截至 2021 年末，发行人商誉减值测试情况如下：

单位：万元

被投资公司	资产组账面价值	商誉账面价值	归属于少数股东权益的商誉账面价值	包含完整商誉的资产组账面价值	预计未来现金流量现值	是否减值	收购时间	初始计提减值准备时间
大洋水电	-	-	-	-	-	-	2011.5	2019 年末
岩樟溪水电	13,264.77	960.46	451.98	14,677.22	20,267.00	否	2012.8	不适用
安民水电	7,069.69	1,127.25	662.03	8,858.97	10,723.00	否	2010.4	不适用
金昌帷盛	14,155.64	608.39	584.53	15,348.55	15,204.00	是	2018.4	2019 年末
民勤光伏	28,258.43	499.01	479.44	29,236.89	30,932.00	否	2018.5	不适用
敦煌光伏	54,980.40	5,336.52	5,127.25	65,444.18	64,367.00	是	2018.2	2019 年末
瓜州光伏	11,239.43	493.61	474.26	12,207.30	11,692.00	是	2018.2	2021 年末
江苏双创新能	-	-	-	-	-	-	2019.2	不适用

注 1：大洋水电已于 2019 年末全额计提减值准备，故 2021 年末未进行减值测试；

注 2：截至 2021 年末，江苏双创新能商誉账面原值为 4.31 万元，金额较小，低于重要性水平，故不进行减值测试。

经测试，发行人对金昌帷盛、敦煌光伏、瓜州光伏商誉计提减值准备。

(4) 商誉减值的信息披露

公司已按照《企业会计准则》《公开发行证券的公司信息披露编报规则第 15 号——财务报告的一般规定（2014 年修订）》（证监会公告〔2014〕54 号）的规定，在财务报告中详细披露与商誉减值相关的、对财务报表使用者作出决策有用的所有重要信息。

(5) 补充披露情况

上述内容已在尽职调查报告之“第七章 发行人财务状况”之“六、发行人主要资产状况”之“（三）非流动资产构成及变化”之“8、商誉”中进行补充披露。

(四) 子公司、合营公司、联营公司是否存在设立后长期未开展经营活动的情形，说明相关项目的具体情况、未运营的原因及后续安排。

发行人子公司、合营公司、联营公司中，存在 1 家设立于 2019 年及以前且至今未开展经营活动的子公司松阳新能。

松阳新能设立于 2016 年 1 月 19 日，注册资本为 200 万元，注册地为浙江省丽水市，为发行人全资子公司，截至 2022 年 6 月末，总资产和净资产均为 0；2022 年 1-6 月，未实现营业收入和净利润。发行人设立松阳新能拟于浙江省丽水市开发陆上风电项目，松阳新能设立后，浙江省对陆上风电项目的核准有所收紧，发行人中止相关前期开发工作，后续发行人将密切跟踪浙江省内陆上风电项目相关政策，并根据政策动态决定对松阳新能开展经营活动或启动注销程序。

二、中介机构核查意见

(一) 核查程序

保荐机构及申报会计师履行了如下核查程序：

1、查询发行人信息披露文件，了解报告期内对外收购情况，核查发行人与交易对方是否存在关联关系或其他利益安排；

2、取得报告期内发行人对外收款的评估报告，结合评估方法、参数选取、模型恰当性等分析评估结果和收购定价的公允性；

3、了解标的资产报告期内业绩情况，分析收购合理性，确认是否存在减值风险；

4、取得发行人商誉明细表，对照《会计监管风险提示第 8 号-商誉减值》核查商誉减值测试情况；

5、查阅发行人子公司、合营公司、联营公司财务报表，判断是否存在设立后长期未开展经营活动的情形，了解相关项目的具体情况、未运营的原因及后续安排，

并分析其合理性。

（二）核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、报告期内对外收购相关商誉确认情况具备合理性，收购定价具备公允性；

2、报告期内部分收购标的净资产为零主要系相关新能源发电项目尚处于前期开发阶段，上述收购具备合理性，发行人与资产出售方不存在关联关系或其他利益安排，上述公司报告期均按计划推进相关新能源发电项目建设，已并网项目业绩情况良好，其中补贴项目已纳入补贴目录或正在办理相关审批程序，预计不存在实质性障碍，不存在亏损及减值风险，无需计提资产减值准备；

3、发行人商誉主要系收购其他清洁能源发电公司所形成，已对照《会计监管风险提示第8号-商誉减值》进行充分说明和披露；

4、除松阳新能设立后，受当地政策影响，中止相关前期开发工作，后续将根据当地政策动态决定对其开展经营或启动注销程序外，发行人不存在其他子公司、合营公司、联营公司设立后长期未开展经营的情形。

问题 11

报告期内，申请人固定资产余额持续增长，在建工程余额较大，请申请人补充说明：（1）固定资产规模与产能产量、营业收入的匹配性，并与同行业可比公司进行对比分析。（2）报告期在建工程的具体构成，金额较高的原因及合理性。（3）列示报告期各期末相关项目完工进度情况，是否存在建设期较长进度缓慢的情况，是否存在未及时转固的情形，结合项目进展情况及预期达产效果，说明相关资产减值计提是否充分。

请保荐机构及会计师发表核查意见，请会计师补充说明针对在建工程账面价值的真实性、转固及时性及减值计提充分性采取的核查程序及结论。

回复：

一、事实情况说明

（一）固定资产规模与产能产量、营业收入的匹配性，并与同行业可比公司进行对比分析

报告期内，发行人与同行业可比公司机器设备规模与控股装机容量、发电量和电力业务收入情况如下：

公司名称	项目	2022年 1-6月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
水电					
长江电力	固定资产原值/控股装机容量（元/瓦）	7.70	7.67	7.74	7.34
	固定资产原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	1.84	1.69	1.51	-
	固定资产原值期初期末平均值/电力业务收入	7.07	7.21	6.49	-
华能水电	固定资产原值/控股装机容量（元/瓦）	-	7.79	7.86	7.78
	固定资产原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	1.82	1.92	1.86	-
	固定资产原值期初期末平均值/电力业务收入	8.14	8.99	9.43	-
桂冠电力	固定资产原值/控股装机容量（元/瓦）	5.89	5.93	5.88	5.83
	固定资产原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	1.60	2.06	1.70	-
	固定资产原值期初期末平均值/电力业务收入	6.55	8.57	7.79	-
平均值	固定资产原值/控股装机容量（元/瓦）	6.80	7.13	7.16	6.98

公司名称	项目	2022年 1-6月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
	固定资产原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	1.75	1.89	1.69	-
	固定资产原值期初期末平均值/电力业务收入	7.25	8.26	7.90	-
发行人水电	固定资产原值/控股装机容量（元/瓦）	10.12	10.12	9.70	9.70
	固定资产原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	3.51	5.68	6.28	-
	固定资产原值期初期末平均值/电力业务收入	7.49	12.13	11.65	-
风电					
龙源电力	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	6.72	6.25	5.80	6.50
	机器设备原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	2.48	2.45	2.71	-
	机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入	5.41	5.55	6.07	-
江苏新能	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	7.46	7.46	5.34	6.13
	机器设备原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	3.33	2.80	2.45	-
	机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入	5.60	5.12	4.39	-
节能风电	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	6.90	5.68	5.29	6.21
	机器设备原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	2.73	2.52	2.97	-
	机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入	6.19	7.16	7.61	-
平均值	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	7.03	6.46	5.48	6.28
	机器设备原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	2.85	2.59	2.71	-
	机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入	5.73	5.94	6.02	-
发行人风电	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	9.32	10.01	1.45	9.78
	机器设备原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	3.71	6.19	26.93	-
	机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入	6.71	12.41	40.92	-
光伏					
太阳能	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	4.05	4.82	5.84	5.56
	机器设备原值期初期末平均值/发电量（元/千瓦时）	4.84	4.96	5.39	-
	机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入	6.58	6.61	7.04	-
发行人光伏	机器设备原值/控股装机容量（元/瓦）	5.64	5.61	6.08	6.40
	机器设备原值期初期末平均值/发电	3.82	4.22	4.36	-

公司名称	项目	2022年 1-6月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
	量（元/千瓦时）				
	机器设备原值期初期末平均值/电力 业务收入	5.48	5.79	5.90	-

注 1：水电可比公司对房屋和建筑物、机器设备等固定资产划分存在一定差异，故采用整体固定资产进行计算；

注 2：川投能源未单独披露控股装机容量，华能水电未披露截至 2022 年 6 月末控股装机容量，国投电力、三峡能源、上海电力控股装机容量水电、光伏、风电和火电板块无明显主导，故予以剔除；

注 3：2022 年 1-6 月机器设备原值期初期末平均值/发电量、机器设备原值期初期末平均值/电力业务收入已进行年化处理。

1、水电业务

（1）固定资产原值/控股装机容量分析

报告期各期末，发行人水电业务固定资产原值/控股装机容量分别为 9.70 元/瓦、9.70 元/瓦、10.12 元/瓦和 10.12 元/瓦。同行业可比公司分别为 6.98 元/瓦、7.16 元/瓦、7.13 元/瓦和 6.80 元/瓦。

报告期各期末，发行人水电业务固定资产原值/控股装机容量整体较为稳定。其中 2021 年末将 2020 年末略有增长，主要系 2021 年 9 月收购四川沙湾水电站和四川长柏水电站所致。

报告期各期末，发行人水电业务固定资产原值/控股装机容量高于同行业可比公司，主要系：发行人相较可比公司单个水电项目装机规模较小，单位造价较高；公司水电装机规模最大的滩坑水电站为浙江省扶贫项目，其移民安置成本较高。

（2）固定资产原值平均值/发电量

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人水电业务固定资产原值平均值/发电量分别为 6.28 元/千瓦时、5.68 元/千瓦时和 3.51 元/千瓦时。同行业可比公司分别为 1.69 元/千瓦时、1.89 元/千瓦时和 1.75 元/千瓦时。在固定资产原值/控股装机容量基础上，固定资产原值平均值/发电量主要受到发电利用小时的影响。

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人水电业务固定资产原值平均值/发电量有所下降，主要系 2021 年以来，浙江省内来水量有所增长；且新收购四川项目发电利用小时高于浙江省项目所致。

在发行人固定资产原值/控股装机容量高于同行业可比公司的基础上，除 2021 年 9 月收购的四川沙湾水电站和四川长柏水电站外，发行人水电站均位于浙江省省内，浙江省内水电项目主要承担电网调峰任务，平均利用小时数与同行业可比公司相比处于较低水平。因此，2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人固定资产原值平均值/发电量高于同行业可比公司。

（3）固定资产原值平均值/业务收入

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人水电业务固定资产原值平均值/业务收入分别为 11.65、12.13 和 7.49。同行业可比公司分别为 6.28、5.68 和 3.51。在固定资产原值平均值/发电量基础上，固定资产原值平均值/业务收入主要受到上网电价影响。

报告期内，发行人水力发电上网电价分别为 0.56 元/千瓦时、0.55 元/千瓦时、0.48 元/千瓦时和 0.48 元/千瓦时。2021 年 9 月，发行人收购四川沙湾水电站和四川长柏水电站，水电业务由浙江省拓展至四川省，四川省水电电价与浙江省相比较低，因此，2021 年，发行人水力发电上网电价有所下降，导致水电业务固定资产原值平均值/业务收入有所提高。

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，虽然发行人水力发电上网电价高于同行业可比公司，但发行人水力发电固定资产原值平均值/业务收入仍高于同行业可比公司，主要系发行人单位造价较高，以及浙江省平均利用小时数较低所致。

2、风电业务

（1）机器设备原值/控股装机容量分析

报告期各期末，发行人风电业务机器设备原值/控股装机容量分别为 9.78 元/瓦、1.45 元/瓦、10.01 元/瓦和 9.32 元/瓦。同行业可比公司分别为 6.28 元/瓦、5.48 元/瓦、6.46 元/瓦和 7.03 元/瓦。

截至 2019 年末，发行人主要在运风电项目仅有洞头发电厂，其建造时间较早，装机容量较小，整体造价较高。

截至 2020 年末，发行人机器设备原值/控股装机容量显著下降，主要系发行人其他风电项目陆续建成投产，2020 年末浙能宁夏中卫香山风电项目、六师北

塔山牧场 100MW 风电项目已并网试运行但尚未转固所致。

截至 2021 年末，发行人机器设备原值/控股装机容量显著上升，主要系江苏竹根沙（H2#）300MV 海上风电场项目、浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目分别于 2021 年 10 月份及 2021 年 11 月并网，海上风电项目较陆上风电项目造价较高所致。

截至 2022 年 6 月末，发行人机器设备原值/控股装机容量略有下降，主要系发行人新增其他陆上风电项目，陆上风电项目较海上风电项目造价较低所致。

2019 年度及 2020 年度，发行人在运风电项目较少，因此与同行业不具有可比性；2021 年及 2022 年上半年，发行人机器设备原值/控股装机容量高于同行业可比公司，主要系海上风电项目造价高于陆上风电项目，且发行人海上风电装机占比显著高于同行业可比公司。

（2）机器设备原值平均值/发电量

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人风电业务机器设备原值平均值/发电量分别为 26.93 元/千瓦时、6.19 元/千瓦时和 3.71 元/千瓦时。同行业可比公司分别为 2.71 元/千瓦时、2.59 元/千瓦时和 2.85 元/千瓦时。在机器设备原值/控股装机容量基础上，机器设备原值平均值/发电量主要受到发电利用小时的影响。

2020 年度，发行人机器设备原值平均值/发电量较高，主要系当期发行人主要在运项目为洞头风电场，其发电利用小时较低所致。

2021 年度，发行人机器设备原值平均值/发电量显著下降，主要系当期发行人投产项目较多，发电利用小时和运行效率有所提升所致。

2022 年 1-6 月，发行人机器设备原值平均值/发电量显著下降，主要系当期江苏竹根沙（H2#）300MV 海上风电场项目、浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目产量释放，海上风电项目发电利用小时较高所致。

2020 年度，发行人在运风电项目较少，因此与同行业不具有可比性；2021 年度及 2022 年 1-6 月，发行人机器设备原值平均值/发电量高于同行业可比公司，主要系海上风电项目造价高于陆上风电项目，且发行人海上风电装机占比显著高于同行业可比公司；同时，2021 年度新投产项目发电利用小时未完全释放所致。

(3) 机器设备原值平均值/业务收入

2020年、2021年及2022年1-6月，发行人风电业务机器设备原值平均值/业务收入分别为40.92、12.41和6.71。同行业可比公司分别为6.02、5.94和5.73。在机器设备原值平均值/发电量基础上，机器设备原值平均值/业务收入主要受到上网电价影响。

报告期内，发行人风力发电上网电价分别为0.69元/千瓦时、0.69元/千瓦时、0.59元/千瓦时和0.51元/千瓦时。2019年及2020年，发行人主要在运项目为洞头风电场，其上网电价较高；2021年，发行人新增项目陆续并网，导致上网电价有所下滑；2022年1-6月，发行人海上风电项目产量释放，海上风电项目上网电价较高，因此发行人上网电价有所上升。

2020年，发行人在运风电项目较少，因此与同行业不具有可比性；2021年度及2022年1-6月，发行人机器设备原值平均值/业务收入高于同行业可比公司，在发行人风电上网电价与同行业可比公司不存在明显差异情况下，主要系海上风电项目造价高于陆上风电项目，且发行人海上风电装机占比显著高于同行业可比公司；同时，2021年度新投产项目发电利用小时未完全释放所致。

3、光伏业务

(1) 机器设备原值/控股装机容量分析

报告期各期末，发行人光伏业务机器设备原值/控股装机容量分别为6.40元/瓦、6.08元/瓦、5.61元/瓦和5.64元/瓦。同行业可比公司太阳能分别为5.56元/瓦、5.84元/瓦、4.82元/瓦和4.05元/瓦。

报告期各期末，发行人光伏业务机器设备原值/控股装机容量稳中有降，主要系随着技术进步，光伏项目单位造价有所下降所致。

报告期各期末，发行人光伏业务机器设备原值/控股装机容量较同行业可比公司太阳能略高，主要系可比公司太阳能2021年度及2022年上半年光伏装机较发行人增速更快，因此成本下降趋势更为明显；且可比公司装机规模较大，规模效应更为显著。

(2) 机器设备原值平均值/发电量

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人光伏业务机器设备原值平均值/发电量分别为 4.36 元/千瓦时、4.22 元/千瓦时和 3.82 元/千瓦时。同行业可比公司分别为 5.39 元/千瓦时、4.96 元/千瓦时和 4.84 元/千瓦时。在机器设备原值/控股装机容量基础上，机器设备原值平均值/发电量主要受到发电利用小时的影响。

2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-6 月，发行人光伏发电利用小时基本保持稳定，因此机器设备原值平均值/发电量有所下滑，主要系随着技术进步，光伏项目单位造价有所下降所致。

2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-6 月，发行人机器设备原值平均值/发电量略低于同行业可比公司，主要系发行人光伏发电利用小时较高所致。

（3）机器设备原值平均值/业务收入

2020 年、2021 年及 2022 年 1-6 月，发行人光伏业务机器设备原值平均值/业务收入分别为 5.90、5.79 和 5.48。同行业可比公司分别为 7.04、6.61 和 6.58。在机器设备原值平均值/发电量基础上，机器设备原值平均值/业务收入主要受到上网电价影响。

2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-6 月，发行人光伏发电上网电价基本保持稳定，因此器设备原值平均值/业务收入有所下滑，主要系随着技术进步，光伏项目单位造价有所下降所致。

2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-6 月，发行人光伏上网电价与可比公司不存在明显差异，发行人机器设备原值平均值/业务收入略低于同行业可比公司，主要系发行人光伏发电利用小时较高所致。

综上所述，发行人固定资产规模与产能产量、营业收入具有匹配性，和同行业可比公司具备可比性。

（二）报告期在建工程的具体构成，金额较高的原因及合理性

1、报告期在建工程的具体构成

报告期各期末，发行人账面余额在 2,000 万元以上的在建工程具体构成情况如下：

单位：万元

项目	总投资	2022年 6月30日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目	520,538.09	-	-	363,285.61	163,181.48
浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	535,365.42	-	-	242,657.06	31,943.54
浙能宁夏中卫香山风电项目 110kV 送出输变电工程	82,529.78	-	-	68,667.16	1,479.24
六师北塔山牧场 100MW 风电项目	75,768.14	-	-	64,939.87	133.42
五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	22,968.36	-	-	17,088.86	-
六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	8,575.57	-	-	6,468.77	-
风、光、水集中监控平台	2,313.00	-	-	2,251.56	654.62
浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目	4,651.92	-	-	2,046.16	144.49
浙能台州 1 号海上风电场工程项目	398,493.75	10,916.12	-	-	-
格尔木浙新能光伏项目	22,513.19	19,038.62	18,842.39	-	-
丹阳市延陵镇 80MW 渔光互补光伏发电项目	32,481.96	-	26,387.17	-	-
武强县特百乐 30 兆瓦农光互补光伏发电项目	15,060.00	-	6,594.47	-	-
浙能嘉兴外购台昇国际广场办公楼及装修项目	4,404.20	3,769.16	3,732.32	-	-
浙能宁东基地光伏产业园 150MW 光伏复合发电项目	64,176.23	2,392.71	-	-	-
建德公司 14.5MWp 光伏发电项目	5,800.00	3,608.93	-	-	-

2、金额较高的原因及合理性

报告期内，发行人积极扩张新能源发电业务规模，持续推进光伏和风电项目建设，光伏和风电项目投资较大，因此，在建工程金额较高。其中 2020 年末，发行人在建工程金额明显增长，主要系江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目、浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目建设持续推进，上述 2 个海上风电项目装机容量较大，且海上风电项目建设成本较高所致。

同行业可比公司海上风电项目形成的在建工程金额均较高，具体情况如下：

公司名称	项目名称	装机容量 (MW)	在建工程金额
龙源电力	龙源大丰 H4 海上风电项目	300	截至 2021 年末为 437,488.85 万元
龙源电力	龙源大丰 H6 海上风电项目	300	截至 2021 年末为 415,522.71 万元
三峡能源	三峡广东阳江阳西沙扒五期	300	截至 2022 年 6 月末为 435,107.41 万元

公司名称	项目名称	装机容量 (MW)	在建工程金额
	300MW 海上风电场项目		
三峡能源	明阳阳江沙扒 300MW 科研示范项目	300	截至 2022 年 6 月末为 407,653.61 万元
节能风电	中节能阳江南鹏岛 300MW 海上风电项目	300	截至 2021 年 6 月末为 426,668.03 万元
浙江新能	江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目	300	截至 2020 年末为 363,285.61 万元
浙江新能	浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	300	截至 2020 年末为 242,657.06 万元

综上，报告期各期末，发行人在建工程金额较高的原因具备合理性。

(三) 列示报告期各期末相关项目完工进度情况，是否存在建设期较长进度缓慢的情况，是否存在未及时转固的情形，结合项目进展情况及预期达产效果，说明相关资产减值计提是否充分

1、列示报告期各期末相关项目完工进度情况，是否存在建设期较长进度缓慢的情况

报告期各期末，发行人账面余额在 2,000 万元以上的在建工程完工进度情况如下：

单位：万元

项目	2022 年 6 月 30 日			2021 年 12 月 31 日			2020 年 12 月 31 日			2019 年 12 月 31 日		
	总投资	已投资	已投资在总投资中占比	总投资	已投资	已投资在总投资中占比	总投资	已投资	已投资在总投资中占比	总投资	已投资	已投资在总投资中占比
江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	520,538.09	363,285.61	69.79%	520,538.09	163,181.48	31.35%
浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	535,365.42	242,657.06	45.33%	535,365.42	31,943.54	5.97%
浙能宁夏中卫香山风电项目 110kV 送出输电工程	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	82,529.78	68,667.16	83.20%	82,529.78	1,479.24	1.79%
六师北塔山牧场 100MW 风电项目	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	75,768.14	64,939.87	85.71%	75,768.14	133.42	0.18%
五家渠浙新能六师	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	22,968.36	17,088.86	74.40%	不适用	不适用	不适用

项目	2022年6月30日			2021年12月31日			2020年12月31日			2019年12月31日		
	总投资	已投资	已投资在总投资中占比	总投资	已投资	已投资在总投资中占比	总投资	已投资	已投资在总投资中占比	总投资	已投资	已投资在总投资中占比
北塔山牧场50MWp光伏发电项目												
六师北塔山牧场20MWp光伏发电项目	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	8,575.57	6,468.77	75.43%	8,575.57	不适用	不适用
风、光、水集中监控平台	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	2,313.00	2,251.56	97.34%	2,313.00	654.62	28.30%
浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	4,651.92	2,528.10	84.37%	4,651.92	626.43	43.49%
浙能台州1号海上风电场工程项目	398,493.75	10,916.12	2.74%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用
格尔木浙新能光伏项目	22,513.19	19,038.62	84.57%	22,513.19	18,842.39	83.69%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用
丹阳市延陵镇80MW渔光互补光伏发电项目	不适用	不适用	不适用	32,481.96	26,387.17	81.24%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用
武强县特百乐30兆瓦农光互补光伏发电项目	不适用	不适用	不适用	15,060.00	10,979.29	72.90%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用
浙能嘉兴外购台昇国际广场办公楼装修项目	4,404.20	3,769.16	85.58%	4,404.20	3,732.32	84.74%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用
浙能宁东基地光伏产业园150MW光伏复合发电项目	64,176.23	2,392.71	3.73%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用
建德公司14.5MWp光伏发电项目	5,800.00	3,608.93	62.22%	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用

注 1：当期未开始建设或已转固项目均列示不适用；

注 2：浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目部分投入已在各期中转固，因此，报告

期各期末已投资金额与在建工程存在一定差异。

截至 2022 年 6 月末，发行人主要在建项目中，格尔木浙新能光伏项目主体工程基本完成，但受疫情等因素影响，送出工程调试尚未完成，因此项目未达到预定可使用状态；海上风电项目由于天气状况复杂，施工难度较大，对基础工程要求较高以及装机容量较大等原因，建设期较长，但发行人海上风电项目均按计划进行建设，不存在进度缓慢的情况；其他项目建设推进情况良好，不存在建设期较长进度缓慢的情况。

2、是否存在未及时转固的情形

在建工程在达到预定可使用状态时转入固定资产。一般来说，试运行是电站达到预定可使用状态前的必经环节。发行人水电站、风电站具体的转固标准和时点为电站已通过国网公司的并网验收，并进行了带电调试和试运行，试运行完成后相应结转入固定资产，并于次月开始计提折旧；光伏电站由于试运行时间较短（一般为 20 天左右），因此其转固标准和时点为电站通过国网公司的并网验收后，当月结转固定资产，并于次月开始计提折旧。

发行人水电、风电以及光伏发电站的试运行小时数/时间情况如下：

电站类型	试运行小时数/时间的技术性规范要求
水电站	72 ^{注 1}
风电站	240 ^{注 2}
光伏电站	总辐射量累计达 60kW h/m ² 时 ^{注 3}

注 1：根据《中华人民共和国能源行业标准—水电工程验收规程》（BN/T 35048-2015）

注 2：根据《中华人民共和国国家标准—风力发电机组验收规范》（GB/T 20319-2017）

注 3：根据《中华人民共和国国家标准—光伏发电工程验收规范》（GB/T 50796-2012）

报告期内，公司在建工程均按照上述标准及时转固，报告期各期末，发行人主要在建工程转固情况如下：

单位：万元

项目名称	2022年6月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日	转固时间	转固依据
江苏竹根沙 300MW 海上风电场项目	已转固	已转固	363,285.61	163,181.48	2021 年 10 月	试运行完成
浙能嘉兴 1 号海上风电场工程项目	已转固	已转固	242,657.06	31,943.54	2021 年 12 月	试运行完成
浙能宁夏中卫香山风电项目 110kV 送出输变电工程	已转固	已转固	68,667.16	1,479.24	2021 年 1 月	试运行完成

项目名称	2022年6月30日	2021年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日	转固时间	转固依据
六师北塔山牧场 100MW 风电项目	已转固	已转固	64,939.87	未开建	2021年1月	试运行完成
五家渠浙新能六师北塔山牧场 50MWp 光伏发电项目	已转固	已转固	17,088.86	未开建	2021年1月	试运行完成
六师北塔山牧场 20MWp 光伏发电项目	已转固	已转固	6,468.77	133.42	2021年1月	试运行完成
风、光、水集中监控平台	已转固	已转固	2,251.56	654.62	2021年12月	投运验收完成
浙能杭州湾金田新材料分布式光伏发电项目	已转固	已转固	2,046.16	144.49	2021年1月	试运行完成
丹阳市延陵镇 80MW 渔光互补光伏发电项目	已转固	26,387.17	未开建	未开建	2022年5月	试运行完成
武强县特百乐 30 兆瓦农光互补光伏发电项目	已转固	6,594.47	未开建	未开建	2022年1月	试运行完成

截至 2022 年 6 月末，发行人在建工程均尚未达到预定可使用状态，主要在建工程情况如下：

单位：万元

项目名称	总投资	已投资	已投资占总投资比例	尚未转固原因	预计转固时间
浙能台州 1 号海上风电场工程项目	398,493.75	10,916.12	2.74%	处于建设期，尚未达到预定可使用转态	2023 年 12 月
格尔木浙新能光伏项目	22,513.19	19,038.62	84.57%	主体工程基本完成，但受疫情等因素影响，送出工程调试尚未完成，因此未达到预定可使用状态	2022 年 12 月
浙能嘉兴外购台昇国际广场办公楼装修项目	4,404.20	3,769.16	85.58%	购房款项纳入在建工程核算，办公楼未装修完毕，尚未达到预定可使用转态	2022 年 7 月
浙能宁东基地光伏产业园 150MW 光伏复合发电项目	64,176.23	2,392.71	3.73%	处于建设期，尚未达到预定可使用转态	2022 年 12 月
建德公司 14.5MWp 光伏发电项目	5,800.00	3,608.93	62.22%	处于建设期，尚未达到预定可使用转态	2022 年 7 月

发行人在建工程转固的标准和时点符合《企业会计准则》的规定，新建项目均于试运行完成后转固，不存在未及时转固的情形。

3、结合项目进展情况及预期达产效果，说明相关资产减值计提是否充分

截至 2022 年 6 月末，发行人在建工程进展情况及预期达产情况参见本题回复之“一、事实情况说明”之“(三) 列示报告期各期末相关项目完工进度情况，是否存在建设期较长进度缓慢的情况，是否存在未及时转固的情形，结合项目进

展情况及预期达产效果，说明相关资产减值计提是否充分”之“2、是否存在未及时转固的情形”。

发行人新建项目与《企业会计准则第8号——资产减值》列示的减值迹象对比情况如下：

相关规定	发行人情况
(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；(2) 有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏；(3) 资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置；	从资产状况来看，发行人在建工程以机器设备为主，购置时间较近，成新率较高，未出现损坏、过时、闲置、终止使用或计划提前处置的情况，且市价未发生大幅度下跌。
(4) 企业内部报告的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	从内部运营情况来看，发行人新建项目达产后整体预期经济效益较好，不存在经济绩效已经低于或者将低于预期的情况。
(5) 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；(6) 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；	从外部环境来看，近年来，“碳达峰、碳中和”等支持性政策鼓励新能源产业发展，且全国用电量需求大幅增加，市场空间仍将持续增长。此外，报告期内市场利率或其他市场投资报酬率未明显提高。

综上，发行人在建工程建设均按照计划持续推进，进展情况和预期达产效果良好，不存在进展缓慢或无法按照预期达产的情形，不存在减值迹象，无需计提减值准备。

二、中介机构核查意见

(一) 核查程序

保荐机构及申报会计师履行了如下核查程序：

- 1、取得发行人固定资产明细表，分析固定资产规模与产能产量、营业收入的匹配性，并与同行业可比公司进行对比分析；
- 2、查阅发行人在建工程明细表；
- 3、了解发行人在建工程完工进度情况，核查是否存在建设期较长进度缓慢或未及时转固的情形，判断相关资产是否需要计提减值准备。

(二) 核查意见

经核查，保荐机构及申报会计师认为：

1、发行人固定资产规模与产能产量、营业收入具备匹配性，并与同行业可比公司具备可比性；

2、发行人报告期在建工程主要为在建光伏和风电项目，在建工程金额较高主要系新建海上风电项目装机容量较大，且建设成本较高所致，具备合理性；

3、发行人在建工程不存在非正常的建设期较长进度缓慢的情况，不存在未及时转固的情形，不存在无法按照预期达产的情形，不存在减值迹象，无需计提减值准备。

（三）请会计师补充说明针对在建工程账面价值的真实性、转固及时性及减值计提充分性采取的核查程序及结论

针对在建工程账面价值的真实性、转固及时性及减值计提充分性，申报会计师履行了如下核查程序：

1、了解申请人在建工程相关的会计政策；了解和测试与在建工程相关的内控设计及执行有效性；申请人的在建工程会计政策符合企业会计准则的相关要求，与在建工程相关的内控设计及执行有效；

2、查阅申请人定期报告和财务资料，了解最近三年一期重要在建工程的变动情况，并分析变动原因；获取公司在建工程台账、合同台账，复核在建工程记录的完整性和准确性；

3、了解项目的预算金额、建设周期、进度情况，并与账面记录进行对比；检查报告期各期末尚未转固的在建工程是否准确，检查是否存在长时间未转固的在建工程。

4、现场查看在建工程情况，访谈相关项目工程人员，了解申请人在建工程实际建设情况、与预计工期的差异及部分项目建设周期较长的具体原因；

5、查阅报告期各期已完工的主要在建项目的验收资料、试运行通过报告等在建工程转固依据，检查在建工程转固会计处理是否及时和准确；

6、了解申请人在建工程的减值计提情况，分析在建工程是否存在明显减值迹象；访谈关于项目建设进度与整体进展情况，询问项目进展是否晚于预期，是否存在停建、缓建的情况，核实是否存在明显减值迹象。

经核查，申报会计师认为：报告期内发行人在建工程账面价值真实反映了实际情况；新建项目转固的标准和时点符合《企业会计准则》的规定，不存在未及时转固的情形；报告期内发行人未出现《企业会计准则》列示的减值迹象，故无需计提减值准备。

（本页无正文，为《浙江省新能源投资集团股份有限公司非公开发行A股股票申请文件反馈意见的回复报告》之浙江省新能源投资集团股份有限公司签署页）

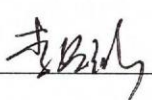
浙江省新能源投资集团股份有限公司



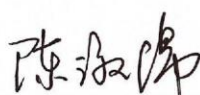
2022年9月29日

(本页无正文，为《浙江省新能源投资集团股份有限公司非公开发行 A 股股票申请文件反馈意见的回复报告》之中信证券股份有限公司签署页)

保荐代表人：



李婉璐



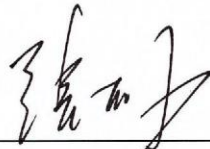
陈淑绵



保荐机构董事长声明

本人已认真阅读浙江省新能源投资集团股份有限公司本次反馈意见回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，反馈意见回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

董事长：



张佑君

