

中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）
关于新疆立新能源股份有限公司申请
向特定对象发行股票的审核问询函的回复



中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）

ZHONGXINGHUA CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS LLP

地址：北京市丰台区丽泽路 20 号丽泽 SOHO B 座 20 层 邮编：100073

电话：(010) 51423818

传真：(010) 51423816



中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）

ZHONGXINGHUA CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS LLP

地址（location）：北京市丰台区丽泽路 20 号丽泽 SOHO B 座 20 层
20/F, Tower B, Lize SOHO, 20 Lize Road, Fengtai District, Beijing PR China
电话（tel）：010-51423818 传真（fax）：010-51423816

中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）关于

新疆立新能源股份有限公司

申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复

深圳证券交易所：

贵所于 2025 年 5 月 16 日出具的《关于新疆立新能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函（2025）120018 号）（以下简称：“《问询函》”）已收悉，新疆立新能源股份有限公司（以下简称：“立新能源”、“公司”或“发行人”）与中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）对《问询函》相关问题逐项进行了落实，现对《问询函》回复如下，请审核。

问题二

发行人主营业务收入主要来源于风力发电和光伏发电。最近三年，发行人营业收入分别为 88,178.49 万元、98,976.86 万元及 97,067.85 万元，其中风力发电、光伏发电收入合计占比均超过 99%，其中风力发电和光伏发电电价补贴合计占比分别为 58.42%、52.81%和 51.57%。发行人在运营项目中可享有发电补贴项目共计 15 个，其中已纳入补贴目录的发电项目共计 8 个，其中 4 个项目已被纳入国家电网公布的第一批合规项目清单（另有 1 个尚未纳入补贴目录但已通过补贴核查的项目，合计 5 个项目已纳入第一批合规清单），其余 10 个项目尚未被纳入第一批合规项目清单。报告期内，公司对有补贴需求的 15 个电站项目确认了电价补贴收入。

最近三年，发行人应收账款期末余额分别为 182,713.87 万元、227,086.73 万元及 272,386.54 万元，应收账款余额占当期营业收入的比例分别为 207.21%、229.43%及 280.61%，主要为应收可再生能源补贴款。

根据申报材料，2021 年 6 月，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》，明确自 2021 年起 8 月 1 日起执行，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏和新核准陆上风电项目，中央财政不再进行补贴。新疆发改委于 2022 年 4 月 7 日印发《关于印发〈完善我区新能源价格机制的方案〉的通知》，明确将 2021 年起投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，高于新疆现行脱硫燃煤标杆电价 0.25 元/千瓦时。若新建项目疆内实际交易电价低于市场均价，则按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持，价差部分由大工业用电顺价均摊。

自 2023 年 1 月 6 日第一批可再生能源发电补贴合规项目清单公布，至今已超过 2 年尚未有后续批次清单公布。自 2023 年起，可再生能源发展基金对尚未纳入补贴清单或通过合规自查的新能源发电项目暂停补贴电费的发放。

请发行人补充说明：（1）未纳入第一批合规项目清单所涉及项目的具体情况，对照自查通知要求，说明相关项目申报审核进展情况，是否存在项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面的问题，并结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题，判断发行人相关项目是否存在纳入合规项目清单的实质

性障碍。(2) 已纳入补贴清单的项目是否存在被核减补贴、移出补贴清单的风险, 是否会对发行人财务状况产生较大影响, 是否影响本次发行。(3) 列示报告期已并网各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价、各电站项目的销售模式、上网电价定价依据等, 说明报告期已并网各项目在保障性收购和市场化等不同交易模式下适用的补贴政策和标准以及收入确认情况。(4) 将尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据是否充分, 是否符合会计准则规定, 与同行业处理是否存在差异; 如是, 说明未纳入补贴目录、合规清单项目在报告期内确认的补贴收入金额及占比。(5) 结合补贴收入的结算周期、已确认补贴收入及实际取得补贴金额, 说明报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加, 是否与同行业公司变动一致, 补贴款回收是否存在较大风险, 是否已存在明显的减值迹象, 相关坏账计提是否充分。(6) 2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更, 公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%, 低于原政策 (50%-100%), 说明会计估计变更的原因及合理性, 变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异, 应收账款坏账计提是否谨慎、充分, 并测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况。

请会计师核查并发表明确意见。

回复:

一、发行人说明

(一) 未纳入第一批合规项目清单所涉及项目的具体情况, 对照自查通知要求, 说明相关项目申报审核进展情况, 是否存在项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面的问题, 并结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题, 判断发行人相关项目是否存在纳入合规项目清单的实质性障碍。

截至 2024 年 12 月 31 日, 发行人已投运风力、光伏可再生能源发电项目合计 23 项, 其中 15 项在可再生能源发电行业发展期间, 根据彼时可再生能源发电补贴有关政策, 可享有发电补贴。在 15 项可享有发电补贴项目中, 发行人尚未纳入“补贴目录”或“补贴清单”(以下统称“国补目录”)的发电项目合计 7 项, 尚未纳入“合规清单”的发电项目合计 10 项。经发行人自查, 发行人尚未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目, 未来纳入“合规清单”不存在实质性

障碍。具体分析如下。

1、发行人已投运 23 项发电项目可享有发电补贴的具体情况，以及尚未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴政策及依据

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时 间	是否纳入补 贴目录或补 贴清单（国 补目录）	是否纳 入合规 项目清 单	政策批复电价（基础电价/补贴） （元/千瓦时，含税）	补贴政策及依据
一、风电项目							
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）：全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh，2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.26	
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.50	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882 号）：2020 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.29 元/kWh、0.34 元/kWh、0.38 元/kWh 和 0.47 元/kWh
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	15.00	2021.12	申报审核	是	0.25/0.13	
6	小红山 8MW 分散式风电项目	8.00	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	49.50	2022.7	平价项目	不适用	新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价【2022】185）明确：将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，新建项目疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。	
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	50.00	2023.4	平价项目	不适用		
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	49.50	2023.4	平价项目	不适用		
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	500.00	2024.12	平价项目	不适用		
合计		1,220.50					
二、光伏项目							
1	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	30.00	2013.12	第六批 2016 年 9 月	是	0.25/0.75	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格[2011]1594 号）：2011 年 7 月 1

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入补 贴目录或补 贴清单（国 补目录）	是否纳 入合规 项目清 单	政策批复电价（基础电价/补贴） （元/千瓦时，含税）	补贴政策及依据
	目						日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及 2011 年 7 月 1 日之前核准但截至 2011 年 12 月 31 日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时 1.15 元的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时 1 元执行。
2	新疆新能源（集团） 新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发 电项目	20.00	2013.12	第六批 2016 年 9 月	否	0.25/0.75	
3	新疆新能源集团新 风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发 电项目	20.00	2016.1	第七批 2018 年 6 月	是	0.25/0.70	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格[2013]1638 号）：对光伏电站实行分区域的标杆上网电价政策。根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类资源区，分别执行每千瓦时 0.9 元、0.95 元、1 元的电价标准。
4	哈密新风光十三师 红星二场 50MW 光 伏发电项目	50.00	2016.3	第七批 2018 年 6 月	是	0.25/0.65	
5	哈密东南部山口哈 密国投 50MW 光伏 发电项目	50.00	2016.6	2020 年 8 月补贴清单 第三批	是	0.25/0.65	
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏 发电项目	60.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.0447（补贴竞价项目）	《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）：对集中式光伏发电继续制定指导价。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，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。
7	新疆立新能源吉木 萨尔 100MW 并网 光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
8	新疆立新能源吉木 萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
9	新疆新能源吉木萨 尔 100MW 并网光 伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
10	新疆立新能源吉木 萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2022.12	平价项目	不适用	新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185）明确：将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，新建项目疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。	《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）：2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称“新建项目”），中央财政不再补贴，实行平价上网。
11	新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农 光互补光伏发电项 目（一期 36MW、 二期 34MW）	70.00	2023.1 （一 期）、 2024.6 （二 期）	平价项目	不适用		
12	中节能太阳能、新 疆立新能源吉木萨 尔县 30 万千瓦 “光伏+储能”一 体化清洁能源示范 项目	150.00	2023.6	平价项目	不适用		
13	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光 伏发电项目	3.50	2023.12	供电服务项目	不适用	新疆油田公司供电服务合作项目，约定售电价格为 0.2848 元/千瓦时	
合计		853.50					

由上表可见，发行人风电项目 1-6 项以及光伏发电项目 1-9 项，合计 15 项

在投建期间，根据国家对可再生能源发电项目的补贴政策，可依法享有发电补贴。其中，风电项目第 4-6 项、光伏项目 6-9 项合计 7 项，尚未纳入“国补目录”；风电项目第 1-4 项、第 6 项，以及光伏项目第 2 项、第 6-9 项，合计 10 项在 2022 年国家主管部门组织的合规自查过程中，尚未纳入“合规清单”。

此外，发行人于 2022 年之后投建并网的风电 7-10 项、光伏发电 10-13 项合计 8 项，根据《关于完善风电上网电价政策的通知》、《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》等相关政策，为平价上网项目，即不再享有国家发电补贴，其发电上网模式及定价政策依据新疆发改委《完善我区新能源价格机制的方案》等政策执行。

2、对照自查通知要求，说明相关项目申报审核进展情况，是否存在项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面的问题分析

(1) “合规清单”关于补贴自查事项、要求及进展

2022 年 3 月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（以下简称“《补贴合规自查通知》”），决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，本次自查及核查范围为截至 2021 年 12 月 31 日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目，旨在从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环境保护等方面进一步摸清可再生能源发电补贴底数。

根据国务院有关工作部署，上述主管部门自 2022 年 3 月起通过组建国家核查工作组和省级核查工作组的形式，对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。2023 年 1 月 6 日，国家电网和南方电网分别正式公布了《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》（以下简称“第一批合规项目清单”），本次公布第一批合规项目共计 7,335 个。

截至目前，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，后续批次合规项目清单公布安排尚不明确。

① 《补贴合规自查通知》

2022 年 3 月，根据国家发改委、财政部、国家能源局联合下发的《关于开展

《可再生能源发电补贴自查工作的通知》，是本次合规自查出台的首项指导意见，其明确发电企业要从以下六方面内容开展自查：

A.项目合规性。项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准（备案）等。

B.项目规模。项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际是否一致。在补贴退坡关键时间节点，是否存在少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。

C.项目电量。项目补贴电量、补贴年限是否超过政策要求；项目实际年利用小时数与所在区域同类同期项目相比是否存在异常偏高情况等。

D.项目电价。项目实际执行的上网电价，是否超过国家政策明确的上网电价（指导价），或是招投标或竞价确定的标杆上网电价。是否在项目补贴退坡关键时间节点之后投产，却享受退坡之前的补贴强度等。

E.项目补贴资金。项目实获补贴资金是否超过应获得的补贴资金；项目完成绿色电力交易证书交易的电量是否扣减国家补贴。

F.项目环境保护。（生物质发电，发行人不适用此项核查）

发行人于 2022 年 4 月完成了相关补贴自查资料的上报。2023 年 1 月 6 日，国家电网和南方电网公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，公司有 10 项未列入第一批“合规清单”。

②《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》

2022 年 10 月，在《补贴合规自查通知》文件的基础上，主管部门进一步下发了《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，补充说明自查事项如下：

A.对于已履行核准（备案）变更程序分批次并网的项目，按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价，且分批次变更程序的时间不得晚于项目全容量并网的时间。

B.对于各省组织开展的竞争性配置光伏项目，a.如在竞争性配置政策中有具体并网时间要求和对应电价确定要求的，按要求执行；b.如无具体并网时间要求，

或者有并网时间要求但未明确逾期并网电价如何调整的，上网电价执行项目竞争性配置确定的价格与项目全容量并网时对应的电价政策明确的价格中较低者。

C.关于纳入补贴项目容量的认定

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

光伏项目：纳入补贴范围的“项目容量”按照纳入国家补贴范围的规模、备案容量和实际并网容量三者最小值确定，实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，需按比例核减补贴资金。其中，实际并网容量不得高于备案容量的3%。

根据《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》（2020年）内容：

a.企业承诺。可再生能源补贴项目申请补贴清单时，应提交全容量并网时间承诺，同时提交相关核验资料。承诺内容包括：项目全容量并网发电时间，办理电力业务许可证时是否完成全容量并网，办理并网调度协议时是否完成全容量并网等。

b.认定办法。

(a)可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可以证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间相一致的，项目按此时间列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(b)可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可以证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致但不影响电价政策的，按照企业承诺的全容量并网时间，列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(c)可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可以证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致且影响电价政策的，按照三个并网时间中的最后时点确认全容量并网时间，列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(d)项目对认定的全容量并网时间若有不同意见,可申请复核,并提交以下材料: (1) 国家认可机构出具的质量监督报告; (2) 总承包合同、所有发电设备的采购合同、所有发电设备采购合同的付款银行流水记录; (3) 购售电合同及全容量并网后逐月销售电量、售电收入银行流水记录; (4) 其他可证明项目承诺全容量并网时间的材料。

(2) 未纳入“合规清单”项目合规性核查情况

根据《补贴合规自查通知》要求的第一项“项目合规性”内容:“项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单,以及项目是否依法依规核准(备案)等”。发行人自查了公司未纳入“合规清单”补贴项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单,以及项目是否依法依规核准(备案)等内容,自查情况如下:

序号	项目名称	装机容量	并网时间	核准备案文件及时间	纳入规模文件情况	是否为国家年度建设规模文件
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	《自治区发展改革委关于哈密风电基地二期三塘湖风区 150 万千瓦风电项目核准的批复》(新发改能源【2014】988 号) 2014.4	《国家能源局关于哈密风电基地二期项目建设方案的复函》(国新能[2013]272 号)	国家能源局下发名单(哈密国投 200MW)
2	哈密新新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	《哈密二期烟墩 120 万千瓦核准批复》(新发改能源(2014)989 号) 2014.4	《国家能源局关于哈密风电基地二期项目建设方案的复函》(国新能[2013]272 号)	国家能源局下发名单(新能源集团 200MW)
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	《关于对乌鲁木齐托里新风发电有限公司托里风电一期建设项目核准的批复(乌发改函【2014】226 号)》;《关于对乌鲁木齐托里新风发电有限公司托里风电二期建设项目核准的批复(乌发改函【2014】227 号)》 2014.6	《自治区发展改革委关于乌鲁木齐首批风电清洁供暖试点方案的批复》(新发改能源【2015】1934 号)	据规模文件表述:2015 年 11 月,我委(自治区发改委)以新发改能源[2015]1876 号上报国家能源局申请批复乌鲁木齐风电供暖试点工程实施方案,国家能源局已原则同意并委托我委负责审批,并表示积极支持乌鲁木齐首批风电供暖试点工程建设。
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	关于对伊吾淖毛湖风之力风力发电有限公司伊吾淖毛湖 49.5 兆瓦风力发电项目核准的批复(哈市发改能源【2020】42 号) 2020.12	《自治区发展改革委关于哈密市国电哈密淖毛湖风电场一期 49.5 兆瓦风电项目等 3 个存量风电及光伏项目重新核准(或备案)的复函》;《哈密市关于开展 12 万千瓦集中式风电、光伏项目投资主体竞争性配置的公告》	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》重点推进“疆电外送”“哈密-郑州±800 千伏特高压直流输电”配套的哈密风电基地二期 15 万千瓦风电、10 万千瓦光伏项目及电力送出工程,请哈密市发改委积极协调落实各项建设条件,加快建设

序号	项目名称	装机容量	并网时间	核准备案文件及时间	纳入规模文件情况	是否为国家年度建设规模文件
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	昌吉州发展改革委关于奇台县新风新能源有限公司小红山 8MW 分散式风电项目及其配套送出线路工程申请核准的批复（昌州发改工【2020】121 号）2020.12	关于印发《新疆分散式风电项目 2019-2021 年实施方案》的通知（新发改能源〔2020〕14 号）；《关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》（新发改能源〔2020〕162 号）	《自治区政府核准的投资项目目录（2017 年本）》，《新疆分散式风电项目汇总表》奇台小红山 8MW
6	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2013.12	自治区发展改革委关于新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20 兆瓦光伏并网发电项目核准的批复（新发改能源【2013】2959 号）2013.8	《关于同意开展光伏发电项目前期工作的通知》（新发改能源〔2013〕850 号）	《国家发展改革委关于印发《可再生能源发电有关管理规定》的通知（发改能源〔2006〕13 号）》第六条：主要河流上建设的水电项目和 25 万千瓦及以上水电项目，5 万千瓦及以上风力发电项目，由国家发展和改革委员会核准或审批。其他项目由省级人民政府投资主管部门核准或审批，并报国家发展和改革委员会备案。
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60	2020.12	《第七师胡杨河市 130 团 6 万千瓦光伏发电项目备案证明》2020.6	《国家能源局综合司关于公布 2020 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》-国家能源局网站	《国家能源局关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，附《2020 年光伏发电国家补贴竞价范围项目名单》
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	《吉木萨尔立新一期--备案证 20200016 新疆立新能源吉木萨尔 100 兆瓦并网光伏发电项目（2#地）》2020.8	《自治区发改委关于准东新能源基地昌吉州片区项目布局方案的批复》（新发改能源【2016】933 号）	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》“疆电外送”“准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程”
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	《吉木萨尔立新二期--备案证 20200017 新疆立新能源吉木萨尔二期 100 兆瓦并网光伏发电项目（1#地）》2020.8	《吉木萨尔二期--自治区发改委关于准东新能源基地昌吉州片区项目布局方案的批复》（新发改能源【2016】933 号）	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》“疆电外送”“准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程”
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	《吉木萨尔二期--备案证 20200015 新疆新能源吉木萨尔 100 兆瓦并网光伏发电项目（5#地）》2020.7	《吉木萨尔二期--自治区发改委关于准东新能源基地昌吉州片区项目布局方案的批复》（新发改能源【2016】933 号）	《自治区发改委、国家能源局新疆监管办关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》“疆电外送”“准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程”

经自查，公司 10 项可享有补贴但尚未纳入“合规清单”的项目，均已依法依规取得发改委审批、核准或备案文件。项目均具有配套年度建设规模文件，其

中，1、2、7 项目是依据国家能源局直接发布建设规模文件，其余项目则是依据由新疆发改委发布建设规模文件，且 4、5、8、9、10 项目仍在新疆发改委规模文件的基础上，可进一步查阅到国家能源局所出具的相应项目建设规模指导性文件。

第 3 项虽未查到国家能源局规模建设文件，但据新疆发改委建设规模批复文件表述：新疆发改委对于该项目已上报国家能源局同意并受托负责审批，国家能源局表示积极支持乌鲁木齐首批风电供暖试点工程建设。

第 6 项阜康 20MW 光伏项目因建设于 2013 年，时逢我国可再生能源发电项目起步之初，配套法规及政策性文件并不完善，故未查询到相应国家年度建设规模文件，但根据《可再生能源发电有关管理规定》，该项目建设的报批手续符合法律规定。此外，公司已通过“合规清单”审查的吉木萨尔一期 20MW 光伏项目（2014 年并网），建设规模也仅取得新疆发改委出具的规模文件，而未查询到国家年度建设规模文件。

此外，《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》进一步对《补贴合规自查通知》中的规模指标明确如下：“对《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能新发能[2017]31 号）有关内容说明如下：1、2019、2020 年各省级区域新增需国家补贴的风电项目建设规模受本省级区域 2020 年规划并网目标约束；2、文件中“对应纳入年度规模管理的发电项目，各省（区、市）能源主管部门必须严格按当年下达的年度新增建设规模组织建设”，适用对象为实施年度规模管理的光伏项目，即 31 号文件附件 2 各省份 2017-2020 年度光伏电站新增建设规模为约束性指标。”据此，对于年度规模建设的要求主要是针对“十三五”规划所要求，对于 2017 年以前建设的可再生能源发电项目并不适用“国家年度建设规模”的指标要求。

综上核查，发行人认为公司各补贴项目在合规性、规模指标自查方面不存在违法违规问题。

（3）未纳入“合规清单”项目规模核查情况

《补贴合规自查通知》对项目规模核查要求：项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际

是否一致。在补贴退坡关键时间节点，是否存在少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。

发行人就公司未纳入“合规清单”项目，比对自查相关要求文件，按各项目分别列示电力业务许可证记载的并网时间、并网调度协议的并网时间，承诺书承诺全容量并网时间等要素，就“项目规模”进行核查并分析如下：

序 号	项 目 名 称	核准规模 (MW)	现行补 贴政策 并网时 间	《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解读的通知》			承诺书承诺并网 时间	《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》			
				实际装机 规模 (MW)	设备规格	风电偏差是否超 过单台额定功率 最小机组的容 量；光伏是否超 过 3%		电力业务许可 证记载并网时 间	《调度通知》时 间（调度场站批 复时间）	首次签订 《并网调 度协议》 有效期	三项文件时间 差异是否会导 致现有补贴政 策变化
一、风电项目											
1	哈密国投新风三塘湖 第三风 电 场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	201	134*1.5MW	超过核准规模 0.5%，但未超过 单机容量	2015.12.27	2015.12	2015.11.18	2015.12.2- 2016.12.2	否
2	哈密新风能源烟墩第 七风 电 场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	200.5	50*2MW,67*1.5MW	超过核准规模 0.25%但未超过 单机容量	2015.12.29	2015.12	2015.8.7	2015.11.2- 2016.11.2	否
3	乌鲁木齐托里新风一 期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	100	40*2.5MW	超过核准规模 1%，但未超过单 机容量	2015.12.26	2015.12.26	2014.11.21	2015.12.17 - 2016.12.16	否
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	50	10*5MW	超过核准规模 1%，但未超过单 机容量	2021.12.30	2021.12.30	2021.11.17	2021.12.3- 2026.11.30	否
5	小红山 8MW 分散式 风电项目	8	2021.12	8.4	2*4.2MW	超过核准规模 5%，但未超过单 机容量	2021.12.23	豁免办理电力 业务许可证	2021.11.16	2021.12.22 - 2031.12.21	否
二、光伏项目											
6	新疆新能源（集团） 新凤昌吉阜康20MW 光伏并网发电项目	20	2013.12	20.1	80400 块 250W 组件	超过核准规模 0.5%，但未超过 3%	2013.12.27	2013.12.20	2013.12.6	2013.12.3- 2014.12.31	否
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电 项目	60	2020.12	60	69420/66144 块 440W/445W	否	2020.12.23	2020.12.23	2020.12.15	2020.12.15 - 2021.12.31	否

序 号	项 目 名 称	核准规模 (MW)	现行补 贴政策 并网时 间	《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解 释的通知》			承诺书承诺并网 时间	《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》			
				实际装机 规模 (MW)	设备规格	风电偏差是否超 过单台额定功率 最小机组的容 量；光伏是否超 过3%		电力业务许可 证记载并网时 间	《调度通知》时 间（调度场站批 复时间）	首次签订 《并网调 度协议》 有效期	三项文件时间 差异是否会导致 现有补贴政策 变化
8	新疆立新能源吉木萨 尔 100MW 并网光伏 发电项目	100	2020.12	100.03	227344 块 440w 组件	超过核准规模 0.03%，但未超过 3%	2020.12.23	2020.12.25	2020.11.4	2020.11.30 - 2030.11.29	否
9	新疆立新能源吉木萨 尔二期 100MW 并网 光伏发电项目	100	2020.12	100.03	91780 块 445w 组件； 60736 块 465w 组件； 68770 块 450w 组件；	超过核准规模 0.03%，但未超过 3%	2020.12.23	2020.12.25	2020.11.4	2020.11.30 - 2030.11.29	否
10	新疆新能源吉木萨 尔 100MW 并网光伏发 电项目	100	2020.12	100.01	224744 块 445W 组件	超过核准规模 0.01%，但未超过 3%	2020.12.23	2020.12.23	2020.11.4	2020.11.30 - 2030.11.29	否

注：1、根据《国家能源局关于贯彻落实“放管服”改革精神 优化电力业务许可管理有关事项的通知（国能发资质〔2020〕22号）》，“（一）继续实施电力业务许可豁免政策”：“不纳入电力业务许可范围：1.经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式发电项目”

2、根据国家能源局《关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知》（国能发资质规〔2023〕67号），在现有许可豁免政策基础上，将分散式风电项目纳入许可豁免范围，不要求其取得电力业务许可证。

就公司上述项目情况，《补贴合规自查通知》对项目规模核查主要关注项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；在补贴退坡关键时间节点，是否存在少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等。《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》是对超规模装机补贴收入调整、全容量并网条件进行认定。

经核查，上述项目中 1、2、3、4、5、6、8、9、10 均存在实际装机规模超过核准规模的情况，但未违反《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》所规定的风机不超过单机最小装机规模、光伏超装比例不超过 3% 的重要条款。根据《补贴合规自查通知》及其有关政策解释通知，项目实际并网容量超过核准容量的部分，会导致补贴项目按超装比例核减补贴资金。

经核查，上述未纳入“合规清单”项目的企业承诺并网时间、《电力业务许可证》记载并网时间以及并网调度批复时间基本一致，并网调度时间通常会早于实际并网时间，根据《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》，公司上述可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间存在不一致情形，但三项均在同一年度时间内，即不影响年度电价补贴政策，发电项目仍可列入补贴清单，享受对应的电价政策。

（4）未纳入“合规清单”项目并网时间的核查

结合本次补贴自查要求，发行人还复核并查阅了各项目竣工验收报告、竣工决算报告、所属公司建设及并网年度审计报告、并网当年及下一年度结算单、项目建设期间采购合同及付款情况等，进一步核查公司未纳入“合规清单”项目的合法合规性。

序号	项目名称	核准装机 规模 (MW)	适用补贴 政策截止 时间	并网时间补充核查			发电设备利用率情况（考虑弃风弃光原因，比较并网第 1、2 年设备利用小时情况是否存在重大差异）（项目实际年利用小时数与所在区域同类同期项目相比是否存在异常偏高情况等）	
				《电力业务 许可》可证记 载并网时间	《竣工验收报告》 表述并网时间	项目首次电力结 算单时间	并网次年发电设 备利用小时数	并网第三年发电设 备利用小时数
一、风电项目								
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	2015.12	本工程 2015 年 12 月 18 日并网发电	2016.1.6 结算 2015 年 12 月	1,857.57（2016）	1,864.50（2017）
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	2015.12	本工程于 2015 年 12 月 30 日并网发 电	2016.1.6 结算 2015 年 12 月	1,060.26（2016）	1,295.78（2017）
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	2015.12.26	本工程于 2015 年 12 月 26 日并网发 电	2016.1.6 结算 2015 年 12 月	1,846.27（2016）	2,082.41（2017）
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	2021.12.30	返送电并网时间 2021 年 12 月 30 日	2022.1.17 结算 2021 年 12 月	1,937.93（2022）	2,030.47（2023）
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	豁免办理电 力业务许可 证	返送电并网时间 2021 年 12 月 23 日	2022.1.17 结算 2021 年 12 月	3,518.17（2022）	3,654.39（2023）
二、光伏项目								
6	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2016.6.30	2013.12.20	本工程于 2013 年 12 月 27 日并网发 电	2013.12.29 结算 2013 年 12 月	1,439.40（2014）	1,168.30（2015）
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电 项目	60	2020.12	2020.12.23	返送电并网时间 2020 年 12 月 16 日	2020.12.22 结算 2020 年 12 月	1,375.07（2021）	551.82（2022）
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光	100	2020.12	2020.12.25	返送电并网时间	2021.1.17 结算	1,485.75（2021）	1,476.71（2022）

序号	项目名称	核准装机规模 (MW)	适用补贴政策截止时间	并网时间补充核查			发电设备利用率情况 (考虑弃风弃光原因, 比较并网第 1、2 年设备利用小时情况是否存在重大差异) (项目实际年利用小时数与所在区域同类同期项目相比是否存在异常偏高情况等)
				《电力业务许可》可证记载并网时间	《竣工验收报告》表述并网时间	项目首次电力结算单时间	
	光伏发电项目				2020 年 12 月 23 日	2020 年 12 月	并网次年发电设备利用小时数
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	2020.12.25	返送电并网时间 2020 年 12 月 16 日	2021.1.17 结算 2020 年 12 月	1,457.08 (2021) 1,429.98 (2022)
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	2020.12.23	返送电并网时间 2020 年 12 月 16 日	2021.1.17 结算 2020 年 12 月	1,458.63 (2021) 1,471.58 (2022)

综上，发行人通过收集其他相关资料进一步对公司未纳入“合规清单”项目全容量并网情况进行交叉对比。通过各项目投运首月由电网企业或电力交易中心出具的《电量电费结算单》或《交易结算单》（以下简称：《电力结算单》）及次年《电力结算单》确认并网时期电力销售情况，并收集投运年度及次年发电设备利用小时数，除受风光资源变动及其他客观因素影响外，均不存在设备利用率大幅的差异。公司上述项目全容量并网不存在以少数机组并网替代全容量并网的情形。

由上表统计可见，上述 10 项未纳入“合规清单”的项目，《竣工验收报告》中关于并网的时间均与《电力业务许可证》记载的时间一致或处于同一月度；各项目适用补贴政策的截止时间，5 项风电项目所适用的补贴政策均为截至并网年度 12 月 31 日，项目《电力业务许可证》记载的实际并网时间则主要集中于政策年度 12 月；5 项光伏项目中除阜康新风 20MW 光伏项目外，其余 4 项与风电项目情况一致，补贴政策适用时间均为截至 2020 年 12 月 31 日，而胡杨河锦华、吉木萨尔合计 360MW 项目各文件记载的并网时间均为 2020 年 12 月；阜康新风 20MW 光伏项目并网时间为 2013 年 12 月，光伏补贴首次退坡政策《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）系明确截至 2016 年 6 月 30 日开始退坡。

综上所述，上述项目均不存在全容量实际并网时间晚于适用政策截止时间。

（5）关于《补贴合规自查通知》其他四项事项的核查情况

①项目电量

经发行人自查，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建[2020]426 号）内容，发行人未纳入第一批“合规清单”的 10 个项目，补贴电量均处于全生命周期合理利用小时数范围内，项目建设及补贴年限均介于 4-11 年范围内，亦未超过政策关于 20 年补贴年限的要求。该等项目并网投运以来，各项目持续发电期间的实际年利用小时数受年度资源变化略有波动，但各年度期间并不存在较大差异，亦不存在上网电量异常偏高的情况。

序号	项目名称	所属资源区	可享受补贴全生命周期合理利用小时数（小时）	截至2024.12.31累计利用小时数（小时）	补贴利用小时比率	可享受补贴时间	已并网享有补贴时间	补贴时限比率	补贴领取起始时间（并网时间）	预计退出时间
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	风能 III 类	40,000	18,990	47%	20 年	9 年	45%	2015.12	2035
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	风能 III 类	40,000	12,917	32%	20 年	9 年	45%	2015.12	2035
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	风能 I 类	48,000	22,054	46%	20 年	9 年	45%	2015.12	2035
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	风能 III 类	40,000	5,929	15%	20 年	3 年	15%	2021.12	2041
5	小红山 8MW 分散式风电项目	风能 III 类	40,000	10,891	27%	20 年	3 年	15%	2021.12	2041
6	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	14,709	57%	20 年	11 年	55%	2013.12	2033
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	3,566	14%	20 年	4 年	20%	2020.12	2040
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	5,923	23%	20 年	4 年	20%	2020.12	2040
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	5,766	22%	20 年	4 年	20%	2020.12	2040
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	5,928	23%	20 年	4 年	20%	2020.12	2040

②项目电价

发行人核查了上述各项目所适用的建设年度补贴政策、与电网公司签订的《购售电协议》、电网企业出具的月度《电力结算单》以及获取了上述项目历年补贴回款凭证。上述各项目实际执行的上网电价均未超过国家在历年补贴退坡期间，政策明确的上网电价（指导价），涉及招投标或竞价确定的标杆上网电价亦未超过相关规定，各项目补贴政策请参见本问题回复“（一）”之“1、发行人已投运 23 项发电项目可享受发电补贴的具体情况，以及尚未纳入‘国补目录’或‘合规清单’项目补贴政策及依据”。

此外，发行人按照《补贴合规自查通知》及其他补充通知等文件要求，自查

了《电力业务许可证》、调度文件、《竣工验收报告》、企业承诺等资料，论证了上述各项目实际全容量并网时间，各项目均是在并网当年享有当年度政策所对应的补贴政策，不存在补贴退坡期间跨年度投产，却享受退坡之前的补贴指导价的情况。

③项目补贴资金

经发行人核查，公司 10 项未纳入第一批“合规清单”的项目仅 3 项风电项目：哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目、哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目、乌鲁木齐托里新风 99MW 风电项目，以及 2 项光伏项目：新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目、第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目，在本次合规自查前纳入“国补目录”且在历史经营期间收到补贴资金款项，但截至目前实收补贴资金金额远低于应获得的补贴资金，未收到的补贴资金公司计入“应收账款”中，该等项目在全生命周期利用小时数的范围内，均不存在超额获取补贴的情形。

经发行人自查，阜康新风 20MW 光伏发电项目在 2017 年国家推行绿电交易后，参与一笔绿电交易，并申办绿证一份，对应电量 1,000 千瓦时，本项目对应补贴资金为 0.75 元/千瓦时，按照绿电政策，该笔绿电交易原则上不该再享有补贴收入，但因绿电交易政策出台初期，公司仅为试行新政策而参与一笔交易，故未及时向电网公司进行申报，并在后续补贴下发时，领取了该笔补贴 750 元，在本次自查期间公司发现该问题，并已积极配合退补，而阜康新风也主要是因该问题未纳入第一批“合规清单”，整改完成后，预计阜康新风 20MW 光伏项目通过合规审查不存在其他障碍。除此之外，公司不存在其他绿电交易违规享受补贴的情形。

④项目环境保护

本项适用于生物质发电项目，发行人不适用此项目核查事项。

综上所述，针对《补贴合规自查通知》其余四项“项目电量”、“项目电价”、“项目补贴资金”、“项目环境保护”四项内容的核查，公司未纳入第一批“补贴清单”的 10 个项目均不存在重大违规情形。

3、结合同行业可比公司不被纳入合规项目清单存在的问题，判断发行人相关项目是否存在纳入合规项目清单的实质性障碍。

经公开信息查询，目前同行业可比公司中的太极实业、江南化工，均因在内蒙古地区建设的可再生能源发电项目因未被纳入地方年度建设规模等“项目合规性”问题，明确被移出“国补清单”；天富能源因光伏项目装机规模超过核准规模3%，违反了《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》中关于纳入补贴项目容量的认定情况，被地方发改委通知取消补贴资金。该等项目对于前期已领取发电补贴需全额退回，未收回补贴则做信用减值损失计提处理。具体情况如下：

单位：亿元

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减收入金额	计提资产减值损失	所涉及自查事项及调整理由
太极实业 (600667.SH)	内蒙古自治区发展和改革委员会于2022年8月3日在官网刊登《关于废止部分可再生能源项目上网电价批复文件的通知》（内发改价费字〔2022〕1021号），通知要求各盟市发改委废止审计中发现的部分未纳入年度建设规模和擅自变更投资主体的上网电价批复文件。以上电价批复废止涉及子公司十一科技下属内蒙古地区巴拉贡、胜利、红牧二期、九十九泉、巴音二期5个电站。并根据《关于追回违规领取可再生能源电价附加补助资金的通知》文件精神，对涉及电站的已收取电费补贴缴回	所涉电站已收电费补贴及应收电费补贴合计80,670.47万元，其中不含税金额为70,220.79万元，对应的增值税10,449.68万元。根据通知要求需退回已收电费补贴，基于财务谨慎性原则，公司对已收电费补贴35,439.41万元（不含税）冲减当期营业收入，对于尚未收回的应收电费补贴34,781.38万元（不含税）单项计提信用减值损失	3.54	尚未收回的应收电费计提信用减值损失3.48；计提固定资产减值准备3.51、无形资产减值准备0.01、使用权资产减值准备0.16	《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》：关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定
江南化工 (002226.SZ)	根据公司于2023年2月16日收到的内蒙古财政厅、内蒙古发改委、内蒙古能源局组成的领导小组下发《关于内蒙古盾安光伏电力有限公司乌拉特后旗50MW光伏发电项目违规领取可再生能源发电中央补贴资金问题的认定及处置意见》认定乌拉特后旗50MW光伏发电项目存在未纳入规模管理、备案文件失效问题，将该项目移出补贴清单，需退回已申领的补贴资金	冲减2022年度营业收入31,862.74万元，影响归母净利润31,862.74万元	3.19		《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》：关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定
天富能源 (600509.SH)	2024年12月16日公告称：经新疆生产建设兵团八师发改委核查，公司全资子公司新疆天富金阳新能源有限责任公司148团20MW地面分布式光伏发电项目，该项目交流侧逆变器	预计减少公司当期收入7,861.44万元，	0.79		《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减收入 金额	计提资产减 值损失	所涉及自查事 项及调整理由
	容量 21.6MW 高于备案容量 20MW，不再享受可再生能源电价附加补助。				的通知》1、关于纳入补贴项目容量的认定 2、关于光伏项目实际装机规模是否超出规划规模的认定

除上述已明确被取消补贴资格的项目外，发行人还通过公开信息查询到同行业可比公司对于虽未移出“国补目录”，但因自查存在问题基于谨慎性原则采取会计处理的情况如下：

单位：亿元

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减 收入 金额	计提资 产减值 损失	所涉及自查事项 及调整理由
华电新能 (IPO 注册)	“项目并网”问题：1、公司对可再生能源发电项目是否满足纳入补贴清单的要求进行合理判断；2、根据自查报告及核查进展，对“全容量并网”概念提出之后，仍未实现全容量并网的项目进行判断，不确认或者调减可再生能源补贴收入；3、根据发改委下发的调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知，调减可再生能源补贴收入	1、基于谨慎性，对 10 个项目未确认过补贴收入；2、7 个项目冲减部分补贴收入；3、15 个项目冲减全部补贴收入	2.66	3.12	《补贴合规自查通知》：项目合规性及规模批复存在问题；《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》(2020 年)内容：部分项目并网不满足认定办法所规定的全容量并网条件。
	“装机容量”问题：对于实际并网容量超过纳入国家补贴范围规模与备案容量中较低者的部分，按比例核减可再生能源补贴收入	45 个项目均冲减部分补贴收入	2.62		《补贴合规自查通知》：项目规模；《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》1、关于纳入补贴项目容量的认定 2、关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定
	“年度规模”问题：收到发改委废除电价的通知以及退款通知	1 个项目冲减全部补贴收入	0.59	0.37	《关于明确可再生能源发电补贴

公司名称	调整原因	调整后补贴收入情况	调减收入金额	计提资产减值损失	所涉及自查事项及调整理由
					核查认定有关政策解释的通知》：关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定
	剩余未纳入第一批合规清单项目中：1、有 19 个项目可能涉及“项目并网”问题，但由于该等项目于“全容量并网”概念和具体认定办法前实现并网发电，项目按照“并网”或“投运”的时间享受电价补贴，并且项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司现有补贴收入确认依据充分；2、有 7 个项目可能涉及“年度规模”问题，其中 5 个已纳入国补目录，但公司尚未收到地方发改委的废除或调整电价通知，鉴于此类项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司现有补贴收入依据充分；2 个项目尚未纳入国补目录，但公司判断建设手续合规，建设满足备案文件要求，项目已完成发展改革委审批、核准或备案程序，取得上网电价批复，全容量并网时间等符合相关规定，预计不存在问题；3、其余项目未披露存在涉及调减补贴收入风险的问题	共计 77 个项目不作处理			
太阳能 (000591.SZ)	“项目并网”问题，8 项目主要于“全容量并网”概念和具体认定办法前实现并网发电，项目按照“并网”或“投运”的时间享受电价补贴	测算影响 1.5 亿元，未做调整			
	“装机容量”问题，发行人实际并网容量超出备案容量的情况均为组件、逆变器型号原因，无法完全匹配备案容量，存在部分“零头超装”	测算影响 0.24 亿元，未做调整			

由上表统计可见，同行业可比公司被取消补贴资格，或暂时未被纳入“合规清单”但自查存在问题的项目，主要涉及以下三种情况：

①根据《补贴合规自查通知》第一项“项目合规性”，《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》“五、关于风电项目核准规模是否超出规划规模的认定”，2019-2020 年风电项目、2017-2020 年光伏项目建设规模受本省级规划并网目标约束，该政策的依据为《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能新发能[2017]31 号）。以上案例存在项目建设未被纳入国家年度建设规模指标中，故导致部分项目存在建设核准（备案）文件失效的情形。对于该类情形，项目公司需全额退还已领取补贴，且不再享受未来售电补贴。

②根据《补贴合规自查通知》第二项“项目规模”，《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》“三、关于纳入补贴项目容量的认定”，上述案例部分项目存在装机规模超过核准规模的情形。对于该情形，政策要求项目公司需对实际并网容量超过核准容量的部分，按比例核减补贴资金，但仍可继续享有未来售电补贴。

③根据《补贴合规自查通知》第二项“项目规模”，《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》“一、关于部分特殊光伏发电项目上网电价的确定”，对于已核准（备案）的分批次并网项目，按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价，且分批次变更程序的时间不得晚于项目全容量并网时间。对于该类情形，项目公司需按实际情况，按实际并网批次和规模，调整对应期间的补贴单价，对于已收取的补贴进行退补，但仍可继续享有未来售电补贴。

综上所述，经发行人自查及查阅公开信息，公司未纳入“合规清单”的 10 个可再生能源发电项目在合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴等情况均不存在重大违法违规问题，不涉及上述同行业可比公司被移出“国补目录”相同或相似的情况，未来不存在被移出“国补目录”的风险。发行人部分项目建设因风机选型、光伏组件逆变器型号原因，存在实际装机规模超出备案容量的情况，但并不违反《补贴合规自查通知》政策解释之相关规定，不存在被移出补贴清单的风险，具体参见下述“（二）已纳入补贴清单的项目是否存在被核减补贴、移出补贴清单的风险”之回复分析。据此，发行人相关项目未来纳入“合规清单”不存在实质性障碍。

（二）已纳入补贴清单的项目是否存在被核减补贴、移出补贴清单的风险，是否会对发行人财务状况产生较大影响，是否影响本次发行。

根据《补贴合规自查通知》以及《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》相关政策要求，公司可享有补贴项目且尚未纳入“合规清单”的部分项目因风机选型、光伏组件逆变器型号原因，存在实际装机规模超出备案容量的情况，该情形不违反政策解释关于项目超装合理性的相关规定。如果未来超装规模被认定需核减补贴，预计影响金额为 1,628.88 万元，占报告期内合计营业收入比重为 0.57%，但不存在移出“国补目录”或无法被纳入“合规清单”的

风险，不会对发行人财务状况产生较大影响，亦不会影响本次发行。具体分析如下：

单位：万元

序号	项目名称	核准规模	并网时间	截至 2024 年 12 月 31 日累计确认补贴收入（含税）	截至 2024 年 12 月 31 日已取得补贴收入（含税）	2024 年末应收补贴收入（含税）	本次自查存在的问题	可能会对补贴收入产生的影响（含税）
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	125,334.95	41,100.41	84,234.54	风电实际装机超过核准规模 0.5%，但未超过单机容量	冲减已确认补贴收入 626.67 万元
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200	2015.12	85,255.19	27,159.72	58,095.47	风电实际装机超过核准规模 0.25%但未超过单机容量	冲减已确认补贴收入 213.14 万元
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	99	2015.12	56,770.98	17,161.52	39,609.45	风电实际装机超过核准规模 1%，但未超过单机容量	冲减已确认补贴收入 567.71 万元
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	49.5	2021.12	3,815.21		3,815.21	风电实际装机超过核准规模 1%，但未超过单机容量	冲减已确认补贴收入 38.15 万元
5	小红山 8MW 分散式风电项目	8	2021.12	1,132.64		1,132.64	风电实际装机超过核准规模 5%，但未超过单机容量	冲减已确认补贴收入 56.63 万元
6	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	20	2013.12	22,037.94	8,618.70	13,419.24	1、光伏实际装机超过核准规模 0.5%，但未超过 3%；2、2017 涉及一笔绿电交易但收取仍收取补贴 750 元。	1、冲减已确认补贴收入 110.19 万元；2、已退还绿电补贴收入 750 元
7	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	60	2020.12	956.57	379.80	576.77	第七师财政局于 2021 年 5 月向公司拨付 379.80 万元（含税）。因电网消纳、资源变化等因素，导致预估电量与实际上网电量存在偏差，故截止 2021 年 12 月 31 日应收补贴资金 369.56 万元	可能会退还补贴 10.24 万元，但公司未将该笔收款计入 2021 年收入，不涉及收入冲减。

序号	项目名称	核准规模	并网时间	截至 2024 年 12 月 31 日累计确认补贴收入（含税）	截至 2024 年 12 月 31 日已取得补贴收入（含税）	2024 年末应收补贴收入（含税）	本次自查存在的问题	可能会对补贴收入产生的影响（含税）
8	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	8,884.07		8,884.07	光伏实际装机超过核准规模 0.03%，但未超过 3%	冲减已确认补贴收入 2.67 万元
9	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	8,648.47		8,648.47	光伏实际装机超过核准规模 0.03%，但未超过 3%	冲减已确认补贴收入 2.59 万元
10	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	100	2020.12	8,891.77		8,891.77	光伏实际装机超过核准规模 0.01%，但未超过 3%	冲减已确认补贴收入 0.89 万元

发行人对于超出规模的发电项目自并网之日起至 2024 年末已确认补贴收入按照装机规模超装情况，经上述模拟测算可能会影响应收账款扣减或要求退补的累计合计金额约为 1,628.88 万元，占报告期内合计营业收入比重为 0.57%。根据《补贴合规自查通知》、《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》有关规定，公司风电项目属于受风机选型因素影响，偏差不超过单台额定功率最小机组的容量；光伏项目实际并网容量不得高于备案容量的 3%。据此，发行人超装规模均符合自查规定，未来被要求核减或退补的情况还需视有关部门进一步出具相关文件后才能确定。对发行人持续经营及持续盈利情况不会产生重大不利影响。

（三）列示报告期已并网各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价、各电站项目的销售模式、上网电价定价依据等，说明报告期已并网各项目在保障性收购和市场化等不同交易模式下适用的补贴政策和标准以及收入确认情况。

1、列示报告期各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价情况

报告期内，公司截至 2024 年 12 月 31 日已并网各项目的发电量（上网电量）、补贴收入及销售单价情况如下：

单位：元/千瓦时、万千瓦时、万元

序 号	项目名称	政策定价（含 补贴、含税）	基础电价/ 补贴电价 （含税）	收入类型	2024 年			2023 年			2022 年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
一、风电项目													
1	哈密国投新风三塘湖第三风 电 A 区 200MW 风电项目	0.5476	0.2176/0.33	标杆电费收入		7,070.27	0.18		9,132.82	0.20		8,422.10	0.18
补贴收入				39,814.66	11,627.29	0.29	44,639.04	13,036.18	0.29	46,221.45	13,498.30	0.29	
合计					18,697.55	0.47		22,169.00	0.50		21,920.40	0.47	
2	哈密新风能源烟墩第七风电 场 A 区 200MW 风电项目	0.5476	0.2176/0.33	标杆电费收入		5,288.98	0.17		6,327.67	0.21		5,418.57	0.18
补贴收入				31,416.36	9,174.69	0.29	30,409.30	8,880.59	0.29	30,100.44	8,790.39	0.29	
合计					14,463.67	0.46		15,208.26	0.50		14,208.96	0.47	
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风 电项目	0.51	0.25/0.26	标杆电费收入		4,557.69	0.17		4,941.46	0.18		5,335.70	0.18
补贴收入				26,213.91	6,031.52	0.23	27,807.92	6,398.28	0.23	29,223.32	6,723.95	0.23	
合计					10,589.21	0.40		11,339.75	0.41		12,059.65	0.41	
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发 电项目	0.3476	0.2176/0.13	标杆电费收入		1,656.87	0.17		2,103.50	0.21		1,790.48	0.19
补贴收入				9,703.85	1,116.37	0.12	10,050.80	1,156.29	0.12	9,592.77	1,103.59	0.12	
合计					2,773.24	0.29		3,259.79	0.32		2,894.08	0.30	
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风 力发电项目	0.38	0.25/0.13	标杆电费收入		524.45	0.18		590.31	0.17		576.17	0.17
补贴收入				2,993.45	344.38	0.12	3,433.92	395.05	0.12	3,369.56	387.65	0.12	
合计					868.82	0.29		985.37	0.29		963.82	0.29	
6	小红山 8MW 分散式风电项 目	0.38	0.25/0.13	标杆电费收入		623.96	0.21		549.23	0.19		516.70	0.18
补贴收入				2,955.86	340.05	0.12	2,923.52	336.33	0.12	2,814.54	323.80	0.12	
合计					964.01	0.33		885.57	0.30		840.50	0.30	
7	哈密新风恒远十三间房风	平价无补贴		标杆电费收入	13,463.31	2,603.32	0.19	11,379.86	2,155.99	0.19	117.91	27.16	0.23

序号	项目名称	政策定价（含补贴、含税）	基础电价/补贴电价（含税）	收入类型	2024 年			2023 年			2022 年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
	电场一期 49.5MW 项目	项目，目标上网电价		补贴收入									
				合计		2,603.32	0.19		2,155.99	0.19		27.16	0.23
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	0.262 元/千瓦时		标杆电费收入	5,043.48	865.30	0.17	4,428.47	857.51	0.19			
				补贴收入									
				合计		865.30	0.17		857.51	0.19			
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目			标杆电费收入	10,027.14	1,751.14	0.17	5,319.72	960.23	0.18			
				补贴收入									
				合计		1,751.14	0.17		960.23	0.18			
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目			标杆电费收入									
				补贴收入									
				合计									
二、光伏项目													
1	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	1.00	(0.25、0.18、0.04) /0.75	标杆电费收入	3,513.44	466.74	0.13	3,797.38	511.97	0.13		409.14	0.13
				补贴收入		2,331.93	0.66		2,520.38	0.66	3,151.82	2,091.92	0.66
				合计		2,798.67	0.80		3,032.36	0.80		2,501.06	0.79
2	新疆新能源（集团）新凤昌吉卓康 20MW 光伏并网发电项目	1.00	0.25/0.75	标杆电费收入	2,703.40	271.66	0.10	2,745.97	398.34	0.15		436.49	0.16
				补贴收入		1,794.29	0.66		1,822.48	0.66	2,704.81	1,795.23	0.66
				合计		2,065.95	0.76		2,220.82	0.81		2,231.72	0.83
3	新疆新能源集团新凤昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目	0.95	0.25/0.70	标杆电费收入	2,821.28	272.51	0.10		423.70	0.14		509.61	0.18
				补贴收入		1,747.70	0.62	2,950.64	1,827.83	0.62	2,890.44	1,790.54	0.62
				合计		2,020.21	0.72		2,251.53	0.76		2,300.15	0.80

序 号	项目名称	政策定价（含 补贴、含税）	基础电价/ 补贴电价 （含税）	收入类型	2024 年			2023 年			2022 年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
4	哈密新光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	0.8676	0.2176/0.65	标杆电费收入		1,336.18	0.18		1,612.44	0.20		1,420.05	0.19
				补贴收入	7,579.16	4,359.69	0.58	7,979.53	4,589.99	0.58	7,639.49	4,394.40	0.58
				合计		5,695.87	0.75		6,202.43	0.78		5,814.44	0.76
5	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	0.8676	0.2176/0.65	标杆电费收入		1,432.94	0.17		1,754.56	0.20		1,492.81	0.19
				补贴收入	8,194.27	4,713.52	0.58	8,599.17	4,946.42	0.58	8,052.05	4,631.71	0.58
				合计		6,146.45	0.75		6,700.99	0.78		6,124.52	0.76
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	0.2947	0.25/0.0447	标杆电费收入		994.62	0.22		1,177.98	0.22		732.50	0.22
				补贴收入	4,495.66	177.84	0.04	5,324.48	210.62	0.04	3,310.90	130.97	0.04
				合计		1,172.45	0.26		1,388.61	0.26		863.47	0.26
7	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	0.40	0.25/0.15	标杆电费收入		3,103.24	0.20		3,061.27	0.21		3,204.96	0.22
				补贴收入	15,163.33	2,012.83	0.13	14,435.64	1,916.24	0.13	14,767.12	1,960.24	0.13
				合计		5,116.07	0.34		4,977.51	0.34		5,165.20	0.35
8	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	0.40	0.25/0.15	标杆电费收入		2,964.94	0.20		3,029.31	0.21		3,101.95	0.22
				补贴收入	14,516.09	1,926.91	0.13	14,261.92	1,893.17	0.13	14,299.75	1,898.20	0.13
				合计		4,891.85	0.34		4,922.49	0.35		5,000.15	0.35
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	0.40	0.25/0.15	标杆电费收入		3,108.84	0.20		3,109.02	0.21		3,193.17	0.22
				补贴收入	15,309.16	2,032.19	0.13	14,660.15	1,946.04	0.13	14,715.81	1,953.43	0.13
				合计		5,141.03	0.34		5,055.06	0.34		5,146.60	0.35
10	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电 项目	平价无补贴 项目，目标 上网电价		标杆电费收入		2,471.26	0.16		1,876.32	0.16			
				补贴收入	15,557.10			11,457.20					
				合计		2,471.26	0.16		1,876.32	0.16			

序号	项目名称	政策定价（含补贴、含税）	基础电价/补贴电价（含税）	收入类型	2024 年			2023 年			2022 年		
					上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价	上网电量	电费收入	均价
11	新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目（一期 36MW、二期 34MW）	0.262 元/千瓦时	0.262	标杆电费收入	3,934.38	912.22	0.23	2,055.93	476.68	0.23			
				补贴收入									
				合计		912.22	0.23		476.68	0.23			
12	中节能太阳能、新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目			标杆电费收入	23,335.65	3,648.24	0.16	6,800.42	977.73	0.14			
				补贴收入									
				合计		3,648.24	0.16		977.73	0.14			
13	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	新疆油田公司供电服务约定中标价格为 0.2848 元/千瓦时		标杆电费收入	677.43	182.01	0.27						
				补贴收入									
				合计		182.01	0.27						

注：上网电量、标杆电费收入统计来源于《电力结算单》，即为各发电项目各期实际确认的电力销售收入，包含了保障性收购、市场化交易的电价收入以及考核收入及其他扣减费用等。其中：均价=电费收入/上网电量，为各项目各期综合均价。补贴收入=上网电量*电价补贴/1.13。

由上表统计可见，可享有补贴收入的发电项目，无论是否参与市场化交易，补贴均价均不会受到影响，与政策定价中批复的补贴单价相一致；而基础电价即标杆电价部分，由于该部分电价系参与市场化交易竞价，导致参与市场化交易项目在报告期内的基础电价部分会发生一定波动。对于七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目、第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目等未参与市场化交易项目，则其基础电价、补贴电价均不会发生变化。发行人于 2022 年后投运的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目等平价无补贴项目，主要以市场化交易的方式进行电力销售，故基础电费均价均存在一定波动，但不再涉及补贴收入。

2、列示各电站项目的销售模式、上网电价定价依据

发行人已投运项目的销售模式、上网电价定价依据情况如下：

序号	项目名称	并网时间	政策批复 电价: 基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况, 定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价 (基础 +补贴电价) (元/千瓦 时)	市场化交易定价政策
一、风电项目								
1	哈密国投新 风三塘湖第 A 区 200MW 风 电项目	2015.12	0.25/0.33	是	0.2176、0.229, 新疆发改委《关于 做好哈密郑直流配套电源电费结算 的通知》: 2021 年 7 月 1 日起, “哈密直流” 配套新能源上网电 价按 0.2176 元/千瓦时执行, 年落 地电量 100 亿千瓦时以上部分的 上网电价按 0.229 元/千瓦时执 行。	补贴无变化。《关于完善风力发电 上网电价政策的通知》(发改价格 [2009]1906 号): 四类风电标杆上 网电价水平分别为 I 类地区 0.51 元/kWh、II 类地区 0.54 元/kWh、 III 类地区 0.58 元/kWh 和 IV 类地 区 0.61 元/kWh, 2009 年 8 月 1 日 起新核准的陆上风电项目, 统一执 行所在风能资源区的标杆上网电 价。项目处于哈密地区属于 III 类 风能资源区。	0.5476	“哈密直流” 天中外送项目, 2020 年以前不参与与市场化交 易, 亦不适用新疆发改委历年发布的《关于新疆电网优先购 电优先发电计划的通知》保障小时数。 《天中直流配套新能源发电企业与新疆区域燃煤自备电厂 调峰替代交易实施细则(试行)》(新监能市场[2019]168 号): 天中直流配套新能源连续投运, 发电能力提升, 在送出能力 受限情况下, 为减少天中直流配套新能源弃电量, 报请国家 能源局批复同意后, 可通过参与不同消纳方向和路径的市 场化交易模式, 提升配套新能源消纳空间。5.2 坚持最大限 度保障外送小时数原则, 在输电受限时, 按照天中直流上一 年外送平均小时数为基准, 基准以外的电量确定为配套新能 源发电企业外送受限电量参与调峰替代交易规模(即市场化 交易)。5.3 在配套新能源发电企业引入市场交易机制, 通 过市场化手段, 建立增加电网调峰能力、降低新能源弃电量 与市场价格关系。 《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》: 非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1330 小时。
2	哈密新风能 源烟墩第七 风电场 A 区 200MW 风电 项目	2015.12	0.25/0.33	是			0.5476	
3	乌鲁木齐托 里新风一期	2015.12	0.25/0.26	是	0.25 无差异。《关于完善风力发 电上网电价政策的通知》(发改价		0.51	

序号	项目名称	并网时间	政策批复 电价: 基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场 化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况, 定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价(基础 +补贴电价) (元/千瓦 时)	市场化交易定价政策
	49.5MW、二期49.5MW风电项目				格[2009]1906号): 风电网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价的部分, 通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。(指以脱硫燃煤标杆上网电价作为基础电价, 高出部分为补贴)。 根据国家能源局、新疆发改委发布信息, 新疆脱硫燃煤标杆电价常年执行 0.25 元/千瓦时。			《新疆电力中长期交易实施细则》第五十一条: 除计划电量执行政府确定的价格外, 电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成, 第三方不得干预。
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	2021.12	0.25/0.13	是	“哈郑直流”风电项目, 政策同1, 基础电价实际执行 0.2176、0.229	补贴无变化。《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号): 2020 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定, 不得高于项目所在资源区指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 I 类	0.3476	“哈郑直流”天中外送项目, 2020 年以前不参与市场化交易, 亦不适用新疆《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》保障小时数。 具体市场化交易内容参见风电项目 1。
5	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	2021.12	0.25/0.13	是	0.25 无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。		0.38	本地消纳项目, 同风电项目 3

序号	项目名称	并网时间	政策批复 电价：基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参与 市场化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价（基础 +补贴电价） （元/千瓦 时）	市场化交易定价政策
6	小红山 8MW 分散式风电 项目	2021.12	0.25/0.13	是	0.25 无差异。本地脱硫燃煤标杆 电价。	地区 0.29 元/kWh、II 类地区 0.34 元/kWh、III 类地区 0.38 元/kWh 和 IV 类地区 0.47 元/kWh。	0.38	本地消纳项目，同风电项目 3
7	哈密新凤恒 远十三间房 风电场一期 49.5MW 项目	2022.7		是	新疆发改委印发《完善我区新能 源价格机制的方案》（新发改能 价【2022】185）明确：将自治 区 2021 年起批复及投产的新能 源平价项目发电量全部纳入电力 市场，目标上网电价 0.262 元/千 瓦时，新建项目疆内实际交易电 价低于市场均价（按年度直接交 易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价 支持；疆内实际交易电价高于市 场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价 支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦，不再予以电价 支持。		2024 年 9 月 以前，全额 参与市场化 交易，目标 电价 0.262 元/千瓦时； 2024 年 9 月 以后部分电 量根据地方 政策参与保 障性收购， 电价执行 0.262 元/千 瓦时	《关于调整 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通 知》，在 2024 年 10-12 月期间，对于 2021 年以后新投产的 平价风电项目，保障优先收购小时数 116 小时；2021 年以 后新投产的平价光伏项目，保障优先收购小时数 71 小时。 优先发电计划的平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我 区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。 《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》， 其他风电项目保量保价优先发电利用小时数 895 小时，计划 电量 241.56 亿千瓦时。其他光伏项目优先小时数 500 小时， 计划电量 176.01 亿千瓦时。
8	新疆立新能 源若羌县米 兰 50MW 风 电项目	2023.4	平价无补 贴项目， 目标上网 电价 0.262 元/ 千瓦时	是		无补贴		
9	金润绿原达 坂城 49.5MW 分散式风电 项目	2023.4		是				
10	新疆能源立 新木垒 500MW 风电 项目	2024.12		是				

序 号	项目名称	并网时 间	政策批复 电价:基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场 化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况,定价政策	补贴政策内容及内容	保障性收购实 际单价(基础 +补贴电价) (元/千瓦 时)	市场化交易定价政策
二、光伏项目								
1	七师五工 业园奎屯金 太阳一期 30MW 光伏 发电项目	2013.12	0.25/0.75	否	900 万千瓦时按 0.25 元/千瓦时结 算,电采暖按 1200 万千瓦时计 算,电价执行 0.04 元/千瓦时,其 余电量全部按 0.18 元/千瓦时结 算。(合同约定)	补贴无变化。《关于完善太阳能光 伏发电上网电价政策的通知》(发 改价格[2011]1594 号):2011 年 7 月 1 日及以后核准的太阳能光伏 发电项目,以及 2011 年 7 月 1 日 之前核准但截至 2011 年 12 月 31 日仍未建成投产的太阳能光伏发 电项目,除西藏仍执行每千瓦时 1.15 元的上网电价外,其余省(区、 市)上网电价均按每千瓦时 1 元执 行。	1.00	不适用
2	新疆新能源 (集团)新风 昌吉卓康 20MW 光伏 并网发电项 目	2013.12	0.25/0.75	是	0.25 无差异。本地脱硫燃煤标杆 电价。	《关于 2024 年新疆电网优先购电计划的通知》: 非平价光伏项目优先小时数 800 小时。 《新疆电力中长期交易实施细则》第五十一条:除计划电量 执行政府确定的价格外,电力中长期交易的成交价格应当由 市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成,第三 方不得干预。	1.00	
3	新疆新能源 集团新风昌 吉州吉木萨 尔 20MW 光 伏并网发电 项目	2016.1	0.25/0.7	是	0.25 无差异。本地脱硫燃煤标杆 电价。	补贴无变化。《关于发挥价格杠杆 作用促进光伏产业健康发展的通 知》(发改价格[2013]1638 号): 对光伏电站实行分区域的标杆上 网电价政策。根据各地太阳能资源 条件和建设成本,将全国分为三类 资源区,分别执行 I 类地区 0.9 元	0.95	同光伏项目 2

序号	项目名称	并网时间	政策批复 电价: 基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场 化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况, 定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价(基础 +补贴电价) (元/千瓦 时)	市场化交易定价政策
						千瓦、II类地区0.95元/千瓦、 III类地区1元/千瓦时的电价标 准。本项目属于II类太阳能资源 区		
4	哈密新风光 十三师红星 二场50MW 光伏发电项 目	2016.3	0.25/0.65	是	0.2176、0.229, 新疆发改委《关 于做好哈密郑直配电源电费 结算的通知》: 2021年7月1 日起, “哈密直流”配套新能源 上网电价按0.2176元/千瓦执行 行, 年落地电量100亿千瓦以 上部分的上网电价按0.229元/千 瓦执行。	补贴无变化。补贴政策同光伏项 目3	0.8676	“哈密直流”天中外送项目, 2020年以前不参与市场化交 易, 亦不适用新疆《关于2024年新疆电网优先购电优先发 电计划的通知》保障小时数。 具体市场化交易内容参见风电项目1。
5	哈密东南部 山口哈密国 投50MW光 伏发电项目	2016.6	0.25/0.65	是			0.8676	
6	第七师胡杨 河市130团 60MW光伏 发电项目	2020.12	0.25/0.044 7(补贴 竞价项 目)	否	《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): 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。(本项目补贴	补贴无变化。《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): 对 集中式光伏发电继续制定指导价。 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	0.2947	不适用

序号	项目名称	并网时间	政策批复 电价：基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场 化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价（基础 +补贴电价） （元/千瓦 时）	市场化交易定价政策
					部分 0.0447 元/千瓦时以竞价方式核准)	导价，分别确定为 I 类地区 0.35 元/千瓦时（含税，下同）、II 类地区 0.4 元/千瓦时、III 类地区 0.49 元/千瓦时。若指导价低于项目所在地燃煤发电电基价，则指导价按当地燃煤发电电基价执行，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。		
7	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2020.12	0.25/0.15	是			0.40	
8	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	2020.12	0.25/0.15	是	0.25 无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。		0.40	“吉泉直流”项目，不适用新疆《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》保障小时数。 但按照“哈郑直流”项目调整模式，在保证疆电外送的基基础上，按《新疆电力中长期交易实施细则》参与市场化交易。
9	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2020.12	0.25/0.15	是			0.40	
10	新疆立新能源吉木萨尔	2022.12	平价无补贴项目，	是	新疆发改委印发《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能	无补贴	2024 年 9 月以前，全额	《关于调整 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通

序 号	项目名称	并网时 间	政策批复 电价：基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场 化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价（基础 +补贴电价） （元/千瓦 时）	市场化交易定价政策
11	三期 100MW 并 网 光 伏 发 电项目		目标上网 电 价 0.262 元/ 千瓦时		价【2022】185）明确：将自治 区 2021 年起批复及投产的新能 源平价项目发电量全部纳入电力 市场，目标上网电价 0.262 元/千 瓦时，新建项目疆内实际交易电 价低于市场均价（按年度直接交 易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价 支持；疆内实际交易电价高于市 场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电 价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电 价支持。		参与市场化 交易，目标 电 价 0.262 元/千瓦时； 2024 年 9 月 以后部分电 量根据地方 政策参与保 障性收购， 电 价 执 行 0.262 元/千 瓦时	平价风电项目，保障优先收购小时数 116 小时；2021 年以 后新投产的平价光伏项目，保障优先收购小时数 71 小时。 优先发电计划的平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我 区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。 《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》， 其他风电项目保量保价优先发电利用小时数 895 小时，计划 电量 241.56 亿千瓦时。其他光伏项目优先小时数 500 小时， 计划电量 176.01 亿千瓦时。
	新疆兵团第 九师 166 团 7 万千瓦农光 互补光伏发 电项目（一期 36MW、二期 34MW）	2023.1 （一 期）、 2024.6 （二 期）		是				
	中节能太阳 能、新疆立新 能源吉木萨 尔县 30 万千 瓦“光伏+储 能”一体化 清洁能源源示 范项目	2023.6		是				
12								

序 号	项目名称	并网时 间	政策批复 电价：基础 电价/补贴 电价(元/千 瓦时)	是否参 与市场 化交易	实际执行基础电价与批复电价差异 情况，定价政策	补贴定价政策及内容	保障性收购实 际单价（基础 +补贴电价） （元/千瓦 时）	市场化交易定价政策
13	吉木萨尔县 北 庭 镇 3.5MW 分布 式光伏发电电 项目	2023.12			新疆油田公司供电服务约定中标价格为 0.2848 元/千瓦时	无补贴		本项目是为服务于中石油新疆油田公司吉庆作业区用电而 与中石油新疆油田公司协商投建，所生产电力直接用于油田 作业区用电，由中石油新疆油田公司负责消纳及结算

3、说明报告期已并网各项目在保障性收购和市场化等不同交易模式下适用的补贴政策和标准以及收入确认情况。

发行人已投运并可享受补贴的 15 项可再生能源发电项目中，仅 2 项接入兵团电网企业的七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目和第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目未参与市场化交易，其余 13 项目已全部参与市场化交易。

发行人的电力销售模式是基于行业特性，无论是否参与市场化交易，所运营场站均接入电网企业所建设的输电线路，并在各场站形成发电后，将电力产品通过电网线路实现上网并直接销售给国家电网、兵团电网等客户。其中，如本题回复“2、列示各电站项目的销售模式、上网电价定价依据”之列示，发电项目的上网电价定价依据、适用的补贴政策和标准，均是根据发电场站在历年建设期间所适用的可再生能源发电主管部门包括国家能源局、国家发改委等部门下发的定价政策，并在建设期间确认定价政策和补贴政策后持续执行。对于享有补贴的发电项目，其电价均是由基础电价（标杆电价）、电价补贴两部分组成。

随着我国电力交易改革不断推进，发行人各场站的电力销售自 2016 年起，陆续由全额保障性收购的模式转变为保障性收购和市场化交易相结合的模式。根据相关政策，在保障性收购的模式下即对于保障性收购电量部分（包括本地消纳优先收购小时、疆电外送的优先收购计划），各场站的上网电价仍是按照项目建设初期所批复电价或地方发改委政策指导电价执行，即保障性收购上网电价=基础电价+电价补贴；而参与市场化交易的电量部分，则由发电企业通过电力交易中心，对标杆电价实行竞价报价的方式参与市场化报价，但补贴电价并不受影响，即市场化交易上网电价=基础电价（竞价确定）+补贴电价。

综上所述，发行人该等项目收入确认政策均是依据《企业会计准则—收入准则》（财会【2017】22 号），发行人可享受发电补贴的项目，无论是否参与市场化交易，均不会对电价补贴的单价及收入产生影响。发行人对于发电收入的确认来源于两部分，一是根据电网企业或电力交易中心按月向发行人出具的电力销售《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及基础电价部分（含保障性收购标杆电价及市场化交易电价）所形成的当期售电收入；二是根据《电力

结算单》所确认的上网电量，以及项目电站所适用的发电补贴政策单价（仅适用享有补贴政策的发电项目），二者乘积计算得出当期发电补贴款金额，并确认为当期收入。

平价上网项目仅依据《电力结算单》确认基础电价发电收入，无需进行补贴收入的计算和确认。

（四）将尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据是否充分，是否符合会计准则规定，与同行业处理是否存在差异；如是，说明未纳入补贴目录、合规清单项目在报告期内确认的补贴收入金额及占比。

1、说明对尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入的依据是否充分，是否符合会计准则规定，与同行业处理是否存在差异

截至目前，发行人合计已投运风力、光伏可再生能源发电项目 23 项，其中 15 项在可再生能源发电行业发展期间，根据彼时可再生能源发电补贴有关政策，可享受发电补贴。其中，发行人尚未纳入“国补目录”的可再生能源发电项目合计 7 项，尚未纳入“合规清单”的可再生能源发电项目合计 10 项。经核查，未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，确认电价补贴收入依据充分，符合会计准则规定，与同行业处理不存在差异。具体分析如下。

（1）发行人可享有补贴项目，以及尚未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴政策及依据

	项目名称	装机容量 (MW)	并网时 间	是否纳入补 贴目录或补 贴清单（国 补目录）	是否纳 入合规 项目清 单	政策批复电价 （基础电价/补 贴	补贴政策及依据
一、风电项目							
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）：全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh，2009 年 8 月 1 日起新核准的陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的标杆上网电价。
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	200.00	2015.12	第七批 2018 年 6 月	否	0.25/0.33	
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二	99.00	2015.12	第七批 2018 年 6	否	0.25/0.26	

	项目名称	装机容量 (MW)	并网时 间	是否纳入补 贴目录或补 贴清单(国 补目录)	是否纳 入合规 项目清 单	政策批复电价 (基础电价/补 贴)	补贴政策及依据
	期 49.5MW 风电项 目			月			
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电 项目	49.50	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号): 2020 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电项目的指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定,不得高于项目所在资源区指导价。四类风电标杆上网电价水平分别为 0.29 元/kWh、0.34 元/kWh、0.38 元/kWh 和 0.47 元/kWh
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项 目	15.00	2021.12	申报审核	是	0.25/0.13	
6	小红山 8MW 分散 式风电项目	8.00	2021.12	申报审核	否	0.25/0.13	

二、光伏项目

1	七师五五工业园奎 屯金太阳一期 30MW 光伏发电项 目	30.00	2013.12	第六批 2016 年 9 月	是	0.25/0.75	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格[2011]1594号): 2011 年 7 月 1 日及以后核准的太阳能光伏发电项目,以及 2011 年 7 月 1 日之前核准但截至 2011 年 12 月 31 日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目,除西藏仍执行每千瓦时 1.15 元的上网电价外,其余省(区、市)上网电价均按每千瓦时 1 元执行。
2	新疆新能源(集团) 新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发 电项目	20.00	2013.12	第六批 2016 年 9 月	否	0.25/0.75	
3	新疆新能源集团新 风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发 电项目	20.00	2016.1	第七批 2018 年 6 月	是	0.25/0.7	
4	哈密新风光十三师 红星二场 50MW 光 伏发电项目	50.00	2016.3	第七批 2018 年 6 月	是	0.25/0.65	
5	哈密东南部山口哈 密国投 50MW 光伏 发电项目	50.00	2016.6	2020 年 8 月补贴清单 第三批	是	0.25/0.65	
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏 发电项目	60.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.0447 (补贴竞价 项目)	《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): 对集中式光伏发电继续制定指导价。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,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。
7	新疆立新能源吉木 萨尔 100MW 并网 光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
8	新疆立新能源吉木 萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	
9	新疆新能源吉木萨	100.00	2020.12	申报审核	否	0.25/0.15	

项目名称	装机容量 (MW)	并网时 间	是否纳入补 贴目录或补 贴清单（国 补目录）	是否纳 入合规 项目清 单	政策批复电价 （基础电价/补 贴	补贴政策及依据
尔 100MW 并网光 伏发电项目						

由上表可见，发行人全部 15 项可享有补贴项目，以及其中尚未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，在项目建设及并网时期，均按照彼时发电补贴政策可享有发电补贴。

根据财政部 2012 年 12 月发布的《可再生能源电价附加有关会计处理规定》（财会[2012]24 号），可再生能源发电企业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，按专用发票上注明的增值税额，贷记“应交税费--应交增值税（销项税额）”科目。

根据财政部、国家发改委、国家能源局 2020 年 9 月发布的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》，按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

经对照分析，发行人尚未纳入“国补目录”的 7 个项目均符合《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》（财办建〔2020〕70 号）等相关法律法规要求的申请国家补贴清单所需条件，不存在纳入“国补目录”的实质障碍。

对于尚未纳入“合规清单”的 10 个项目，根据国家发改委、财政部、国家能源局联合下发的《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，发行人对照《补贴合规自查通知》要求的项目合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴资金及项目环境保护等六个方面进行自查，相关项目均不存在纳入“合规清单”实质性障碍。综上，发行人对尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认

电价补贴收入的依据充分。

(2) 发行人对尚未纳入补贴目录或合规清单的项目确认电价补贴收入符合会计准则规定，与同行业处理不存在差异

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、尚未纳入“合规清单”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	
已纳入补贴清单及合规清单的项目	电力已经电网公司确认消纳	1、补贴收入为销售量乘以补贴单价，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	已纳入补贴清单及合规清单，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	
未纳入合规清单但符合纳入条件的项目				符合纳入合规清单条件，待纳入合规清单后可根据国家专项资金计划收取相关经济利益	

②发行人未纳入“国补目录”或“合规清单”项目确认电价补贴政策符合会计准则规定

根据《企业会计准则—收入准则》（财会【2017】22号），公司与客户之间的销售商品合同通常仅包含销售电力的履约义务。在发行人所生产电力供应至各风/光电场所在地电网公司时，客户已取得相关商品或服务的控制权，公司已取得商品的现时收款权利、商品所有权上的主要风险和报酬已转移、商品的法定所

有权已转移、商品实物资产已转移、客户接受该商品。上网电价包括了标杆电价和可再生能源补贴电价，在购售电合同与补贴政策文件中分别约定具体的金额。同时根据补贴政策规定，取得国家可再生能源电价附加补助资金的，按应补助金额确认收入。

发行人将未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴款项在电量上网时即确认收入符合会计准则规定，具体情况如下：

收入准则相关规定	发行人的具体情况	是否符合
（一）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；	立新能源并网发电的项目，均与客户签订购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并约定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。	是
（二）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务；	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。其中购电人的主要义务为按照购售电合同的约定购买售电人电厂机组的电能；售电人的主要义务为按照购售电合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。购电人的权利为按照国家标准、电力行业标准运行输变电设施，实施电力调度等；售电人的权利为运行电厂发电机组，将符合国家标准和电力行业标准的电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。	是
（三）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，主要条款如下：（1）上网电量以月为结算期，实现日清月结，年终清算；（2）上网电费=上网电量*对应的上网电价（含税），其中购电人承担的上网电费=上网电量*对应的结算电价（含税），由可再生能源发展基金承担的上网电费=上网电量*（商业运行期上网电价—购电人结算电价）；（3）售电人根据购电人确认的《电费结算单》开具增值税发票，并送交购电人。购电人收到正确的《电量结算单》、《电费结算单》和增值税发票原件后，在合同约定信用期内支付该期上网电费；（4）可再生能源发展基金承担的上网电费部分按照国家法律法规和相关规定执行。	是
（四）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；	发行人履行已签署的购售电合同属于商业行为，能够为企业带来现金流量的增加，具有商业实质。	是

收入准则相关规定	发行人的具体情况	是否符合
(五) 企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	补贴电费资金来源是可再生能源发展基金，可再生能源发展基金来源为国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入，因此补贴电费资金来源系国家财政资金，预计到期不能收回的可能性极小。发行人未纳入国补目录或“合规清单”的存量项目全部符合相关文件的要求，不存在不能进入国补目录或“合规清单”的实质障碍；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。	是

目前，发行人对于未被纳入“国补目录”或“合规清单”项目，均不存在纳入“国补目录”或“合规清单”实质性障碍，故发行人对于未被纳入“国补目录”或“合规清单”项目的会计处理与已纳入“国补目录”及“合规清单”项目的会计处理方法一致。均是在当月发电并取得电网企业提供结算单后，以结算电量作为上网电量基数，根据电站所适用的电价补贴政策，计算出当月上网电量补贴款，并确认为当期收入。

可享有补贴项目中，对于未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，公司对补贴收入计入应收款项，但可再生能源基金的补贴预算及电网企业会暂停支付该项目补贴收入，只有在该等项目纳入“国补目录”及“合规清单”后，可再生能源基金才会根据补贴规则，不定期向电网企业进行拨付，电网企业在收到补贴款项后，再向发电企业进行转付。其中，胡杨河锦华 60MW 光伏发电项目，虽尚未纳入“国补目录”及“合规清单”，但因其属于兵团电网竞价项目，兵团电网为支持鼓励可再生能源发电行业的发展，对于其认为符合补贴条件的项目也按其财政预算先行支付部分补贴电费。

综上，发行人未纳入“国补目录”或“合规清单”项目的新能源补贴款项均符合确认收入的条件，相关收入的确认政策符合会计准则规定。

③同行业未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目对于补贴所采取的会计政策情况

根据公开资料，经营风力发电、光伏发电业务上市公司中，对于未纳入国家可再生能源补贴清单的新能源发电项目，相关上市公司对照《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》（财办建〔2020〕

70 号)等相关法律法规要求的申请国家补贴清单所需条件,认为符合纳入补贴清单条件的项目均在并网发电上网时确认电价补贴收入。根据国家发改委、财政部、国家能源局联合下发的《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》,相关上市公司对照《补贴合规自查通知》要求的项目合规性、项目规模、项目电量、项目电价、项目补贴资金及项目环境保护等六个方面进行自查,对于纳入“合规清单”不存在实质性障碍的项目,均继续按照原定补贴电价及销售电量确认补贴收入,具体情况如下:

公司名称	未纳入补贴项目类型	补贴电价收入确认政策描述	资料来源
三峡能源 600905.SH	风力发电、 光伏发电	未纳入补贴项目清单的项目补贴电价以物价局和发改委批复的核准电价为基准,核准电价中包含了补贴电价,尽管发电和进入清单具有间隔期,但根据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,确认补贴电价收入。	《首次公开发行股票招股说明书》(2021年6月)
嘉泽新能 601619.SH	风力发电	发行人所建设的风力发电、光伏发电以及电网接入工程在项目投入运营、开始并网发电时,已经符合补贴的申请条件,具有收取可再生能源电价附加资金补助的权利,与该收入相关的经济利益很可能流入企业,符合收入确认原则,因此申请人补贴电费收入与标准电费收入同时确认。	《关于请做好嘉泽新能可转债发行发审委会议准备工作的函》的回复(2020年6月)
浙江新能 600032.SH	风力发电、 光伏发电	针对已纳入补贴清单的项目、未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目,公司在电量上网时即确认补贴收入满足风险和报酬、所有权已转移、收入及成本能够可靠计量、享有现时收款权利及相关经济利益很可能流入四个条件,补贴收入的确认方法符合企业会计准则的规定。	《首次公开发行股票招股说明书》(2021年4月)
广州发展 600098.SH	光伏发电、 风力发电	光伏方面,发行人的含补贴的光伏项目已经在2018年前完成全部容量并网,满足纳入国补目录的条件。陆上风电方面,2018年底以前核准项目需要在2020年底前完成并网发电,方可申请国补,发行人尚未纳入国补目录的陆上风电项目均于2018年底前核准,且于2020年底前完成并网发电,满足申请纳入国补目录的条件。发行人取得的可再生能源电价补助资金作为电价款的组成部分,与标杆电价同时以电力供应至各电场所在地的省电网公司时确认营业收入。广州发展对未纳入补贴目录或清单的发电项目的均已按照上述收入确认原则确认收入。	《广州发展集团股份有限公司与中信建投证券股份有限公司行关于非公开发行A股股票申请文件反馈意见的回复(修订稿)》(2021年9月)
上海电力 600098.SH	光伏发电、 风力发电	公司53个尚未纳入国补目录的项目,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》财建〔2020〕70号规定的纳入补贴清单的条件,未来纳入补贴项目清单不存在重大不确定性风险。上海电力对未纳入补贴目录或清单的发电项目对应的补贴电价收入的均已确认收入。	《上海电力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》(2021年9月)
中环股份 600098.SH	光伏发电	公司已运营但尚未纳入可再生能源补贴清单电站项目均已取得建设备案文件、纳入建设规划并取得了价格主管部门确认的电价依据文件,符合财建〔2020〕4号文对于主体资格的要求,预计纳入可再生能源	《关于天津中环半导体股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回

公司名称	未纳入补贴项目类型	补贴电价收入确认政策描述	资料来源
		补助清单不存在重大不确定性，故收入确认与已纳入补贴目录或清单的电站项目一致。	复（修订稿）》（2021年8月）
能辉科技 301046.SZ	光伏发电	发行人对暂未纳入补贴清单的自持电站补贴电价依据国家补贴政策确定，同时依据用电企业出具的电量结算单确定补贴数量（即发电量），别金额和数量可以合理预计，且相关经济利益很可能流入公司，公司因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回，发行人对暂未纳入补贴清单的自持电站自并网投运起确认补贴收入。	《关于上海能辉科技股份有限公司首次公开发行股票并在创业板上市申请文件第三轮审核问询函的回复》（2021年5月）
露笑科技 600098.SH	光伏发电	截至2020年6月30日，露笑科技共有光伏发电项目37个（3个为在建项目），已运营但尚未纳入补贴目录的34个，其中17个光伏发电项目符合纳入首批补贴清单要求，目前已提交纳入补贴清单申请，有处于申请审核过程中；另有17个项目已运营项目和3个在建项目，暂未进行补贴清单申报。露笑科技光伏发电业务以电力供应至电网公司作为收入确认时点，发电产生的收入按照结算单数量与电价文件所示销售单价确认。	《关于露笑科技股份有限公司2020年度非公开发行股票A股股票发审会议准备工作告知函的回复》（2020年11月）
拓日新能 002218.SZ	光伏发电	公司并网发电的光伏电站项目中，对于未纳入补贴清单项目，公司均已确认补贴电价收入（含已申请、暂未纳入补贴清单项目和暂未申请项目），对于补贴电价，公司依据发改委电价政策、发改委核准或备案文件、竞价项目公示文件、电价批复文件、与电网公司签订的购售电合同等确认。	《关于深圳市拓日新能源科技股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回复》（2020年11月）
太阳能 000591.SZ	光伏发电	截至2024年12月，太阳能已纳入国补目录但尚未纳入第一批合规清单共46个项目，太阳能仅在募集说明书测算假设发生补贴退回情况对2024年度财务数据的影响，未对已确认的补贴收入进行调整。，经自查认为不存在纳入补贴合规项目清单实质障碍的，继续按照原定补贴电价及销售电量确认营业收入。	《向不特定对象发行可转换公司债券并在主板上市募集说明书》（2025年3月）
嘉泽新能 601619.SH	风力发电、 光伏发电	对尚未纳入第一批补贴合规项目清单的项目，经自查认为不存在纳入补贴合规项目清单实质障碍的，继续按照原定补贴电价及销售电量确认营业收入。	《向特定对象发行股票之募集说明书（申报稿）》（2025年4月）

如上表所示，对于可享有补贴但未纳入“国补目录”或“合规清单”的发电项目，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，即同时确认基础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，相关会计处理不存在差异。

综上，发行人相关收入确认政策符合会计准则的规定，与同行业可比上市公司的处理不存在差异。

2、未纳入补贴目录、合规清单项目在报告期内确认的补贴收入金额及占比

报告期内，发行人未纳入补贴清单“国补目录”或第一批“合规清单”项目

均不存在纳入“国补目录”或“合规清单”的实质性障碍，相关项目补贴电费收入确认政策与同行业可比公司不存在差异。发行人未纳入补贴清单“国补目录”或第一批“合规清单”项目在报告期内确认的补贴收入金额分别为 38,565.74 万元、37,991.28 万元及 36,578.37 万元，占当期营业收入的比例分别为 43.74%、38.38%及 37.68%，具体情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	报告期确认的可再生能源发电补贴收入			是否纳入国补目录	是否纳入合规清单
		2024 年	2023 年	2022 年		
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	11,627.29	13,036.18	13,498.30	是	否
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	9,174.69	8,880.59	8,790.39	是	否
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	6,031.52	6,398.28	6,723.95	是	否
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	1,116.37	1,156.29	1,103.59	否	否
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	344.38	395.05	387.65	否	是
6	小红山 8MW 分散式风电项目	340.05	336.33	323.80	否	否
7	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	1,794.29	1,822.48	1,795.23	是	否
8	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	177.84	210.62	130.97	否	否
9	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2,012.83	1,916.24	1,960.24	否	否
10	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	1,926.91	1,893.17	1,898.20	否	否
11	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2,032.19	1,946.04	1,953.43	否	否
未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴收入合计		36,578.37	37,991.28	38,565.74		
立新能源营业收入合计		97,067.85	98,976.86	88,178.49		
未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴收入占比		37.68%	38.38%	43.74%		

（五）结合补贴收入的结算周期、已确认补贴收入及实际取得补贴金额，说明报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加，是否与同行业公司变动一致，补贴款回收是否存在较大风险，是否已存在明显的减值迹象，相关坏账计提是否充分。

1、补贴收入的结算周期、已确认补贴收入及实际取得补贴金额

（1）补贴收入的结算周期

补贴电价部分产生的电费收入由财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，按照以收定支的原则按年将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和各省级财政部门，由电网公司转付给公司。因此，补贴电费具体发放周期由国家财政部拨付时间决定，无规定具体时间，无明确约定的信用期。近年来，立新能源补贴电费平均发放周期逐渐变长。

报告期各期末，立新能源应收账款期末余额分别为 182,713.87 万元、227,086.73 万元及 272,386.54 万元，主要系应收补贴款。报告期各期末，立新能源应收可再生能源补贴金额分别为 178,778.43 万元、222,794.21 万元及 267,734.99 万元，占应收账款的比例分别为 97.85%、98.11%及 98.29%。报告期各期末，立新能源应收补贴款的账龄情况如下表：

单位：万元、%

账龄	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1 年以内	56,196.25	20.99	58,619.85	26.43	58,155.77	32.53
1-2 年	54,913.29	20.51	50,012.85	22.55	52,977.11	29.63
2-3 年	45,932.97	17.16	49,865.31	22.48	39,800.85	22.26
3-4 年	47,352.09	17.69	36,611.14	16.50	26,736.40	14.96
4-5 年	36,619.45	13.68	25,612.72	11.55	1,108.29	0.62
5 年以上	26,720.93	9.98	1,108.21	0.50		
合计	267,734.99	100.00	221,830.08	100.00	178,778.43	100.00

（2）已确认补贴收入及实际取得补贴金额

截至 2024 年末，立新能源享受新能源发电补贴的项目共有 15 个，其中 8 个项目已纳入“国补目录”，7 个项目正在审核中。截至 2024 年末，立新能源累计已确认含税补贴收入 459,285.41 万元，已收回含税补贴金额为 191,550.42 万元。其中，已纳入“国补目录”的 8 个新能源发电项目累计已确认含税补贴收入金额为 425,683.02 万元，累计已取得补贴资金为 191,170.67 万元。未纳入“国补目录”的 7 个项目的累计已确认含税补贴收入为 33,602.39 万元，累计已取得补贴资金为 379.75 万元，系接入兵团电网的第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电

项目。未纳入“合规清单”的 10 个项目累计已确认含税补贴收入为 321,727.74 万元，累计已取得补贴资金为 94,420.11 万元，具体情况如下表：

单位：万元（含税）

序号	项目名称	纳入国补目录的批次	是否纳入合规清单	截至 2024 年末累计确认补贴收入	截至 2024 年末累计取得补贴资金	截至 2024 年末应收补贴资金余额
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	125,334.95	41,100.41	84,234.54
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	85,255.19	27,159.72	58,095.47
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW 风电项目、二期 49.5MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	56,770.98	17,161.52	39,609.45
4	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	第六批 2016 年 9 月	是	30,974.26	23,104.21	7,870.05
5	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目	第六批 2016 年 9 月	否	22,037.94	8,618.70	13,419.24
6	新疆新能源集团新风昌吉吉木萨尔 20MW 光伏发电项目	第七批 2018 年 6 月	是	17,783.86	9,859.40	7,924.46
7	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	第七批 2018 年 6 月	是	43,134.77	31,847.99	11,286.78
8	哈密国投新光哈密东南部山口光伏园区 50MW 光伏发电项目	2020 年 8 月补贴清单第三批	是	44,391.07	32,318.71	12,072.36
9	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	申报审核中	否	956.52	379.75	576.77
10	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	8,884.07		8,884.07
11	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	8,648.47		8,648.47
12	新疆新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	8,891.77		8,891.77
13	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	申报审核中	否	3,815.21		3,815.21
14	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	申报审核中	是	1,273.71		1,273.71
15	小红山 8MW 分散式风电项目	申报审核中	否	1,132.64		1,132.64
合计				459,285.41	191,550.42	267,734.99

2、报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加，是否与同行业公司变动一致，补贴款回收是否存在较大风险。

(1) 报告期各期末应收补贴款余额较大且持续增加的原因

立新能源目前应收账款账龄较长的原因主要系公司发电项目纳入补贴目录时间较晚，公司发电项目平均并网时间相较同行业可比公司较晚，发电项目纳入补贴目录时间主要集中于可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）（2018年6月）。第七批纳入可再生能源电价附加资金补助目录的发电项目的审核时间较长。未纳入补贴目录或补贴清单的项目，暂时不能获得新能源补贴电费的结算。并且近年来，国内可再生能源发电项目发展迅速，目前国家财政部发放可再生能源电价补贴时间有所滞后，新投产的新能源发电项目从投产至实际取得补贴间隔时间较长，因此相关发电项目的应收补贴款自并网发电时滚动累计影响应收账款期末余额。同时截止报告期末，立新能源尚有7个符合享有新能源发电补贴条件的项目，尚未纳入补贴清单。

另一方面，2022年9月，国家发改委、国家能源局、财政部联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，就补贴核查中存在诸多疑义的相关内容进行了说明，包括部分特殊光伏项目上网电价的确定、纳入补贴项目容量的认定、项目备案容量的认定标准等。2022年10月，国家电网和南方电网发布《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》。2023年1月，国家电网和南方电网公布了《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》。

针对上述公告中，发行人在运营项目中可享有发电补贴项目共计15个，其中已纳入“国补目录”的发电项目共计8个，其中4个项目已被纳入国家电网公布的第一批合规项目清单（另有1个尚未纳入“国补目录”但已通过补贴核查的项目，合计5个项目已纳入第一批“合规清单”），其余10个项目尚未被纳入第一批合规项目清单。2023年开始，除胡杨河锦华60MW光伏发电项目，虽尚未纳入“国补目录”及“合规清单”，但因其属于兵团电网竞价项目，兵团电网为支持鼓励可再生能源发电行业的发展，对于其认为符合补贴条件的项目也按其财政预算先行支付部分补贴电费。对于其他尚未纳入补贴清单或通过合规审查项目，暂停发放可再生能源补贴款，导致累计的应收补贴款项增加。

由于新能源补贴电费是根据电网公司收到财政补助资金后转付，因此根据行业惯例，双方未明确约定应收补贴电费的信用期，并且发电业务持续进行，2022年之前，财政部在向电网企业拨付补贴电费时，未明确对应的补贴收入确认期间。电网企业向发电企业支付发电补贴款总体按照“先进先出”的方式，按照电力业务结算单记载的上网电量逐月对账支付，立新能源在收到补贴款时按收入确认时间先后陆续冲减应收账款。2023年以来，除接入兵团电网企业的胡杨河锦华60MW光伏发电项目外，财政部在向国家电网有限公司拨付发电补贴时，注明了补贴电费年度并在新能源云网站公示，2023年立新能源收到国网新疆转付的补贴款主要系2022年度及以后发电产生，故立新能源在收到相应补贴款时，冲减2022年度及以后确认的应收款项。

上述原因共同使得立新能源应收补贴款金额逐年增大，平均账龄逐渐变长，存在合理性。

（2）是否与同行业公司变动一致

新能源发电行业上市公司应收账款余额主要系应收补贴款，应收账款余额规模跟装机规模存在一定线性关系，一般装机规模越大，应收账款余额也就越大。报告期各期末，同行业可比上市公司应收账款余额总体均持续上升。立新能源、同行业可比上市公司应收账款余额变动趋势与同行业可比公司一致。报告期各期末，立新能源应收账款余额、装机规模及相关比例具体情况如下表：

单位：MW、万元

	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
节能风电	期末装机规模	6,177.66	5,666.76	5,325.26
	应收账款余额	769,817.25	655,161.65	515,511.43
	应收账款余额同比变动	17.50%	27.09%	
	应收账款/期末装机规模	124.61	115.61	96.80
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
中闽能源	期末装机规模	957.30	957.30	957.30
	应收账款余额	313,731.05	251,004.06	208,693.95
	应收账款余额同比变动	24.99%	20.27%	
	应收账款/期末装机规模	327.72	262.20	218.00
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
江苏新能	期末装机规模	1,700.00	1,660.00	1,550.00
	应收账款余额	350,521.12	283,772.30	218,686.43
	应收账款余额同比变动	23.52%	29.76%	
	应收账款/期末装机规模	206.19	170.95	141.09
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
嘉泽新能	期末装机规模	2,282.12	2,032.00	1,926.00
	应收账款余额	351,228.94	321,185.37	254,875.32
	应收账款余额同比变动	9.35%	26.02%	
	应收账款/期末装机规模	153.90	158.06	132.33
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
太阳能	期末装机规模	6,076.00	4,674.00	4,347.00
	应收账款余额	1,315,497.72	1,181,631.31	1,046,329.82
	应收账款余额同比变动	11.33%	12.93%	
	应收账款/期末装机规模	216.51	252.81	240.70
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
三峡能源	期末装机规模	47,961.40	40,044.40	26,521.40
	应收账款余额	4,703,577.15	3,817,261.94	2,761,458.21
	应收账款余额同比变动	23.22%	38.23%	
	应收账款/期末装机规模	98.07	95.33	104.12
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
可比上市公司平均	应收账款余额同比变动	18.32%	25.72%	
	应收账款/期末装机规模	187.83	175.83	155.51
	项目	2024 年末	2023 年末	2022 年末
立新能源				

期末装机规模	2,074.00	1,540.00	1,251.00
应收账款余额	272,386.54	227,086.73	182,713.87
应收账款余额同比变动	19.95%	24.29%	
应收账款/期末装机规模	131.33	147.46	146.05

报告期内，同行业可比公司普遍存在应收账款金额持续增长的情形，2023 年、2024 年，发行人应收账款余额分别同比增加 24.29%及 19.95%，同行业可比公司应收账款余额平均增长率分别为 25.72%、18.32%。报告期内，发行人应收账款余额变动情况与同行业可比公司保持一致。此外，公司应收账款余额与期末装机规模的比例保持在 140 万元/MW 左右，位于同行业中间水平。

报告期内，立新能源应收账款与期末装机规模的比例低于同行业可比公司的平均值。2024 年末，立新能源应收账款/期末装机规模的比例由 147.46 万元/MW 下降至 131.33 万元/MW，同行业可比公司指标平均值由 175.83 万元/MW 上升至 187.83 万元/MW，变动趋势不一致的原因，主要是立新能源 2024 年新并网装机规模提升比例较高。

综上所述，立新能源与同行业可比公司应收账款余额均较大且持续增加，主要系行业内补贴电费回款周期普遍较长所致，符合行业特点，具有合理性。

3、补贴款回收是否存在较大风险，是否已存在明显的减值迹象，相关坏账计提是否充分。

（1）补贴款回收是否存在较大风险，是否已存在明显的减值迹象

从应收账款的结构来看，公司所属新能源发电行业内的上市公司应收账款的结构均由标杆电费和补贴电费组成，其中标杆电费由电网公司承担，补贴电费最终由财政部承担。发行人及同行业可比公司的应收账款债务人主要为电网公司。

补贴电费的资金来源主要为财政专项资金以及中央国库，系国家信用，不能收回的可能性极小；电网公司的信用评级较高，具备较强的还本付息能力。公司的应收账款主要以补贴电费和标杆电费为主，客户违约风险较小，应收账款难以回收的风险较小。根据发行人以前年度确认的应收补贴款历史回款情况，未发生过实际损失，补贴款回收不存在较大风险，不存在明显的减值迹象。

(2) 相关坏账计提是否充分。

报告期各期末，公司的坏账准备计提情况如下：

单位：万元、%

项目	2024.12.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款					
按组合计提预期信用损失的应收账款	272,386.54	100.00	72,144.09	26.49	200,242.45
其中：账龄组合	272,386.54	100.00	72,144.09	26.49	200,242.45
合计	272,386.54	100.00	72,144.09	26.49	200,242.45
项目	2023.12.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款					
按组合计提预期信用损失的应收账款	227,086.73	100.00	55,402.18	24.40	171,684.56
其中：账龄组合	227,086.73	100.00	55,402.18	24.40	171,684.56
合计	227,086.73	100.00	55,402.18	24.40	171,684.56
项目	2022.12.31				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
单项计提预期信用损失的应收账款					
按组合计提预期信用损失的应收账款	182,713.87	100.00	34,281.96	18.76	148,431.91
其中：账龄组合	182,713.87	100.00	34,281.96	18.76	148,431.91
合计	182,713.87	100.00	34,281.96	18.76	148,431.91

为了能够公允反映公司预期信用损失，公司对应收账款使用风险参数模型来计算预期信用损失。公司根据历史数据计算公司历史实际坏账率，并考虑了当前及未来经济状况的预测，如国家 GDP 增速、基建投资总额、国家货币政策等前瞻性信息进行调整得出预期损失率，具备客观性和谨慎性。

当在单项工具层面无法以合理成本评估预期信用损失的充分证据时，公司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判断，依据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。确定组合的依据如下：

组合名称	确定组合的依据	计提方法
按账龄组合计提预期信用损失的应收款项	除单项计提预期信用损失及信用风险较低客户组合以外的应收账款	按账龄与整个存续期预期信用损失率对照表计提
信用风险较低的客户组合的应收款项	合并范围内关联方的应收款项	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预期计量预期信用损失

报告期内，通过将发行人公司与同行业可比公司应收账款坏账计提政策及计提比例进行对比，发行人应收账款坏账准备计提政策较同行业可比公司更为谨慎，应收账款坏账准备计提比例高于同行业平均水平，详细分析参见本回复“问题二”之“（六）2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更，公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%，低于原政策（50%-100%），说明会计估计变更的原因及合理性，变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异，应收账款坏账计提是否谨慎、充分，并测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况。”

综上所述，公司应收补贴款坏账政策设置是客观的、谨慎的，报告期各期末，公司应收补贴款坏账计提比例均高于同行业可比公司平均水平，发行人应收补贴款坏账准备计提具备充分性。

（六）2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更，公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%，低于原政策（50%-100%），说明会计估计变更的原因及合理性，变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异，应收账款坏账计提是否谨慎、充分，并测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况。

1、说明会计估计变更的原因及合理性

公司的主营业务为风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营。公司的主要产品是电力，客户主要为电网公司，发电收入包括基础电费收入和补贴电费收入（即可再生能源补贴），应收账款主要为应收补贴电费及应收电网公司结算电费，信用等级高。

发电收入中，基础电费收入按月结算，可再生能源补贴根据中央财政资金拨付情况确定。近年来，随着国家可再生能源补贴政策的变化，可再生能源补贴回款周期有所延长。公司原“按账龄组合”计提预期信用损失的应收账款（简称“账龄组合”）采用的计提坏账准备的比例已不能客观准确地反映公司的应收账款风险特征。

同时，公司计提比例明显高于同行业可比上市公司的综合计提比例。为了保证向投资者提供更可靠、更准确的会计信息，公司结合最新行业政策、当前状况及公司历史信用损失经验，并参照同行业公司的坏账准备计提方法，预计未来面临的预期信用尚未发生实质性变化，基于谨慎性原则对应收账款坏账准备综合计提比例作出调整，以更加客观、公允地反映公司的财务状况和经营成果。

2、变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司是否存在显著差异，应收账款坏账计提是否谨慎、充分

报告期内，公司根据销售政策、客户结构、信用状况等，按照预期信用损失率制订了坏账准备计提政策，公司主要客户为国网新疆下属供电公司以及兵团电网下属的电网公司（七师为新疆锦龙电力集团有限公司，九师为新疆生产建设兵团第九师热电有限公司），客户整体质量较高。

报告期各期末，公司新能源发电业务应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司对比如下：

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	计提比例
中闽能源	信用风险特征组合	包括应收电网公司电费在内的全部应收账款	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年、2023 年及 2024 年年报，2022 年末平均计提比例为 3.97%，2023 年末平均计提比例为 2.57%，2024 年末平均计提比例为 2.55%
江 苏 新 能	组合 1	以应收款项的账龄作为信用风险特征（除组合 2、组合 3 之外的应收款项）	账龄分析法	1 年以内 1%；1-2 年 10%；2-3 年 30%；3-5 年 50%；5 年以上 100%
	组合 2	应收电网公司电费（燃煤基准价部分）	账龄分析法	1 个月以内不计提，1-12 个月 1%；1-2 年 50%；2 年以上 100%

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	计提比例
	组合 3	应收可再生能源电价附加补助	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年、2023 年及 2025 年年报，2022 年末平均计提比例为 3.95%，2023 年末平均计提比例为 5.61%，2024 年末平均计提比例为 6.63%
嘉泽新能	应收各地国网公司款项组合	应收各地国网公司款项组合	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年及 2023 年年报，2022 年末平均计提比例为 1.56%，2023 年末平均计提比例为 1.68%，2024 年末平均计提比例为 1.62%
节能风电	电力销售应收账款	主要包括应收标杆电费和应收可再生能源补贴电费	预期信用损失法	未披露具体如何计算，根据 2022 年及 2023 年年报，2022 年末平均计提比例均为 1%，2023 年末平均计提比例均为 1%，2024 年末平均计提比例均为 1%
太阳能	电力销售应收账款组合	应收电网公司电费，包括标杆电费、可再生能源电价补贴、省补、市补、区补	预期信用损失法	根据客户信用状况、近年的信用损失情况及资金时间成本因素结合行业政策及同行业情况综合确定预期信用损失率。根据 2022 年、2023 年及 2024 年年报，计提比例均为 1%
三峡能源	标杆电费组合	应收电网公司标杆电费	账龄分析法	1 年以内 0.3%；1-2 年 5%；2-3 年 20%；3-4 年 50%；4-5 年 80%；5 年以上 100%
	新能源补贴款组合	应收电网公司补贴电费	预期信用损失法	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，根据招股说明书，根据 2022 年年报，1 年以内计提 0.30%；1-2 年计提 3.31%；2-3 年 6.50%，3-4 年 9.60%；4-5 年 12.59%，5 年以上 15.48%；根据 2023 年年报，1 年以内计提 0.30%；1-2 年计提 3.19%；2-3 年 6.27%，3-4 年 9.25%；4-5 年 12.14%，5 年以上 14.94%；根据 2024 年度报告，1 年以内计提 0.30%；1-2 年计提 3.02%；2-3 年 5.94%，3-4 年 8.78%；4-5 年 11.53%，5 年以上 15.32%
发行人	账龄分析法组合	合并范围外应收账款	按账龄与整个存续期预期信用损失率对照表计提	2022 年末及 2023 年末计提比例为：1 年以内 5%；1-2 年 10%；2-3 年 30%；3-4 年 50%，4-5 年 80%，5 年以上 100%；2024 年末计提比例为：1 年以内 5%；1-2 年 10%；2-3 年 30%；3 年以上 45%

报告期内，发行人应收账款坏账准备计提政策较同行业可比公司更为谨慎。

报告期各期末，公司应收账款坏账计提比例与同行业可比公司对比如下：

可比公司	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
中闽能源	2.55%	2.57%	4.15%
江苏新能	11.90%	6.43%	4.84%
嘉泽新能	2.77%	1.70%	1.55%

可比公司	2024.12.31	2023.12.31	2022.12.31
节能风电	1.10%	1.12%	1.15%
太阳能	2.41%	2.63%	2.92%
三峡能源	4.84%	3.93%	3.21%
同行业平均	4.26%	3.06%	2.97%
立新能源	26.49%	24.40%	18.76%

注：本表中应收账款坏账计提比例为当期期末坏账准备计提金额/应收账款余额。

报告期各期末，公司应收账款坏账计提比例分别为 18.76%、24.40%及 26.49%，高于同行业可比上市公司坏账平均计提比例，发行人应收账款坏账准备计提政策较同行业可比公司更为谨慎。

3、测算按照原计提政策计提应收账款坏账准备 2024 年利润情况

按照原应收账款坏账计提比例测算，2024 年末，公司应收账款坏账准备合计金额为 91,039.18 万元，比按照现有坏账计提比例计提的坏账准备金额多 18,895.09 万元。

单位：万元

账龄	2024 年末余额	变更后		变更前		坏账计提差额（变更前-变更后）
		坏账计提比例	坏账准备	坏账计提比例	坏账准备	
1 年以内	60,470.44	5%	3,023.52	5%	3,023.52	
1-2 年	55,290.65	10%	5,529.07	10%	5,529.07	
2-3 年	45,932.97	30%	13,779.89	30%	13,779.89	
3-4 年	47,352.09	45%	21,308.44	50%	23,676.05	2,367.60
4-5 年	36,619.45	45%	16,478.75	50%	18,309.73	1,830.97
5 年以上	26,720.93	45%	12,024.42	100%	26,720.93	14,696.51
合计	272,386.54		72,144.09		91,039.18	18,895.09

2024 年，公司应收账款坏账准备计提比例变更对 2024 年报表项目的影响如下：

单位：万元

受影响的报表项目名称	影响金额
应收账款	18,895.09
递延所得税资产	-2,809.49

受影响的报表项目名称	影响金额
信用减值损失（减少）	18,895.09
所得税费用（增加）	2,809.49

注：影响金额=会计估计变更后金额-会计估计变更前金额

按照原应收账款坏账计提比例测算，发行人 2024 年信用减值损失为-35,725.76 万元，净利润-11,154.44 万元，归母净利润为-11,067.40 万元，具体情况如下表：

项目	2024 年变更后	2024 年变更前
营业收入	97,067.85	97,067.85
营业成本	49,577.12	49,577.12
信用减值损失	-16,830.67	-35,725.76
营业利润	7,727.31	-11,167.78
利润总额	7,708.57	-11,186.52
所得税费用	2,777.41	-32.07
净利润	4,931.16	-11,154.44
归属于母公司股东的净利润	5,018.21	-11,067.40

二、核查情况

（一）核查程序

1、查询并收集整理公司可享有补贴项目历史建设期间与可再生能源发电补贴有关的政策，查阅《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》相关要求及补充通知，并收集发行人可享有补贴项目历史建设期间获取的批复、并网资料、试运行资料、并网初期上网电量资料等，分析相关政策内容、关键变化情况及对发行人的影响；

2、审阅复核发行人可再生能源发电项目信息，包括项目名称、装机容量、并网时间、是否纳入“国补目录”、电价批复文件以及是否纳入第一批“合规清单”等信息；查询、核对“国补目录”公示文件，并对发行人已纳入“国补目录”的项目进行统计复核，并在相关管理平台进行查询和确认；收集并审阅发行人已纳入“国补目录”项目领取补贴资金的情况，以及确认发电补贴收入的情况；

3、查询、核对第一批“合规清单”，并对发行人已纳入的项目数量进行复核；收集并核查发行人已纳入第一批“合规清单”的项目领取发电补贴资金的情况；

4、对未纳入第一批“合规清单”的项目，对照自查通知的要求，查询、核查其核准备案文件、纳入规模情况，项目发电量情况、领取补贴资金的情况，以及确认国补收入的情况；

5、查询同行业可比公司对补贴核查相关情况的披露，收集并整理其补贴核查过程中涉及到的项目问题及相关的会计处理；审阅发行人未纳入第一批“合规清单”项目是否存在相同或类似问题，是否涉及到相同或类似的会计处理，评估相关会计处理对发行人业绩的影响及本次发行的影响；查询同行业可比公司对未纳入“国补目录”及第一批“合规清单”项目的收入确认政策；

6、收集、复核发行人报告期内已并网各项目电力结算单；

7、核查发行人报告期内补贴收入确认情况以及补贴款回款情况，查询同行业可比公司报告期各期末应收账款账龄分布及余额变动情况；

8、了解发行人目前的信用政策以及应收账款信用风险特征组合分类的依据及合理性，评价坏账计提相关政策是否符合企业会计准则的规定；查阅同行业可比公司招股说明书或年度报告，了解同行业可比公司信用风险特征组合分类情况，分析发行人与同行业可比公司在信用政策、坏账计提政策等方面是否存在重大差异；获取应收账款账龄及减值情况、期后回款数据等资料，结合发行人行业特点及不同业务类型面临的未来信用风险特征，评价应收账款坏账准备计提的会计估计变更的合理性。

（二）核查结论

会计师经核查认为：

1、发行人未纳入第一批合规项目清单所涉及项目，经对照《补贴合规自查通知》要求，相关项目申报审核目前仍在进行中，发行人未纳入“合规清单”的项目不存在项目合规性、电量、电价、补贴资金等方面的问题，部分项目存在超装情形，但并未违反《补贴合规自查通知》相关规定。结合同行业可比公司不被

纳入合规项目清单存在的问题，发行人相关项目不存在纳入合规项目清单的实质性障碍。

2、发行人已纳入“国补目录”的项目不存在被移出的风险。对于尚未纳入“合规清单”的10个项目，如果对于其中规模超装项目认定为超装情形，按照《补贴合规自查通知》可能会要求发行人对于超装规模部分按照核定规模的比例，退还相应已发补贴款，预计涉及金额约1,628.88万元，对发行人财务状况影响较小，不会影响本次发行。

3、发行人已在本反馈意见回复中列示报告期已并网各项目的发电量及补贴收入、结算电量及实际销售单价、各电站项目的销售模式、上网电价定价依据等。报告期内，发行人已并网各项目，无论是否参与市场化交易，均不会对电价补贴（如涉及享有）的单价及收入产生影响。发行人对于发电收入的确认来源于两部分，一是根据电网企业或电力交易中心按月向发行人出具的《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及基础电价部分（含保障性收购标杆电价及市场化交易电价）所形成的当期售电收入；二是根据《电力结算单》所确认的上网电量，以及项目电站所适用的发电补贴政策单价（仅适用享有补贴政策的发电项目），二者乘积计算得出当期发电补贴款金额，并确认为当期收入。平价上网项目仅依据《电力结算单》确认基础电价发电收入，无需进行补贴收入的计算和确认，发行人的收入确认准确、合理。

4、截至2024年末，发行人合计已投运风力、光伏可再生能源发电项目23项，其中15项在可再生能源发电行业发展期间，根据彼时可再生能源发电补贴有关政策，可享有发电补贴。其中，发行人尚未纳入“国补目录”的可再生能源发电项目合计7项，尚未纳入“合规清单”的可再生能源发电项目合计10项。经核查，未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，确认电价补贴收入依据充分，符合会计准则规定，与同行业处理不存在差异。

5、补贴电价部分产生的电费收入由财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，按照以收定支的原则按年将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和各省级财政部门，由电网公司转付给公司。因此，补贴电费具体发放周期由国家财政部拨付时间决定，无规定具体时

间，无明确约定的信用期。报告期内，发行补贴收入的结算周期受部分可享受新能源发电补贴的项目尚未纳入“国补目录”或“合规清单”，暂时不能取得补贴资金，使得应收补贴账龄逐步变长、余额不断增大。截至 2024 年末，发行人累计确认含税补贴收入 459,285.41 万元，已收回含税补贴资金 191,550.42 万元。报告期各期末，发行人应收补贴款余额较大且持续增加，与同行业公司变动一致，补贴款回收不存在较大风险，不存在明显的减值迹象，相关坏账计提充分。

6、2024 年发行人对应收账款坏账准备计提的会计估计进行变更，公司变更 3 年以上账龄坏账率统一为 45%，低于原政策（50%-100%），发行人会计估计变更的原因存在合理性，变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司相比较为谨慎。发行人应收账款坏账计提谨慎、充分。按照原有应收账款坏账计提政策测算，发行人 2024 年净利润为-11,154.44 万元，归母净利润为-11,067.40 万元。

问题三

报告期内，发行人的电力销售主要是将电力产品直接销售给国家电网、地方电网等客户。销售模式分为保障性收购和参与市场化交易两种模式。保障性收购以月为结算期，实现日清月结，年终清算。电价由经政府价格主管部门批准或确认的当地脱硫燃煤机组标杆电价和可再生能源补贴组成。在市场化交易模式下，公司通过电力交易中心申报电量及电价，采取集中竞价（撮合）交易、挂牌交易、省间双挂双摘交易等多种方式确定最终成交电量及电价，经相关方确认后形成交易结果。

报告期内，发行人参与市场化交易占上网电量比重分别为 22.27%、30.98%、25.49%，市场化交易收入占主营业务收入比重分别为 21.63%、26.85%、12.17%，市场化交易上网均价分别为 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，即市场化交易电量比重较高，但相应上网均价逐年降低。

报告期各期，发行人营业收入分别为 88,178.49 万元、98,976.86 万元及 97,067.85 万元，归属于母公司股东的净利润分别为 19,600.72 万元、13,521.63 万元及 5,018.21 万元；2025 年第一季度，发行人归属于母公司股东的净利润仅为-936.41 万元，同比下降 166.51%。主营业务综合毛利率分别为 59.45%、58.04% 和 48.93%，净利润及综合毛利率持续下滑。截至 2024 年 12 月 31 日，公司长期股权投资账面价值为 79,681.81 万元，公司其他应收款账面价值为 3,057.45 万元。

请发行人补充说明：（1）发行人保障性收购和市场化交易模式下上网电量及结算价格的确定方式和依据，收入构成及确认政策。（2）发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重，2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、同时光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因。（3）报告期内市场化交易上网均价持续下滑的原因，与同行业可比公司变动趋势是否一致。（4）结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性，与同行业公司比较是否存在重大差异。（5）结合上述因素说明发行人净利润逐

年下降的主要原因，特别是 2025 年一季度亏损的主要因素，前述不利因素是否仍持续，是否影响发行人持续经营能力。（6）结合相关财务报表科目的具体情况，说明发行人最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况，是否已从本次募集资金总额中扣除，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求。

请会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、发行人说明

（一）发行人保障性收购和市场化交易模式下上网电量及结算价格的确定方式和依据，收入构成及确认政策。

发行人的电力销售模式具有行业特性，无论是否参与市场化交易，所运营的发电场站均是接入电网企业所建设的输电线路，并在各场站生产电力后，将电力产品通过电网线路实现上网并直接销售给国家电网、兵团电网等客户。

上网电量方面，发电项目各场站的上网电量，是由国家电网在汇集站等并网接入点，通过其安装的电力计量装置，按月统计各场站的当月上网电量，既包含了保障性收购电量，也包含了市场化交易电量（如有），二者的分类及统计，是依据发行人在电力交易中心对各项目的交易申报以及实际上网电量所确定，并在电网企业或电力交易中心出具的月度《电力结算单》确认。

结算电价方面，发行人各项目上网电价定价依据、适用的补贴政策和标准，均是根据各发电场站在历年建设期间所适用的可再生能源发电主管部门包括国家能源局、国家发改委等下发的定价政策，并在建设期间确认定价政策和补贴政策后持续执行。对于享有补贴的发电项目，其电价是由基础电价（标杆电价）、电价补贴两部分组成；对于平价无补贴项目，其电价仅为基础电价。

在保障性收购的模式下，即对于保障性收购电量部分（包括本地消纳优先收购小时、疆电外送的优先收购计划），各场站的上网电价仍是按照项目建设初期

所批复电价或地方发改委政策指导电价执行，即保障性收购上网电价=基础电价（脱硫燃煤标杆电价）+电价补贴；而参与市场化交易的电量部分，则由发电企业通过电力交易中心，对基础电价实行竞价报价的方式参与市场化报价，但补贴电价并不受影响，即市场化交易上网电价=基础电价（竞价确定）+补贴电价。

公司收入确认政策是依据《企业会计准则—收入准则》（财会【2017】22号）相关内容制定。发行人对于发电收入的确认来源于两部分，一是根据电网企业或电力交易中心按月向发行人出具的电力销售《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及基础电价部分（含保障性收购标杆电价及市场化交易电价）所形成的当期售电收入；二是根据《电力结算单》所确认的上网电量，以及各项目电站所适用的发电补贴政策单价（仅适用享有补贴政策的发电项目），二者乘积计算得出当期发电补贴款金额，并确认为当期收入。2022年及以后并网投运的平价上网项目仅依据《电力结算单》确认基础电价发电收入，无需进行补贴收入的计算和确认。

1、上网电量及电价确定总体原则

发行人各发电项目的上网电量依据：无论2022年以前建设含补贴的各发电项目是否陆续参与市场化交易，或是由电网企业实施全额保障性收购项目，亦或是2022年之后新并网且主要参与市场化交易的项目，所有接入国网新疆、兵团电网的各发电项目（除2024年服务新疆油田公司吉庆作业区3.5MW分布式光伏项目外），当月所生产的电量均是由电网公司在汇集站通过计量装置统计上网电量，并由电网企业在次月与发行人各项目公司进行确认，最终出具《电力结算单》。

总体而言，各发电项目所生产的电力无论是保障性收购、或市场化交易，均由电网企业全额收购，并作为最终客户向发行人各项目公司进行上网电量的结算，以及基础电费（保障性收购电量×脱硫燃煤标杆电价+市场化交易电量×标杆电价竞价）部分的支付；对于可享有补贴的项目，补贴收入=（保障性收购电量+市场化交易电量）×补贴电价，需在通过财政补贴预算以及国家能源局审核通过后，由可再生能源基金向电网企业拨付，再由电网企业向发电项目公司进行转付。

发电项目当月上网电量在《电力结算单》上全部体现，并会根据保障性收购、

市场化交易的情况列示分类明细，包括各时间段的上网电量、电量所对应的交易类型、上网电价、考核费用以及合计金额等要素，但接入国网新疆的项目结算单不会体现补贴金额及收入。接入兵团电网的奎屯金太阳 30MW 光伏项目、胡杨河立新 60MW 光伏项目，则在兵团电网企业出具的《电力结算单》会列示当期上网电量所对应的补贴金额。

根据《中华人民共和国可再生能源法》、《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》以及《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的相关规定，电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量。发电企业与所属电网公司签订《购售电合同》，根据合同将下辖风电、光伏发电项目所生产电力并入指定的并网点，实现电量交割与销售。电量计量由电网公司指定的计量装置以月为结算期，实现日清月结，年终清算。

2、保障性收购上网电量及结算价格的确定方式和依据

发行人已投运的发电项目，保障性收购上网电量及结算价格情况，主要分为以下四种情况，其中（1）（兵团九师 70MW 光伏项目除外）（2）（3）种情况，均是 2022 年以前投建的含补贴项目，（4）为 2022 年以后建成的平价本地消纳项目：

（1）全额保障性收购项目（3 项）

接入兵团电网的奎屯金太阳 30MW 光伏项目、胡杨河立新 60MW 光伏项目、兵团九师 166 团 70MW 光伏项目为本地消纳项目，均未参与市场化交易，所生产电量由兵团下属电网企业全额进行保障性收购，其中，前两项享有补贴项目根据彼时国家能源局、国家发改委的定价政策，保障性收购的标杆基础电价部分按照 0.25 元/千瓦时执行，但奎屯金太阳 30MW 项目根据地方发改委定价调整，对于上网电量进行分类、分段收费：900 万千瓦时按 0.25 元/千瓦时结算，电采暖按 1,200 万千瓦时计算，电价执行 0.04 元/千瓦时，其余电量全部按 0.18 元/千瓦时结算。补贴电价则是按项目并网时期的政策执行。

此外，兵团九师 70MW 光伏项目，兵团电网则是根据自治区发改委发布的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185 号），按照 0.262 元

/千瓦时价格与项目公司进行结算。

(2) 疆电外送项目 (8 项)

① “哈郑直流” 哈密地区 449.5MW 风电项目、100MW 光伏项目合计 5 项

“哈郑直流”天中外送 5 项合计 549.5MW 项目，2020 年以前不参与市场化交易，为国网新疆全额保障性收购，定价政策以项目建设时的补贴政策确定补贴价格，保障性收购原则上执行 0.25 元/千瓦时，后因“西电东送”政策支持，“哈郑直流”给予河南地区电价优惠，经新疆发改委政策调整，依据《关于做好哈郑直流配套电源电费结算的通知》现执行保障性收购部分电价：2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.2176 元/千瓦时执行，年落地电量 100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.229 元/千瓦时执行。

该等项目参与市场化交易情况：2020 年起，电网企业为解决弃风弃光问题，发布了《天中直流配套新能源发电企业与新疆区域燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（试行）》（新监能市场[2019]168 号），指出：天中直流配套新能源陆续投运，发电能力提升，在送出能力受限情况下，为减少天中直流配套新能源弃电量，报请国家能源局批复同意后，可通过参与不同消纳方向和路径的市场化交易模式，提升配套新能源消纳空间。坚持最大限度保障外送小时数原则，在输电受限时，按照天中直流上一年外送平均小时数为基准，基准以外的电量确定为配套新能源发电企业外送受限电量参与调峰替代交易规模（即市场化交易）。至此，该等项目企业可依据发电计划情况，开始自主申报参与市场化交易，但仍需优先保障疆电外送保障性消纳部分电量。

② “吉泉直流” 吉木萨尔 300MW 光伏项目合计 3 项目

公司于 2020 年 12 月起投运的新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目、新疆立新能源吉木萨尔一、二期光伏发电项目等 3 项合计 300MW 光伏发电项目，均是按照彼时可再生能源发电定价政策确定基础电价（脱硫燃煤标杆电价）0.25 元/千瓦时，以及补贴电价 0.15 元/千瓦时，至今未做调整。并网初期，电网企业对该等项目上网电量全额实施保障性收购，自 2023 年起，该等项目在国网统筹调度下，参考前述“哈郑直流”项目政策，开始计划性参与市场化交易，但

参与量不多，主要还是以确保疆电外送为原则，由电网企业以保障性收购为主。

(3) 本地消纳含补贴项目（5 项）

除上述项目外，公司 2022 年以前投运的乌鲁木齐托里新风一、二期合计 99MW 风电项目，昌吉阜康 20MW 光伏发电项目、昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏发电项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目、小红山 8MW 分散式风电项目 5 项可享有补贴项目，均为本地消纳项目。该等项目在并网当年，依据各时点补贴政策确认补贴电价，并依据彼时定价政策，确定保障性收购电价为 0.25 元/千瓦时。

上网电量方面，随着全国市场化交易进程的推进，该等项目已全部参与市场化交易，形成了保障性收购、市场化交易相结合模式。其中，保障性收购的电量确定系依据每年新疆发改委会发布优优先发电计划，确定当年对该等项目的保障性收购电量指标，以 2023-2025 年优先收购计划为例：

《关于 2023 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》：2023 年度，非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1,600 小时，计划电量 171.78 亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数 1,220 小时，计划电量 103.23 亿千瓦时。

《关于 2024 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，2024 年度，非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1,330 小时，计划电量 142.40 亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数 800 小时，计划电量 67.33 亿千瓦时。

《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，2025 年度，风电项目（含平价项目）保量保价优先发电利用小时数 895 小时，计划电量 241.56 亿千瓦时；其他光伏项目（含平价项目）优先小时数 500 小时，计划电量 176.01 亿千瓦时。

在此政策下，该等项目每年的保障性收购电量则是依据优先小时数×装机规模所确定，而保障性收购电价系按照 0.25 元/千瓦时执行。

(4) 2022 年后并网投运且无补贴平价上网项目（6 项，其中木垒 500MW 风电项目为 2024 年 12 月并网）

公司自 2022 年至 2024 年期间，合计投运哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 等 6 项风光发电项目，合计装机规模为 899MW。根据 2022 年 4 月 7 日新疆发改委发布的《自治区发展改革委关于印发<完善我区新能源价格机制的方案>的通知》（新发改能价[2022]185 号），明确指出将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，即以市场化交易方式参与售电交易，同时确定目标上网电价为 0.262 元/千瓦时，对于新建项目疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。2021 年以前年度建成的项目上网电价政策保持不变。

据此，该等项目在 2024 年 9 月以前均以市场化交易方式参与售电，不涉及保障性收购。

2024 年 9 月 3 日，新疆发改委发布《关于调整 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，在 2024 年 10-12 月期间，对于 2021 年以后新投产的平价风电项目，保障优先收购小时数 116 小时；2021 年以后新投产的平价光伏项目，保障优先收购小时数 71 小时。本次安排优先发电计划的平价风电、光伏项目结算价格按照《完善我区新能源价格机制的方案》中确定的目标电价执行。据此，该等平价项目亦调整为相应电量由电网企业按保障性方式进行收购，收购电价为 0.262 元/千瓦时，结算保障性收购电量计算方式与前述（3）本地消纳项目情况一致，即保障性收购电量=优先小时数×装机规模。

2025 年起，根据新疆发改委《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，该等项目也将部分电量纳入保障性收购范围，其中，风电项目保量保价优先发电利用小时数 895 小时，光伏项目优先小时数 500 小时。

据此，自 2025 年起，无论项目是 2022 年以前建成享有补贴项目，亦或是 2022 年以后投运平价项目，对于上述（3）（4）情形的本地消纳项目，将均按照风电 895 小时、光伏 500 小时所对应的发电量，享有电网企业保障性收购。

3、市场化交易上网电量及结算价格的确定方式和依据

发行人各项目除前述保障性收购以外的上网电量，均需通过电力交易中心参与市场化交易申报的方式组织售电。

目前，公司参与市场化交易的发电项目，主要是通过新疆电力交易中心和北京电力交易中心开展市场化交易业务。其中，新疆电力交易中心应用于疆内市场化交易，北京电力交易中心应用于省间市场化交易。报告期内，电力市场化交易主要分为三种模式：双边交易、竞价交易和挂牌交易，其中，双边交易和竞价交易主要是在新疆电力交易中心平台进行申报交易；挂牌交易主要是在北京交易中心进行申报。无论哪种交易模式，发行人参与市场化交易的售电客户均为国网新疆电力有限公司。

市场化交易是由电网公司组织发电企业在每年末统一申报下一年度参与市场化交易电量及电价情况。各项目按月发电期间，发电企业根据实际发电量情况（少发或超发）再通过月度双边交易方式进行申报调整。

（1）双边交易

双边交易是由发电企业与用电户或代理购售电公司达成的双边定向交易。发电企业会在线下寻找购售电公司（代理购电）建立合作关系，达成合作意向后，双方确认下一年度的合同电量及平段电价，峰、尖峰、谷、深谷时段电价则按照当年新疆发改委的定价指导政策，在平段电价的基础上分别上下浮动一定比例。

双方达成协议后，购售电公司在交易平台上按照事先约定好的电量电价进行申报，发电企业进行核对确认。申报信息只有发电企业和购售电公司双方可见，除此之外，双方不会签订书面协议。

①售电公司的选择

新疆电力交易中心平台会公示符合资格的购售电公司名单，平台上所有的购售电公司均会经过新疆电力交易中心的资质审核，发行人则是根据历年合作情况优先选择熟悉的购售电公司开展双边交易合作。公司可以通过新疆电力交易平台选择在电力交易中心平台备案的购售电公司，购售电公司也可通过平台寻找具有合作意向的发电企业，双方在线下进行沟通及合作意向确认。

②交易程序

A.由双边交易的对方即购售电公司,先行在电力交易平台上就双方达成的购售电需求量、时间段、价格等内容进行申报;

B.发电企业在收到申报指令后,在平台操作进行“确认”,据此双方达成购售电合作的约定:

C.根据电力交易中心每月出具结算单,对双边交易电量和电价进行确认结算,无论发电企业供电量是否达到合同约定,或购电方是否按照合同电量完全使用(或是否完成全额代理销售),电网企业均按照电力交易平台所申报的电量和电价分别向双方进行结算。在双边交易模式下,发行人一般只对接购售电公司,不对接终端用电户。最终无论发行人是否按合同电量全额供电或交易对方购售电公司是否按合同电量全额收购使用,双方均是与电网公司独立结算电费,最终交易电量与合同电量的差异不影响电网企业与发行人之间的结算。

(2) 竞价交易

由供电方即发电企业在交易平台上申报拟参与集中竞价的供电量及电价,电力交易中心平台供电量按照电价从低到高排序;交易对手方系电网公司,电网公司参与市场化交易是扮演代理购电的角色,替下游用电的工商业用户进行购电,其形式与双边交易的代理购售电公司相同,发电企业亦无法得知终端用户信息。但二者存在本质区别,一是定价机制不同,双边交易系由双方确认各时段交易电量和交易价格进行申报确认,电网公司代理购电则是通过竞价的方式确认成交价格;二是双边交易双方可约定并确认合同电量,竞价交易则是通过竞价、电量供应和需求情况撮合成交,合同电量以集合竞价的方式确认。此外,电网公司进行代理购电,仅在售电时赚取一定的输配电费,输配电费的标准由国家统一制定,不影响发行人与电网之间的成交价格。

具体撮合成交定价依据是以发电企业和电网公司申报的供电量达到需求量时,该供电量对应的价格则为成交价,价格低于成交价的部分全部按成交价达成交易,价格高于成交价的部分则未成交。在成交之前,供电方无法得知电网公司作为购电方的需求量以及最终的成交价。

(3) 挂牌交易

挂牌交易通常是省间交易，按照交易规则，参与省间交易项目需在北京电力交易平台进行申报。购电方将各时段需求电量及对应电价通过北京电力交易平台发布，发电企业根据电价及自身发电成本等因素决定是否摘牌，若要摘牌，则在交易平台上申报摘牌量，经双方确认后在交易平台上形成交易结果。由于挂牌交易电量和电价确定，但发电企业的参与申报总量通常会超出需求量，对此，由电力交易中心以及电网公司根据实际供电情况进行输配电调节，最终实际成交电量按比例分配至各参与申报的发电企业。

（4）偏差电量的结算（属于月度双边交易模式，应对每月风光资源量的不确定性，用于上网电量波动的灵活调节）

根据《新疆电力市场结算方案（修订稿）》第二十四条：“（一）发电企业的偏差电量分为超发电量和少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。发电企业的上调电量按照各时段月度集中竞价交易最低成交价结算，下调电量按照各时段月度集中竞价交易最高成交价结算。当月集中竞价交易某时段未成交时，采用最近一个月集中竞价交易该时段价格作为结算依据。各时段月度集中竞价交易最高、最低价为该时段内各小时成交价中的最高和最低价”。

月度实际发电时，发电企业可能会因自身原因存在少发或超发电量的情况，以少发电量为例，对于发电企业因自然资源不达预期而无法提供年度申报的合同供电量的情况下，发电企业可通过月度交易、日现货交易等方式购买部分电量或由电网企业通过电量偏差调节等方式来满足合同电量要求，《电力结算单》体现为市场化交易负电量，电网公司与供电方结算电费时，会相应地扣除该等负电量所对应的电费。其中，较为常见的为少发电量购入能量块交易，在电力交易平台上会以月度双边交易的方式公布各个时段需求方和供给方挂出的电量和电价，一般都是供需双方价格最高的前五名。在某个时段，价格合适的情况下，购售电方即可申报成交。

总体而言，对于常规市场化交易，发电企业均会根据新疆电力交易中心的通知，在上年末或当年初对本年度的售电计划在电力交易平台上进行申报。发电项目如涉及非平价优先项目的，发电企业会依据各年度优先保障小时数政策剔除所对应保障性收购电量，再对其余预期上网电量申报参与市场化交易（即双边交易、

竞价交易和挂牌交易)。电力交易中心对每个月按小时分为 24 个交易时段, 全年对应 288 个交易时段。发电企业和购电方根据约定制定一个计划发电量曲线, 将参与市场化交易的合同电量和电价精确分配到每月的每个时段。在申报前, 发电企业根据自身发电能力预测出下一年度的功率曲线, 制定计划发电量。发电企业根据计划发电量扣除优先保障小时数对应的电量后, 再扣除年度交易电量, 如在年度申报预算或实际发电期间还存有电力余量, 则再参加月度交易及日现货交易。

在执行过程中, 发电企业的上网电量全部与电网公司进行结算。对应有合同量的部分, 电网公司与发电企业根据合同约定的电价电量进行全部结算, 发电企业若出现超发或者少发的情形, 电网公司则在初步结算电费的基础上增加或扣减电费。若超发或少发电量在合同约定电量的 20% 之内(剔除双边交易、竞价交易、挂牌交易、月度能量块调节交易等), 则超发或少发电量对应的电价为当月该省全部上网电价的平均价; 若超发电量大于合同约定电量的 20%, 则超发或少发电量对应的电价为当月该地区全部上网电价平均价的 80% 或 120%。

据此, 发电企业无论在年度申报市场化交易、月度双边交易调节时, 均需尽可能接近合同电量, 对于确实存在合同电量以外的超发、少发电量的情形, 则由电网公司依据上网电量偏差调节, 或发电企业参与能量块交易购买部分电量等方式来满足合同电量要求, 以此尽量减少其与合同电量的偏差。无论上述市场化交易的何种形式, 最终发电项目所对应的当月上网电量、各类型市场化交易电量和均价、电费等明细都会在《电力结算单》中体现。

4、收入构成及确认政策

综上所述, 发行人各项目发电收入构成, 无论是否参与市场化交易, 其上网电价均是由基础电价+补贴电价(平价项目除外)两部分构成。而市场化交易仅对基础电价参与竞价产生波动, 补贴电价部分并不因市场化交易而变动。

发行人在收到《电力结算单》后, 基础电价部分的售电收入, 是根据结算单售电量及所对应的售电价格进行计算得出, 并在月度结算单体现基础电费的合计金额; 涉及补贴电费的项目, 则是由项目公司在取得《电力结算单》后, 根据所确认的上网电量, 按照项目所对应的补贴单价, 计算得出补贴收入。最终由各项

目公司按照基础电费、补贴电费（如有）两者合计金额，确认当期售电收入。

（二）发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重，2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、同时光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因。

1、发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重

报告期内，发行人各并网项目在报告期内的保障性收购和参与市场化交易的电量情况如下：

单位：万千瓦时

序号	项目名称	上网电量类型	2024 年		2023 年		2022 年	
			结算电量	占比	结算电量	占比	结算电量	占比
一、风电项目								
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	保障性收购	45,130.15	17.40%	37,120.81	15.77%	39,712.51	20.58%
		市场化交易	-5,315.49	-2.05%	7,518.24	3.19%	6,508.94	3.37%
		上网电量合计	39,814.66	15.35%	44,639.04	18.96%	46,221.45	23.95%
2	哈密新新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	保障性收购	44,805.66	17.27%	24,026.83	10.20%	26,305.20	13.63%
		市场化交易	-13,389.30	-5.16%	6,382.47	2.71%	3,795.24	1.97%
		上网电量合计	31,416.36	12.11%	30,409.30	12.91%	30,100.44	15.60%
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	保障性收购	12,901.02	4.97%	15,600.10	6.63%	6,849.40	3.55%
		市场化交易	13,312.89	5.13%	12,207.82	5.18%	22,373.92	11.59%
		上网电量合计	26,213.91	10.10%	27,807.92	11.81%	29,223.32	15.14%
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	保障性收购	11,089.58	4.27%	8,520.09	3.62%	8,605.54	4.46%
		市场化交易	-1,385.73	-0.53%	1,530.71	0.65%	987.23	0.51%
		上网电量合计	9,703.85	3.74%	10,050.80	4.27%	9,592.77	4.97%
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	保障性收购	1,924.66	0.74%	2,340.20	0.99%	1,398.98	0.72%
		市场化交易	1,068.79	0.41%	1,093.72	0.46%	1,970.58	1.02%
		上网电量合计	2,993.45	1.15%	3,433.92	1.46%	3,369.56	1.75%
6	小红山 8MW 分散式风电项目	保障性收购	1,032.07	0.40%	1,247.90	0.53%	988.16	0.51%
		市场化交易	1,923.78	0.74%	1,675.62	0.71%	1,826.38	0.95%
		上网电量合计	2,955.86	1.14%	2,923.52	1.24%	2,814.54	1.46%
7		保障性收购	312.94	0.12%	1,254.10	0.53%		0.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2024 年		2023 年		2022 年	
			结算电量	占比	结算电量	占比	结算电量	占比
	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	市场化交易	13,150.38	5.07%	10,125.76	4.30%	117.91	0.06%
		上网电量合计	13,463.31	5.19%	11,379.86	4.83%	117.91	0.06%
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	保障性收购	256.56	0.10%		0.00%		0.00%
		市场化交易	4,786.92	1.85%	4,428.47	1.88%		0.00%
		上网电量合计	5,043.48	1.94%	4,428.47	1.88%		0.00%
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	保障性收购	556.97	0.21%		0.00%		0.00%
		市场化交易	9,470.17	3.65%	5,319.72	2.26%		0.00%
		上网电量合计	10,027.14	3.87%	5,319.72	2.26%		0.00%
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	保障性收购		0.00%		0.00%		0.00%
		市场化交易		0.00%		0.00%		0.00%
		上网电量合计		0.00%		0.00%		0.00%

二、光伏发电项目

1	七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目	保障性收购	3,513.44	1.35%	3,797.38	1.61%	3,151.82	1.63%
		市场化交易		0.00%		0.00%		0.00%
		上网电量合计	3,513.44	1.35%	3,797.38	1.61%	3,151.82	1.63%
2	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	保障性收购	1,568.03	0.60%	2,379.60	1.01%	935.70	0.48%
		市场化交易	1,135.37	0.44%	366.37	0.16%	1,769.11	0.92%
		上网电量合计	2,703.40	1.04%	2,745.97	1.17%	2,704.81	1.40%
3	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目	保障性收购	1,568.02	0.60%	2,379.00	1.01%	996.70	0.52%
		市场化交易	1,253.26	0.48%	571.64	0.24%	1,893.74	0.98%
		上网电量合计	2,821.28	1.09%	2,950.64	1.25%	2,890.44	1.50%
4	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	保障性收购	7,475.97	2.88%	6,854.90	2.91%	6,847.65	3.55%
		市场化交易	103.19	0.04%	1,124.63	0.48%	791.84	0.41%
		上网电量合计	7,579.16	2.92%	7,979.53	3.39%	7,639.49	3.96%
5	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	保障性收购	7,474.37	2.88%	7,124.98	3.03%	7,185.17	3.72%
		市场化交易	719.90	0.28%	1,474.18	0.63%	866.88	0.45%
		上网电量合计	8,194.27	3.16%	8,599.17	3.65%	8,052.05	4.17%
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	保障性收购	4,495.66	1.73%	5,324.48	2.26%	3,310.90	1.72%
		市场化交易		0.00%		0.00%		0.00%
		上网电量合计	4,495.66	1.73%	5,324.48	2.26%	3,310.90	1.72%
7		保障性收购	14,722.27	5.67%	14,144.91	6.01%	14,744.73	7.64%

序号	项目名称	上网电量类型	2024 年		2023 年		2022 年	
			结算电量	占比	结算电量	占比	结算电量	占比
	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	市场化交易	441.06	0.17%	290.73	0.12%	22.40	0.01%
		上网电量合计	15,163.33	5.84%	14,435.64	6.13%	14,767.12	7.65%
8	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	保障性收购	14,093.91	5.43%	13,981.98	5.94%	14,277.52	7.40%
		市场化交易	422.18	0.16%	279.94	0.12%	22.24	0.01%
		上网电量合计	14,516.09	5.60%	14,261.92	6.06%	14,299.75	7.41%
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	保障性收购	14,870.22	5.73%	14,369.14	6.10%	14,694.58	7.61%
		市场化交易	438.94	0.17%	291.01	0.12%	21.23	0.01%
		上网电量合计	15,309.16	5.90%	14,660.15	6.23%	14,715.81	7.63%
10	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	保障性收购	531.11	0.20%		0.00%		0.00%
		市场化交易	15,025.99	5.79%	11,457.20	4.87%		0.00%
		上网电量合计	15,557.10	6.00%	11,457.20	4.87%		0.00%
11	新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目（一期 36MW、二期 34MW）	保障性收购	3,934.38	1.52%	2,055.93	0.87%		0.00%
		市场化交易		0.00%		0.00%		0.00%
		上网电量合计	3,934.38	1.52%	2,055.93	0.87%		0.00%
12	中节能太阳能、新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目	保障性收购	1,043.70	0.40%		0.00%		0.00%
		市场化交易	22,291.94	8.59%	6,800.42	2.89%		0.00%
		上网电量合计	23,335.65	8.99%	6,800.42	2.89%		0.00%
13	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	保障性收购		0.00%		0.00%		0.00%
		市场化交易	677.43	0.26%		0.00%		0.00%
		上网电量合计	677.43	0.26%		0.00%		0.00%
	保障收购合计		193,300.68	74.51%	162,522.32	69.02%	150,004.56	77.73%
	市场化交易合计		66,131.66	25.49%	72,938.66	30.98%	42,967.61	22.27%
	上网电量合计		259,432.34	100.00%	235,460.98	100.00%	192,972.17	100.00%

2、2024 年风力发电市场化交易电量大幅下滑、光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因

2024 年，公司市场化交易电量为 66,131.66 万千瓦时，相比 2023 年 72,938.66 万千瓦时下降 9.34%。其中，风电项目市场化交易电量为 23,622.40 万千瓦时，相比 2023 年 50,282.53 万千瓦时大幅下降；光伏项目市场化交易电量为 42,509.26

万千瓦时，相比 2023 年 22,656.13 万千瓦时大幅增长，具体分析如下。

(1) 2024 年风电项目市场化交易电量大幅减少原因

公司风电项目 2024 年市场化交易电量 23,622.40 万千瓦时，相比 2023 年 50,282.53 万千瓦时大幅减少。从装机规模来看，公司于 2023 年 4 月投运若羌米兰 50MW 风电项目、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目均是按照新疆发改委《完善我区新能源价格机制的方案》，主要系通过市场化交易进行电力销售，这将会促进公司市场化交易电量的进一步提升；2024 年 12 月，公司新建并网木垒 500MW 风电项目未来亦会进一步提升公司市场化交易电量，但对 2024 年度未产生影响。

由本题“1、发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重”回复列表统计可见，公司 2024 年所正常运行的 9 项风电项目中，乌鲁木齐托里新风 99MW 风电项目、伊吾白石湖 15MW 风电项目、小红山 8MW 风电项目及哈密新风恒远、若羌米兰、金润绿原达坂城等 6 项本地消纳项目，在 2024 年市场化交易电量为 43,712.93 万千瓦时，相比 2023 年 34,851.11 万千瓦时增加了 8,861.82 万千瓦时。

但哈密三塘湖 200MW 风电项目、哈密新能源烟墩 200MW 风电项目和伊吾淖毛湖 49.5MW 风电项目，在 2024 年市场化交易电量均为负值，合计 -20,090.52 万千瓦时，相比 2023 年 15,431.42 万千瓦时，合计减少了 -35,521.94 万千瓦时，这亦是导致公司风电项目市场化交易电量大幅下降的主要原因。该等“天中直流”发电项目出现实际上网电量低于申报电量情形，根据《<新疆电力市场结算方案（修订稿）>补充完善条款》相关政策执行：“直流配套电源参与本通道配套外送电量执行跨区跨省规则，参与省间、省内市场的合同电量按照相应规则执行，产生的波动偏差电量电价按照《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024 年修订稿）》（京电交市〔2024〕38 号）第 105 条、第 106 条执行，具体条款如下：第 105 条 配套电源波动偏差电量，超发电量上网侧电价采用接入省同一周期代理购电当月平均上网电价的比例 N2 结算，欠发电量对应送出方电价采用接入省同一周期代理购电当月平均上网电价的比例 N3 结算”。

就发电项目实际经营情况而言，其所生产电力全额上网，并不会形成负值，

而在以往年度，上网电量是由保障性收购电量、市场化交易电量两部分所组成，但随着市场化交易改革及多元化，近年电力交易模式也有所调整。其中，根据本题“（一）发行人保障性收购和市场化交易模式下上网电量及结算价格的确定方式和依据，收入构成及确认政策”之“3、市场化交易上网电量及结算价格的确定方式和依据”之回复可见，市场化交易整体需在当年末对下一年度进行申报，同时因该等“哈郑直流”项目还需申报保障性电量部分，这与公司所实施的交易策略息息相关。当公司判断次年风资源较好、弃风率较低等因素影响，会对保障电量申报量较高，以哈密三塘湖 200MW 风电项目为例，该项目在 2024 年申报疆电外送保障性收购电量即电网公司结算上网电量为 45,130.15 万千瓦时，但当年受风资源情况、电网调度等因素影响，本项目 2024 年实际上网电量仅为 39,814.66 万千瓦时，相比 2023 年公司上网电量 44,639.04 万千瓦时大幅下降，而这其中保障性申报电量与实际上网电量的差额，则由电网企业实际交易中通过上网电量偏差进行调节，这就造成了市场化交易电量在当年形成了负值。

综上所述，公司 2024 年度风电项目的市场化交易电量大幅下降，主要还是受“哈郑直流”三个项目的上网电量申报交易策略与实际上网电量发生偏差所导致，但并不会影响电网企业与项目公司按照实际上网电量进行电费结算，《电力结算单》仍是以项目本身的实际上网电量、实际交易收入进行列示，不会对公司的收入确认产生影响。

（2）2024 年光伏项目市场化交易电量大幅增长原因

公司光伏项目 2024 年市场化交易电量 42,509.26 万千瓦时，相比 2023 年 22,656.13 万千瓦时大幅增长。由本题“1、发行人现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量，以及占各年度各项目上网电量比重”列表回复可见，其中，光伏项目因“中节能太阳能、新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目”于 2023 年 6 月并网后，该项目按照规则主要参与市场化交易，在 2024 年实现市场化交易售电 22,291.94 万千瓦时，相比 2023 年 6,800.42 万千瓦时增长 15,491.52 万千瓦时，是导致光伏项目市场化交易电量大幅上涨的主要原因。

其他新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目等本地消

纳光伏项目，其上网电量总体保持稳定，因新疆发改委对光伏优先保障性收购发电小时数政策调整，由 2023 年优先收购 1,220 小时调整为 2024 年 800 小时，导致该等本地消纳项目参与市场化交易比重整体呈增长趋势。

综上所述，发行人光伏项目市场化交易电量在 2024 年度大幅提升，主要是受新并网项目参与市场化交易增长以及存量项目受政策影响导致市场化交易提升等因素所致。

（三）报告期内市场化交易上网均价持续下滑的原因，与同行业可比公司变动趋势是否一致。

经统计，报告期内，公司各参与市场化交易项目的收入情况及构成如下：

单位：万千瓦时、万元、元/千瓦时

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2024 年			2023 年			2022 年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
一、风电项目											
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	竞价收入	-5,315.49	-1,111.52	0.21	7,518.24	2,399.47	0.32	6,508.94	937.44	0.14
		补贴收入		-1,552.31	0.29		2,195.59	0.29		1,900.84	0.29
		合计		-2,663.83	0.50		4,595.07	0.61		2,838.28	0.44
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	竞价收入	-13,389.30	-2,867.81	0.21	6,382.47	2,066.50	0.32	3,795.24	505.54	0.13
		补贴收入		-3,910.15	0.29		1,863.91	0.29		1,108.34	0.29
		合计		-6,777.96	0.51		3,930.40	0.62		1,613.88	0.43
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	竞价收入	13,312.89	2,778.21	0.21	12,207.82	2,525.22	0.21	22,373.92	3,915.17	0.17
		补贴收入		3,063.14	0.23		2,808.88	0.23		5,147.98	0.23
		合计		5,841.35	0.44		5,334.10	0.44		9,063.15	0.41
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	竞价收入	-1,385.73	-333.03	0.24	1,530.71	534.15	0.35	987.23	133.44	0.14
		补贴收入		-159.42	0.12		176.10	0.12		113.58	0.12
		合计		-492.45	0.36		710.25	0.46		247.01	0.25
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	竞价收入	1,068.79	241.22	0.23	1,093.72	200.40	0.18	1,970.58	329.29	0.17
		补贴收入		122.96	0.12		125.83	0.12		226.70	0.12
		合计		364.18	0.34		326.23	0.30		556.00	0.28
6	小红山 8MW 分散式风电项目	竞价收入	1,923.78	428.19	0.22	1,675.62	349.18	0.21	1,826.38	328.73	0.18
		补贴收入		221.32	0.12		192.77	0.12		210.11	0.12
		合计		649.51	0.34		541.95	0.32		538.85	0.30
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	竞价收入	13,150.38	2,716.57	0.21	10,125.76	2,240.75	0.22	117.91	27.10	0.23
		补贴收入									
		合计		2,716.57	0.21		2,240.75	0.22		27.10	0.23
8		竞价收入	4,786.92	952.21	0.20	4,428.47	979.99	0.22			
		补贴收入									

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2024 年			2023 年			2022 年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	合计		952.21	0.20		979.99	0.22			
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	竞价收入	9,470.17	1,813.42	0.19	5,319.72	1,103.42	0.21			
		补贴收入									
		合计		1,813.42	0.19		1,103.42	0.21			
二、光伏项目											
1	新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	竞价收入	1,135.37	49.35	0.04	366.37	-15.18	-0.04	1,769.11	263.44	0.15
		补贴收入		753.57	0.66		243.16	0.66		1,174.19	0.66
		合计		802.91	0.71		227.97	0.62		1,437.63	0.81
2	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目	竞价收入	1,253.26	59.20	0.05	571.64	21.17	0.04	1,893.74	328.36	0.17
		补贴收入		776.35	0.62		354.11	0.62		1,173.11	0.62
		合计		835.55	0.67		375.28	0.66		1,501.47	0.79
3	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	竞价收入	103.19	-12.50	-0.12	1,124.63	310.65	0.28	791.84	128.57	0.16
		补贴收入		59.36	0.58		646.91	0.58		455.48	0.58
		合计		46.86	0.45		957.56	0.85		584.05	0.74
4	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	竞价收入	719.90	81.78	0.11	1,474.18	397.48	0.27	866.88	136.19	0.16
		补贴收入		414.10	0.58		847.98	0.58		498.65	0.58
		合计		495.88	0.69		1,245.46	0.84		634.84	0.73
5	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	竞价收入	441.06	81.33	0.18	290.73	64.06	0.22	22.40	1.59	0.07
		补贴收入		58.55	0.13		38.59	0.13		2.97	0.13
		合计		139.88	0.32		102.66	0.35		4.56	0.20
6	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	竞价收入	422.18	75.75	0.18	279.94	60.90	0.22	22.24	1.58	0.07
		补贴收入		56.04	0.13		37.16	0.13		2.95	0.13
		合计		131.79	0.31		98.06	0.35		4.54	0.20
7	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	竞价收入	438.94	81.54	0.19	291.01	64.57	0.22	21.23	1.52	0.07
		补贴收入		58.27	0.13		38.63	0.13		2.82	0.13
		合计		139.81	0.32		103.20	0.35		4.34	0.20
8	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	竞价收入	15,025.99	2,643.84	0.18	11,457.20	2,246.94	0.20			
		补贴收入									
		合计		2,643.84	0.18		2,246.94	0.20			
9	中节能太阳能、新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目	竞价收入	22,291.94	3,913.95	0.18	6,800.42	1,260.25	0.19			
		补贴收入									
		合计		3,913.95	0.18		1,260.25	0.19			
10	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	竞价收入	677.43	182.01	0.27						
		补贴收入									
		合计		182.01	0.27						

序号	项目名称	市场化交易收入结构	2024 年			2023 年			2022 年		
			市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价	市场化交易电量	收入	均价
	市场化交易竞价（标杆电价）收入			11,773.71	0.18		16,809.92	0.23		7,037.95	0.16
	市场化交易补贴部分收入	66,131.66		-38.23	-0.00	72,938.66	9,569.62	0.13	42,967.61	12,017.73	0.28
	市场化交易合计（含补贴）			11,735.48	0.18		26,379.54	0.36		19,055.68	0.44

1、说明报告期内市场化交易上网均价持续下滑的原因

由上表统计可见，报告期内，公司市场化交易均价（含补贴）分别为 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，该均价计算包含了补贴影响。根据前述回复，市场化交易仅以基础电价（标杆电价）作为交易竞价参与市场化交易申报，实质并不会对补贴部分产生影响。这由上表统计，亦可看出参与市场化交易含补贴项目的补贴收入均价在报告期内均未发生变化，且与各项目适用的补贴政策相一致。

2022 年以后，公司新建并网的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 风电项目、新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 光伏发电项目等平价上网项目均不再享有补贴，该等项目均是按照新疆发改委发布的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价[2022]185 号），全额参与市场化交易的方式进行电力销售，且目标上网电价 0.262 元/千瓦时（不含税价格 0.2319 元/千瓦时），未达到 0.262 元/千瓦时，则根据年度市场化交易均价情况，在触发特定条件下，由电网企业给予补助。

总体而言，由于 2022 年参与市场化交易项目主要为含补贴项目，该等项目补贴金额较高，而市场化交易并不对补贴单价产生影响，从而使当年度市场化交易均价处于 0.44 元/千瓦时的高位。随着 2022 年以后平价项目投产并参与市场化交易电量越来越多，且该等项目均价以 0.2319 元/千瓦时（不含税）为参考目标价，仍大幅低于 2022 年含补贴项目的市场化交易均价，从而整体拉低了市场化交易整体均价。

综上，市场化交易均价的整体水平持续降低具有合理性。

2、市场化交易均价下滑原因的具体分析

市场化交易电价主要由两部分构成，即基础电价（通过市场化竞价确定）、享受补贴政策的补贴电价（如有）。由上表统计可见，市场化交易并不会对补贴部分产生影响，仅是对基础电价参与竞价，享有补贴项目在报告期内的补贴均价均未发生变化，且与各项目所适用的补贴政策标准不存在偏离情况。

基础电价部分，该部分电价是以新疆本地脱硫燃煤标杆电价 0.25 元/千瓦时为基础，或平价项目参考 0.262 元/千瓦时目标电价为基础，以此标准参与各市场化交易申报中，通常而言市场化交易均价整体低于以上基础电价或目标电价，但市场化交易受用电时段不同，在单项分时段申报时亦有可能高于脱硫燃煤标杆电价。故其造成电价波动具有合理性。

为更有效对比，在本题回复统计表合计中，发行人进一步区分了竞价部分的均价变动情况，虽然报告期内市场化交易均价由 0.44 元/千瓦时降低至 0.18 元/千瓦时，但剔除补贴影响后，报告期内基础电价（竞价电价）的交易均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，其电价波动符合市场化交易特征。

需说明的是，根据《完善我区新能源价格机制的方案》内容，平价发电项目的目标上网电价 0.262 元/千瓦时，但新建项目必须满足“①疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；②疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持”两项条件其中之一后，方可触发电网企业的发电补助。该补助与补贴不同，一是并非由可再生能源发展基金补贴，而是由地方电网企业按照触发条件予以结算的补助费用；二是该政策并非定价补助，即并非以 0.262 元/千瓦时的目标价格进行差额补助，而是要综合考虑疆内实际市场化交易电价的整体情况，再给予补助。从条款解释来看，该政策一是为保证发电企业的合理效益，促进企业对可再生能源发电项目的投资意愿；二是为了防止平价项目在市场化交易期间，形成过度无序的恶性竞争。

此外，上表所列示哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目等三项“哈郑直流”风电项目市场化交易电量以及市场化交易收入为负值，主要是因为该等项目通过市场化交易购电的方式弥补申报疆电外送保障性电量不足

的部分，具体分析请参见本题“（二）”之“2、2024年风力发电市场化交易电量大幅下滑、光伏发电市场化交易电量大幅增加的原因”之回复。

综上分析，发行人报告期内市场化交易上网均价 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，出现持续下滑主要是因平价项目参与市场化交易均价较低所导致；在剔除补贴影响后，报告期内发行人参与市场化交易的基础电价均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，仅呈现波动趋势，变动具有合理性。

3、市场化交易上网均价持续下滑与同行业可比公司变动趋势一致

发行人经查阅同行业可比公司公开披露信息显示：

（1）太阳能（000591.SZ）公开披露公告显示，其投建的中节能太阳能吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目（与发行人“中节能太阳能、新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目”属同一批复项目）在 2024 年 1-9 月参与市场化交易的平均电价为 0.19 元/千瓦时（不含税），这与发行人同项目 2023-2024 年度市场化交易均价 0.19 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时不存在较大差异。

太阳能公司公告披露，公司 2023、2024 年度参与市场化交易的平均电价为 0.2489 元/千瓦时、0.2172 元/度（该电价不含补贴，公司参加市场化交易的含补贴电站仍享有补贴，按补贴政策执行），未披露 2022 年度及以前市场化交易均价。与发行人 2023、2024 年度市场化交易均价（不含补贴）0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时的下降趋势一致，但发行人市场化交易均价低于太阳能公司，主要是因二者项目所在地不同的差异所致。

（2）嘉泽新能（601619.SH）公告显示，其 2022-2024 年度市场化交易售电均价（含补贴）分别为 0.50 元/千瓦时、0.48 元/千瓦时和 0.48 元/千瓦时，整体呈下降趋势，但相对稳定。主要是因嘉泽新能在 2022-2024 年度风电装机规模相对稳定，分别为 1,926MW、2,032MW、2,282.12MW，因其公示市场化交易均价含有补贴，故整体市场化交易均价降幅较小。

发行人在 2022 年-2024 年度市场化交易均价（含补贴）分别为 0.44 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时和 0.18 元/千瓦时，系因发行人在 2022-2024 年期间累计新增并网规模 472.5MW（不含 2024 年 12 月木垒新风 500MW 项目）的平价项目主要是参与市场化交易，该等平价项目将直接降低公司市场化交易均价（含补贴）水平。2021 年末，公司总装机规模 1,101.5MW，其中，仅 162MW 项目全面参与市场化交易，其余 849.5MW 疆电外送项目仅少量参与市场化交易，90MW 接入兵团电网项目并不参与市场化交易。由此分析，发行人 2022 年度市场化交易均价 0.44 元/千瓦时主要为含补贴项目参与市场化交易的竞价水平，略低于嘉泽新能同期 0.50 元/千瓦时价格水平，二者在当期具有可比性。发行人 2023-2024 年市场化交易均价（含补贴）大幅降低至 0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，主要是因在此期间新建无补贴项目全面参与市场化交易，导致公司市场化交易均价的综合水平出现大幅下降。

除上述信息外，其他同行业可比上市公司并未在年度报告等公开资料中披露市场化交易均价情况。

（四）结合报告期内上网电价（分标杆电价及补贴电价）的确定及调整依据，发行人上网电价的变化情况，主营业务成本构成及变动情况，说明发行人主营业务毛利率逐年下降的主要原因及合理性，与同行业公司比较是否存在重大差异。

1、主营业务毛利率总体情况

报告期内，公司主营业务毛利率分别为 59.42%、58.29%及 48.75%，逐年下降。发行人主营业务毛利率主要取决于风力发电和光伏发电业务的毛利率变动和产品销售收入结构的变化。报告期内，风力发电和光伏发电业务收入合计占主营业务收入的比例均在 99%以上，合计毛利率贡献率合计亦均保持在 99%以上，业务结构相对稳定，具体情况如下表：

单位：%

项目	2024 年度			2023 年度			2022 年度		
	毛利率	收入占比	毛利率贡献率	毛利率	收入占比	毛利率贡献率	毛利率	收入占比	毛利率贡献率
风力发电	54.03	55.55	61.57	59.62	58.86	60.22	62.51	60.06	63.19
光伏发电	42.03	43.82	37.78	56.35	40.80	39.45	54.74	39.89	36.75

项目	2024 年度			2023 年度			2022 年度		
	毛利率	收入占	毛利率	毛利率	收入占	毛利率	毛利率	收入占	毛利率
购售电业务	41.98	0.47	0.41	50.01	0.22	0.19	68.22	0.05	0.06
运维服务	75.78	0.15	0.24	76.06	0.11	0.15			
主营业务	48.75	100.00	100.00	58.29	100.00	100.00	59.42	100.00	100.00

毛利率贡献率=某类业务收入占比×该类业务毛利率/主营业务毛利率

2、风力发电业务毛利率变动分析

报告期内，公司风力发电毛利率分别为 62.51%、59.62%及 54.03%，风力发电毛利率 2023 年较上年下降 2.89%，2024 年较 2023 年下降 5.59%，主要原因系平价发电项目所销售电量占比逐步提升，使得风力发电平均上网电价的下降所致。

报告期内，公司风力发电平均上网电价、单位成本及毛利率的变化见下表：

单位：MW、万元、元/kWh

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度
	数额	变动	数额	变动	数额
期末装机容量	1,220.50	69.40%	720.50	16.02%	621.00
营业收入	53,576.26	-7.34%	57,821.46	9.27%	52,914.56
营业成本	24,626.54	5.49%	23,345.82	17.70%	19,835.12
上网电量	141,632.01	0.88%	140,392.55	15.61%	121,439.98
平均上网电价	0.378	-8.15%	0.412	-5.48%	0.436
单位成本	0.174	4.56%	0.166	1.81%	0.163
平均利用小时数	2,044.51	-4.04%	2,130.50	-3.33%	2,203.82
毛利率	54.03%	-5.59%	59.62%	-2.89%	62.51%

注：平均上网电价为不含税价格，平均上网电价=营业收入/上网电量；单位成本=营业成本/上网电量。

(1) 平均上网电价分析

平均上网电价方面，报告期各期风力发电业务平均上网电价分别为 0.436 元/千瓦时、0.412 元/千瓦时及 0.378 元/千瓦时，持续下降，主要原因为平价项目装机容量及上网电量占比持续提升，且平价风电项目不再享受新能源发电补贴，平价发电项目的上网电价明显低于补贴项目。使得 2023 年、2024 年风力发电上网均价分别同比下降 5.48%及 8.15%。具体分析如下：

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),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。报告期内,发行人新增并网风力发电项目均为平价项目,不再享受补贴。故2022年末哈密新风恒远十三间房49.5MW风电项目并网发电,2023年新疆立新能源若羌县米兰50MW风电项目、金润绿原达坂城49.5MW分散式风电项目并网发电,上述项目均为平价上网项目,不再享受新能源发电补贴。

报告期内,发行人风力发电补贴项目装机容量为571.50MW,保持不变。报告期各期末,平价项目装机容量分别为49.50MW、149.00MW及649.00MW,占风力发电装机容量的比例分别为7.97%、20.68%及53.17%。随着平价项目装机容量占比的提升,报告期内,平价项目上网电量分别为117.91万千瓦时、21,128.05万千瓦时及28,533.93万千瓦时,占风力发电业务上网电量的比例分别为0.10%、15.05%及20.15%。报告期各期,发行人风力发电补贴项目及平价项目期末装机容量及上网电量情况如下表:

单位: MW、万千瓦时、%

项目	2024 年		2023 年		2022 年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比
期末装机容量	1,220.50	100.00	720.50	100.00	621.00	100.00
其中: 补贴项目	571.50	46.83	571.50	79.32	571.50	92.03
平价项目	649.00	53.17	149.00	20.68	49.50	7.97
上网电量	141,632.01	100.00	140,392.55	100.00	121,439.98	100.00
其中: 补贴项目	113,098.07	79.85	119,264.50	84.95	121,322.07	99.90
平价项目	28,533.93	20.15	21,128.05	15.05	117.91	0.10

报告期各期,发行人风力发电补贴项目及平价项目平均上网电价情况如下表:

单位: 元/千瓦时、%

项目	2024 年		2023 年		2022 年	
	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比
补贴项目	0.428	79.85	0.451	84.95	0.436	99.90
其中：补贴电费	0.253		0.253		0.254	
标杆电费	0.174		0.198		0.182	
平价项目	0.183	20.15	0.188	15.05	0.230	0.10
风力发电业务平均上网电价	0.378	100.00	0.412	100.00	0.436	100.00

发行人风力发电补贴项目上网电价主要由当地的脱硫燃煤标杆电价和可再生能源补贴电价构成，系国家主管价格部门制定。报告期内，发行人风力发电补贴项目补贴电费的平均上网电价分别为 0.254 元/千瓦时、0.253 元/千瓦时及 0.253 元/千瓦时，保持稳定，符合补贴电价的定价政策。补贴项目基础电费所依据的脱硫燃煤标杆电价为 0.22 元/千瓦时（不含税），由于补贴项目部分电量需参与市场化交易及因项目运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减，报告期各期，发行人风力发电补贴项目标杆电费平均上网电价分别为 0.182 元/千瓦时、0.198 元/千瓦时及 0.174 元/千瓦时，低于脱硫燃煤价格且出现一定的波动，存在合理性。

报告期内，发行人平价发电项目的目标上网电价为 0.23 元/千瓦时（不含税），明显低于补贴项目的平均上网电价，由于部分电量需参与市场化交易及因项目运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减，使得平价项目的平均上网电价低于目标电价且出现一定的波动，存在合理性。

综上，主要原因为平价项目装机容量及上网电量的持续提升，同时发电项目参与市场化交易电量对应的结算电价因波动变化，使得 2023 年、2024 年风力发电上网均价分别同比下降 5.48% 及 8.15% 存在合理性。

（2）营业成本构成及单位成本变动分析

报告期内，立新能源风力发电业务营业成本构成如下表：

单位：万元，%

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
折旧	19,518.86	79.26	17,588.46	75.34	15,738.60	79.35

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
人工	618.93	2.51	487.35	2.09	546.81	2.76
安全生产及运行维护费	2,716.89	11.03	2,883.71	12.35	2,462.07	12.41
其他	1,771.86	7.19	2,386.30	10.22	1,087.64	5.48
合计	24,626.54	100.00	23,345.82	100.00	19,835.12	100.00

报告期各期，公司风电业务营业成本分别为 19,835.12 万元、23,345.82 万元和 24,626.54 万元。公司风力发电业务营业成本主要包括风机、变电设备、储能设备、房屋建筑物的折旧费用、人工薪酬、安全生产及运行维护费等，其中折旧占主要部分，报告期各期公司风力发电折旧费用占风力发电营业成本的比例分别为 79.35%、75.34%及 79.26%。

报告期内，立新能源风力发电项目装机规模有所增加，其中 2022 年新增并网装机规模 49.50MW，2023 年新增并网装机规模 99.50MW，2024 年新增并网装机规模 500MW。2023 年上半年，随着新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目实现并网发电及哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目的转固运行，使得 2023 年及 2024 年风力发电营业成本及折旧成本均持续上升，2024 年 12 月末并网的新疆能源立新木垒 500MW 风电项目，截至 2024 年末尚处于设备调试阶段，未达到预定可使用状态，尚未转为固定资产。公司风力发电项目以外部运维为主、自主运维为辅，故安全生产及运营维护费用相较人工成本更高。

报告期各期，立新能源风力发电业务单位成本分别为 0.163 元/千瓦时、0.166 元/千瓦时及 0.174 元/千瓦时，2023 年风力发电业务单位成本较 2022 年增加 1.81%，主要系 2023 年设备平均利用小时数较上年减少 73.32 小时所致。2024 年风力发电业务单位成本较 2023 年增加 5.49%，主要系弃风率有所上升，2024 年设备平均利用小时数较上年减少 85.99 小时，同时 2023 年并网发电风电项目新建发电项目转固运行前需进行数月的设备调试及试运行，转固时间主要集中在 2023 年下半年。新建发电项目在转固运行的次月方对固定资产计提折旧。从而使得 2024 年发电业务折旧总成本同比上升，进而使得风力发电业务单位成本上升。

3、光伏发电业务毛利率变动分析

报告期内，公司光伏发电业务毛利率分别为 54.74%、56.35%及 42.03%，2023 年光伏发电业务毛利率较上年上升 1.61%。2022 年毛利率低于 2023 年的原因主要系本地消纳发电项目的用电区域用电企业大范围减产或停产，电量消纳能力有所下降，使得平均利用小时数下降，带来单位发电成本的上升所致。2023 年，随着新并网光伏发电项目造价成本的下降及发电项目设备调试及试运行期间发电资产尚未转固等因素，2023 年公司光伏发电业务毛利率较 2022 有所回升。2024 年光伏发电业务毛利率较上年下降 14.32%，主要原因系平价光伏发电项目装机规模提升以及市场化交易电量价格波动导致平均上网电价同比下降 14.91%。同时 2022 年以来并网发电的部分光伏项目开始配置储能设备，上述项目建设时储能设备的价格较高，且因 2023 年新并网光伏发电项目试运行期间不计提折旧，进而导致 2024 年光伏发电单位成本同比上升 13.00%所致。

报告期内，公司光伏发电平均上网电价、单位成本及毛利率的变化情况如下：

单位：MW、万元、万千瓦时、元/kWh

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度
	数额	变动	数额	变动	数额
期末装机规模	853.50	4.15%	819.50	30.08%	630.00
营业收入	42,262.27	5.44%	40,082.52	14.04%	35,147.30
营业成本	24,497.51	40.01%	17,496.47	9.99%	15,906.64
上网电量	117,800.33	23.91%	95,068.43	32.90%	71,532.19
平均上网电价	0.359	-14.91%	0.422	-14.19%	0.491
单位成本	0.208	13.00%	0.184	-17.24%	0.222
平均利用小时数	1,432.74	6.63%	1,343.63	-2.67%	1,380.51
毛利率	42.03%	-14.32%	56.35%	1.61%	54.74%

注：平均上网电价为不含税价格，平均上网电价=营业收入/上网电量；单位成本=营业成本/上网电量。

（1）平均上网电价分析

报告期各期，公司光伏发电业务平均上网电价分别为 0.491 元/千瓦时、0.422 元/千瓦时及 0.359 元/千瓦时。2023 年、2024 年公司光伏发电平均上网电价分别同比下降 14.19%及 14.91%，主要系报告期内平价上网项目装机容量及上网电量

占比持续提升，且平价光伏项目不再享受新能源发电补贴，平价发电项目的上网电价明显低于补贴项目。具体分析如下：

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）规定，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。报告期内，发行人新增并网光伏发电项目均为平价项目，不再享受补贴。故发行人报告期内并网发电的新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目、新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目及立新光电吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目均为平价上网项目，不再享受新能源发电补贴。

报告期内，发行人光伏发电补贴项目装机容量为 571.50MW，保持不变。报告期各期末，平价项目装机容量分别为 100.00MW、289.50MW 及 323.50MW，占光伏发电装机容量的比例分别为 15.87%、35.33%及 37.90%。随着平价项目装机容量占比的提升，报告期内，平价项目上网电量分别为 0 万千瓦时、20,313.56 万千瓦时及 43,504.55 万千瓦时，占光伏发电业务上网电量的比例分别为 0.00%、21.37%及 36.93%。报告期各期，发行人光伏发电补贴项目及平价项目期末装机容量及上网电量情况如下表：

单位：MW、万千瓦时、%

项目	2024 年		2023 年		2022 年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比
期末装机规模	853.50	100.00	819.50	100.00	630.00	100.00
其中：补贴项目	530.00	62.10	530.00	64.67	530.00	84.13
平价项目	323.50	37.90	289.50	35.33	100.00	15.87
上网电量	117,800.33	100.00	95,068.43	100.00	71,532.19	100.00
其中：补贴项目	74,295.78	63.07	74,754.87	78.63	71,532.19	100.00
平价项目	43,504.55	36.93	20,313.56	21.37		

报告期各期，发行人光伏发电补贴项目及平价项目平均上网电价情况如下表：

单位：元/千瓦时、%

项目	2024 年		2023 年		2022 年	
	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比	平均电价	电量占比
补贴项目	0.472	63.07	0.492	78.63	0.491	100.00
其中：补贴电费	0.284		0.290		0.289	
标杆电费	0.188		0.202		0.203	
平价项目	0.166	36.93	0.164	21.37		
风力发电业务平均上网电价	0.359	100.00	0.422	100.00	0.491	100.00

发行人光伏发电补贴项目上网电价主要由当地的脱硫燃煤标杆电价和可再生能源补贴电价构成，系国家主管价格部门制定。报告期内，发行人光伏发电补贴项目补贴电费的平均上网电价分别为 0.289 元/千瓦时、0.290 元/千瓦时及 0.284 元/千瓦时，保持稳定，符合补贴电价的定价政策。补贴项目基础电费所依据的脱硫燃煤标杆电价为 0.22 元/千瓦时（不含税），由于补贴项目部分电量需参与市场化交易及因项目运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减，报告期各期，发行人风力发电补贴项目标杆电费平均上网电价分别为 0.203 元/千瓦时、0.202 元/千瓦时及 0.188 元/千瓦时，低于脱硫燃煤价格且出现一定的波动，存在合理性。

报告期内，发行人平价发电项目的目标上网电价为 0.23 元/千瓦时（不含税），明显低于补贴项目的平均上网电价，由于部分电量需参与市场化交易及因项目运行考核及接受调峰辅助服务等费用扣减，使得平价项目的平均上网电价低于目标电价且出现一定的波动，存在合理性。

综上，主要原因为平价项目装机容量及上网电量的持续提升，使得 2023 年、2024 年光伏发电上网均价分别同比下降 14.19%及 14.91%，存在合理性。

（2）营业成本构成及单位成本变动分析

报告期内，立新能源光伏发电业务营业成本构成如下表：

单位：万元

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
折旧	19,203.50	78.39	13,258.25	75.78	12,673.62	79.68
人工	1,801.53	7.35	1,478.05	8.45	1,142.14	7.18

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
安全生产及运行维护费	981.41	4.01	624.57	3.57	479.71	3.02
其他	2,511.07	10.25	2,135.59	12.21	1,611.17	10.13
合计	24,497.51	100.00	17,496.46	100.00	15,906.64	100.00

报告期各期，公司光伏发电业务营业成本分别为 15,906.64 万元、17,496.46 万元及 24,497.51 万元。公司光伏发电业务成本主要是光伏发电设备、变电设备及房屋建筑物的折旧费用、人工薪酬、安全生产及运行维护费等，其中折旧占主要部分，报告期各期公司光伏发电折旧费用占光伏发电营业成本的比例分别为 79.68%、75.78%及 78.39%。2023 年，随着新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目、立新光电吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目并网发电并转固运营，公司光伏发电业务折旧费用及营业成本均有所上升，其中营业成本上升 1,589.82 万元，同比增加 9.99%。公司光伏发电项目以自主运维为主、外部运维为辅，故人工成本相较安全生产及运营维护费用更高。

2024 年，公司光伏发电业务营业成本较上年增加 7,001.05 万元，主要系 2023 年转固运营的发电项目，在 2024 年全年均进行折旧摊销，使得折旧成本增加 5,945.25 万元。其次系人工成本、运行维护及安全生产费的提升所致。

报告期各期，公司光伏发电业务单位成本分别为 0.222 元/千瓦时、0.184 元/千瓦时及 0.208 元/千瓦时。2023 年，随着下游用电大户的复工、复产以及新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目、新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目(一期 36MW)及立新光电吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目等新并网发电项目设备调试及试运行期间的折旧成本较低，使得公司光伏发电单位成本下降至 0.184 元/千瓦时，下降幅度为 17.24%，高于平均上网电价的下降幅度 14.19%，使得公司 2023 年光伏发电业务毛利率较 2022 年提升 1.61%。

2024 年，公司光伏发电单位成本为 0.208 元/千瓦时，较上年增加 13.00%，主要系 2023 年并网发电光伏项目在 2024 年计提折旧成本的上升。即 2023 年新并网光伏发电项目陆续在 2023 年下半年转固，在 2024 年各月均计提折旧，从而

使得 2024 年光伏发电业务折旧总成本同比上升，另一方面，平价项目主要系本地消纳项目，受电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善及规划协调不足等因素影响，短期内出现较高的限电率，发电设备的利用率及收入的提升需要一定的爬坡周期，短期内经营业绩未有效释放，进而使得光伏发电单位成本同比上升 13.00%。

4、发行人主要产品毛利率与同行业可比公司比较情况

(1) 公司风力发电业务毛利率与同行业可比公司比较

报告期内，公司风力发电业务毛利率与同行业可比公司比较情况如下：

单位：%

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
节能风电	58.58	62.18	65.47
嘉泽新能	62.77	63.09	63.15
中闽能源	61.32	61.89	65.05
江苏新能	56.09	54.39	56.27
三峡能源	53.02	56.94	61.54
同行业平均	58.36	59.70	62.30
立新能源	54.03	59.62	62.51

注：1、上述毛利率来源于可比公司年度报告中的风力发电业务毛利率；2、节能风电为新疆区域风力发电业务毛利率。

报告期各期，公司风力发电业务毛利率分别为 62.51%、59.62%和 54.03%，总体呈下降趋势。报告期内，同行业可比公司风力发电业务的平均毛利率为 62.30%、59.70%和 58.36%，亦呈现下降趋势。发行人风力发电业务均集中在新疆，2024 年，发行人风力发电业务毛利率较 2023 年下降 5.59%，与节能风电新疆区域风力发电业务毛利率下降比率 3.60%较为接近。2022 年至 2024 年，公司风力发电业务毛利率水平及整体变动趋势与同行业可比公司基本一致。

(2) 公司光伏发电业务毛利率与同行业可比公司比较

报告期内，公司光伏发电业务毛利率与同行业可比公司比较情况如下：

单位：%

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
太阳能	58.98	65.92	66.04
嘉泽新能	46.67	54.05	36.36
中闽能源	49.12	44.55	52.35
江苏新能	43.27	52.48	55.49
三峡能源	53.08	53.20	53.20
同行业平均	50.22	53.80	52.47
立新能源	42.03	56.35	54.74

注：1、上述毛利率来源于可比公司年度报告中的光伏发电业务毛利率；2、太阳能为新疆区域光伏发电业务毛利率。

报告期各期，公司光伏发电业务毛利率分别为 54.74%、56.35%和 42.03%，总体波动下行。同行业可比公司光伏发电业务的平均毛利率为 52.47%、53.80%及 50.22%。2024 年公司光伏发电业务毛利率为 42.03%，与嘉泽新能、中闽能源、江苏新能比较接近。太阳能存在光伏组件制造业务，内部采购价格较低，使得其光伏电站造价较低，进而使得光伏发电业务毛利率较高。报告期各期，公司光伏发电业务毛利率水平及变动趋势与同行业可比公司基本一致。

（五）结合上述因素说明发行人净利润逐年下降的主要原因，特别是 2025 年一季度亏损的主要因素，前述不利因素是否仍持续，是否影响发行人持续经营能力。

1、结合上述因素说明发行人净利润逐年下降的主要原因，特别是 2025 年一季度亏损的主要因素

2022 年至 2024 年，公司归属于母公司股东的净利润分别为 19,600.72 万元、13,521.63 万元及 5,018.21 万元，扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润分别为 19,565.07 万元、13,026.22 万元及 4,987.64 万元，出现持续下降的情形。2025 年一季度，公司归属于母公司股东的净利润为-936.41 万元，扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润为-949.59 万元。发行人净利润逐年下降，2025 年一季度亏损的主要原因具体分析如下：

（1）2023 年净利润下降的原因分析

公司 2023 年业绩变动情况如下：

单位：万元

项目	2023 年	2022 年度	同比变动	
			金额	比例
营业收入	98,976.86	88,178.49	10,798.37	12.25%
营业成本	41,534.13	35,755.97	5,778.16	16.16%
毛利	57,442.73	52,422.52	5,020.21	9.58%
管理费用	3,592.54	3,703.04	-110.51	-2.98%
研发费用	374.74	89.35	285.39	319.41%
财务费用	17,278.69	19,331.62	-2,052.93	-10.62%
其他收益（损失以“-”号填列）	2,052.05	1,425.73	626.31	43.93%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-21,176.90	-7,820.51	-13,356.39	170.79%
营业利润	15,349.45	21,419.34	-6,069.89	-28.34%
净利润	13,555.53	19,593.51	-6,037.98	-30.82%
归属于母公司股东的净利润	13,521.63	19,600.72	-6,079.09	-31.01%
扣除非经常损益归属于母公司股东的净利润	13,026.22	19,565.07	-6,538.85	-33.42%

2023 年，公司实现营业收入 98,976.86 万元，同比增加 12.25%，实现归属于母公司股东的净利润 13,521.63 万元，较上年同期减少了 6,079.09 万元；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为 13,026.22 万元，较上年同期减少了 6,538.85 万元。

2023 年，公司归属于母公司股东的净利润降幅较大，降幅 31.01%；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润降幅较大，降幅为 33.42%，公司 2023 年业绩情况出现一定程度下滑，主要原因系：公司 2023 年实际收回的应收新能源补贴电费款较上年下降，应收新能源发电补贴款持续增加，而公司采用了相比同行业上市公司更为谨慎的应收账款坏账计提政策，导致应收账款信用减值损失计提上升。2022 年及 2023 年，公司收到新能源补贴电费款分别为 40,401.36 万元及 15,568.13 万元，当期计提的信用减值损失分别为 7,820.51 万元及 21,176.90 万元。2023 年信用减值损失较 2022 年增加 13,356.39 万元，系 2023 年业绩下滑的主要原因。

（2）2024 年净利润下降的原因分析

公司 2024 年业绩变动情况如下：

单位：万元

项目	2024 年	2023 年	同比变动	
			金额	比例
营业收入	97,067.85	98,976.86	-1,909.01	-1.93%
营业成本	49,577.12	41,534.13	8,042.99	19.36%
税金及附加	1,854.32	1,873.26	-18.95	-1.01%
毛利	47,490.73	57,442.73	-9,952.00	-17.33%
管理费用	3,253.50	3,592.54	-339.04	-9.44%
研发费用	647.88	374.74	273.14	72.89%
财务费用	19,091.27	17,278.69	1,812.59	10.49%
其他收益（损失以“-”号填列）	1,885.94	2,052.05	-166.10	-8.09%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-16,830.67	-21,176.90	4,346.23	-20.52%
营业利润	7,727.31	15,349.45	-7,622.15	-49.66%
净利润（净亏损以“-”号填列）	4,931.16	13,555.53	-8,624.37	-63.62%
归属于母公司股东的净利润（净亏损以“-”号填列）	5,018.21	13,521.63	-8,503.42	-62.89%
扣除非经常损益归属于母公司股东的净利润	4,987.64	13,026.22	-8,038.58	-61.71%

2024 年，公司实现营业收入 97,067.85 万元，同比减少 1.93%，实现归属于母公司股东的净利润 5,018.21 万元，较上年同期减少了 8,503.42 万元，同比下降 62.89%；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为 4,987.64 万元，较上年同期减少了 8,038.58 万元，同比下降 61.71%。主要影响指标系营业收入下降 1,909.01 万元，营业成本上升 8,042.99 万元以及财务费用上升 1,812.59 万元。

2024 年，发行人营业收入较 2023 年下降 1,909.01 万元，主要系风力发电业务营业收入同比减少 4,245.20 万元所致，主要系：①2024 年风电项目的因风资源条件存在波动，风资源弱于 2023 年，以及限电率较 2023 年增加 4.11%，导致的风力发电设备利用小时数较上年减少 85.99 小时；②风电项目部分电量参与电力市场化交易，因交易价格波动导致的标杆电费电价同比下降 10.48%。

2024 年，发行人营业成本较 2023 年同比上升 8,042.99 万元，主要系折旧成本的上升。发行人新疆立新能源吉木萨尔三期 100 兆瓦并网光伏发电项目于 2023

年7月转固、哈密新风恒远十三间房49.5MW风电项目于2023年4月转固、新疆立新能源若羌县米兰5万千瓦风电项目于2023年10月转固、金润绿原达坂城49.5MW分散式风电项目于2023年10月转固、立新光电吉木萨尔县15万千瓦“复合光伏+储能”一体化清洁能源示范项目于2023年12月转固。前述2023年转固的新能源项目，2024年完整年度计提折旧，且部分项目还配套建设了储能项目相应储能系统彼时采购价格较高，从而使得2024年发电业务折旧总成本同比上升。

2024年，发行人财务费用较2023年增加1,812.59万元，主要系立新能源新增借款用于新能源发电项目公司出资及补充流动资金，另外新建新能源发电项目转固后，相关的项目开发贷款产生的借款费用计入财务费用所致。

另外，平价项目主要系本地消纳项目，受电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善及规划协调不足等因素影响，短期内出现较高的限电率，发电设备的利用率及收入的提升需要一定的爬坡周期，短期内经营业绩未有效释放，导致2024年经营业绩出现下降。

（3）2025年一季度亏损的原因分析

发行人2025年1-3月主要经营数据及其变动情况具体如下：

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年1-3月	变动情况	
			金额	比例
营业收入	21,678.60	20,600.91	1,077.69	5.23%
营业成本	12,192.55	11,820.45	372.09	3.15%
管理费用	722.18	604.41	117.76	19.48%
财务费用	5,116.61	4,681.35	435.26	9.30%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-4,198.12	-1,533.70	-2,664.42	173.72%
营业利润	-295.37	2,219.55	-2,514.92	-113.31%
利润总额	-313.59	2,211.02	-2,524.61	-114.18%
所得税费用	641.01	841.96	-200.95	-23.87%
净利润	-954.60	1,369.06	-2,323.66	-169.73%
归属于母公司所有者的净利润	-936.41	1,407.99	-2,344.40	-166.51%

项目	2025年1-3月	2024年1-3月	变动情况	
			金额	比例
扣除非经常性损益后的归属母公司股东净利润	-949.59	1,387.15	-2,336.74	-168.46%

2025年1-3月，发行人经营业绩大幅下降的主要原因如下：

2025年1-3月，发行人营业收入、营业成本及毛利分别为21,678.60万元、12,192.55万元及9,486.05万元，分别同比增加5.23%、3.15%及8.04%。2025年1-3月，发行人综合毛利率为43.76%，较上年同期的42.62%增加1.14%。2025年1-3月，发行人新能源发电业务上网电量为56,471.78万千瓦，较上年同期的54,429.71万千瓦时增加3.75%。2025年3月末，发行人新能源发电装机规模2,574MW，独立储能装机规模160MW/640MWh，新能源发电装机规模相比2024年3月末的1,540MW增加1,034MW。2025年3月末，发行人新并网1,000MW风力发电项目及160MW/640MWh独立储能项目尚处于设备调试阶段，发电及运营效率较低。2025年1-3月，发行人营业收入、营业成本及毛利的同比变动情况与发行人装机规模及上网电量的变动情况相匹配。

①信用减值损失较上年同期增加2,664.42万元，增幅173.72%。

2025年1-3月，发行人信用减值损失为-4,198.12万元，较上年同期的-1,533.70万元增加2,664.42万元，增幅为173.72%。发行人信用减值损失主要系应收账款回收周期变长导致的计提的坏账准备增加所致，具体金额如下：

单位：万元

项目	2025年3月31日	2024年3月31日
应收账款账面余额	286,445.52	240,482.82
坏账准备	76,342.02	56,926.55
坏账准备/应收账款账面余额	26.65%	23.67%
应收账款账面价值	210,103.51	183,556.27

②管理费用和财务费用有所增加

2025年1-3月管理费用较上年同期增加117.76万元，主要系随着装机规模的提升，管理成本有所上升。

2025年1-3月财务费用较上年同期增加435.26万元，主要为中长期借款金

额的增加导致利息支出的增加。

综上，发行人 2025 年 1-3 月业绩下滑主要是受新能源发电项目纳入补贴清单周期较长，及新能源发电项目补贴合规核查进度影响，应收新能源发电补贴回款滞后，公司应收补贴款规模及账龄增加，计提信用减值损失同比增加所致。

2、前述不利因素是否仍持续，是否影响发行人持续经营能力。

报告期内，对发行人经营业绩产生不利影响的因素主要包括：应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大；市场化交易电价波动；新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高；报告期内并网的新能源发电项目配套储能设备价格较高。相关因素的影响具体分析如下：

（1）应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大

公司应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大亦是影响公司未来经营业绩的一个重要因素。报告期内公司实际收回的应收新能源补贴电费款逐年下降，应收新能源发电补贴款持续增加，而公司采用了相比同行业上市公司更为谨慎的应收账款坏账计提会计估计，导致应收账款信用减值损失计提金额较大，且波动上升。2022 年、2023 年及 2024 年，公司收到新能源补贴电费款分别为 40,401.36 万元、15,568.13 万元及 10,306.44 万元，当期计提的信用减值损失分别为 7,820.51 万元、21,176.90 万元及 16,830.67 万元，占当期营业收入的比例分别为 8.87%、21.40%及 17.34%，占比较高发行人 2025 年 1-3 月业绩下滑主要是受新能源发电项目纳入补贴清单周期较长，及新能源发电项目补贴合规核查进度影响，应收新能源发电补贴回款滞后，公司应收补贴款规模及账龄增加，计提信用减值损失同比增加 2,664.42 万元所致。

应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题，针对应收账款，公司采用了相比同行业上市公司更为严谨的应收账款坏账计提会计估计，导致应收账款信用减值损失计提金额较大。此外，虽然公司应收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。但若未来补贴电费回款周期较长的情况无法得到改善，将导致公司应收账款规模不断增长，进而影响公司的资产负债率及经营活动现金流。未来，若前述不利因素不能有效缓解，在现行的应收账款坏账计提政策下，发行人的经营业绩仍

存在进一步下滑的风险。

（2）市场化交易电价波动

公司业绩下降的原因中，针对新并网平价上网项目的上网电价下降方面，新疆维吾尔自治区发改委于 2022 年 4 月 7 日印发《关于印发〈完善我区新能源价格机制的方案〉的通知》（新发改能价〔2022〕185 号），明确将 2021 年起投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场。若新建项目疆内实际交易电价低于市场均价，则按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。若疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予支持，价差部分由大工业用电顺价均摊，进一步提高了新能源平价项目上网电价。故平价上网项目的上网电价下降虽存在因市场化交易价格波动而持续下滑的风险，但降幅空间有限。

为保障新能源项目电价水平，①2025 年 4 月，国家能源局新疆监管办发布了《新疆电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》，对辅助服务报价上限由 0.7 元调整到 0.262 元/千瓦时，大幅减少了新能源电站分摊的调峰费用，稳定新能源电价水平。②新疆维吾尔自治区发展改革委于 2024 年 11 月 15 日印发《关于 2025 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》，明确 2025 年度风电优先小时数 895 小时，光伏优先小时数 500 小时，同时平价新能源项目优先电量电价为 0.262 元/千瓦时，高于非平价项目。

为缓解电价波动对企业的影响，推动电力深化改革，2025 年 2 月国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，建立了“多退少补”的差价结算机制。当市场交易价格低于机制电价时给予补偿，高于时扣除差价，保障企业稳定收益。存量项目（2025 年 6 月前投产）通过差价结算衔接现行政策，增量项目则通过市场化竞价确定机制电价。并要求各地要在 2025 年底前出台并实施具体方案。

综上，随着新能源发电项目上网电价市场化改革的深入，预计发行人新能源发电项目不含补贴部分的上网电价因参与市场化交易而产生价格波动幅度将有所降低，项目收益将更加稳定。

(3) 新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高

针对新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高问题，新疆弃风率和弃光率较高主要源于电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善及规划协调不足。①根据电网发展规划，“十四五”期间，将进一步完善新疆区域 750kV 主网架结构，加强 750kV 重要断面输送能力。目标至 2025 年，新疆电网建成天中、淮皖、哈北直流外送 3 通道，750kV 围绕乌昌核心区、准东能源基地、天山经济带、准格尔盆地、塔里木盆地、喀什经济特区、南疆兵团中心形成“内供七环网、外送六通道”的主网架格局。支撑新能源大规模开发和电力外送，服务兵团向南发展需要，提升全疆能源资源优化配置能力。通过开展火电灵活性改造优化本地电网结构，以适应高比例新能源接入需求。②随着储能技术的持续加快应用，电力市场化交易制度、跨省电力交易机制及新能源电力外送机制的不断完善，新疆电网新能源电力的消纳能力将持续提升。③新疆将通过高比例可再生能源替代传统能源加快构建新型电力系统，实现“三基地一通道”战略布局与全国能源市场的深度协同。新能源限电率较高的问题将得到逐步缓解。

(4) 报告期内并网的新能源发电项目配套储能设备价格较高

针对报告期部分项目配套储能设备价格较高因素，造成项目造价成本较高、折旧成本增加的因素，①2025 年 1 月 27 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），通知指出，“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。”即随着新能源发电项目配储政策逐步放宽，未来发行人新能源项目造价成本将进一步降低。②可再生能源电站的建设成本中设备及安装占据了 80%以上比重，随着技术进步风力发电机组、光伏组件、储能系统价格的不断下降，平价项目的投资收益将有所提升。

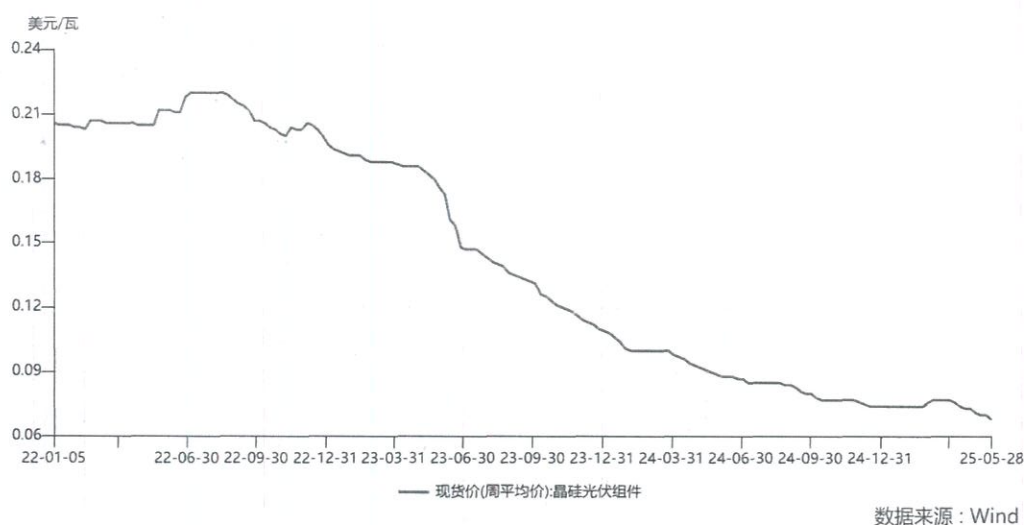
2024 年以来，风力发电机组、光伏组件、储能设备价格已经较 2022 年大幅下降，具体分析如下：

①风力发电机组

发行人 2022 年、2023 年及 2024 年均进行了风力发电机组采购合同的签署，采购合同均价分别为 226.95 万元/MW、201.49 万元/MW 及 165.71 万元/MW，风力发电机组采购价格持续下降，2024 年采购均价较 2022 年下降 26.98%。

②光伏组件

2022 年以来，晶硅光伏组件价格持续下跌，由 2022 年初的 0.21 美元/瓦下降至 2025 年 5 月的 0.07 美元/瓦，下降比例为 66.67%。发行人光伏组件的采购主要集中在 2022 年。2022 年 1 月至 2025 年 5 月，晶硅光伏组件现货价走势如下图：



③储能系统

发行人 2022 年、2024 年及 2025 年 1-5 月均进行了储能系统采购合同的签署，采购合同均价分别为 135.91 万元/MWh、59.43 万元/MWh 及 43.72 万元/MWh，储能系统采购价格持续下降，2025 年 1-5 月采购均价较 2022 年下降 67.83%。

(5) 发行人核心业务、经营环境、主要业务发展情况未发生重大不利变化

2022 年以来，发行人核心业务稳定，发展情况良好，立新能源一直从事风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营业务。2022 年以来，发行人业务快速发展，新能源发电总装机容量从 2022 年初的 1,029MW 提高到 2025 年 3 月末的 2,574MW，上网电量总体均呈增长趋势，电力销售收入总体呈上升趋势。2024 年末，发行人新并网 1,000MW 风力发电项目及 160MW/640MWh 独立储能

项目尚处于设备调试阶段，尚未转商业运行，发电及运行效率较预定使用状态较低。预计 2025 年该等项目完成调试，并到达预定可使用状态后，发行人营业收入将出现较大幅度增长。同时，发行人在建的立新能源 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目、奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目预计也将于 2025 年下半年并网发电。发行人前述新建及在建新能源项目均系平价项目，如期并网投产后，销售回款稳定及时，营业收入和经营性现金流入将大幅提升，经营业绩亦将得到有效的改善。

立新能源所处风力发电、光伏发电行业为国家鼓励发展行业，符合国家“十四五”战略发展规划。报告期内涉及的现行国家法律法规、产业政策、行业管理体系未发生重大不利变化。近年来，国务院办公厅、国家发改委、国家财政部、国家电力监督委员会等多部门共同为推进可再生能源发电行业的整体发展制定和出台了一系列鼓励政策，对风力发电、光伏发电项目在优先上网保障、电价补贴等方面也给予了大力支持。

受气候变化影响，可再生能源替代化石能源在全球范围内得到了普遍认可，持续发展可再生能源电力已成为全世界未来能源发展的重要组成部分。近年来，面对环境污染严重、资源趋紧、生态系统退化的严峻形势，我国不断增加发展可再生能源的投入力度，并提出了《中国可再生能源发展路线图 2050》。2015 年 4 月，国家发改委能源研究所发布的《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》指出，到 2050 年，在终端电力供应中，一次能源供应量为 34 亿吨标准煤，可再生能源占比达到 62%，逐步摆脱对化石能源的依赖。2015 年 12 月，我国在《巴黎协定》中承诺，2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放量比 2005 年下降 60%-65%，非化石能源占一次能源比重提高到 20%。目前，我国进一步明确提出“二氧化碳排放量力争在 2030 年前达到峰值，力争 2060 年前实现碳中和”的目标，并将发展可再生能源作为实施能源供给侧结构性改革的主要方向。未来在能源利用上，将会从高碳到低碳再到零碳，实现电力零碳化和燃料零碳化，可再生能源占比将继续提高。

公司所经营的风力发电、光伏发电均属于可再生能源发电业务，均为国家鼓励的发电业态，所生产电力由地方所属电网公司根据《可再生能源法》等相关规定实行全额收购。公司主要客户为国网新疆电力有限公司、新疆锦龙电力集团有

限公司及新疆生产建设兵团第九师热电有限公司，客户为公司可再生能源电站所属区域的电网企业，负责全额收购公司所生产电力。2022 年以来，公司客户稳定，未发生重大变化。

综上所述，受多种因素影响，立新能源 2022 年、2023 年及 2024 年归属于母公司股东的净利润持续下降，2025 年一季度出现亏损。

应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题，若该问题无法持续得到改善，将导致公司应收账款规模不断增长，进而影响公司的资产负债率及经营活动现金流，对公司生产经营产生一定程度的不利影响。在现行的应收账款坏账计提政策下，发行人的经营业绩仍存在进一步下滑甚至出现亏损的风险。

新能源项目结算电费价格受市场化交易价格波动的影响，短期内仍存在进一步下降的风险。为缓解电价波动对企业的影响，国家发改委及新疆发改委 2025 年陆续出台了一系列应对政策，随着新能源发电项目上网电价市场化改革的深入，预计发行人新能源发电项目不含补贴部分的上网电价因参与市场化交易而产生价格波动幅度将有所降低，项目收益将更加稳定。

2022 年以来，风力发电机组、光伏组件及储能系统价格持续下降，发行人未来投资建设的新能源发电项目造价成本将进一步降低，折旧成本的下降有助于缓解发行人利润的持续下降。

新能源项目并网后短期内出现较高的限电率，发电设备的利用率及收入的提升需要一定的爬坡周期。新能源项目的限电率受电网建设周期、调峰能力、电力市场交易机制及规划协调等因素影响，短期内仍存在不能有效缓解而导致产能利用率不足、经营业绩不能有效释放的风险。

综合来看，发行人核心业务、经营环境、主要业务发展情况未发生重大不利变化，前述不利因素不会对公司持续经营能力产生重大不利影响。

(六) 结合相关财务报表科目的具体情况,说明发行人最近一期末是否持有金额较大的财务性投资(包括类金融业务),自本次发行董事会决议日前六个月至今,发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况,是否已从本次募集资金总额中扣除,是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求。

1、发行人最近一期末不存在金额较大的财务性投资（包括类金融业务）的情形

截至 2025 年 3 月 31 日,发行人财务报表中可能涉及财务性投资（包括类金融业务）的科目的具体情况如下:

单位: 万元

项目	账面价值	是否属于财务性投资或类金融业务
交易性金融资产		
衍生金融资产		
其他应收款	4,768.63	否
其他流动资产	56,838.49	否
长期应收款		
长期股权投资	79,681.81	否
其他权益工具投资		
其他非流动金融资产		
其他非流动资产	9,220.03	否

(1) 其他应收款

截至 2025 年 3 月 31 日,公司其他应收款账面价值为 4,768.63 万元,期末余额为 5,003.64 万元,主要为关联方往来款、经营性往来款及其他,不涉及财务性投资、类金融业务,具体构成情况如下:

单位: 万元

款项性质	期末余额
押金、保证金	603.06
备用金	70.00
社保统筹款	46.22
代收代付款	88.55
经营性往来款(注 1)	826.26

款项性质	期末余额
即征即退增值税	482.17
其他（注2）	2,887.38
合计	5,003.64

注1：主要系子公司哈密新风光应收新疆生产建设兵团第十三师红星二场应退还的土地租赁款 826.26 万元。

注2：主要系子公司吉木萨尔立新应收国家税务总局吉木萨尔县税务局临时占地缴纳的耕地占用税 1,255.55 万元；子公司乌鲁木齐新风分别应收国家税务总局乌鲁木齐市达坂城区税务局、国家税务总局托克逊县税务局临时占地缴纳的耕地占用税 1,303.40 万元、154.10 万元；子公司乌鲁木齐立新应收国家税务总局乌鲁木齐市达坂城区税务局临时占地缴纳的耕地占用税 17.27 万元；子公司若羌综合能源应收国家税务总局若羌县税务局临时占地缴纳的耕地占用税 11.02 万元。《中华人民共和国耕地占用税法》第十一条规定纳税人在批准临时占用耕地期满之日起一年内依法复垦，恢复种植条件的，全额退还已经缴纳的耕地占用税。子公司淖毛湖风之力应收哈密兴疆鲲鹏新能源有限公司电量损失赔偿款 127.09 万元。

（2）其他流动资产

截至 2025 年 3 月 31 日，公司其他流动资产账面价值为 56,838.49 万元，主要为增值税留抵扣额。具体情况如下：

单位：万元

项目	期末余额
增值税留抵扣额	56,803.85
预缴企业所得税	7.28
再融资费用	27.36
合计	56,838.49

（3）长期股权投资

截至 2025 年 3 月 31 日，公司长期股权投资账面价值为 79,681.81 万元，全部来源于对参股公司华电天山的投资款，具体情况如下：

单位：万元

序号	被投资单位	出资比例	账面价值	主营业务	与公司主营业务的关系	是否属于财务性投资
1	华电天山	25.32%	79,681.81	风力发电、太阳能发电、余热发电及储能技术服务	与公司主营业务一致	否

为贯彻落实“碳达峰、碳中和”目标任务，积极参与哈密至重庆特高压直流输电工程配套电源项目建设，助力自治区落实“三基地一通道”战略部署，推动

经济社会高质量发展，发行人与华电新能源集团股份有限公司于 2023 年 7 月 6 日共同出资组建成立华电天山。截至 2025 年 3 月 31 日，华电天山的注册资本为 200,000.00 万元，实收资本为 317,959.10 万元，发行人实际出资 80,516.97 万元，实际出资比例为 25.32%，截至本回复报告出具日，华电天山尚未完成工商变更。

华电天山的主营业务为风力发电、太阳能发电、余热发电及储能技术服务等，负责“疆电外送”第三通道新疆方面配套电源项目建设，统筹管理风、光、火、储所涉及的项目。发行人对华电天山的投资符合国家产业政策、行业发展方向、发行人主营业务发展方向及未来发展战略规划。

根据中国证监会发布的《证券期货法律适用意见第 18 号》，围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，以收购或者整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。

因此，发行人对华电天山的长期股权投资不属于财务性投资。

（4）其他非流动资产

截至 2025 年 3 月 31 日，公司其他非流动资产账面价值为 9,220.03 万元，为公司预付长期资产购置款，不涉及财务性投资、类金融业务。具体构成情况如下：

单位：万元

项目	期末余额		
	账面余额	减值准备	账面价值
预付长期资产购置款	9,220.03		9,220.03
合计	9,220.03		9,220.03

综合上述分析，公司的其他应收款、其他流动资产和其他非流动资产不涉及财务性投资、类金融业务情形。因此，截至 2025 年 3 月 31 日，公司不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）的情形。

2、本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人不存在新实施或拟实施财务性投资的情况

2023 年 11 月 28 日，发行人召开了第一届董事会第三十次会议，审议通过了本次发行相关议案。自本次发行相关董事会前六个月起至今，公司不存在实施或拟实施类金融、投资产业基金或并购基金、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、投资金融业务等情形。

综上所述，公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）的情形；本次发行董事会决议日前六个月至今，公司不存在新实施或拟实施财务性投资的情况，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求。

二、核查情况

（一）核查程序

1、核查发行人各发电场站在历年建设期间所适用的可再生能源发电主管部门下发的定价政策及补贴政策、查阅了可再生能源发电全额保障性收购制度的相关政策、获取了申请人募投项目的备案核准文件及接入电网系统设计评审意见；

2、查阅电网企业和电力交易中心发布的关于市场化交易相关政策文件、交易申报模式及流程；访谈发行人电力运营部相关人员，了解发行人参与市场化交易的情况，包括交易流程、交易类型和交易策略等；

3、查阅发行人各发电场站报告期内的全部由电网企业或电力交易中心出具的《电力结算单》，统计并分析各项目各期保障性收购、市场化交易电量及电价情况，分析风力发电、光伏发电市场化交易电量及电价波动情况及原因；对于可享受补贴的发电项目，核对各项目上网电量与公司补贴收入计量是否准确、合理；

4、查询同行业可比公司市场化交易电量、电价等变动情况，分析与发行人变动趋势是否一致；

5、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；

6、查询监管部门关于财务性投资及类金融业务的相关规定，了解财务性投资及类金融业务认定的要求；

7、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，了解公司其他应收款、其他流动资产、其他非流动资产、长期股权投资的具体内容，了解长期股权投资的持有背景，逐项分析是否属于财务性投资；查阅发行人对外投资的明细，了解发行人对外投资的原因，查询被投资企业的工商信息，了解被投资企业的主营业务，核查是否属于财务性投资；

8、查阅发行人自本次发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日的董事会决议及相关公告，查阅了公司的定期报告，检查是否存在新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务投资。

（二）核查结论

会计师经核查认为：

1、发行人保障性收购和市场化交易模式下，上网电量的确认方式全部是来自于电网企业或电力交易中心按月出具的《电力结算单》，以此明确了发行人各项目场站上网电量的情况；结算价格方面，保障性收购所对应的基础电价，系根据各项目建设期间所适用的电价政策所确定；市场化交易电价系根据发行人在电力交易中心申报情况所确定，两种交易所对应的电量和电价，均会在《电力结算单》上体现。此外，发电项目如涉及发电补贴的，发行人则根据《电力结算单》上所确认的上网电量，同时依据项目所适用的补贴电价，以二者数据计算得出当月补贴收入，并确认当期收入。发行人的收入确认情况与同行业一致。

2、发行人在本反馈意见回复中，已披露现有已并网的各项目在报告期内保障性收购和市场化交易出售的电量情况，以及占各年度各项目上网电量比重。公司 2024 年度风电项目的市场化交易电量大幅下降，主要还是受“哈郑直流”三

个项目的上网电量申报交易策略与实际上网电量发生偏差所导致，但并不会影响电网企业与项目公司按照实际上网电量进行电费结算，《电力结算单》仍是以项目本身的实际上网电量、实际交易收入进行列示，不会对公司的收入确认产生影响。发行人光伏项目市场化交易电量在 2024 年度大幅提升，主要是受新并网项目参与市场化交易增长以及存量项目受政策影响导致市场化交易提升等因素所致。

3、报告期内，发行人市场化交易上网均价持续下滑，主要是因 2021 年前投建含补贴项目的市场化交易上网电价仅将基础电价参与市场化竞价，电价补贴并不受影响，因此该等项目即使参与市场化交易，仍维持在较高售电均价水平；而 2022 年之后平价项目主要以参与市场化交易方式进行售电，该等项目的目标上网电价为 0.262 元/千瓦时，但实际交易均价仍存在波动性，该等项目的市场化交易电价大幅低于存量补贴项目的上网均价，由此导致报告期内发行人市场化交易均价持续下降。在剔除补贴影响后，报告期内发行人参与市场化交易的基础电价均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，与同行业可比公司、新疆地区市场化交易均价变动趋势基本一致，波动范围属于合理区间，变动情况具有合理性。

4、报告期内，发行人风力发电和光伏发电平均上网电价变动具备合理性，符合新能源发电项目上网电价定价政策的变化。单位成本变动具有合理性，符合主营业务成本构成及变动情况。发行人主营业务毛利率逐年下降的原因主要系平价发电项目装机容量及上网电量占比逐步提升，而平价发电项目平均上网电价低于补贴发电项目，导致风力发电及光伏发电业务平均上网电价均逐年下降，存在合理性。报告期内，发行人风力发电及光伏发电业务毛利率水平及整体变动趋势与同行业公司相比，不存在重大差异。

5、发行人 2022 年、2023 年及 2024 年归属于母公司股东的净利润持续下降，2025 年一季度出现亏损。经营业绩下降的因素主要包括：应收补贴款回款周期长导致的计提的信用减值损失金额较大；市场化交易电价波动；新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高；报告期内并网的新能源发电项目配套储能设备价格较高。其中，应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题，新能源项

目结算电费价格受市场化交易价格波动影响，短期内仍存在进一步下降的风险。新能源项目的限电率受电网建设周期、调峰能力、电力市场交易机制及规划协调等因素影响，短期内仍存在不能有效缓解而导致产能利用率不足、经营业绩不能有效释放的风险。报告期内，发行人核心业务、经营环境、主要业务发展情况未发生重大不利变化，随着电力深化改革，电网建设的持续推进、储能技术持续加快应用以及电力市场交易机制的不断完善，前述不利因素不会对公司持续经营能力产生重大不利影响。

6、发行人对外投资不属于财务性投资，发行人最近一期末未持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）。自本次发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日，发行人不存在新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的情况，无需从本次募集资金总额中扣除，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求。

问题四

本次发行拟募集资金 19.80 亿元，扣除发行费用后，拟使用 13.86 亿元投向立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目，拟用 5.94 亿元补充流动资金。募投项目总投资 31.17 亿元，资金缺口为 11.37 亿元，拟在哈密市巴里坤县建设 800MW 风电项目、200MW/800MWh 储能项目。本项目建设达产后，预计实现年均营业收入 48,140.93 万元（含税），年均净利润 15,523.05 万元。该项目的财务内部收益率（税前）为 10.38%，财务内部收益率（税后）为 9.09%，投资回收期为 11.3 年。

发行人 2022 年度首发募集资金投资项目包括伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目、小红山 8MW 分散式风电项目，均已于 2021 年 12 月并网。其中伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目与本次募投项目均位于哈密地区。申报材料显示，公司现有哈密区域的五个风电场，报告期内的弃风率较高。前募项目最近三年实现效益呈下降趋势，2024 年度伊吾淖毛湖和伊吾白石湖项目的加权平均净资产收益率均低于可研报告中预计的投资财务内部收益率和资本金内部收益率。

报告期内，公司控股股东发生变更，由新疆新能源（集团）有限责任公司变更为新疆能源集团。新疆能源集团控制的企业中有 7 家企业与发行人及其下属子公司从事相同或类似业务，另有两个可再生能源发电项目尚未成立项目公司。新疆能源集团拟通过委托经营方式避免实质性同业竞争。

发行人前次募集资金存在将节余资金用于补充流动资金情形。公司前次募集资金投资项目均已达到预定可使用状态，全部结项并将节余募集资金 11,664.13 万元用于永久补充流动资金。2024 年 4 月 26 日公司召开 2024 年第二次临时股东大会审议通过相关议案。全部补充流动资金的金额占募集资金总额的比例为 53.33%。

请发行人补充说明：（1）结合本次募投项目与前募项目的差异、本次募投项目所处地区的经济发展状况、用电需求及供给情况、新能源发电项目规模、弃风率的变动趋势等，说明本次募投项目在弃风率较高区域继续扩建风电项目的必

要性和合理性。(2) 结合哈密区域已有与在建的风电项目情况, 是否存在市场竞争激烈、影响发行人经营效益的情形, 说明募投项目新增产能的消纳保障情况。

(3) 说明本次募投项目的销售模式, 上网电价确认依据, 并说明项目收入、成本、费用的测算过程和依据, 上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数选取依据, 与发行人同类项目情况是否存在较大差异, 是否考虑弃风弃光限电风险, 本次募投项目效益预测是否合理、谨慎。(4) 结合发行人对前次募投项目的效益预测主要指标的设定情况, 说明前次募投项目是否达到预期; 如未达到, 说明未达到预期效益的原因, 相关不利因素是否已经消除; 若未消除, 该等不利因素对前次募投项目预计未来效益实现情况以及对本次募投项目效益实现情况的影响。(5) 结合公司已建和在建项目、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况, 以及设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额, 说明本次募投项目总投资及设备投资规模的合理性, 并进一步说明本次发行融资规模的合理性。(6) 本次募投项目资金缺口的解决方式, 相关资金能否按计划投入及具体的保障措施。(7) 截至目前最新的投资进度, 本次募集资金是否包含本次发行相关董事会决议日前已投入资金。(8) 结合本次募投项目具体投资构成、各项投资是否为资本性支出等, 说明补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定。(9) 同期策划的发行人与能源集团、北疆公司签署《委托经营管理协议》已完成股东大会审议, 但发行人与新疆能源(集团)投资有限责任公司、新疆能源(集团)哈密清洁能源有限责任公司签署《委托经营管理协议》尚未完成股东大会审议的主要原因。(10) 结合委托经营协议签署情况、主要内容及各方权利义务的安排等, 说明该方式是否能有效避免同业竞争, 新疆能源集团对于彻底解决同业竞争情形是否有明确计划或安排。(11) 结合节余募集资金 11,664.13 万元用于永久补充流动资金情况, 说明其中补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关规定, 如否请相应调整。

请会计师对(3)-(8)核查并发表明确意见。

回复:

一、发行人说明

(三)说明本次募投项目的销售模式,上网电价确认依据,并说明项目收入、成本、费用的测算过程和依据,上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数选取依据,与发行人同类项目情况是否存在较大差异,是否考虑弃风弃光限电风险,本次募投项目效益预测是否合理、谨慎。

根据中国电建西北勘测设计研究院对本项目出具的《可行性研究报告》,并通过对相关参数选取条件的分析,以及与发行人同类项目情况对比分析,本次募投项目已参照同地区项目考虑 20%弃风限电风险,项目的效益预测谨慎合理,与发行人同类项目情况不存在较大差异,具有可实现性。具体分析如下:

1、说明本次募投项目发电的销售模式,上网电价确认依据

本项目为风力发电项目,项目收入主要由风力发电收入构成。本项目投建后,将通过输电线路接入国网新疆指定上网汇集站,实现电力上网销售,最终由国网新疆与发行人根据上网电量进行售电结算,该销售模式与发行人现有其他发电项目的结算方式一致。

上网电价方面,本项目为无补贴平价上网项目,根据新疆发改委印发的《完善我区新能源价格机制的方案》(新发改能价【2022】185)的通知,明确:将自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场,目标上网电价 0.262 元/千瓦时,新建项目疆内实际交易电价低于市场均价(按年度直接交易均价),按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持;疆内实际交易电价高于市场均价,按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时,不再予以电价支持。2021 年以前年度建成的项目上网电价政策保持不变。

此外,本次募投项目为本地消纳项目,投运后适用新疆发改委按年度出具的优先购电计划,将以保障性收购、市场化交易的方式实施售电,根据《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》,本项目保量保价优先发电利用小时数 895 小时,上网电价按 0.262 元/千瓦时执行,即在预测年度上网电量利用小时数 2,296.8 小时中占比已达到约 40%水平。

据此,《可行性研究报告》对本募投项目在经营期上网电价按 0.262/kWh(含税,不含税上网电价为 0.2319 元/kWh)进行收入测算。

2、说明项目收入、成本、费用的测算过程和依据,上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数选取依据

根据对本项目营业收入及成本费用测算,本项目在 20 年运营期内,累计营业收入为 852,051.82 万元,年均营业收入为 42,602.59 万元;累计总成本费用为 495,810.73 万元,扣除利息支出 60,038.52 万元后,总成本费用为 435,772.21 万元,年均营业成本为 21,788.61 万元,由此测算本项目毛利总额为 416,279.61 万元,年均毛利总额为 20,813.98 万元。综上计算,本项目的综合毛利率为 48.86%。

在按税收政策扣除销售税金及附加、所得税等费用后,本项目 20 年可实现利润总额为 387,642.70 万元,缴纳所得税款为 77,181.76 万元,净利润为 310,460.94 万元,年均可实现净利润为 15,523.05 万元,净利率为 36.44%。具体分析如下:

(1) 上网电量、年等效利用小时数情况以及收入测算过程,弃风限电量已按 20%综合考虑

本项目收入主要由风力发电收入构成。其中,风力发电收入又与发电量息息相关,售电价格方面,则由国家及地方政府或主管部门所发布的政策确定。电价方面,本项目经营期上网电价按照新疆发改委《完善我区新能源价格机制的方案》指导目标电价 0.262/kWh(含税)进行测算。

上网电量方面,本项目根据装机规模及本项目所处风区风能情况,工程推荐风力发电机组理论年发电量为 313,770.4 万 kWh,考虑功率曲线折减、控制滞后和端流损失、风电场自用电和电气损耗、可利用率、空气密度折减、叶片污染及老化、气候影响等因素后,本风电工程总折减后的可利用系数为 73.2%,折减后的风电场年上网电量为 229,680 万 kWh,此外,基于谨慎原则,充分考虑检维修停工、弃风限电等情况,进一步按照 20%限电率测算,最终本风电项目年均上网电量为 183,744 万 kWh,年等效利用小时数=年均上网电量/装机规模即=183,744 万 kWh/800MW=2,296.8 小时。

除本次募投项目外，发行人在哈密三塘湖同地区风场，还建设并运营着哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目，该项目在报告期内上网电量利用小时数分别为 2,311.07 小时，2,231.95 小时和 1,990.73 小时，年均利用小时数 2,178 小时；三年弃风率分别为 18.28%、18.37%和 23.11%，年均弃风率为 19.92%。据此，本次募投项目的上网电量利用小时数、弃风率所设定的参数，与同地区项目不存在较大差异，具有合理性。

综上计算，年均营业收入=年均上网电量*目标电价/1.13 即 42,602.59 万元。

(2) 成本费用测算

①固定资产价值

本项目投资总额为 311,682.86 万元，其中，项目静态投资为 308,798.40 万元，建设期利息为 2,884.46 万元，增值税抵扣额 32,262.66 万元，项目固定资产价值为 279,420.20 万元。

②本项目总成本计算

项目发电成本费用主要包括折旧费、维修费、职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金、保险费、材料费、利息支出及其他费用等。各项成本如下：

A.折旧费：风电项目的固定资产折旧年限为 20 年，残值率为 5%，则综合折旧率为 4.75%。储能项目的综合折旧率为 9.5%，折旧年限为 10 年，残值率为 5%，运营期第 11 年考虑更换储能电池一次，更换电池费用 40,000 万元计入现金流量表维持运营投资中。

B.维修费：机械设备在运行期间要正常损耗，根据设备厂家建议和以往类项目经验，目前对修理费率暂采用阶梯取费法，即：自计算期第 2 年开始计列，第 2-6 年设备维修费率按 0.2%计提，第 7-11 年设备维修费率按 0.5%计提，第 12-21 年设备维修费率按 1%计提。

C.职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金等：本项目人员总计 32 人，职工年均工资 8 万元，福利费及其他费用合计为职工年均工资总额的 60%。

D.保险费：保险费率按固定资产价值 0.25%计。材料费按风电装机容量 10 元/kW 计。

E.土地使用税：本项目运营期每年考虑 143.41 万元土地使用税计入其他费用中。

F.其他：考虑储能电池更换费用 40,000 万元，在运行期第 11 年发生。

G.利息：利息为正常运行期内固定资产投资借款的利息。

根据上述条件测算，本募投项目经营 20 年内，累计总成本费用为 495,810.73 万元，扣除利息支出 60,038.52 万元后，总成本费用为 435,772.21 万元，年均营业成本为 21,788.61 万元。由此测算本项目毛利总额为 416,279.61 万元，年均毛利总额为 20,813.98 万元。综上计算，本项目的综合毛利率为 48.86%。

（3）税金

本项目应缴纳的税金包括增值税、销售税金及附加、所得税。其中：

①增值税

电力产品增增值税率为 13%。根据财政部和国家税务总局财税[2015]74 号《关于风力发电增值税政策的通知》，自 2015 年 7 月 1 日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策。

根据《中华人民共和国增值税暂行条例》（2008 年 11 月 5 日修订）、《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》（财政部国家税务总局第 50 号令）和《关于调整增值税税率的通知》（财税〔2018〕32 号文件），本项目新购设备及建安投资进项增值税可进行抵扣。经测算，本项目可抵扣增值税额为 32,262.66 万元。

②销售税金及附加

销售税金及附加包括城市建设维护税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率取 5%，教育费附加费率取 5%（国家教育附加费率为 3%，地方教育附加费率为 2%）。

③所得税

所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为利润总额扣除弥补以前年度亏损后的余额。

风力发电项目属于公共基础设施项目企业所得税优惠的项目，根据国税发[2009]80号《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》，其投资经营的所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

根据财政部、税务总局、国家发改委公告2020年第23号《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》，自2021年1月1日至2030年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按15%的税率征收企业所得税。本项目企业所得税1-3年0%，4-6年7.5%，7-8年15%，9-25年25%。

在按上述税收政策扣除销售税金及附加、所得税等费用后，本项目20年可实现利润总额为387,642.70万元，缴纳所得税款为77,181.76万元，净利润为310,460.94万元，年均可实现净利润为15,523.05万元，净利率为36.44%。

3、与发行人同类项目情况不存在较大差异

报告期内，公司下属项目公司所运营的风电项目毛利率情况如下：

机组类型	项目公司	项目名称	并网时间	毛利率		
				2024年	2023年	2022年
风电	哈密国投新风	哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目	2015.12	63.50%	66.71%	67.91%
风电	哈密新风能源	哈密新风能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	2015.12	51.56%	51.53%	50.63%
风电	托里新风	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	2015.12	54.82%	57.77%	60.28%
风电	淖毛湖风之力	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	2021.12	43.26%	45.76%	64.80%
风电	伊吾立新	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	2021.12	42.53%	47.36%	59.69%
风电	奇台新风	小红山8MW分散式风电项目	2021.12	64.97%	50.73%	58.94%

机组类型	项目公司	项目名称	并网时间	毛利率		
				2024 年	2023 年	2022 年
风电	哈密新风恒远	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	2022.7	44.49%	48.71%	-384.25%
风电	若羌立新	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023.4	-49.09%	40.88%	
风电	乌鲁木齐立新	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	2023.4	29.89%	60.06%	
风电	木垒新风	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	2024.12			

报告期内，发行人各子公司风电业务毛利率整体相对稳定，但是由于受到风光资源区域不同、风光资源的波动以及补贴情况不同（早期项目补贴高，晚期项目补贴低）的差异，不同发电项目之间，相同发电项目不同年度之间毛利率均存在差异。随着近年风电设备价格的降低，即便在发电补贴退坡的情况下，发行人 2022 年以来新并网的发电项目毛利率水平与原有发电项目相比，出现一定下滑，但仍能保证合理收益。

由于新能源发电项目并网发电后，需要进行几个月的设备调试及联合试运转，发电效率较低，以及受《企业会计准则解释第 15 号》准则的影响，2022 年 1 月 1 日起，并网发电项目在试运行期间产生的发电收入不在冲减在建工程成本，需确认营业收入。上述因素使得部分当年新并网项目在并网当期的毛利率与投运稳定后的毛利率存在一定波动。

2024 年，发行人若羌县米兰 50MW 风电项目毛利率为-49.09%较 2023 年 40.88%大幅下降，主要受两方面原因影响，一是该项目于 2023 年 10 月转固后，受折旧影响，在 2024 年度营业成本大幅增加；二是 2024 年受地方国网架构升级改造影响，本项目当年弃风率高达 58.49%，发电设备利用小时数 1,074.87 小时相比 2023 年 940.23 小时增幅较小，且本项目于 2023 年 4 月并网后当年仅有效运行 7 个月。综上原因，导致本项目在 2024 年度毛利率为负，预计 2025 年本项目毛利率将恢复到合理水平。

总体来看，公司历史并网运营的发电项目主要系含补贴项目，毛利率水平整体介于 45%-60%左右水平，其中，2013-2016 年高补贴并网项目的毛利水平整体略高于 2021 年低补贴并网项目的毛利率水平。无补贴项目方面，随着补贴

退坡及取消的政策出台后，公司于 2022 年-2023 年新并网的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目、金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目的毛利率整体低于存量享有补贴项目，但仍保持在较为稳定水平。

本募投项目预计综合毛利率为 48.86%，与哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目同处新疆哈密地区，相比该项目以及公司已投运的其他风电项目的毛利率水平，本项目预计毛利率水平具有合理性。

（四）结合发行人对前次募投项目的效益预测主要指标的设定情况，说明前次募投项目是否达到预期；如未达到，说明未达到预期效益的原因，相关不利因素是否已经消除；若未消除，该等不利因素对前次募投项目预计未来效益实现情况以及对本次募投项目效益实现情况的影响。

1、前次募投项目效益预测的实现情况

公司前次募投项目除补充流动资金外，另有三个发电建设项目，分别为伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目和小红山 8MW 分散式风电项目。

报告期内，小红山 8MW 分散式风力项目各年度实际效益均达到预期，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 2022 年和 2023 年实际效益达到预期，2024 年未达到预期，具体情况如下：

募投项目对应公司	加权平均净资产收益率			预计资本金内部收益率
	2024 年	2023 年	2022 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	4.59%	14.02%	29.89%	8.69%
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	3.30%	11.11%	31.93%	9.86%
小红山 8MW 分散式风电项目	37.52%	19.34%	25.59%	8.08%

2、前次募投项目未达到预期效益的原因

伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 2024 年未达到预期效益，两个项目报告期内的业务情况和财务情况具体如下：

(1) 业务表现

单位：万 kWh、h

募投项目	实际上网电量			预计发电量			实际弃风率			预计弃风率	实际利用小时数			预计等效利用小时数
	2024 年	2023 年	2022 年	2024 年	2023 年	2022 年	2024 年	2023 年	2022 年		2024 年	2023 年	2022 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	9,703.85	10,050.80	9,592.77	13,220.67	15.58%	13.11%	18.56%				1,960.37	2,030.47	1,937.93	2,644.00
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	2,993.45	3,433.92	3,369.56	3,617.62	14.42%	10.47%	13.35%				1,995.63	2,289.28	2,246.37	2,412.00

注：前次募投项目可研报告中未直接对弃风率进行预测，而是结合可利用小时数和弃风率对等效发电量和等效发电小时数进行预测，因此无法直接比较预计弃风率与实际弃风率，通过对比实际利用小时数进行替代

(2) 财务表现

单位：万元

募投项目对应公司	营业收入			净利润			加权平均净资产收益率			预计资本金内部收益率
	2024 年	2023 年	2022 年	2024 年	2023 年	2022 年	2024 年	2023 年	2022 年	
淖毛湖风之力	2,773.24	3,259.79	2,894.08	349.33	973.68	1,460.71	4.59%	14.02%	29.89%	8.69%
伊吾立新	868.82	985.37	963.82	72.86	229.05	444.10	3.30%	11.11%	31.93%	9.86%

相较于 2023 年，2024 年伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目对应的公司淖毛湖风之力和伊吾立新的净利润均出现下滑，盈利表现未达到预期收益的 80%，主要原因包括风资源周期性波动、市场化电价波动、可再生能源补贴暂停回款等因素，具体分析如下：

(1) 淖毛湖风之力盈利下滑原因分析

淖毛湖风之力报告期内主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、营业总收入	2,773.24	3,259.79	2,894.08
二、营业总成本	2,173.37	2,441.79	1,369.55
其中：营业成本	1,573.43	1,768.14	1,018.70
管理费用	5.23	2.64	1.51
财务费用	579.43	662.78	344.27
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-359.58	-147.19	-68.31
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	240.29	670.82	1,462.39
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	377.99	1,027.51	1,462.39
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	349.33	973.68	1,460.71

收入端由于受到极端天气影响，2024 年度淖毛湖风之力上网电量较 2023 年度下降 3.45%，同时因为市场化交易电价持续波动，当年度上网电量结算单价由 2023 年的 0.24 元/kWh 下降至 0.19 元/kWh，导致 2024 年度营业收入较 2023 年度减少 486.55 万元，下降 14.93%。

成本端由于风力发电行业属于重资产行业，固定资产在资产总额中的占比较高，进而导致折旧费用在营业成本中的占比较高，2024 年度主营业务成本中折旧费用发生额为 1,202.95 万元，占比为 76.45%，各年度主营业务成本中折旧费用发生额基本一致，不受上网电量波动的影响。主营业务成本中代理服务费、运行维护费等可变成本随着上网电量的下降出现一定程度下滑，较 2023 年度减少 197.06 万元，营业成本变动趋势与营业收入一致，但下降幅度较小。

淖毛湖风之力尚未进入补贴核查清单，已暂停补贴电费回款，2024 年度应收账款期末账面余额较 2023 年度增加 1,126.92 万元，增长 41.83%，淖毛湖风之

力当期计提信用减值损失 359.58 万元，较 2023 年度增长 212.40 万元，增长 44.30%。

上述原因叠加导致淖毛湖风之力 2024 年度净利润较 2023 年度减少 624.35 万元，下降 64.12%，加权平均净资产收益率为 4.59%，未达到预期效益。

伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目的可行性研究工作于 2021 年完成，估算过程中未将可再生能源补贴暂停回款等政策变动因素纳入考虑，因此未对相关信用减值损失进行估计，2024 年度若排除信用减值损失所带来的影响，淖毛湖风之力的加权平均净资产收益率为 8.22%，略低于预计资本金内部收益率 8.69%，下降幅度小于 20%。

(2) 伊吾立新盈利下滑原因分析

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一、营业总收入	868.82	985.37	963.82
二、营业总成本	665.29	710.65	496.88
其中：营业成本	499.32	518.68	388.52
管理费用	4.94	3.77	1.51
财务费用	159.89	187.36	106.39
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-128.55	-45.39	-22.36
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	74.98	229.33	444.57
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	74.98	229.33	444.57
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	72.86	229.05	444.10

收入端由于受到极端天气影响，2024 年度伊吾立新上网电量较 2023 年度下降 12.83%，同时因为市场化交易电价持续波动，导致 2024 年度营业收入较 2023 年度减少 116.54 万元，下降 11.93%。

成本端由于风力发电行业属于重资产行业，固定资产在资产总额中的占比较高，进而导致折旧费用在营业成本中的占比较高，2024 年度主营业务成本中折旧费用发生额为 377.75 万元，占比为 75.65%，各年度主营业务成本中折旧费用发生额基本一致，不受上网电量波动的影响。主营业务成本中运行维护费、试验

预试费等可变成本随着上网电量的下降出现一定程度下滑，较 2023 年度减少 18.65 万元，营业成本变动趋势与营业收入一致，但下降幅度较小。

伊吾立新尚未进入补贴核查清单，已暂停补贴电费回款，2024 年度应收账款期末账面余额较 2023 年度增加 371.99 万元，增长 40.58%，导致伊吾立新当期计提信用减值损失 128.55 万元，较 2023 年度增长 83.17 万元，增长 183.24%。

上述原因叠加导致伊吾立新 2024 年度净利润较 2023 年度减少 156.19 万元，下降 68.19%，加权平均净资产收益率为 3.30%，未达到预期效益。

伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目的可行性研究工作于 2021 年完成，估算过程中未将可再生能源补贴暂停回款等政策变动因素纳入考虑，因此未对相关信用减值损失进行估计，2024 年度若排除信用减值损失所带来的影响，伊吾立新的加权平均净资产收益率为 8.45%，略低于预计资本金内部收益率 9.86%，下降幅度小于 20%。

3、相关不利因素对前次募投项目的后续影响

报告期内，影响前次募投项目盈利表现的不利因素主要包括风资源周期性波动、市场化交易电价波动、可再生能源补贴暂停回款。截至本回复报告出具日，可再生能源补贴暂停回款仍持续对前次募投项目的盈利表现造成不利影响，风资源周期性波动和市场化交易电价波动对前次募投项目盈利表现的影响有所减轻。具体分析如下：

（1）风资源周期性波动

伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目均位于新疆哈密地区，2024 年度受到全球性极端气候现象影响，ERA5 显示哈密全年平均风速较设计值低 1.8m/s，导致风电机组的可利用小时数减少，进而导致实际利用小时数进一步减少。全球性极端气候现象通常具有 2-7 年的周期性，对气候有显著的区域性影响，根据全球气温指标检测结果，目前全球性极端气候现象处于衰退尾声，未来两年造成极端天气的概率较低。

从中长期来看，上述项目所处哈密地区位于“百里风区”的核心地带，十三间房风区年平均大风日数达 205 天，极大风速曾达 50.28 米/秒，夏季高温干旱、

冬季寒潮冰冻，叠加全球气候变暖的大背景，不能排除未来持续出现极端天气的可能性。

针对可能到来的极端天气，发行人与运行维护供应商紧密合作，通过气象灾害预警平台对极端天气进行提前预警，综合气象条件、机型、偏航变桨角度等因素对在建与运行项目发布预警及相应的应对策略。基于预警精度及现场执行情况，提前发布大风抗涡激预警和防扫塔预警，保障机组顺利通过极端天气考验。预计未来随着历史数据的积攒、分析能力的进一步提升和仿真工况、数字孪生、人工智能等工具的充分利用，相关项目能够更加安全高效地应对极端天气，进一步减少极端天气对发电机组的影响。

（2）市场化交易电价波动

相较于 2023 年度，2024 年新能源发电项目参与市场化交易电量对应的结算电价的呈波动态势，导致补贴项目结算电费电价同比下降 9.97%，进而导致补贴项目的平均销售电价同比下降 4.69%，进而导致补贴项目营业收入的下降。

当前国家正在推动深化电力改革，新能源（风电、光伏）上网电量全面进入电力市场，电价由市场交易形成。由于新能源发电具有间歇性（如光伏发电集中在午间），午间电力供应过剩可能导致电价下降，而晚高峰时段出力不足则可能推高电价，加剧日内价格波动。

为缓解波动对企业的影响，推动电力深化改革，国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，建立了“多退少补”的差价结算机制。当市场交易价格低于机制电价时给予补偿，高于时扣除差价，保障企业稳定收益。存量项目（2025 年 6 月前投产）通过差价结算衔接现行政策，增量项目则通过市场化竞价确定机制电价。

未来市场化电价的定价机制将会持续更新，公司将会根据自身场站的实际情况，充分掌握电力市场化交易规则，制定有针对性的交易策略，更好地适应电力行业深化改革带来的风险和机遇，实现公司业务的高质量发展。

（3）可再生能源补贴暂停回款

报告期内，公司实际收回的应收新能源补贴电费款持续下降，应收新能源发电补贴款持续增加，而公司采用了相比同行业上市公司更为严谨的应收账款坏账计提会计估计，导致应收账款信用减值损失计提持续上升。

新能源发电项目实现并网发电后，脱硫燃煤标杆电价部分由电网公司直接结算支付，结算周期通常在 1 个月之内。而补贴电费则是根据电网公司收到国家可再生能源发展基金财政补助资金后转付给发电企业，可再生能源补贴电费受财政拨款预算规模及付周期的影响存在回款周期长、回款金额波动性大的情形。且可再生能源补贴电费部分，根据国家发改委、财政部和国家能源局要求，需逐级申报纳入补贴目录或补贴清单，发电项目列入补贴目录或补贴清单后可获得可再生能源补贴，且可再生能源补贴结算周期较长，进而使得公司应收可再生能源补贴款余额逐年增加。

截至本回复报告出具日，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目均尚未纳入“国补目录”，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目尚未纳入合规项目清单，在报告期后何时纳入补贴目录或通过合规审查存在不可预测性，已纳入补贴目录及通过合规审查的发电项目补贴回款金额及期间亦存在不可预测性，因此该不利因素对前次募投项目的不利影响尚未消除。

4、相关不利因素对本次募投项目效益实现情况的预计影响

公司本次向特定对象发行股票募集资金拟投入立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目及补充流动资金，与前次募投项目均建设于新疆哈密地区。相关不利因素对于该项目的效益实现情况的预计影响分析如下：

（1）风资源周期性波动

本次募投项目与前次募投项目均位于新疆哈密地区，均接入国网新疆指定的电网线路，并实现向国家电网上网售电，因此该项目亦会受到风资源周期性波动的影响。

针对本次募投项目的风资源评估，气象方面项目东南方 95KM 处的淖毛湖气象站与本次募投项目风电场站的地形、地貌相似，期间地势起伏不大，因此选取

该站作为风电场代表气象站，通过调取该站 1990 年至 2019 年的历史气象观测数据，对各项气象要素进行统计分析；风速方面分别参考了淖毛湖气象站 1990 年至 2019 年的历史风速水平数据和风电场区域附近 2 座测风塔两年以上的历史测风数据，对原始数据进行验证、订正，通过相关验证和评估软件对风速进行统计分析；后续分析过程中结合了当地空气密度、风特征参数对风能进行测算，最终得出对项目所在地风力资源的综合评价。相关评估预测过程中已充分考虑了当地风资源的周期性波动等因素，预测数据的形成过程科学、严谨，可以合理信赖。

本次募投项目建设时还根据相关政策，配套建设了 200MW/800MWh 储能设施，用于参与系统调峰调频、平滑本项目出力曲线、解决本项目弃电等功能，预计也可以缓解新能源发电出力时段与用电端需求时段不匹配造成的分时消纳冲突，一定程度上能够减少本次募投项目的限电率。

综上所述，本次募投项目在制定预计效益时充分考虑了风资源周期性波动对发电量的影响，叠加储能设备对发电功率、时长的增益，预计风资源周期性波动对本次募投项目的不利影响将会有所减弱。

（2）市场化交易电价波动

上网电价方面，本项目为无补贴平价上网项目，根据新疆发改委印发的《完善我区新能源价格机制的方案》（新发改能价【2022】185）的通知，明确：自治区 2021 年起批复及投产的新能源平价项目发电量全部纳入电力市场，目标上网电价 0.262 元/千瓦时，新建项目疆内实际交易电价低于市场均价（按年度直接交易均价），按照市场均价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持；疆内实际交易电价高于市场均价，按照实际交易电价与 0.262 元/千瓦时的价差给予电价支持。市场均价达到或超过 0.262 元/千瓦时，不再予以电价支持。2021 年以前年度建成的项目上网电价政策保持不变。

2025 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（以下简称：“《通知》”）提到：

“推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。

建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：（1）每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。（2）机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。”

由于目前新疆区域尚未针对《通知》出台具体的执行细则，目前尚无法预计新规对本次募投项目市场化交易结算电价的影响，但根据《通知》总体思路：“按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量

项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。”预计本次募投项目后续参与市场化交易过程中收益预期将会更加稳定，新能源可持续发展价格结算机制将会有助于公司实现更高质量发展。

（3）可再生能源补贴暂停回款

立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目属于新建平价发电项目，将通过市场化交易及政策保障性收购实施电力销售并不再享有可再生能源发电补贴，因此该项目的效益实现情况不会受到可再生能源补贴暂停回款因素的影响。

综上所述，影响前次募投项目盈利表现的不利因素对本次募投项目的影响将会有所减弱或完全不再造成影响，本次募投项目在制定效益预测时业已将相关不利因素的影响纳入考虑。

（五）结合公司已建和在建项目、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况，以及设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额，说明本次募投项目总投资及设备投资规模的合理性，并进一步说明本次发行融资规模的合理性。

1、公司已建和在建项目单位产能投资金额情况，本次募投项目设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额

发行人于 2023-2024 年期间已建投运、在建风电项目，与本次募投项目的总投资、设备投资对比情况如下：

序号	项目	进展	产能规模（MW）	项目总投资（万元）	设备及安装工程投资（万元）	单位总投资（万元/MW）	单位设备投资（万元/MW）
1	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023 年 4 月并网	50（配储 5MW/10MWh）	30,213.75	18,535.33	604.28	370.71
2	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	2023 年 4 月并网	49.5	26,147.51	17,766.00	528.23	358.91
3	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	2024 年 12 月并网	500.00（配储 50MW/100MWh）	225,605.29	157,717.94	451.21	315.44

序号	项目	进展	产能规模 (MW)	项目总投资 (万元)	设备及安装工程投资 (万元)	单位总投资 (万元/MW)	单位设备投资 (万元/MW)
4	立新能源达坂城 500MW 风电项目	2025 年 1 月并网	500.00(配 储 100MW/200MWh)	199,564.83	140,813.86	399.13	281.63
5	立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目	在建	800.00(配储 200MW/800MWh)	311,682.86	252,722.21	389.60	315.90

由于风电设备历史价格较高，故发行人主要选择了 2023 年之后新建并网的风电项目与本次募投项目的投资情况进行对比分析，该等已建项目尚未完成竣工决算，投资金额及设备金额均来自各项目可研报告。

(1) 设备投资测算依据和过程

可再生能源发电项目建设中，通常设备及安装工程投入占据了整体项目投资 70%以上份额。根据项目建设条件不同，如是否需建设汇集站、是否投入较多建筑工程建设（对于新区域项目需配套建设生活区、场站等设施）等设计，不同建设方案均会导致发电项目的单位总投资以及设备投资出现差异。同时，项目建设在不同区域、发电设备不同时期的价格波动、型号差异，亦会导致各项目投资金额存在一定差异。上表测算中，发行人通过各项目可研报告提取了项目总投资、发电设备及安装投资、储能系统投资等数据，将相关投资与装机规模数据对比，测算出各新建和拟建项目的单位设备投资均价（万元/MW）并与本次募投项目列表对比，分析如下。

(2) 风电设备投资估算情况

公司 2023 年新建及在建风电项目，根据投资概算统计，上述第 1 项若羌米兰 50MW 风电项目单位设备投资为 370.71 万元/MW，第 2 项金润绿原 49.5MW 风电项目单位设备投资金额为 358.91 万元/MW，均高于 2024 年投建风电项目的单位设备投资金额。2024 年新投建立新木垒 500MW 风电项目和立新达坂城 500MW 风电项目的单位设备投资金额分别为 315.44 万元/MW 和 281.63 万元/MW。

总体来看，公司近两年新建风力发电项目所采购设备及安装均价介于 280 万

元/MW—370 万元/MW，并整体呈下降趋势，本次募投项目涉及 800MW 风电项目及配套储能建设，单位总投资为 389.60 万元/MW，单位设备投资为 315.90 万元/MW，相比 2023 年度建设的风电项目呈下降趋势，与公司 2024 年度新建风电项目的投入预算不存在较大差异。

综上，本次募投项目不存在风电设备投资规模不合理的情形。

（3）本次募投项目设备投资测算依据及过程

本次募投项目设备及安装工程指构成项目固定资产项目的全部设备及安装工程，包括发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程、升压变电站设备及安装工程、储能及其他设备及安装工程。具体投资测算内容如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价	设备费	安装及材料费	合计
1	风电发电场设备及安装工程				154,086.70	10,349.66	164,436.36
1.1	风电机组 6.25MW	台	128	833.14	106,641.60	3,381.26	110,022.86
1.2	塔筒（300t）	台	128	263.43	33,718.99	2,478.01	36,197.00
1.3	预应力锚栓（20t）	套	128	22.39	2,865.61	127.38	2,992.99
1.4	风电机组出线					3,406.39	3,406.39
1.5	机组变压器-组合式箱变	台	128	74.47	9,532.16	272.71	9,804.87
1.6	接地工程					214.93	214.93
1.7	其他设备及运杂费等				1,328.34	468.98	1,797.32
2	集电线路设备及安装工程				332.80	5,531.54	5,864.34
2.1	集电电缆线路					852.40	852.40
2.2	集电架空线路				332.80	4,582.55	4,915.35
2.3	接地					96.59	96.59
3	升压变电设备及安装工程				15,826.13	3,648.85	19,474.98
3.1	主变压器系统（含主变压器及配套设备）	台/套	4	1,208.86	4,835.42	109.69	4,945.11
3.2	配电装置设备				6,059.06	683.32	6,742.38
3.3	无功补偿系统（SVG-±36Mvar、SVG-±48Mvar）	套	2+4	360、480	2,653.20	24.69	2,677.89
3.4	站（备）用电系统				186.02	21.49	207.51
3.5	电力电缆					226.79	226.79
3.6	接地、监控系统等其他设备				2,092.43	2,582.87	4,675.3

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价	设备费	安装及材料费	合计
4	储能设备及安装工程				58,054.33	4,584.43	62,638.76
4.1	电池系统	套/组	160	333.84	53,413.69	2,833.83	56,247.42
4.2	PCS 及升压系统	台/套			4,590.07	373.37	4,963.44
4.3	电力电缆及母线					1,359.06	1,359.06
4.4	防雷接地系统等其他配套				50.57	18.27	68.84
5	其他设备及安装工程				279.78	27.98	307.76
合计					228,579.74	24,142.46	252,722.21

综上，本次募投项目所涉及主要风电和储能设备投资，与公司近年新建及在建项目的投资规模不存在较大差异。

2、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况

本项目与同行业近两年可比案例投资规模比较情况如下：

项目	信息来源及时间	产能规模 (MW)	产品类型	项目总投资 (万元)	设备投资 (万元)	单位总投资 (万元/MW)
杜尔伯特南阳 300MW 风电项目	圣泉集团 (605589.SH)《关于投资建设杜尔伯特南 阳 300MW 风电项目 的公告》2025.2	300	风电	178,000.00	未披露	593.00
广东能源托克逊县 100 万千瓦风电项目	粤电力 A (000539.SZ)《关于 风电项目获得核准备 案的公告》2024.7	1,000	风电	380,000.00	未披露	380.00
宁夏英力特化工股份 有限公司热电分公司 10MW 自发自用分散 式风电项目	英力特 (000635.SZ) 《关于投资建设风电 项目核准的公告》 (2024.2)	10	风电	4,157.73	未披露	415.77
朔州平鲁高家堰四期 100MW 风电项目	通宝能源 (600780.SH)《关于 投资建设风电项目核 准的公告》	100	风电	56,881.43	未披露	568.81
本募投项目合计		800	风电	311,682.86	228,579.74	389.60

经查阅近年来同行业上市公司新投建风电项目情况，可比公司中，由于各项目建设施工环境、设备条件，新建设施内容均有所差异，故导致项目单位总投资

存在一定差异，但发行人本次募投项目建设投资预算处于较低水平。此外，因发行人本次募投项目建设规模较大，有益于项目整体的投资成本控制，在同行业可比项目中，广东能源托克逊县 1,000MW 风电项目与发行人本次募投项目规模较为接近，其单位总投资 380 万元/MW 亦与本次募投项目单位总投资预算不存在较大差异。

由于同行业上市公司可比项目样本量有限，发行人还通过公开信息渠道，进一步收集了 2024 年以来新疆地区获批建设的风光发电项目的投资批复情况，并与本次募投项目投资规模进行对比：

序号	项目（来源）	类型	建设规模	投资总额（万元）	单位总投资（万元/MW）	批复（信息公开）时间	核准机构
1	《关于新疆双杰木垒 30 万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》	风电+储能	300MW	118,000	393.33	2024.6.11	昌吉州生态环境局
2	《关于三峡集团新疆达坂城 5 万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》	风电+储能	50MW	20,000	400.00	2024.8.16	乌鲁木齐市生态环境局
3	《中国能建新疆电建承建的国家电投哈密北 100 万千瓦风储一体化项目首台风机浇筑顺利完成》	风电+储能	1000MW	390,000	390.00	2024.11.12	新疆电建公开新闻
4	《关于新疆新华布尔津县 65 万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》	风电+储能	650MW	292,166.36	449.50	2024.4.24	阿勒泰地区生态环境局

经查阅上表信息，2024 年以来，新疆地区新建风电并配套储能项目单位总投资均介于 390 万元/MW-450 万元/MW 之间，相比全国造价成本处于较低水平且更为集中，故本次募投项目单位总投资 389.60 万元/MW，在新疆地区属于合理水平。募投项目投资前的可行性研究，对于本次募投项目投资总额测算为 311,682.86 万元具有合理性。

3、进一步说明本次发行融资规模的合理性

本次发行融资规模为 18.29 亿元，其中 13.86 亿元将投向于哈密三塘湖 800MW 风电项目，该项目预计投资总额为 31.17 亿元，募集资金投向在其中占比为 44.47%，具有合理性，其余部分将由发行人自筹解决。

发行人将使用本次募集资金 4.43 亿元用于补充流动资金，截至 2024 年末，发行人资产负债率为 80.92%，主要负债为发行人为各项目建设所采取的银行借款，其中，公司短期借款余额为 126,274.09 万元，长期借款余额为 962,588.44 万元（含融资租赁款）。此外，2024 年末公司偿债能力指标中的流动比率为 0.78、速动比率为 0.78，公司近年应收账款持续增加，导致公司面临较大的现金流压力，本次补充流动资金有利于公司缓解资金压力。

综上，本次发行募集资金到位后，发行人将通过资金拆借的方式向项目公司借款提供建设资金，置换本次发行董事会召开后的投入资金，并偿还银行贷款，能够有效帮助发行人缓解资金压力，降低资产负债率，本次发行融资规模具有合理性。

（六）本次募投项目资金缺口的解决方式，相关资金能否按计划投入及具体的保障措施。

本次募投项目之一“立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目”总投资金额为 311,682.86 万元，拟投入募集资金 138,600.00 万元，剩余资金缺口为 173,082.86 万元，发行人将通过银行借款和经营积累自筹解决。

1、银行授信

本次募投项目实施主体巴里坤追风新能源有限公司已于 2023 年 12 月 15 日与中国农业银行签订《固定资产借款合同》，合同约定借款用途为三塘湖 80 万千瓦风电储能项目建设，借款金额上限为 37.07 亿元。本借款合同的为授信合同，根据合同约定，银行在本项目建设期所属的授信范围内，将依据本项目建设进度的实际投入并结合项目公司的提款、付款需求，分批次向项目公司提供借款。

此外，截至 2024 年 10 月 25 日，公司召开第二届董事会第五次会议审议本次发行前，发行人已通过自有资本金及银行借款对本募投项目开工建设并已投入

前期建设资金 110,252.26 万元，待本次募集资金 138,600.00 万元到位后，实际资金缺口仅剩 62,830.60 万元，预计后续通过银行借款继续按计划投入使用不存在实质障碍。

2、自有资金及经营积累

截至 2024 年 12 月 31 日，公司货币资金余额为 25,390.36 万元。此外，公司在经营期间仍会持续获得售电资金流入，公司可用该等资金补充募投项目的部分资金缺口。

综上所述，本募投项目资金缺口将主要通过银行授信和经营积累自筹解决，相关资金可以按计划投入。公司与中国农业银行签署的《固定资产借款合同》，以及公司货币资金、经营期间产生的现金流量净额，均能够为本次募投项目资金缺口提供保障。

（七）截至目前最新的投资进度，本次募集资金是否包含本次发行相关董事会决议日前已投入资金。

2024 年 10 月 25 日，公司召开第二届董事会第五次会议，审议本次向特定对象发行股票并确定募集资金用于投向“立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目”和补充流动资金。在此之前，本募投项目已开工建设并已投入建设资金 110,252.26 万元，其中，设备及安装工程、建筑工程 99,511.22 万元、施工辅助及其他建安工程 195.20 万元、土地及其他费用投入 10,545.84 万元。

截至 2025 年 5 月 31 日，本募投项目已投入建设资金 144,463.70 万元，其中，设备及安装工程、建筑工程 132,244.93 万元、施工辅助及其他建安工程 864.40 万元、土地及其他费用投入 11,354.37 万元。

本次募投项目设备及安装工程、建筑工程计划投资金额为 27.55 亿元，拟使用募集资金 13.86 亿元。募集资金的使用投向均为资本性支出，且不包含董事会决议日前已投入资金。

(八) 结合本次募投项目具体投资构成、各项投资是否为资本性支出等, 说明补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定。

2025 年 6 月 3 日, 公司召开第二届董事会第十四次会议, 审议通过了《关于调减公司 2023 年度向特定对象发行 A 股股票募集资金总额暨调整发行方案的议案》, 对本次向特定对象发行股票募集资金总额进行了调减, 具体情况如下:

单位: 万元

序号	项目名称	项目总投入	扣减前拟投入募集资金金额	扣减金额	扣减后拟投入募集资金金额
1	立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目	311,682.86	138,600.00		138,600.00
2	补充流动资金	59,400.00	59,400.00	15,074.53	44,325.47
合计		371,082.86	198,000.00	15,074.53	182,925.47

本次发行募集资金为 182,925.47 万元, 扣除发行费用后的募集资金净额计划用于立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目和补充流动资金。其中 138,600.00 元主要投向设备及安装工程、建筑工程, 其中工程建设期预计为 12 个月, 均为资本性支出, 具体明细如下:

单位: 万元

序号	工程或费用名称	投资金额	占比	拟使用募集资金投资金额	备注
1	风电场工程	301,565.21	96.75%		
1.1	施工辅助工程	4,202.55	1.35%		资本性支出
1.2	设备及安装工程	252,722.21	81.08%	130,000.00	资本性支出
1.3	建筑工程	22,792.96	7.31%	8,600.00	资本性支出
1.4	其他费用	16,122.28	5.17%		资本性支出、非资本性支出
1.5	基本预备费	2,958.40	0.95%		非资本性支出
1.6	建设期利息	2,766.81	0.89%		非资本性支出
2	送出工程	10,117.65	3.25%		
2.1	建设施工及设备投资	10,000.00	3.21%		资本性支出
2.2	建设期利息	117.65	0.04%		非资本性支出
静态投资合计		308,798.40	99.07%	138,600.00	

序号	工程或费用名称	投资金额	占比	拟使用募集资金投资金额	备注
	建设期利息合计	2,884.46	0.93%		
	项目总投资	311,682.86	100.00%	138,600.00	

其余补充流动资金金额为 44,325.47 万元，占募集资金总额的 24.23%，不超过本次募集资金总额的 30%，上述募资用途符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定。

二、核查情况

（一）核查程序

1、查询本次募投项目实施地经济发展情况、新能源发电项目建设情况、市场供求情况、电力发展情况等，分析本次募投项目的合理性和必要性；

2、查阅公司出具的《前次募集资金使用情况的专项报告》及年审会计师出具的《前次募集资金使用情况的鉴证报告》，查阅前次募投项目的可行性研究报告，查阅前次募投项目对应公司报告期内的财务报表、序时账、上网电量统计表、利用小时数统计表等资料，对波动较大的各项财务数据进行逐项分析，针对各项不利因素查阅行业研究报告和公开信息；

3、查询本次募投项目实施包括电价、销售模式、税收等内容所适用的政策法规，查阅本次募投项目在发改委、环保主管部门的核准备案文件，以及其他主管部门必要的核准备案文件；

4、查询新能源发电行业相关政策文件、行业研究分析报告以及市场数据，分析新能源发电行业发展趋势，分析消纳政策对发行人本次募投项目新增产能消纳的影响；

5、查阅发行人本次募投项目投资进展情况，实地走访项目现场核查在建工程进展情况；查阅与募投项目有关的银行借款合同，核查银行授信额度；

6、查阅本次募投项目的《可行性研究报告》，分析具体投资构成以及资本性支出的情况、分析项目投资构成依据、分析投资构成的测算过程及合理性。查

阅《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定，分析本次补流是否符合法律规定；

7、查阅公司披露的《关于募投项目结项并将节余募集资金永久补充流动资金的议案》和《关于募投项目结项并将节余募集资金永久补充流动资金的议案》，查阅公司前次募集资金使用台账，本次募投项目募集资金拟投入的明细。

（二）核查结论

会计师核查认为：

1、本次募投项目属于本地消纳项目，接入国家电网后由国家电网进行收购，销售价格将以保障性收购和市场化交易相结合的方式，按照新疆发改委的相关政策执行；本次募投项目的收入、成本、费用的测算主要是可研机构根据本项目所在地风力资源、电价政策、市场成本情况等参数进行研究测算，上网电量、年等效利用小时数、毛利率、净利率等主要参数的测算结果合理谨慎，与发行人同类项目情况不存在较大差异，已按 20%考虑弃风限电风险；本次募投项目效益预测合理谨慎。

2、公司前次募投项目中小红山 8MW 分散式风电项目各年度实际效益均达到预期，伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目和伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 2022 年和 2023 年实际效益达到预期，2024 年未达到预期。公司已结合业务表现和财务表现对相关项目未达到预期效益的原因进行了分析，相关不利因素尚未完全消除，对前次募投项目未来效益实现情况仍可能造成一定的不利影响，但对本次募投项目效益实现情况的影响将有所减弱或完全不再造成影响。

3、经对比分析发行人 2023-2024 已建和在建风电项目的投资情况、同行业公司可比项目的单位产能投资金额情况，以及设备投资测算依据和过程、单位产能设备投资金额情况，本次募投项目总投资及设备投资规模具有合理性；补充流动资金主要是用于降低公司现有负债情况，减轻财务压力，本次发行融资规模具有合理性。

4、本次发行融资规模为 18.29 亿元，其中 13.86 亿元将投向于哈密三塘湖 800MW 风电项目，该项目预计投资总额为 31.17 亿元，募集资金投向在其中占

比为 44.47%，其余部分将由发行人自筹解决。本募投项目资金缺口将主要通过银行授信和经营积累自筹解决，经查阅公司与中国农业银行签署的《固定资产借款合同》，以及公司货币资金、经营期间产生的现金流量净额，均能够为本次募投项目资金缺口提供保障。

5、截至 2025 年 4 月 30 日，本募投项目已投入建设资金 126,396.64 万元，本次募集资金不包含本次发行相关董事会决议日前已投入资金。

6、本次发行募集资金为 18.29 亿元，其中 13.86 亿元主要是投向哈密三塘湖 800MW 风电项目的设备及安装工程、建筑工程，均为资本性支出。其余补充流动资金金额为 4.43 亿元，不超过本次募集资金总额的 30%，上述募资用途符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定。

中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）



中国·北京

中国注册会计师：

（项目合伙人）

中国注册会计师：



2025 年 6 月 6 日