

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：

注：如无特别说明，财务会计信息分别引自发行人 2022 年度、2023 年度和 2024 年度、2025 年度经审计的财务报告。其中：2022 年度、2023 年度、2024 年度、2025 年度财务报表已经中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了中兴华审字（2025）第 010132 号、中兴华审字（2025）第 010133 号、中兴华审字（2025）第 011382 号和中兴华审字（2026）第 010203 号标准无保留意见审计报告。

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 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。

一、公司回复:

(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 2025 年 12 月 31 日, 发行人已投运风力、光伏发电项目合计 26 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政策, 可享受发电补贴。在 15 项可享受发电补贴项目中, 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《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“合规清单”)的发电项目合计 9 项。

经发行人自查及会计师核查, 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 26 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“国补目录”	是否纳入“合规清单”	政策批复电价 (标杆电价/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	1、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。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》(新发改能价(2025)350 号)。自 2025 年 11 月 1 日起实施，新能源参与电力市场交易后，区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限，存量项目(2025 年 6 月 1 日前投产项目)执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目(2025 年 6 月 1 日后投产项目)考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。	
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		
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	500.00	2025.1	平价项目	不适用		

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入“国补目录”	是否纳入“合规清单”	政策批复电价 (标杆电价/补贴) (元/千瓦时, 含税)	补贴政策及依据
						价水平衔接原优先电量上网电价, 即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。	
12	立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦储能规模+80 万千瓦风电项目	800.00	2025.12	平价项目	不适用	《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案 (试行)》自 2025 年 11 月 1 日起执行: 2025 年 6 月 1 日后并网项目, 年上网电量 50% 作为机制电量, 机制电价通过竞价确定, 竞价区间为 0.15-0.262 元/千瓦时 年上网电量 50% 为市场化交易, 电价通过市场价交易竞价确定。	无补贴。《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, 中央财政不再补贴, 实行平价上网。
13	奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目 (200MW 风电)	200.00	2025.12	平价项目	不适用		
合计		2,720.50	-	-	-	-	-

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 8 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 8 月	是	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	1、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	

序号	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	是否纳入“国补目录”	是否纳入“合规清单”	政策批复电价 (标杆电价/补贴) (元/千瓦时, 含税)	补贴政策及依据
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	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。	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。
12	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	2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案 (试行)》(新发改能价(2025)350号)。自 2025 年 11 月 1 日起实施, 新能源参与电力市场交易后, 区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目, 分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限, 存量项目 (2025 年 6 月 1 日前投产项目) 执行期限, 取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目 (2025 年 6 月 1 日后投产项目) 考虑回收项目初始投资平均期限, 执行期限 10 年。	2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案 (试行)》(新发改能价(2025)350号)。自 2025 年 11 月 1 日起执行: 对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目: 平价项目机制电量比例为上网电量 50%。机制电价水平衔接原优先电量上网电价, 即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。
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。	-
14	奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目 (100MW 光伏)	100.00	2025.12	平价项目	不适用	《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案 (试行)》自 2025 年 11 月 1 日起执行: 2025 年 6 月 1 日后并网项目, 年上网电量 50% 作为机制电量, 机制电价通过竞价确定, 竞价区间为 0.15-0.262 元/千瓦时 年上网电量 50% 为市场化交易, 电价通过市场价交易竞价确定。	无补贴。《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, 中央财政不再补贴, 实行平价上网。
合计		953.50	-	-	-	-	-

注: 风电第 13 项目与光伏第 14 项目属于同一项风光同场发电项目。

发行人自 2013 年成立后, 持续围绕主营业务开展风光发电项目的建设运营。

发行人于 2013 年在新疆兵团七师、新疆昌吉州阜康市投建并网奎屯金太阳一期 30MW 光伏项目、新疆新能源 (集团) 新风昌吉阜康 20MW 光伏项目, 两项合计 50MW 光伏发电项目。2015 年, 公司在哈密地区投建并网哈密三塘湖第三风电场 A 区、哈密烟墩第七风电场 A 区两项合计 400MW 风电项目, 以及在乌鲁木齐托里投建并网 99MW 风电项目, 截至 2015 年末, 公司装机规模为 549MW。2016 年, 公司在哈密十三师红星二场、哈密东南部山口两处区域投建并网 2 项合计 100MW 光伏项目, 在新疆昌吉州吉木萨尔县投建并网 20MW 光伏项目, 累计装机规模达到 669MW。2020 年, 公司在新疆昌吉州吉木萨尔县投建并网三项合计 300MW 光

伏项目，在新疆兵团七师建设 60MW 光伏项目；2021 年，公司在新疆哈密投建并网伊吾淖毛湖 49.5MW、伊吾白石湖 15MW 两项合计 64.5MW 风电项目，在新疆昌吉州奇台县投建并网 8MW 风电项目。至此，公司累计建设 15 项风光发电项目合计装机规模达到 1,101.5MW，均为可申请纳入“国补目录”并享有发电补贴的可再生能源发电项目。

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，根据国家可再生能源发电补贴政策，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 6-9 项，合计 9 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”。光伏项目第 2 项新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目虽未纳入第一批“合规清单”，但已于 2025 年 11 月收到国网新疆出具的《项目基本信息和处置意见单》，认定该项目已通过合规自查复核转为合规项目，且该项目于 2025 年 11 月起恢复取得发电补贴款，故对本项目现状视同已纳入“合规清单”。

2022 年，发行人在哈密、昌吉州吉木萨尔县投建并网新风恒远 49.5MW 风电项目，吉木萨尔三期 100MW 光伏项目；2023 年，公司在新疆若羌县建设 50MW 风电项目、在乌鲁木齐达坂城建设金润绿原 49.5MW 风电项目，在新疆兵团九师建设 36MW（一期）光伏项目，在昌吉州吉木萨尔建设两项合计 153.5MW 光伏项目；2024-2025 年，公司在兵团九师续建 34MW（二期）光伏项目、在昌吉州木垒县新建并网 500MW 风电项目、在乌鲁木齐新建达坂城 500MW 风电项目、在奇台县新建 300MW 风光同场发电项目以及哈密三塘湖新建 800MW 风电项目。

除享有补贴项目外，发行人于 2022 年之后投建并网的风电、光伏发电合计 11 个项目，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》等政策，均为平价上网项目，不享有发电补贴。

其中，吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目建设背景是依据 2021 年 7 月国家发改委《关于印发“十四五”循环经济发展规划的通知》、中共中央国务院发布《关于新时代推动中部地区高质量发展的意见》等文件指导，中国石油新疆油田分公司为助力实现碳达峰、碳中和目标，具有推行分布式能源及光伏储

能一体化系统应用、探索建设分布式光伏发电及就地消纳新能源的相关需求，故寻找发电企业为其建设分布式发电项目并进行运维，以此保障用电供给并实现生产区的节能减排。依据彼时《国家能源局关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》（国能新能[2013]433号）规定，分布式光伏发电实行“自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节”的运营模式，该项目在取得昌吉州发改委《关于吉木萨尔县北庭镇3.5兆瓦分布式光伏发电项目备案的通知》、国网昌吉供电公司《关于吉木萨尔县北庭镇3.5兆瓦分布式光伏发电项目评审的意见》等批复后，积极建设投运，并与中国石油新疆油田分公司签署《供用电合同》，该项目的建设及运营符合相关政策。

截至2025年12月31日，公司在新疆各地风光发电项目装机规模按区域分类情况如下：

序号	所在区域	装机规模 (MW)	可享有补贴项目（并网投运时间）	平价项目（并网投运时间）
1	新疆哈密（8项）	1,414.00	<ul style="list-style-type: none"> ①哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目（2015.12） ②哈密新能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目（2015.12） ③哈密新风光十三师红星二场50MW光伏发电项目（2016.3） ④哈密东南部山口哈密国投50MW光伏发电项目（2016.6） ⑤伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目（2021.12） ⑥伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目（2021.12） 	<ul style="list-style-type: none"> ①哈密新风恒远十三间房风电场一期49.5MW项目（2022.7） ②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（2025.12）
2	新疆昌吉州地区（11项）	1,401.50	<ul style="list-style-type: none"> ①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（2013.12） ②新疆新能源（集团）新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目（2013.12） ③新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目（2020.12） ④新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目（2020.12） ⑤新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目（2020.12） ⑥小红山8MW分散式风电项目（2021.12） 	<ul style="list-style-type: none"> ①新疆立新能源吉木萨尔三期100MW并网光伏发电项目（2022.12） ②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（150MW）（2023.6） ③吉木萨尔县北庭镇3.5MW分布式光伏发电项目（2023.12） ④新疆能源立新木垒500MW风电项目（2024.12） ⑤奇台县30万千瓦风光同场发电项目（20万千瓦风电+10万千瓦光伏）（2025.12）
3	新疆乌鲁木齐（3项）	648.50	<ul style="list-style-type: none"> ①乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目（2015.12） 	<ul style="list-style-type: none"> ①金润绿原达坂城49.5MW分散式风电项目（2023.4） ②立新能源达坂城500MW风电项目（2025.1）
4	新疆奎屯市、胡杨河市、塔城地区（兵团七师、兵团九师）（3项）	160.00	<ul style="list-style-type: none"> ①七师五五工业园奎屯金太阳一期30MW光伏发电项目（2013.12） ②第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目（2020.12） 	<ul style="list-style-type: none"> ①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2023.1、二期2024.6）

序号	所在区域	装机规模 (MW)	可享有补贴项目 (并网投运时间)	平价项目 (并网投运时间)
5	新疆巴州地区 (1项)	50.00	-	①新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目 (2023.4)
合计		3,674.00	-	-

经统计，发行人 15 项非平价项目中，纳入“国补目录”与“合规清单”的汇总情况如下：

序号	类型	数量	项目名称
1	已同时完成纳入“国补目录”与“合规清单”	5	①七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目 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 ③哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目 ④哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目 ⑤新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目
2	仅纳入“国补目录”，未纳入“合规清单”	3	①哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目 ②哈密新风光能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目 ③乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目
3	仅纳入“合规清单”，未纳入“国补目录”	1	①伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目
4	均未纳入“国补目录”与“合规清单”	6	①伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目 ②小红山 8MW 分散式风电项目 ③第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目 ④新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目 ⑤新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目 ⑥新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目

在 2022 年《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》”）发布以前，发行人上表所列 1、2 项已纳入“国补目录”的 8 个项目均可持续收到发电补贴款，《补贴合规自查通知》及第一批“合规清单”发布后，仅第 1 项 5 个项目在 2023-2025 年期间仍继续收到发电补贴款项。

上表第 4 项中的第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目未纳入“国补目录”及“合规清单”，但根据新疆生产建设兵团发展和改革委员会（以下简称：兵团发改委）、新疆生产建设兵团财政局（以下简称：兵团财政局）于 2022 年 7 月 9 日发布《关于公布可再生能源发电项目补贴清单的通知》，该项目已通过兵团发改委、兵团财政局实质审核，兵团电网持续对该项目根据兵团财政预算情况发放发电补贴款。

除上述项目外，其余 9 个项目在 2023-2025 年期间均未收到补贴款项，包括前期已纳入“国补目录”并在历年已收到电价补贴的项目，亦未再收到补贴款项。截至目前，国家电网和南方电网仅于 2023 年 1 月 6 日正式发布了《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》（2022年10月公示），全国纳入第一批“合规清单”的可再生能源发电项目共计7,335个，后续未再发布新的“合规清单”，但国家电网“补贴清单”仍在2023-2025年期间持续审核发布。

目前，发行人未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，将一直无法取得补贴收入回款（新疆新能源（集团）新风昌吉阜康20MW光伏并网发电项目在2025年11月通过合规审查并取得通知后，已恢复取得补贴款）。随着电力销售持续开展，将导致公司应收账款金额持续增加，并对公司经营活动现金流产生影响。各项目需在后期同时具备纳入“合规清单”并完成“国补目录”审核通过后，方可获得补贴收入。经发行人对上述10个尚未纳入“合规清单”或“国补目录”项目的合规性自查，预计未来纳入“国补目录”、“合规清单”不存在实质性障碍，纳入后仍可持续按照项目建设时期的补贴政策获得发电补贴。

2022年平价上网政策实行后，发行人上表所列3、4项合计7个尚未纳入“国补目录”的项目，目前仍处于审核状态。国家可再生能源信息管理中心对纳入“国补目录”的审核流程具有明确规定，具体审核流程为项目初审—省级主管部门确认—项目复核—补贴清单公示和公布。截至2025年12月31日，该7个项目中第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目、立新能源吉木萨尔100MW光伏发电项目、立新能源吉木萨尔二期100MW光伏发电项目、新疆新能源吉木萨尔100MW光伏发电项目在申报系统中显示已处于国家可再生能源信息管理中心“项目复核”阶段；2026年4月，国家可再生能源信息管理中心对上述项目审核流程批示因“项目未纳入合规项目清单，暂不予复核通过。待项目转合规后，再重新履行申请纳入补贴清单的报批程序”并给予退回，目前变更为初审阶段。2021年底并网的伊吾白石湖15MW分散式风电项目因通过合规自查审核，目前已处于信息管理中心项目复核阶段，伊吾淖毛湖49.5MW风电项目、小红山8MW分散式风电项目尚处于“电网初审”阶段。

该等7个项目自并网至今，因未纳入“国补目录”，按照发电补贴政策规则，并未收到发电补贴收入。其中，兵团电网依据兵团发改委、兵团财政局于2022年7月9日发布了《关于公布可再生能源发电项目补贴清单的通知》，认为第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目已通过主管部门实质审核，故对该项目根据兵团财政预算情况发放部分发电补贴。

2023-2025 年期间，国家电网分别发布九批、十二批、十二批“补贴清单”，分别纳入“国补目录”项目 481 个、668 个、215 个。同行业公司早期建设并已纳入“合规清单”的项目，在 2023-2025 年期间又持续通过“国补目录”审核公告的部分案例情况如下：

序号	同行业上市公司	通过“国补目录”审核公告项目	并网时间	补贴清单批次
1	节能风电（601026.SH）	中节能五峰牛庄 120MW 风电项目	2021.6.17	2024 年补贴清单第四批
2	太阳能（000591.SZ）	中节能阳泉盂县仙人乡 50MW 光伏项目	2017.9.29	2024 年补贴清单第十二批
3	嘉泽新能（601619.SH）	宁夏嘉泽苏家梁 100MW 风电项目	2020.12.29	2024 年补贴清单第四批
4	三峡能源（600905.SH）	三峡新能源吴忠市利通区一期 200MW 光伏项目	2020.6.25	2023 年补贴清单第九批
5	中闽能源（600163.SH）	福清马头山 47.5MW 陆上风电	2020.4.1	2023 年补贴清单第一批

综上，虽然第一批“合规清单”在公布后，尚未发布后续“合规清单”审核情况，但主管部门对于“国补目录”的审核工作仍在进行，每年仍有发电项目在持续通过审核。发行人 7 项未纳入“国补目录”的项目，其中仅伊吾白石湖 15MW 分散式风电项目因纳入“合规清单”现处于信息管理中心项目复核阶段，其余 6 项目前处于“电网初审”阶段。

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、财政部、国家能源局联合印发《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》，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“合规清单”公布安排尚不明确，但主管单位仍在对部分合规自查项目进行复核并出具《项目基本信息和处置意见单》，对于复核通过的项目单独通知项目公司，并恢复补贴发放，视同纳入“合规清单”。

① 《补贴合规自查通知》

《补贴合规自查通知》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 5 项列入第一批“合规清单”，新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目于 2025 年 11 月通过合规自查复核转为合规项目。截至 2025 年 12 月 31 日，公司尚有 9 项未纳入“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、电力业务许可证明确的并网

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	哈密新风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

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
						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目建设条件，加快建设。
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（昌吉州发改工【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分散式风电项目。
6	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年光伏发电国家竞价补贴范围项目名单》。
7	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”。
8	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”。
9	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”。

①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

上述项目均具有配套年度建设规模文件，其中，上表1、2、6项目是依据国

家能源局直接发布建设规模文件，其余 4、5、7、8、9 项目是依据新疆发改委发布的建设规模文件，且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。

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，对于第 3 项属于 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。

②项目是否依法依规核准备案

经自查，公司上述 9 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。

会计师查阅了上述未纳入“合规清单”各项目在历史建设时期所获取的由发改委、能源主管部门颁发的各项目核准备案文件、年度建设规模文件，以及环评、电网接入批复等资料，并与项目建设时期我国关于可再生能源发电项目建设政策法规进行对比分析。

经核查，会计师认为，公司上述尚未纳入“合规清单”可享有补贴项目在项目建设的合规性、规模指标自查方面不存在违法违规问题，符合项目建设时期的法规政策要求。

（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》			
				实际装机容量 (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	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
7	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

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
9	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。

会计师查阅了上述各项目合规自查申报文件、竣工验收报告、监理报告、项目建设期间相关设备采购及施工资料以及调度协议等文件，对比分析了各项目实际装机规模情况、各项目各机组的实际并网时间、设备试运行及转商运行的具体时间。

经核查，会计师认为：

①项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模

上述项目中 1、2、3、4、5、7、8、9 项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，但不会构成未来纳入“合规清单”的实质性障碍。

②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

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，享受对应的电价补贴政策。

③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

上述未纳入“合规清单”项目的各发电机组，在并网初期均实施了 240 小时试

运行验收，各机组试运行时间不存在较大差异，同时对各项目试运行年度上网电量与下一年度进行对比分析亦不存在较大差异，故上述各项目不存在少量机组并网替代全部机组并网投产的情况。

(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	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)
7	新疆立新能源吉木萨尔 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 23 日	2021.1.17 结算 2020 年 12 月	1,485.75 (2021)	1,476.71 (2022)
8	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)
9	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 9 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均在享有补贴政策年度内实现并网，符合彼时发电补贴领取条件；4 项光伏项目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，亦符合享有补贴的并网时间要求。

会计师通过查阅上述尚未通过合规自查且未纳入“合规清单”项目的《电力业务许可证》、《竣工验收报告》、各项目并网初期的《电力结算单》等资料，并与历年发电补贴政策、《补贴合规自查通知》相关内容对比分析，经核查，发行人上述 9 项目均不存在全容量实际并网时间晚于适用彼时补贴政策截止时间，相关项目申领发电补贴符合政策规定。

（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“合规清单”的 9 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 4-10 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2025.12.31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	21,680.92	54.20%	20 年	10 年	50%	2015.12	2035
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	风能 III 类	40,000	14,824.59	37.06%	20 年	10 年	50%	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	24,813.75	51.70%	20 年	10 年	50%	2015.12	2035
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	风能 III 类	40,000	8,319.86	20.80%	20 年	4 年	20%	2021.12	2041
5	小红山 8MW 分散式风电项目	风能 III 类	40,000	16,533.22	41.33%	20 年	4 年	20%	2021.12	2041
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	4,635.05	17.83%	20 年	5 年	25%	2020.12	2040
7	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	8,222.97	31.63%	20 年	5 年	25%	2020.12	2040
8	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	7,902.91	30.40%	20 年	5 年	25%	2020.12	2040
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	太阳能 II 类	26,000	8,273.27	31.82%	20 年	5 年	25%	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 24 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

经发行人自查，公司 9 项未纳入“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 1 项光伏项目：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。

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 9 个项目均不存在重大违规情形。

经核查，会计师认为，公司未纳入“合规清单”项目关于上述四项自查事项均不存在违规情形，各项目可享有补贴的电量尚在全生命周期规定的范围内，项目电价均已取得发改委电价批复并与各年度所适用的补贴政策相一致，各项目不存在超领补贴资金的情形，不涉及环境保护问题。上述事项不会对发行人各项目未来纳入“合规清单”构成实质性障碍。

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，同行业公司中的太极实业、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“国补目录”；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。	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 (600930. SH)	“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	共计 77 个项目不作处理。	-	-	-

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
	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。				
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。	-	-	-
嘉泽新能 (601619.SH)	尚未纳入第一批“合规清单”的3个项目，分别可能存在“项目电价”、“项目合规性”、“项目并网”等问题	经公司自查认为纳入“合规清单”不存在实质障碍，继续按照原定补贴电价及销售电量确认营业收入。共计3个项目不做处理	-	-	-

注：本反馈意见回复发行人选取同行业可比公司为三峡能源、嘉泽新能、中闽能源、江苏新能、节能风电、太阳能。本题回复因同行业可比公司所披露的相关情况有限，故上表中除太阳能、嘉泽新能外，发行人进一步查阅了同行业其他公司不被纳入“合规清单”的情形或涉及补贴收入会计处理的信息，并在上表中进行补充对比列示。

由上表统计可见，同行业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电价，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，公司未纳入“合规清单”的 9 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。同行业案例中，同属新疆地区的天富能源下属 1 项光伏发电项目存在超装核准规模 3%以上情形，从而被主管部门移出“国补目录”（该项目曾纳入《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》（财建〔2018〕250 号）批次中），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》政策解释风机超装不超过单机最小装机规模、光伏超装比例不超过 3%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

1、发行人已纳入“国补目录”的项目不存在被核减补贴、移出清单的风险

截至目前，发行人可享有发电补贴的 15 个项目中，在 2020 年前即已纳入“国补目录”的项目 8 项，其中七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目、新疆新能源集团吉木萨尔 20MW 光伏发电项目、哈密新风光十三师红星二场

50MW 光伏发电项目、哈密东南部山口 50MW 光伏发电项目、新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目五个项目在 2022 年以来持续开展的新能源发电补贴合规自查工作中，已被纳入第一批“合规清单”或陆续通过审查，并在报告期内能够持续获得新能源发电补贴收入。

部分同行业公司新能源发电项目被移出“国补目录”，通常系因前期已通过“国补目录”审核纳入，但在 2022 年发电补贴合规自查工作中被发现问题后，从而在合规自查期间明确被主管部门通知合规审查通过，并给予移出“国补目录”的处理决定。

经会计师查阅上述 5 个项目彼时通过“国补目录”与“合规清单”审核的相关资料，补贴合规自查内容已覆盖申请纳入“国补目录”相关条件，且更为严格。根据政策，目前已同时纳入“国补目录”及“合规清单”的项目，均属于已通过主管部门严格审核并复核通过的可享有补贴项目，故该等项目未来不存在被核减补贴、移出“国补目录”的风险。

综上，经会计师核查认为，发行人已纳入“国补目录”并同时通过补贴合规审查的 5 个发电项目，未来不存在被核减补贴、移出“国补目录”的风险。

2、发行人已纳入“国补目录”但未纳入“合规清单”的项目、或尚未同时纳入“国补目录”及“合规清单”的项目，可能存在核减补贴的风险，不会对发行人财务状况产生较大影响，不会影响本次发行

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 1,667.25 万元，占报告期内合计营业收入比重为 0.55%，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2025年12月31日累计确认补贴收入(含税)	截至2025年12月31日已取得补贴收入(含税)	2025年12月31日应收补贴收入(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	137,220.98	41,100.41	96,120.57	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686.10万元
2	哈密新风能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	200	2015.12	93,647.66	27,159.72	66,487.94	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234.12万元
3	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	99	2015.12	61,467.87	17,161.52	44,306.35	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614.68万元
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	49.5	2021.12	4,878.18	-	4,878.18	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48.78万元
5	小红山8MW分散式风电项目	8	2021.12	1,518.60	-	1,518.60	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75.93万元
6	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	60	2020.12	1,138.64	789.21	349.43	兵团电网于2025年12月31日前已累计向公司拨付发电补贴789.21万元(含税)。	-
7	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	100	2020.12	11,086.03	-	11,086.03	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3.33万元
8	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目	100	2020.12	10,667.33	-	10,667.33	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3.20万元
9	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	100	2020.12	11,131.69	-	11,131.69	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1.11万元

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 2025 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)	标杆电价/ 补贴电价 (含税)	收入类型	2025 年			2024 年			2023 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
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	0.5476	0.2176(0.229))/0.33	标杆电费收入	36,018.27	7,412.34	0.21	39,814.66	7,070.27	0.18	44,639.04	9,132.82	0.20
				补贴收入		10,518.61	0.29		11,627.29	0.29		13,036.18	0.29
				合计		17,930.95	0.50		18,697.55	0.47		22,169.00	0.50
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	0.5476	0.2176(0.229))/0.33	标杆电费收入	25,431.74	4,982.43	0.20	31,416.36	5,288.98	0.17	30,409.30	6,327.67	0.21
				补贴收入		7,426.97	0.29		9,174.69	0.29		8,880.59	0.29
				合计		12,409.40	0.49		14,463.67	0.46		15,208.26	0.50
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	18,064.99	2,496.26	0.14	26,213.91	4,557.69	0.17	27,807.92	4,941.46	0.18
				补贴收入		4,156.55	0.23		6,031.52	0.23		6,398.28	0.23
				合计		6,652.81	0.37		10,589.21	0.40		11,339.75	0.41
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	0.3476	0.2176(0.229))/0.13	标杆电费收入	8,176.73	1,658.39	0.20	9,703.85	1,656.87	0.17	10,050.80	2,103.50	0.21
				补贴收入		940.69	0.12		1,116.37	0.12		1,156.29	0.12
				合计		2,599.08	0.32		2,773.24	0.29		3,259.79	0.32
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	2,640.23	358.36	0.14	2,993.45	524.45	0.18	3,433.92	590.31	0.17
				补贴收入		303.74	0.12		344.38	0.12		395.05	0.12
				合计		662.10	0.25		868.82	0.29		985.37	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	2,968.98	495.12	0.17	2,955.86	623.96	0.21	2,923.52	549.23	0.19
				补贴收入		341.56	0.12		340.05	0.12		336.33	0.12

序号	项目名称	政策定价 (含补 贴、含税)	标杆电价/ 补贴电价 (含税)	收入类型	2025年			2024年			2023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
				合计		836.68	0.28		964.01	0.33		885.57	0.30
7	哈密新风恒远十三间房风 电场一期 49.5MW 项目	平价无 补贴项 目,目标 上网电 价 0.262 元/千瓦 时	-	标杆电费收入	10,592.92	1,783.68	0.17	13,463.31	2,603.32	0.19	11,379.86	2,155.99	0.19
				补贴收入		-	-		-	-			
				合计		1,783.68	0.17		2,603.32	0.19		2,155.99	0.19
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目		-	标杆电费收入	7,953.49	1,482.45	0.19	5,043.48	865.30	0.17	4,428.47	857.51	0.19
				补贴收入		-	-		-	-			
				合计		1,482.45	0.19		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	8,602.95	1,439.19	0.17	10,027.14	1,751.14	0.17	5,319.72	960.23	0.18
				补贴收入		-	-		-	-			
				合计		1,439.19	0.17		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	36,704.11	6,369.50	0.17	-	-	-	-	-	-
				补贴收入		-	-		-	-			
				合计		6,369.50	0.17		-	-		-	-
11	立新能源达坂城 500MW 风电 项目	-	标杆电费收入	37,086.53	5,246.99	0.14	-	-	-	-	-	-	
			补贴收入		-	-		-	-				
			合计		5,246.99	0.14		-	-		-	-	

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	1.00	(0.25、 0.18、0.04)	标杆电费收入	3,515.74	467.11	0.13	3,513.44	466.74	0.13	3,797.38	511.97	0.13
				补贴收入		2,333.46	0.66		2,331.93	0.66		2,520.38	0.66

序号	项目名称	政策定价 (含补 贴、含税)	标杆电价/ 补贴电价 (含税)	收入类型	2025年			2024年			2023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
			/0.75	合计		2,800.56	0.80		2,798.67	0.80		3,032.36	0.80
2	新疆新能源(集团)新风昌吉 阜康 20MW 光伏并网发电项目	1.00	0.25/0.75	标杆电费收入	1,909.55	192.55	0.10	2,703.40	271.66	0.10	2,745.97	398.34	0.15
				补贴收入		1,267.40	0.66		1,794.29	0.66		1,822.48	0.66
				合计		1,459.96	0.76		2,065.95	0.76		2,220.82	0.81
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	0.95	0.25/0.70	标杆电费收入	1,927.80	178.90	0.09	2,821.28	272.51	0.10	2,950.64	423.70	0.14
				补贴收入		1,194.21	0.62		1,747.70	0.62		1,827.83	0.62
				合计		1,373.11	0.71		2,020.21	0.72		2,251.53	0.76
4	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	0.8676	0.2176(0.229)/0.65	标杆电费收入	7,654.43	1,276.43	0.17	7,579.16	1,336.18	0.18	7,979.53	1,612.44	0.20
				补贴收入		4,402.99	0.58		4,359.69	0.58		4,589.99	0.58
				合计		5,679.42	0.74		5,695.87	0.75		6,202.43	0.78
5	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	0.8676	0.2176(0.229)/0.65	标杆电费收入	8,186.56	1,346.82	0.16	8,194.27	1,432.94	0.17	8,599.17	1,754.56	0.20
				补贴收入		4,709.08	0.58		4,713.52	0.58		4,946.42	0.58
				合计		6,055.90	0.74		6,146.45	0.75		6,700.99	0.78
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	4,074.26	901.38	0.22	4,495.66	994.62	0.22	5,324.48	1,177.98	0.22
				补贴收入		161.17	0.04		177.84	0.04		210.62	0.04
				合计		1,062.55	0.26		1,172.45	0.26		1,388.61	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	14,679.73	2,930.85	0.20	15,163.33	3,103.24	0.20	14,435.64	3,061.27	0.21
				补贴收入		1,948.64	0.13		2,012.83	0.13		1,916.24	0.13
				合计		4,879.49	0.33		5,116.07	0.34		4,977.51	0.34

序号	项目名称	政策定价 (含补 贴、含税)	标杆电价/ 补贴电价 (含税)	收入类型	2025年			2024年			2023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
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	13,459.08	2,713.88	0.20	14,516.09	2,964.94	0.20	14,261.92	3,029.31	0.21
				补贴收入		1,786.60	0.13		1,926.91	0.13		1,893.17	0.13
				合计		4,500.48	0.33		4,891.85	0.34		4,922.49	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	14,932.74	2,951.39	0.20	15,309.16	3,108.84	0.20	14,660.15	3,109.02	0.21
				补贴收入		1,982.22	0.13		2,032.19	0.13		1,946.04	0.13
				合计		4,933.61	0.33		5,141.03	0.34		5,055.06	0.34
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 0.262 元/千瓦 时	0.262/-	标杆电费收入	11,010.84	1,930.70	0.18	15,557.10	2,471.26	0.16	11,457.20	1,876.32	0.16
				补贴收入		-	-		-	-		-	-
				合计		1,930.70	0.18		2,471.26	0.16		1,876.32	0.16
11	新疆兵团第九师 166 团 7 万 千瓦农光互补光伏发电项 目	平价无 补贴项 目,目标 上网电 价 0.262 元/千瓦 时	0.262/-	标杆电费收入	4,861.17	1,127.10	0.23	3,934.38	912.22	0.23	2,055.93	476.68	0.23
				补贴收入		-	-		-	-		-	-
				合计		1,127.10	0.23		912.22	0.23		476.68	0.23
12	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 (150MW)	平价无 补贴项 目,目标 上网电 价 0.262 元/千瓦 时	0.262/-	标杆电费收入	16,516.25	2,730.62	0.17	23,335.65	3,648.24	0.16	6,800.42	977.73	0.14
				补贴收入		-	-		-	-		-	-
				合计		2,730.62	0.17		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 供电服务	-	标杆电费收入	579.50	155.71	0.27	677.43	182.01	0.27	-	-	-
				补贴收入		-	-		-	-		-	-

序号	项目名称	政策定价 (含补 贴、含税)	标杆电价/ 补贴电价 (含税)	收入类型	2025 年			2024 年			2023 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
		0.2848 元/ 千瓦时		合计		155.71	0.27		182.01	0.27		-	-

注 1：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、市场化交易的标杆电价收入以及考核收入及其他费用扣减等。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。

注 2：立新能源三塘湖 80 万千瓦风电项目、奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目于 2025 年 12 月末并网且处于调试阶段，上表未进行统计。

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电价相一致；而标杆电价部分由于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标杆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，则其标杆电价、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，故标杆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

报告期内，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：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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三风电场 A 区 200MW 风电项目	2015.12	0.25/0.33	是	0.2176、0.229 元/千瓦时，新疆发改委《关于做好哈郑直流配套电源电费结算的通知》：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。	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。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。
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	

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	2015.12	0.25/0.26	是	0.25 元/千瓦时无差异。《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）：风电上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。（指脱硫燃煤标杆电价，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。		0.51	《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。 《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，标杆电价实际执行 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。	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 元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	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	0.38	本地消纳项目，同风电项目 3
6	小红山 8MW 分散式风电项目	2021.12	0.25/0.13	是	0.25 元/千瓦时无差异。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：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
						平分别为 I 类地区 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。		
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	2022.7	平价无补贴项目，目标上网电价 0.262 元/千瓦时；2025 年 11 月起执行机制电量和机制电价、市场化交易电量仍由市场化交易竞价确定	是	1、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。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上	无补贴。	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。 2025 年 11 月起，年上网电量 50% 作为机制电量，平价项目机制电价为 0.262 元/千	1、《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；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。优先电量以外的上网电量参与市场化交易及竞价。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价（2025）350 号）。自 2025 年 11 月 1 日起实施，新能源参与电力市场交易后，区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机制电量规
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023.4		是				
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				
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	2025.1	是					

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
					网电价市场化改革实施方案(试行)》(新发改能价(2025)350号),自2025年11月1日起执行:机制电价水平衔接原优先电量上网电价,即补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目0.262元/千瓦时。		瓦时。	模、机制电价水平和执行期限,存量项目(2025年6月1日前投产项目)执行期限,取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。增量项目(2025年6月1日后投产项目)考虑回收项目初始投资平均期限,执行期限10年。对2025年6月1日以前投产的新能源存量项目:补贴项目机制电量规模为上网电量比例30%;平价项目机制电量比例为上网电量50%。
12	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	2025.12	2025年11月起执行机制电量和机制电价、市场化交易电量仍由市场化交易竞价确定	是	《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》:2025年6月1日后并网项目,年上网电量50%作为机制电量,机制电价通过竞价确定,竞价区间为0.15-0.262元/千瓦时,年上网电量50%为市场化交易,电价通过市场价交易竞价确定。		年上网电量50%作为机制电量,机制电价通过竞价确定,竞价区间为0.15-0.262元/千瓦时	
13	奇台县30万千瓦风光同场发电项目(200MW风电项目)	2025.12	是					

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	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1,200万千瓦时计算,电价执行0.04元/千瓦时,其余电量全部	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	1.00	不适用
---	-------------------------	---------	-----------	---	--	--	------	-----

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
	目				按 0.18 元/千瓦时结算。（合同约定）	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）新凤昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目	2013.12	0.25/0.75	是	0.25 元/千瓦时无差异。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/千瓦时、II 类地区 0.95 元/千瓦时、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。	1.00	《关于 2024 年新疆电网优先购电优先发电计划的通知》：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。
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	2016.1	0.25/0.7	是	0.25 元/千瓦时无差异。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/千瓦时、II 类地区 0.95 元/千瓦时、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。	0.95	同光伏项目 2

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
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 元/千瓦时，新疆发改委《关于做好哈郑直流配套电源电费结算的通知》：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。	补贴无变化。补贴政策同光伏项目 3	0.8676	“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	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	0.25/0.0447（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》：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。（本项目补贴部分 0.0447 元/千瓦时以竞价方式核准）	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基准价，则指导价按当地燃煤发	0.2947	不适用
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	0.25 元/千瓦时无差异。本地脱硫燃煤标杆电价。	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基准价，则指导价按当地燃煤发	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。按照“哈郑直流”项目调整模式，在保证疆电外送的基础上，按《新疆电力中长期交易实施细则》参与市场化交易。
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			0.40	

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	2020.12	0.25/0.15	是		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。	0.40	
10	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	2022.12	平价无补贴项目，目标上网电价 0.262 元/千瓦时	是	1、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。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上	无补贴。	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。 2025 年 11 月起，年上网电量 50% 作为机制电量，平价项目机制电价为 0.262 元/千	《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，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》，光伏项目优先小时数 500 小时，计划电量 176.01 亿千瓦时。优先电量以外的上网电量参与市场化交易及竞价。 2、《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号）。自 2025 年 11 月 1 日起实施，新能源参与电力市场交易后，区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机
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）	2023.1（一期）、 2024.6（二期）		是				
12	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（150MW）	2023.6		是				

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
					网电价市场化改革实施方案（试行）》，自 2025 年 11 月 1 日起执行：机制电价水平衔接原优先电量上网电价，即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。		瓦时。	制电量规模、机制电价水平和执行期限，存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产项目）执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目（2025 年 6 月 1 日后投产项目）考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模为上网电量比例 30%；平价项目机制电量比例为上网电量 50%。
13	吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	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。
14	奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目（100MW 光伏）	2025.12	同 10-12 项	是	《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》：2025 年 6 月 1 日后并网项目，年上网电量 50%作为机制电量，机制电价通过竞价确定，竞价区间为 0.15-0.262 元/千瓦时，年上网电量 50%为市场化	无补贴。	年上网电量 50%作为机制电量，机制电价通过竞价确定，竞价区间为 0.15-0.262 元/千瓦时	年上网电量 50%为市场化交易，电价通过市场化交易竞价确定。

序号	项目名称	并网时间	政策批复电价：标杆电价/补贴电价（元/千瓦时）	是否参与市场化交易	实际执行标杆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
					交易，电价通过市场价交易竞价确定。			

3、2025年11月1日起执行的《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》对发行人不同销售模式上网电量、上网电价的影响以及对发行人整体发电收入的影响，是否存在发电收入减少的风险

新疆发改委于2025年6月24日发布了《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350号），明确自2025年11月1日起对新疆新能源发电项目区分存量补贴项目、存量平价项目、增量项目，并根据项目类型，就上网电量及上网电价统一按照该方案所制定的政策执行如下：

项目类型	投运时间	机制电量	机制电价	市场化交易电量	市场化交易电价	备注
存量补贴项目	2025年6月1日前	年上网电量30%	0.25元/千瓦时	年上网电量70%	标杆电价通过市场化交易竞价方式参与售电,电价补贴不受影响	1、参与跨省跨区交易的新能源电量,上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行; 2、存量项目执行期限,取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限,执行期限10年。
存量平价项目	2025年6月1日前	年上网电量50%	0.262元/千瓦时	年上网电量50%	市场化交易竞价确定	
增量项目	2025年6月1日后	年上网电量50%	竞价确定,竞价区间为0.15-0.262元/千瓦时	年上网电量50%	市场化交易竞价确定	

相比新疆地区现行新能源发电项目的消纳及定价政策，本方案的发布，进一步明确了存量补贴项目、存量平价项目以及未来新建增量项目，在未来较长时期内，将统一以固定的年度上网电量规模比例和上网电价，作为机制电量、机制电价参与交易。其中，增量项目的机制电价还需通过竞价的方式确定，各年度增量并网项目的机制电价会存在一定波动，但一经确定，执行期限为10年。该等机制电量视同于新疆发改委历年发布的保障性优先收购电量，但按此方案，对于各类型新能源发电项目的优先购电量将长期执行固定的规模比例。2025年10月15日，国网新疆电力有限公司公示2025年度增量新能源项目机制电价竞价结果，风电项目机制电价为0.252元/千瓦时，光伏项目机制电价为0.235元/千瓦时。

除机制电量以外的上网电量，仍将通过市场化交易的方式进行售电，与现行市场化交易模式并无差异。本方案的实施，对于享有补贴项目的补贴电价并不会

产生影响。

(1)《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》背景下对发行人不同销售模式上网电量、上网电价的模拟测算

根据《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》，现对发行人已并网发电项目在新政背景下 2026 年各项目上网电量、机制电量、机制电价、市场化交易电量、市场化交易电价以及各类型收入的预计情况与各项目过往 2023-2025 三年的平均水平对比分析如下：

单位：万千瓦时、元/千瓦、万元

序号	项目名称	项目类型	上网电量类型	2023-2025 年上网 电量平均值	2023-2025 年上 网电量均价	2023-2025 年上网电量 年均售电收入 (剔除扣减费用)	2026 年新政上 网电量预测	2026 年新政 电价	2026 年新政实施 后预计各项目收 入
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	存量补贴项目	保障性收购（机制电量）	36,705.52	0.49	18,101.13	36,705.52	0.49	18,101.13
			市场化交易	3,451.81	0.61	2,097.44	3,451.81	0.61	2,097.44
			合计	40,157.32	0.50	20,198.58	40,157.32	0.50	20,198.58
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	存量补贴项目	保障性收购（机制电量）	32,785.83	0.49	16,181.78	32,785.83	0.49	16,181.78
			市场化交易	-3,700.03	0.43	-1,602.50	-3,700.03	0.43	-1,602.50
			合计	29,085.80	0.50	14,579.27	29,085.80	0.50	14,579.27
3	乌鲁木齐托里新风一期 49.5MW、二期 49.5MW 风电项目	存量补贴项目	保障性收购（机制电量）	12,636.26	0.45	5,703.09	7,208.68	0.45	3,253.48
			市场化交易	11,392.68	0.43	4,927.58	16,820.26	0.43	7,275.12
			合计	24,028.94	0.44	10,630.67	24,028.94	0.44	10,528.60
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	存量补贴项目	保障性收购（机制电量）	8,632.86	0.32	2,729.58	8,632.86	0.32	2,729.58
			市场化交易	677.59	0.44	296.02	677.59	0.44	296.02
			合计	9,310.46	0.32	3,025.60	9,310.46	0.32	3,025.60
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	存量补贴项目	保障性收购（机制电量）	1,834.86	0.34	617.03	906.76	0.34	304.93
			市场化交易	1,187.67	0.31	368.71	2,115.77	0.31	656.84
			合计	3,022.53	0.33	985.74	3,022.53	0.32	961.76
6	小红山 8MW 分散式风电项目	存量补贴	保障性收购（机制电量）	1,016.79	0.34	341.93	884.84	0.34	297.56

序号	项目名称	项目类型	上网电量类型	2023-2025 年上网电量平均值	2023-2025 年上网电量均价	2023-2025 年上网电量年均售电收入(剔除扣减费用)	2026 年新政上网电量预测	2026 年新政电价	2026 年新政实施后预计各项目收入
		项目	市场化交易	1,932.66	0.31	607.57	2,064.62	0.31	649.06
			合计	2,949.45	0.32	949.50	2,949.45	0.32	946.61
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	存量平价项目	保障性收购(机制电量)	1,887.25	0.23	433.13	5,906.01	0.23	1,369.36
			市场化交易	9,924.79	0.21	2,079.53	5,906.01	0.21	1,237.48
			合计	11,812.03	0.21	2,512.66	11,812.03	0.22	2,606.84
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	存量平价项目	保障性收购(机制电量)	908.59	0.23	210.66	2,904.24	0.23	673.37
			市场化交易	4,899.89	0.21	1,050.96	2,904.24	0.21	622.92
			合计	5,808.48	0.22	1,261.62	5,808.48	0.22	1,296.29
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	存量平价项目	保障性收购(机制电量)	1,466.63	0.23	340.05	3,991.63	0.23	925.49
			市场化交易	6,516.64	0.20	1,282.65	3,991.63	0.20	785.66
			合计	7,983.27	0.20	1,622.70	7,983.27	0.21	1,711.16
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	存量平价项目	保障性收购(机制电量)	16,678.22	0.23	3,866.98	18,352.06	0.23	4,255.08
			市场化交易	20,025.90	0.17	3,394.15	18,352.06	0.17	3,110.45
			合计	36,704.11	0.20	7,261.13	36,704.11	0.20	7,365.53
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	存量平价项目	保障性收购(机制电量)	13,415.16	0.23	3,110.42	18,543.27	0.23	4,299.41
			市场化交易	23,671.37	0.15	3,502.42	18,543.27	0.15	2,743.66
			合计	37,086.53	0.18	6,612.84	37,086.53	0.19	7,043.08

二、光伏发电项目

序号	项目名称	项目类型	上网电量类型	2023-2025 年上网 电量平均值	2023-2025 年上 网电量均价	2023-2025 年上网电量 年均售电收入 (剔除扣减费用)	2026 年新政上 网电量预测	2026 年新政 电价	2026 年新政实施 后预计各项目收 入
1	七师五五工业园奎屯金太阳 一期 30MW 光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购 (机制电量)	3,608.85	0.80	2,877.20	3,608.85	0.80	2,877.20
			市场化交易	-	-	-	-	-	-
			合计	3,608.85	0.80	2,877.20	3,608.85	0.80	2,877.20
2	新疆新能源 (集团) 新风昌吉 阜康 20MW 光伏并网发电项目	存量补贴 项目	保障性收购 (机制电量)	1,656.29	0.88	1,465.72	735.89	0.88	651.23
			市场化交易	796.69	0.71	568.16	1,717.08	0.71	1,224.54
			合计	2,452.97	0.83	2,033.88	2,452.97	0.76	1,875.77
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	存量补贴 项目	保障性收购 (机制电量)	1,663.28	0.84	1,398.34	769.97	0.84	647.32
			市场化交易	903.29	0.68	616.09	1,796.60	0.68	1,225.38
			合计	2,566.57	0.78	2,014.43	2,566.57	0.73	1,872.70
4	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购 (机制电量)	6,384.93	0.78	4,956.25	6,384.93	0.78	4,956.25
			市场化交易	1,352.78	0.73	991.48	1,352.78	0.73	991.48
			合计	7,737.71	0.77	5,947.73	7,737.71	0.77	5,947.73
5	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购 (机制电量)	6,474.49	0.78	5,025.50	6,474.49	0.78	5,025.50
			市场化交易	1,852.17	0.74	1,371.24	1,852.17	0.74	1,371.24
			合计	8,326.67	0.77	6,396.74	8,326.67	0.77	6,396.74
6	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购 (机制电量)	4,631.47	0.26	1,207.87	4,631.47	0.26	1,207.87
			市场化交易	-	-	-	-	-	-
			合计	4,631.47	0.26	1,207.87	4,631.47	0.26	1,207.87

序号	项目名称	项目类型	上网电量类型	2023-2025 年上网 电量平均值	2023-2025 年上 网电量均价	2023-2025 年上网电量 年均售电收入 (剔除扣减费用)	2026 年新政上 网电量预测	2026 年新政 电价	2026 年新政实施 后预计各项目收 入
7	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购（机制电量）	14,508.07	0.35	5,135.59	14,508.07	0.35	5,135.59
			市场化交易	251.50	0.05	11.77	251.50	0.05	11.77
			合计	14,759.57	0.35	5,147.36	14,759.57	0.35	5,147.36
8	新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购（机制电量）	14,217.51	0.35	5,032.74	14,217.51	0.35	5,032.74
			市场化交易	-138.48	0.74	-103.08	-138.48	0.74	-103.08
			合计	14,079.03	0.35	4,929.66	14,079.03	0.35	4,929.66
9	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	存量补贴 项目	保障性收购（机制电量）	14,678.31	0.35	5,195.85	14,678.31	0.35	5,195.85
			市场化交易	289.04	0.08	21.72	289.04	0.08	21.72
			合计	14,967.35	0.35	5,217.58	14,967.35	0.35	5,217.58
10	新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目	存量平价 项目	保障性收购（机制电量）	1,845.34	0.23	427.86	6,337.52	0.23	1,469.41
			市场化交易	10,829.70	0.18	1,999.31	6,337.52	0.18	1,169.99
			合计	12,675.05	0.19	2,427.17	12,675.05	0.21	2,639.40
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）	存量平价 项目	保障性收购（机制电量）	3,617.16	0.23	838.67	3,617.16	0.23	838.67
			市场化交易	-	-	-	-	-	-
			合计	3,617.16	0.23	838.67	3,617.16	0.23	838.67
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	存量平价 项目	保障性收购（机制电量）	2,883.60	0.23	668.59	7,775.39	0.23	1,802.79
			市场化交易	12,667.17	0.18	2,280.99	7,775.39	0.18	1,400.12
			合计	15,550.77	0.19	2,949.58	15,550.77	0.21	3,202.91

序号	项目名称	项目类型	上网电量类型	2023-2025 年上网电量平均值	2023-2025 年上网电量均价	2023-2025 年上网电量年均售电收入 (剔除扣减费用)	2026 年新政上网电量预测	2026 年新政电价	2026 年新政实施后预计各项目收入
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 (机制电量)	-	-	-	-	-	-
			市场化交易	418.98	0.27	112.57	418.98	0.27	112.57
			合计	418.98	0.27	112.57	418.98	0.27	112.57
保障性收购合计				204,137.27	0.42	85,865.97	220,561.25	0.40	87,231.58
市场化交易合计				109,203.81	0.24	25,874.78	92,779.82	0.27	25,297.89
总计				313,341.07	0.36	111,740.74	313,341.07	0.36	112,529.47

注 1: 依据新政, 存量补贴项目 2026 年上网电量 30%为机制电量, 70%为市场化交易电量; 存量平价项目 (2025 年 6 月 1 日前并网) 50%为机制电量、50%为市场化交易电量;

注 2: 新政明确参与跨省跨区交易的新能源电量, 上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。即疆电外送项目风电项目 1、2、4 项, 光伏项目 4、5、7、8、9 项不受新政影响, 上述测算仍与前三年平均水平保持一致;

注 3: 光伏项目第 1、6、11 项为兵团电网项目, 第 13 项为供电服务项目, 该等项目不受新政影响, 上述测算仍与前三年平均水平保持一致;

注 4: 根据新政, 2026 年存量补贴项目机制电价为 0.2212 元/千瓦时 (不含税)、存量平价项目机制电价为 0.2319 元/千瓦时 (不含税), 为便于对比分析, 上表计算 2026 年新政电价时, 已考虑各项目实际适用的定价机制, 并包含补贴电价; 此外, 2023-2025 年年均发电收入已剔除扣减费用等影响因素;

注 5: 假设 2026 年预测各项目市场化交易均价与 2023-2025 年期间市场化交易均价一致。

注 6: 新疆能源立新木垒 500MW 风电项目、立新能源达坂城 500MW 风电项目两项目仅 2025 年运行一年, 故测算 2023-2025 年上网电量平均值及平均收入为 2025 年全年上网电量及实际售电收入。

2023-2025 年，发行人各期市场化交易电量占上网电量比重分别为 30.98%、25.49%和 33.99%，整体呈增长趋势。2023-2025 年期间，年均市场化交易电量在年均上网电量占比为 30.15%。在《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》新政执行情况下，经测算发行人 2026 年度并网项目的合计市场化交易电量 92,779.82 万千瓦时，占预测上网电量 313,341.07 万千瓦时比重将达到 29.61%水平；因上述测算未包含公司 2025 年 12 月新并网奇台县 300MW 风光同场发电项目、立新能源哈密三塘湖 800MW 风电项目投运，该等增量项目均将按照 50%电量参与市场化交易，故预计公司 2026 年市场化交易占比整体将提升至 40%左右水平，且未来市场化交易电量占比将逐渐趋近于 50%水平。

从售电均价来看，公司上表所列项目 2023-2025 年期间保障性收购与市场化交易售电三年均价分别为 0.42 元/千瓦时和 0.24 元/千瓦时，综合度电均价为 0.36 元/千瓦时。根据上表测算，虽然在新政背景下售电模式占比以及保障性收购与市场化交易售电均价会发生变动，但公司综合度电均价仍维持在 0.36 元/千瓦时，对公司发电收入并不会产生重大影响。

根据上述测算，公司 2026 年市场化交易均价 0.27 元/千瓦时，相比 2023-2025 年均价 0.24 元/千瓦时有所提升，主要是存量补贴项目在新政下明确了未来市场化交易占比将达到 70%水平。以乌鲁木齐托里新风一、二期 99MW 风电项目为例，该项目在 2025 年市场化交易占比为 47.41%，新政下该项目将有其余约 23%电量由保障性收购变更为市场化交易模式售电，该项目享有发电补贴为 0.23 元/千瓦时，参与市场化交易竞价部分假设与 2023-2025 年市场化交易均价 0.20 元/千瓦时一致，则 2026 年该项目市场化交易均价预计仍为 0.43 元/千瓦时，高于公司 2023-2025 市场化交易均价 0.24 元/千瓦时，对于该项目在 2026 年约 23%售电量由保障性收购转变为市场化交易售电增量，则将提升市场化交易均价水平。

2026 年预测公司保障性收购均价 0.40 元/千瓦时相比 2023-2025 年均价 0.42 元/千瓦时有所下降，系因上表所列风电第 7、8、9 项，光伏第 10、12 项存量平价项目在 2023-2025 年主要是通过市场化交易方式进行售电，而在 2026 年新政背景下，该等项目将有 50%电量作为机制电量以 0.23 元/千瓦时价格进行售电，视同于保障性收购电量大幅提升，但因其机制电价低于公司 2023-2025 年保障性收购

综合均价 0.42 元/千瓦时，从而将导致预测整体保障性收购电价将有所下降。此外，随着奇台县 300MW 风光同场发电项目、立新能源哈密三塘湖 800MW 风电项目以及未来增量项目的陆续投产，该等项目均按 50%的上网电量作为机制电量参与交易，而机制电价低于公司以往保障性收购均价，故而将导致公司未来保障性收购电价会进一步下降。

总体而言，售电均价的变动主要受新政背景下机制电量、市场化交易电量的比例变动影响所致，但影响有限。一是新政执行，对疆电外送项目、接入兵团电网项目以及供电服务项目均不产生影响，故在上表所列 23 项目中，新政仅对风电项目第 3、5-11 项、光伏项目第 2、3、10、12 项合计 12 个项目有所影响；二是对于受影响项目中，仅分为存量补贴项目、存量平价项目两种类型，而该等项目未来所执行的机制电价相比于原保障性收购电价并未发生较大变化且发电补贴不受影响；三是机制电量依据存量补贴项目、存量平价项目分别确定为 30%和 50%，相比报告期情况，公司存量补贴项目的市场化交易占比将进一步提升，而存量平价项目的市场化交易占比将有所下降，故而导致在假设上网电量总体未发生较大变化的前提下，公司机制电量（原保障性收购电量）、市场化交易电量的比例发生变化，且主要系由高电价的存量补贴项目中的一定比例售电量由保障性收购变为市场化交易电量，而低电价的存量平价项目中的一定售电比例由市场化交易转变为保障性收购电量，最终导致保障性收购均价水平降低、市场化交易均价水平提升，但对于公司总体收入并不会产生重大不利影响，具体请参见下述“（2）”之分类分析。

综上所述，经上表测算公司 2026 年同口径范围内的发电项目预计收入 112,529.47 万元与 2023-2025 年均售电收入 111,740.74 万元不存在较大差异，仅系保障性收购电量、市场化交易电量及收入的占比结构发生变化。

（2）《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》对发行人不同销售模式上网电量、上网电价的影响分析

2026 年起，根据《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》规则，发行人未来发电项目将分为存量补贴项目、存量平价项目、增量项目。根据项目不同类型对机制电量（原保障性收购电量）、市场化交易电量

进一步明确比例规定。需说明的是，“哈郑直流”、“吉泉直流”等疆电外送项目以及接入兵团电网项目不受此新政影响，仍按原发改委协议定价及消纳方式实施。在上述假设条件的基础上，新政对于发行人各类项目的上网电量及上网电价影响如下：

①存量补贴项目（上表所列风电 3、5、6 项、光伏 2、3 项）

根据新政，2025 年 6 月 1 日以前并网且享有补贴项目为存量补贴项目。

上网电价方面，存量补贴项目新政执行机制电价为 0.25 元/千瓦时，补贴电价不受影响，与该等项目原保障性收购电价 0.25 元/千瓦时保持一致，故存量补贴项目新政下的机制电价相较以往未发生调整。市场化交易电价则根据市场报价确定，存在波动性，相比以往交易模式未发生变化。

上网电量方面，存量补贴项目无论风电项目或光伏项目，新政明确了机制电量占比均为 30%，市场化交易电量占比为 70%，且未来长期将以此为固定比例执行。在 2024-2025 年期间，本地消纳的保障性收购电量则是根据各年度地方发改委发布的优先购电计划确定，风电分别为 1,330 小时和 895 小时；光伏发电分别为 800 小时和 500 小时，持续降低。以 2024 年为例，公司 2024 年本地消纳风电项目和光伏项目当年上网电量利用小时数分别为 2,872 小时和 1,381 小时，则按照 2024 年优先购电计划，风电保障性收购电量占比为 46%，市场化交易电量占比 54%；光伏保障性收购电量占比为 58%，市场化交易占比 42%。2025 年因优先购电小时数大幅下降，预计该等项目保障性收购占比进一步下降至 35%左右水平。

据此，自 2026 年新政执行，公司存量补贴项目的机制电量占比将稳定在 30% 水平，相比 2023-2025 年平均水平将有所下降，但公司存量补贴项目的售电单价、售电量及收入均不会产生较大变化。

②存量平价项目（上表所列风电 7-11 项、光伏 10、12 项）

根据新政，2025 年 6 月 1 日以前并网且不享有补贴项目为存量平价项目。

上网电价方面，存量平价项目执行机制电价为 0.262 元/千瓦时，而该等项目在 2023-2025 年期间主要是以市场化交易参与售电，彼时政策指导目标电价为 0.262 元/千瓦时，实际执行电价需根据市场化交易价格变动而波动，通常低于目

标电价，而本次新政明确存量平价项目的 50%上网电量为机制电量，机制电价固定为 0.262 元/千瓦时，相比报告期内市场化交易的波动性有所提升，这有利于该等项目的 50%上网电量作为机制电量未来将取得稳定收入。

上网电量方面，新政明确了存量平价项目机制电量、市场化交易电量占比各为 50%。报告期内，该等存量平价项目主要是通过市场化交易方式进行售电，仅在 2024 年下半年对优先收购计划做出调整后，在 2025 年风电项目、光伏项目分别有 895 小时、500 小时参与保障性收购，保障性收购电量占各项目比重约为 30-40% 左右水平，保障性收购价格为 0.262 元/千瓦时。

据此，公司存量平价项目在 2026 年新政执行下，机制电量占比将稳定在 50% 水平，相比报告期内平均水平大幅提升，且能够按照 0.262 元/千瓦时的确定售电价格获得稳定收入，其余参与市场化交易 50%电量则继续根据市场化交易模式执行售电，售电价格存在波动性，相比以往预计不会发生较大变化。故本次新政执行，公司存量平价项目的 50%机制电量将获得稳定收入，相比以往更有利于该等项目的收入稳定性，售电单价、售电量及收入均不会产生较大变化。

③增量项目

根据新政，2025 年 6 月 1 日之后并网项目为增量项目。机制电量与市场化交易电量分别为 50%，机制电价根据项目并网当年竞价申报确定，竞价区间为 0.15-0.262 元/千瓦时，市场化交易价格则根据市场化交易售电竞价确定。

公司于 2025 年 12 月新并网的奇台县 300MW 风光同场发电项目、立新能源三塘湖 800MW 风电项目属于增量项目，其中立新能源三塘湖 800MW 风电项目、奇台县 300MW 风光同场发电项目中的 200MW 风电项目，已参与 2025 年度机制电价竞价确定为 0.252 元/千瓦时，奇台县 300MW 风光同场发电项目中的 100MW 光伏项目机制电价竞价确定为 0.235 元/千瓦时，该等项目机制电价一经申报确定，未来执行期限为十年，故该等项目与前述存量平价项目机制电价相比虽然略低，但仍能保证 50%机制电量享有稳定收入，不会对项目收益产生重大不利影响。

(3) 新并网 1,000MW 风电项目在新政背景下对公司收入的影响分析

2024 年 12 月及 2025 年 1 月新并网的立新木垒 500MW 风电项目和立新能源达

坂城 500MW 风电项目均将在 2026 年期间完整投产使用，属于存量平价项目，因该等项目在投运初期需经过试运行阶段，故 2023-2024 年期间不涉及历史经营数据，且 2025 年运营周期不完整，上网电量不具有代表性。2026 年起，该两项目将按照 50%机制电量、50%市场化交易电量的规则进行售电，且 50%机制电量的售电价格为 0.262 元/千瓦时，有利于进一步提升公司发电收入水平。

（4）上网电费结算中扣减费用的情况说明

电网公司对新能源发电项目结算时，结算单还涉及各项目运行考核及接受调峰辅助服务等费用的影响，该等费用调整并不会影响各项目各月度的售电量及售电价格，但所形成的扣减费用最终会对项目各期收入产生冲减影响。具体影响内容主要包括辅助服务费用、电采暖分摊费用及“两个细则”考核费用，该等费用是依据电网企业或其他主管部门政策规则，对于服务发电企业在生产过程中所收取或分摊的相关费用，最终在结算单中冲减当月售电收入。扣减金额受新疆电网整体运行情况、参与电力市场主体的结构情况以及发行人单个发电项目的电站运行及计划执行偏差情况等多种因素影响。

辅助服务费用主要是指为了保障电网安全稳定运行，平衡电力供需，减少弃风弃光，火电、热电等稳定电源利用发电的稳定性参与调峰、调谷及根据电网调度指令，快速启动或停运机组，以应对电力系统突发需求或故障，并按照相关规则收取服务费用。电网企业按发电量比例将服务费用分摊至包括新能源发电企业在内的接受服务的发电企业。

电采暖分摊费用系新疆为支持清洁供暖而设立的电网成本补偿机制。依据《自治区发展改革委关于完善我区电采暖电价政策有关事宜的通知》等政策规定，电网企业为保障居民用电价格稳定产生的新增损益，按国家规定由工商业用户分摊或分享，资金用途为补贴电网调峰成本、电采暖电价优惠等。根据《新疆电网采暖季电供暖交易差额电费分摊方案》当电采暖实际用电量大于交易成交电量时，按月计算电采暖差额分摊电费，在所有疆内新能源企业（不含特许权、扶贫、光热项目）中通过差额电费方式逐月平均分摊。

“两个细则”即《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》和《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，“两个细则”考核费用系在新疆电力市场中，对

发电企业进行发电机组运行稳定性、调频调压能力、计划执行偏差等内容进行考核，如涉及相关事项，则会对发电企业在售电结算时予以扣款。

4、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 个项目已全部参与市场化交易。

发行人的电力销售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，其电价均是由标杆电价、补贴电价两部分组成。

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=标杆电价+补贴电价；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=标杆电价（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，均不会对发电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《电力结算单》所列示信息，确认当期各项目上网电量以及标杆电价部分（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补贴电价（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》确认标杆电价发电收入，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

报告期末，发行人合计已投运风力、光伏可再生能源发电项目 26 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”的项目合计 7 项，尚未纳入“合规清单”的项目合计 9 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“国补目录”	是否纳入“合规清单”	政策批复电价 (标杆电价/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	哈密新新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

	项目名称	装机容量 (MW)	并网时 间	是否纳入 “国补目录”	是否纳 入“合规 清单”	政策批复电价 (标杆电价/补 贴)	补贴政策及依据
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	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。
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 8 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 8 月	是	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	《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。
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	

由上表可见,发行人全部 15 项可享有补贴项目,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）。

发行人尚未纳入“国补目录”的 7 个项目，在 2022 年《补贴合规自查通知》发布前，国家发改委、财政部、国家能源局等主管部门主要是依据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）、《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6 号）、《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）等政策要求，对于符合享有补贴政策的新能源发电项目，通过政策规定审批程序后，纳入“国补目录”并不定期公布。前述政策规定纳入“国补目录”的具体条件包括：（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理纳入年度建设规模管理范围内；（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复；（三）全部机组并网时间符合补助要求。具体审核流程为在项目公司提交申请资料后，通过项目初审—省级主管部门确认—项目复核—补贴清单公示和公布等程序后纳入“国补目录”。此外，经对比纳入“国补目录”与“合规清单”的条件，纳入“合规清单”的条件主要是基于对新能源发电项目是否符合纳入“国补目录”条件的复核确认，纳入“合规清单”的条件已涵盖纳入“国补目录”条件，而目前“国补目录”的审批程序前置条件已要求通过合规自查或纳入“合规清单”。

经会计师对发行人 7 项尚未纳入“国补目录”的项目各项合规性条件查验后认为，发行人尚未纳入“国补目录”的 7 个项目均属于符合国家政策规定的需补贴的光伏发电、风力发电项目，符合纳入“国补目录”所需条件，截至本回复报告出具日，尚未纳入“国补目录”的项目中 6 项处于“电网初审”阶段、1 项处于“信息管理中心项目复核”阶段，该等项目未来在通过合规自查或纳入后续批次“合规清单”后，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 9 个项目，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。

会计师收集并核查尚未纳入“合规清单”项目历史建设期间的核准备案文件、纳入规模文件、获取的批复、建设资料、并网资料、试运行资料、并网初期上网电量资料等，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，认为尚未纳入“合规清单”的 9 个项目不存在纳入“合规清单”的实质性障碍。

综上，发行人对尚未纳入“国补目录”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

发行人发电收入主要由经发改委审核批准的非补贴电费和补贴电费构成，其中上网电价在当地脱硫燃煤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补贴电费。

发行人已纳入“国补目录”的项目、尚未纳入“国补目录”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“国补目录”及“合规清单”的项目	电力已经电网公司确认消纳	1、补贴收入为销售电量乘以补贴电价，补贴电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“国补目录”及“合规清单”，根据国家专项资金计划收取相关经济利益	补贴电费与标杆电费同时确认收入
未纳入“国补目录”但符合纳入条件的项目				符合纳入“国补目录”条件，待纳入后，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

收入准则相关规定	发行人的具体情况	是否符合
(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
(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，兵团电网依据兵团发改委、兵团财政局于 2022 年 7 月 9 日发布的《关于公布可再生能源发电项目补贴清单的通知》，认为该项目已通过主管部门实质审核，虽尚未纳入正式公布的“国补目录”，但仍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“国补目录”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纳入“国补目录”所需条件，认为符合纳入条件的项目均在并网发电上网时确认电价补贴收入。根据《补贴合规自查通知》，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：

A. 同行业可比公司的选取范围及依据

同行业可比公司的选取范围：根据中国上市公司协会发布的《中国上市公司协会上市公司行业统计分类指引》（2023 年），A 股上市公司中所属行业为电力、热力生产和供应业（D44）的 94 家上市公司。

同行业可比公司的选取依据为：主营业务为陆上风电或集中式光伏发电的投资运营，营业收入中风力发电、光伏发电业务收入占比不低于 50%，分风力发电业务及光伏发电业务类型披露毛利率且其他可比数据容易获取。

发行人选取的可比公司具体情况如下：

可比公司	主营业务	2022年、2023年、2024年度 营业收入构成
节能风电	风力发电的项目开发、建设及运营	风力发电收入占比 99.55%
中闽能源	风力发电、光伏发电等新能源项目的投资开发及建设运营	风力发电及光伏发电收入合计占比 96.62%
江苏新能	新能源项目的投资开发及建设运营，目前主要包括风能发电、生物质能发电和光伏发电三个板块。	风力发电及光伏发电收入合计占比 93.22%
嘉泽新能	新能源电力的开发、投资、建设、经营和管理，目前主要从事集中式风力、光伏发电的开发运营。	风力发电及光伏发电收入合计占比 94.54%
太阳能	太阳能光伏电站的投资运营和太阳能电池组件的生产销售。	光伏发电收入占比 53.34%
三峡能源	风能、太阳能的开发、投资和运营。	风力发电及光伏发电收入合计占比 91.17%

同行业可比公司关于新能源发电补贴收入的确认政策

公司名称	发电业务收入确认整体政策	未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目补贴电价收入确认政策描述	资料来源
三峡能源 600905.SH	本集团主营电力销售业务，电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本集团根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家可再生能源电价附加）确认电费收入。	截至 2021 年 5 月 7 日，三峡能源有 40 个发电项目未纳入补贴项目清单，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标准，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。	2024 年度、2025 年度报告、《首次公开发行股票招股说明书》（2021 年 5 月）
节能风电 601016.SH	电力销售收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本公司按已收或应收的合同或协议价款的合同约定确定电力销售收入金额。	上网电量的对价包含了补贴电价，尽管发电和进入清单具有间隔期，但根据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。发行人根据项目实际情况与相关法规，预计未纳入“国补目录”项目在未来纳入“国补目录”不存在重大不确定性风险，因此，电量对应的收入，应当包含未纳入目录项目的可再生能源补贴收入。截至 2022 年 7 月 7 日，节能风电尚有 18 个风力发电项目未纳入“国补目录”，均从并网发电时即确认补贴收入。	2024 年度、2025 年度报告、《关于〈请做好中节能风力发电股份有限公司配股发审委会议准备工作的函〉之回复报告》（2022 年 7 月）
中闽能源 600163.SH	公司生产和销售电力，于电力供应至电网公司时确认销售收入，即月末根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价（含政策性补贴）确认电力产品销售收入。	对于已满足规定条件可享受电价补贴的项目生产和销售电力，无论是否纳入补贴清单。公司于电力供应至电网公司时确认销售收入，即月末根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价（含政策性补贴）确认电力产品销售收入。截至 2024 年 6 月 8 日，中闽能源尚有 1 个风电项目尚未纳入“国补目录”，均自并网之日确认补贴收入。	2024 年度、2025 年度报告、《关于上海证券交易所对公司 2023 年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告》（2024 年 6 月）

公司名称	发电业务收入确认整体政策	未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目补贴电价收入确认政策描述	资料来源
太阳能 000591.SZ	电力收入于电力供应至各子公司所在地的电网公司或业主时确认。	截至 2023 年 11 月 28 日，太阳能尚有 4 个光伏项目未进入“国补目录”，太阳能认为该 4 个项目未来纳入“国补目录”不存在重大不确定性风险，继续按照电力供应至各子公司所在地的电网公司时确认补贴收入。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。	2024 年度、2025 年度报告、《关于中节能太阳能股份有限公司申请向不特定对象发行可转换公司债券的审核问询函的回复（修订稿）》（2023 年 11 月）《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	本公司与客户之间签订购售电合同，合同通常包含电力生产、传输的履约义务，以商品控制权转移时点确认收入。相关履约义务通常在电力传输时确认，并根据传输的电量和适用的固定资费率进行衡量。	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。截至 2025 年 6 月 3 日，嘉泽新能尚有 4 个风电项目尚未纳入“国补目录”，其中 3 个项目尚未纳入“合规清单”，均从并网发电时即确认的补贴收入	2024 年度、2025 年度报告、《向特定对象发行股票之募集说明书（修订稿）》（2025 年 6 月）
江苏新能 603693.SH	向电力公司的电力销售：月末，根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家电价补贴）确认电费收入。	未单独披露	2024 年度报告、2025 年度报告

如上表所示，同行业可比公司中存在将未纳入“国补目录”或“合规清单”及同时未纳入“国补目录”及“合规清单”的项目在项目并网时即确认补贴收入的情形，具体分析如下：

a.三峡能源

根据三峡能源《首次公开发行股票招股说明书》（2021 年 5 月），截至 2021 年 5 月 7 日，三峡能源有 40 个发电项目未纳入“国补目录”，该批项目自发电投产之日起享受补贴电价，确认补贴电价收入。针对彼时尚未纳入“国补目录”的 40 个项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有 16 个项目已纳入“国补目录”，未纳入“合规清单”；2 个项目已纳入“合规清单”，但未纳入“国补目录”；13 个项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

b.节能风电

根据节能风电《关于<请做好中节能风力发电股份有限公司配股发审委会议准备工作的函>之回复报告》（2022年7月），截至2022年7月7日，节能风电尚有18个风力发电项目未纳入“国补目录”，均从并网发电时即确认补贴收入。针对彼时尚未纳入“国补目录”的18个项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有1个项目已纳入“合规清单”，但未纳入“国补目录”；12个项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

c.中闽能源

根据中闽能源《关于上海证券交易所对公司2023年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告》（2024年6月），截至2024年6月8日，中闽能源尚有1个风电项目尚未纳入“国补目录”，均自并网之日确认补贴收入。

d.太阳能

根据太阳能《关于中节能太阳能股份有限公司申请向不特定对象发行可转换公司债券的审核问询函的回复（修订稿）》（2023年11月），截至2023年11月28日，太阳能尚有4个光伏项目未进入“国补目录”，太阳能认为该4个项目未来纳入“国补目录”不存在重大不确定性风险，继续按照电力供应至各子公司所在地的电网公司时确认补贴收入。

针对彼时尚未纳入“国补目录”的4个光伏项目，经查询国网新能源云平台上公布的补贴清单（国补目录）及第一批“合规清单”，截至本回复报告出具日，仍有4个光伏项目同时未纳入“国补目录”及“合规清单”。

根据太阳能《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），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。

e.嘉泽新能

根据《向特定对象发行股票之募集说明书（修订稿）》（2025年6月），截至2025年6月3日，嘉泽新能尚有4个风电项目同时未纳入“国补目录”，其中3个项目尚未纳入“合规清单”，均从并网发电时即确认补贴收入。

f.江苏新能

江苏新能未单独披露未纳入“国补目录”及“合规清单”的情况，根据其2024及2025年度报告披露的发电业务收入确认原则，根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家电价补贴）确认电费收入。

同行业可比公司对于可享有补贴的风力发电、光伏发电项目发电补贴收入的总体确认政策均是在电力传输至电网时确认。报告期内，同行业可比公司未披露过收入确认相关会计政策变更，收入确认政策整体保持稳定。对于可享有补贴但未纳入“国补目录”或“合规清单”或同时未纳入“国补目录”、“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，即同时确认标杆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“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”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“国补目录”或“合规清单”项目在报告期内确认的补贴收入金额分别为36,168.80万元、34,784.07万元及29,566.75万元，占当期营业收入的比例分别为36.54%、35.83%及27.90%，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
		2025年	2024年	2023年		
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场A区200MW风电项目	10,518.61	11,627.29	13,036.18	是	否

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
		2025年	2024年	2023年		
2	哈密新能源烟墩第七风电场A区200MW风电项目	7,426.97	9,174.69	8,880.59	是	否
3	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW、二期49.5MW风电项目	4,156.55	6,031.52	6,398.28	是	否
4	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	940.69	1,116.37	1,156.29	否	否
5	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	303.74	344.38	395.05	否	是
6	小红山8MW分散式风电项目	341.56	340.05	336.33	否	否
7	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	161.17	177.84	210.62	否	否
8	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	1,948.64	2,012.83	1,916.24	否	否
9	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW并网光伏发电项目	1,786.60	1,926.91	1,893.17	否	否
10	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	1,982.22	2,032.19	1,946.04	否	否
未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴收入合计		29,566.75	34,784.07	36,168.80	-	-
立新能源营业收入合计		105,992.60	97,067.85	98,976.86	-	-
未纳入“国补目录”或“合规清单”项目补贴收入占比		27.90%	35.83%	36.54%	-	-

(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, 由电网公司和财政部门转付给公司。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, 主要系未纳入“国补目录”的补贴项目暂不发放补贴资金, 2022年10月开

始已纳入“国补目录”但未纳入“合规清单”的补贴项目暂停补贴资金的发放。2023年、2024年及2025年，发行人应收补贴款周转天数分别为1,409天、1,797天及2,379天，回款周期逐期变长。其中，已纳入“国补目录”及“合规清单”的项目应收补贴款周转天数分别为1,043天、1,203天及1,355天，回款周期保持相对稳定。报告期各期，发行人应收补贴款回款情况具体如下表：

单位：万元，天

项目		2025年度/2025年末	2024年度/2024年末	2023年度/2022年末
当期确认补贴收入	当期确认补贴收入	43,473.89	49,731.20	51,875.91
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	13,907.14	14,947.12	15,707.11
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	22,102.13	26,833.50	28,315.06
	未纳入国补目录项目	7,464.62	7,950.58	7,853.74
期末应收账款余额	期末应收补贴款余额	298,856.87	267,734.99	221,830.08
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	50,693.80	52,572.89	45,973.98
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	206,914.87	181,939.46	151,617.61
	未纳入国补目录项目	41,248.20	33,222.64	24,238.49
当期收回的补贴资金	收回的补贴资金	17,988.52	10,306.44	15,568.13
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	17,579.06	10,306.44	15,568.13
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	-	-	-
	未纳入国补目录项目	409.46	-	-
应收补贴款周转天数	应收补贴款回款周转天数	2,379	1,797	1,409
	其中：已纳入国补目录及合规清单项目	1,355	1,203	1,043
	已纳入国补目录但未纳入合规清单项目	-	-	-
	未纳入国补目录项目	-	-	-

注：1、2023年及2024年应收补贴款周转天数=365/（当期确认的补贴收入/（期末应收补贴款余额+期初应收补贴款余额）/2）；2、报告期内未纳入国补目录项目收回的补贴资金系并入新疆生产建设兵团第七师电网项目；3、已纳入国补目录及合规清单项目包含2025年11月通过合规自查复核转为合规项目的新疆新能源（集团）新风昌吉阜康20MW光伏发电项目。

2023年、2024年及2025年，立新能源应收账款周转天数与同行业可比公司对比情况如下表：

单位：万元

公司名称	2025年度	2024年度	2023年度
中闽能源	620.80	591.91	484.43

公司名称	2025 年度	2024 年度	2023 年度
江苏新能	652.23	551.47	471.26
嘉泽新能	470.81	506.69	437.49
节能风电	628.26	517.33	417.61
太阳能	931.92	754.63	426.19
三峡能源	630.02	523.41	453.31
同行业可比公司平均	655.67	574.24	448.38
立新能源	1,003.33	939.07	755.62

注：应收账款周转天数=365/（当期确认的营业收入/（（期末应收账款余额+期初应收账款余额）/2））。

2023 年至 2025 年，立新能源同行业可比公司均未披露新能源发电补贴收入金额，无法计算同行业可比公司应收补贴款的周转天数，故此处将立新能源应收账款周转天数与同行业可比公司进行对比。报告期内，受补贴款回款因素影响，立新能源应收账款周转天数与同行业可比上市公司变动趋势一致，均持续增加。立新能源应收账款周转天数高于同行业可比公司平均水平，主要系①公司成立于 2013 年，成立时间较晚，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“国补目录”时间较晚，使得累积确认的应收补贴款余额增幅较大。②未纳入“国补目录”的项目暂时不能获得新能源补贴电费的结算。③已纳入“国补目录”但尚未纳入“合规清单”的项目自 2022 年 10 月起暂停补贴电费的结算。

2023 年末、2024 年末及 2025 年末，立新能源未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目产生应收补贴款余额分别为 175,856.10 万元、215,162.10 万元及 248,163.07 万元，占各期应收账款余额的比例分别为 73.88%、77.44%及 79.97%，占比较高。

报告期各期末，立新能源应收账款余额分别为 227,086.73 万元、272,386.54 万元及 310,330.70 万元，主要系应收补贴款；应收可再生能源补贴金额分别为 222,794.21 万元、267,734.99 万元及 298,856.87 万元，占应收账款的比例分别为 98.11%、98.29%及 96.30%。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	2025年12月31日		2024年12月31日		2023年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1年以内	49,125.50	16.44	56,196.25	20.99	58,619.85	26.43
1-2年	56,162.61	18.79	54,913.29	20.51	50,012.85	22.55
2-3年	48,764.27	16.32	45,932.97	17.16	49,865.31	22.48
3-4年	45,042.63	15.07	47,352.09	17.69	36,611.14	16.50
4-5年	40,775.72	13.64	36,619.45	13.68	25,612.72	11.55
5年以上	58,986.14	19.74	26,720.93	9.98	1,108.21	0.50
合计	298,856.87	100.00	267,734.99	100.00	221,830.08	100.00

(2) 已确认补贴收入及实际取得补贴金额

截至本回复报告出具日，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 2025 年末，立新能源累计已确认含税补贴收入 508,395.81 万元，已收回含税补贴金额为 209,538.94 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 466,358.39 万元，累计已取得补贴资金为 208,749.73 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 42,037.41 万元，累计已取得补贴资金为 789.21 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 9 个项目累计已确认含税补贴收入为 332,756.99 万元，累计已取得补贴资金为 86,210.86 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 2025 年末累计确认补贴收入	截至 2025 年末累计取得补贴资金	截至 2025 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	137,220.98	41,100.41	96,120.57
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	第七批 2018 年 6 月	否	93,647.66	27,159.72	66,487.94
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	61,467.87	17,161.52	44,306.35
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 8 月	是	33,595.96	23,864.70	9,731.26
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 8 月	是	23,470.11	10,497.14	12,972.97

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 2025 年末累计确认补贴收入	截至 2025 年末累计取得补贴资金	截至 2025 年末应收补贴资金余额
6	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏发电项目	第七批 2018 年 6 月	是	19,133.32	14,066.39	5,066.93
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	48,110.15	37,044.43	11,065.72
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	49,712.33	37,855.41	11,856.92
9	第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目	申报审核中	否	1,138.64	789.21	349.43
10	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	11,086.03	-	11,086.03
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	10,667.33	-	10,667.33
12	新疆新能源吉木萨尔 100MW 光伏发电项目	申报审核中	否	11,131.69	-	11,131.69
13	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	申报审核中	否	4,878.18	-	4,878.18
14	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	申报审核中	是	1,616.94	-	1,616.94
15	小红山 8MW 分散式风电项目	申报审核中	否	1,518.60	-	1,518.60
合计				508,395.81	209,538.94	298,856.87

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

① 公司发电项目纳入“国补目录”审核时间较长

公司发电项目纳入“国补目录”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“国补目录”时间主要集中于可再生能源电价附加资金补助目录第六批（2016 年 9 月）及第七批（2018 年 6 月）。第六批及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，并网至纳入“国补目录”时间分别为 3 年 9 个月及 3 年 6 个月，纳入“国补目录”后，方可获取新能源发电补贴的结算，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。

截至本回复报告出具日，公司纳入到“国补目录”的项目情况如下表：

序号	电网	项目名称	装机容量 (MW)	并网时间	纳入国补目录批次及时间	并网至纳入国补目录时间
1	新疆电网	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	3年6个月
2	新疆电网	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	3年6个月
3	新疆电网	乌鲁木齐托里新风一期49.5MW风电项目、二期49.5MW风电项目	99.00	2015.12	第七批 2018年6月	3年6个月
4	兵团七师电网	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	3年9个月
5	新疆电网	新疆新能源(集团)新风昌吉阜康20MW光伏发电项目	20.00	2013.12	第六批 2016年9月	3年9个月
6	新疆电网	新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔20MW光伏发电项目	20.00	2016.1	第七批 2018年6月	2年5个月
7	新疆电网	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	2年3个月
8	新疆电网	哈密国投新光哈密东南部山口光伏园区50MW光伏发电项目	50.00	2016.6	2020年8月补国家电网贴清单第三批	2年2个月
9	兵团七师电网	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	60.00	2020.12	尚未纳入	已超5年
10	新疆电网	新疆立新能源吉木萨尔100MW光伏发电项目	100.00	2020.12	尚未纳入	已超5年
11	新疆电网	新疆立新能源吉木萨尔二期100MW光伏发电项目	100.00	2020.12	尚未纳入	已超5年
12	新疆电网	新疆新能源吉木萨尔100MW光伏发电项目	100.00	2020.12	尚未纳入	已超5年
13	新疆电网	伊吾淖毛湖49.5MW风力发电项目	49.50	2021.12	尚未纳入	已超4年
14	新疆电网	伊吾白石湖15MW分散式风力发电项目	15.00	2021.12	尚未纳入	已超4年
15	新疆电网	小红山8MW分散式风电项目	8.00	2021.12	尚未纳入	已超4年

②未纳入“国补目录”的发电项目暂时不能获得新能源补贴电费的结算

截至本回复报告出具日，立新能源尚有7个符合享有新能源发电补贴条件的的项目，尚未纳入“国补目录”。除第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目外，未纳入“国补目录”的项目暂时不能获得补贴电费的结算。其中3个光伏发电项目

并网时间已超 5 年，3 个风电项目并网时间已超 4 年，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。

③已纳入“国补目录”，未纳入“合规清单”的发电项目暂停补贴回款

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》，就补贴核查中存在疑义的相关内容进行说明，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，发行人运营项目中已纳入“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“合规清单”，新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目于 2025 年 11 月通过合规自查复核被认定为合规项目，视同纳入“合规清单”，并于 2025 年 11 月恢复收到发电补贴。其余 3 个已纳入“国补目录”但尚未纳入“合规清单”的项目，自 2022 年 10 月起暂停发放发电补贴款，导致累计的应收补贴款金额持续增加。

上述原因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，营业收入及应收账款余额也就越大。通过分析公司应收账款余额的变动情况并与同行业可比公司比较，可用来分析报告期各期末公司应收补贴款持续增加的比例是否合理。应收账款余额系过往实现的营业收入而未收回部分累积形成，通过与同行业可比公司对比应收账款余额/营业收入的比例及变动情况用来分析公司应收账款余额的规模是否合理。对新能源发电业务来说，营业收入的增加主要受装机规模的持续提升推动，

通过与同行业可比公司对比应收账款余额/期末装机规模的比例及变动情况用来复核验证应收账款余额/营业收入的比例及变动情况的合理性。

通过与同行业可比公司对比分析，2024年末及2025年末，同行业可比上市公司平均应收账款余额总体较2023年末有所上升，2024年末应收账款余额平均增长比例18.32%，2025年末应收账款余额平均较2024年末下降4.58%，但整体仍较2023年末有所增加。立新能源2024年末及2025年末应收账款余额增长比例分别19.95%及13.93%。

①应收账款余额与期末装机规模的比例变动情况与同行业可比公司对比

2023年末至2025年末，立新能源与同行业应收账款余额、装机规模及相关比例具体情况如下表：

单位：MW、万元

	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
节能风电	期末装机规模	6,349.66	6,177.66	5,666.76
	应收账款余额	777,757.64	769,817.25	655,161.65
	应收账款余额同比变动	1.03%	17.50%	27.09%
	应收账款/期末装机规模	122.49	124.61	115.61
中闽能源	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
	期末装机规模	999.30	957.30	957.30
	应收账款余额	233,004.39	313,731.05	251,004.06
	应收账款余额同比变动	-25.73%	24.99%	20.27%
	应收账款/期末装机规模	233.17	327.72	262.20
江苏新能	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
	期末装机规模	1,790.00	1,700.00	1,660.00
	应收账款余额	395,289.71	350,521.12	283,772.30
	应收账款余额同比变动	12.77%	23.52%	29.76%
	应收账款/期末装机规模	220.83	206.19	170.95
嘉泽新能	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
	期末装机规模	2,487.35	2,282.12	2,032.00
	应收账款余额	293,573.94	351,228.94	321,185.37
	应收账款余额同比变动	-16.42%	9.35%	26.02%
	应收账款/期末装机规模	118.03	153.90	158.06

	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
太阳能	期末装机规模	7,170.00	6,076.00	4,674.00
	应收账款余额	1,215,986.56	1,315,497.72	1,181,631.31
	应收账款余额同比变动	-7.56%	11.33%	12.93%
	应收账款/期末装机规模	169.59	216.51	252.81
	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
三峡能源	期末装机规模	52,374.10	47,961.40	40,044.40
	应收账款余额	5,100,346.15	4,703,577.15	3,817,261.94
	应收账款余额同比变动	8.44%	23.22%	38.23%
	应收账款/期末装机规模	97.38	98.07	95.33
	可比上市公司平均	应收账款余额同比变动	-4.58%	18.32%
应收账款/期末装机规模		157.74	187.83	175.83
	项目	2025 年末	2024 年末	2023 年末
立新能源	期末装机规模	3,674.00	2,074.00	1,540.00
	应收账款余额	310,330.70	272,386.54	227,086.73
	应收账款余额同比变动	13.93%	19.95%	24.29%
	应收账款/期末装机规模	84.47	131.33	147.46

2024 年末及 2025 年末，同行业可比大部分上市公司应收账款金额余额总体较 2023 年末有所上升，2024 年末及 2025 年末，发行人应收账款余额分别同比增加 19.95%及 13.93%，同行业可比公司应收账款余额平均变动率分别为 18.32%及 -4.58%，2023 年至 2024 年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。2025 年同行业可比公司应收账款余额同比下降 4.58%，主要系中闽能源、嘉泽新能及太阳能可享受新能源发电补贴项目中未纳入“国补目录”及“合规清单”项目数量占比较低，2025 年收到的可再生能源补贴款增加所致。此外，公司应收账款余额与期末装机规模的比例整体呈下降趋势，与同行业平均水平变动趋势一致。

2023 年末、2024 年末及 2025 年末，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，主要原因系报告期内立新能源装机规模增长较快，且期末装机规模系时点数，在并网当期一般处于设备调试阶段，并网当期产生的营业收入及应收账款较小。2024 年末，立新能源应收账款/期末装机规模的比例由 2023 年末的 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且并网时间集中在年末。

②应收账款余额与营业收入的比例变动情况与同行业可比公司对比

2023 年至 2025 年，立新能源与同行业可比公司应收账款余额及占营业收入比例的情况如下：

单位：万元

公司名称	项目	2025 年末/2025 年度	2024 年末/2024 年度	2023 年末/2023 年度
节能风电	应收账款余额	777,757.64	769,817.25	655,161.65
	营业收入	449,544.00	502,697.76	511,590.60
	应收账款余额/营业收入	173.01%	153.14%	128.06%
中闽能源	应收账款余额	233,004.39	313,731.05	251,004.06
	营业收入	160,727.51	174,120.81	173,181.15
	应收账款余额/营业收入	144.97%	180.18%	144.94%
江苏新能	应收账款余额	395,289.71	350,521.12	283,772.30
	营业收入	208,683.91	209,908.71	194,583.53
	应收账款余额/营业收入	189.42%	166.99%	145.84%
嘉泽新能	应收账款余额	293,573.94	351,228.94	321,185.37
	营业收入	249,946.71	242,191.47	240,304.35
	应收账款余额/营业收入	117.45%	145.02%	133.66%
太阳能	应收账款余额	1,215,986.56	1,315,497.72	1,181,631.31
	营业收入	495,747.73	603,909.94	954,040.42
	应收账款余额/营业收入	245.28%	217.83%	123.86%
三峡能源	应收账款余额	5,100,346.15	4,703,577.15	3,817,261.94
	营业收入	2,839,942.03	2,971,704.44	2,648,547.24
	应收账款余额/营业收入	179.59%	158.28%	144.13%
同行业可比公司 指标平均值	应收账款余额/营业收入	174.96%	170.24%	136.75%
立新能源	应收账款余额	310,330.70	272,386.54	227,086.73
	营业收入	105,992.60	97,067.85	98,976.86
	应收账款余额/营业收入	292.79%	280.61%	229.43%

2023年至2025年,立新能源应收账款余额与营业收入的比例分别为229.43%、280.61%及292.79%,高于同行业水平,原因主要系A:公司成立于2013年,成立时间较晚,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“国补目录”时间较晚,发电项目纳入“国补目录”时间主要集中于可再生能源电价附加资金补助目录第六批(2016年9月)及第七批(2018年6月)。第六批及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,使得累积确认的应收补贴款余额增幅较大。B:未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目产生的应收账款占比较大。未纳入“国补目录”的项目暂时不能获得新能源补贴电费的结算。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“国补目录”。8个已纳入“国补目录”项目中,3个项目尚未纳入“合规清单”,该3个项目自2022年10月起暂停补贴电费的结算。2023年末、2024年末及2025年末,立新能源未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目产生应收补贴款余额分别为175,856.10万元、215,162.10万元及248,163.07万元,占各期应收账款余额的比例分别为77.44%、78.99%及79.97%,占比较高。

同行业可比公司应收账款余额与营业收入的比例平均值分别为136.75%、170.24%及174.96%,2023年至2025年,立新能源应收账款余额与营业收入的比例的变动趋势与同行业可比公司具有一致性。

③立新能源应收账款余额与期末装机规模、营业收入的比例变动情况与同行业可比公司差异分析

A:立新能源应收账款余额/期末装机规模的比例及应收账款余额/营业收入的比例与行业平均水平存在差异的原因

2023年至2025年,立新能源应收账款余额与期末装机规模的比例低于同行业可比公司平均水平,应收账款余额与营业收入的比例高于同行业可比公司平均水平,两种比例与同行业可比公司的对比情况存在差异,主要原因系:a.2023年至2025年立新能源装机规模增长较快,且期末装机规模系时点数,在并网当期一般处于设备调试阶段,新增并网发电项目并网当年产生的营业收入较小所致。b.公司成立于2013年,成立时间较晚,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“国补目录”时间较晚,使得累积确认的应收补贴款余额增

幅较大。c.未纳入“国补目录”的项目暂时不能获得补贴电费的结算。未纳入“合规清单”的项目自 2022 年 10 月起暂停补贴电费的结算，立新能源未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目产生应收补贴款余额占各期应收账款余额的比例较高。

B: 立新能源应收账款余额与期末装机规模的比例与行业平均水平不一致的原因

2023 年至 2025 年，立新能源应收账款余额与营业收入的比例的变动趋势与同行业可比公司平均水平具有一致性，但应收账款余额与期末装机规模的比例呈现先增后降的状态，与同行业可比公司平均水平的持续增长存在差异，主要原因系报告期内立新能源装机规模增长较快，其中 2024 年末装机规模同比增长 34.68%、高于应收账款余额的同比增长率 19.95%，2025 年末装机规模同比增长 77.15%、高于应收账款余额的同比增长率 13.93%，系 2024 年末及 2025 年末立新能源新增并网装机规模较大且并网时间集中在年末，其中 2024 年 12 月末并网装机 500MW，占当期末装机规模的比例为 24.11%，2025 年 12 月末并网装机 1,100MW，占当期末装机规模的比例为 29.94%。2024 年及 2025 年新增并网项目在并网当年产生的营业收入较小及应收账款较少所致。

C.同行业可比公司中存在应收账款余额/期末装机规模的比例变动情况与应收账款余额/营业收入的比例变动情况不一致的情况

2023 年至 2025 年，同行业可比公司中太阳能装机规模增长均较快，该公司应收账款余额与期末装机规模比例呈现下降状态，与应收账款余额占营业收入的比例持续增长的状态存在差异，与发行人一致，具体分析如下：

太阳能 2025 年末装机规模较 2023 年末增长 53.40%，高于应收账款余额 2025 年末较 2023 年末的增长率 2.91%，使得其应收账款余额与期末装机规模的比例分别为 252.81 万元/MW、216.51 万元/MW 及 169.59 万元/MW，呈现下降的状态，而应收账款余额与营业收入的比例分别为 123.86%、217.83%及 245.28%，呈上升状态。

综上所述，立新能源应收账款余额均较大且持续增加，与同行业可比公司总体变动趋势一致，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，具备较强的偿付能力。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，公司坏账准备计提情况如下：

单位：万元、%

项目	2025.12.31				
	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	310,330.70	100.00	88,508.61	28.52	221,822.09
其中：账龄组合	310,330.70	100.00	88,508.61	28.52	221,822.09
合计	310,330.70	100.00	88,508.61	28.52	221,822.09
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

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

(1) 会计估计变更的审议程序

2024 年 8 月 26 日, 公司召开第二届董事会第四次会议和第二届监事会第四次会议, 审议通过了公司《关于会计估计变更的议案》, 本次会计估计变更自 2024 年 4 月 1 日起执行。针对本次会计估计变更, 中兴华会计师事务所出具了《关于新疆立新能源股份有限公司会计估计变更事项专项说明的审核报告-中兴华核字 (2024) 第 011328 号》。

(2) 会计估计变更内容

①变更日期

本次会计估计变更自 2024 年 4 月 1 日起执行。

②变更前会计估计

对由收入准则规范的交易形成的应收账款, 公司运用简化计量方法, 按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备。

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账款	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账款	合并范围内关联方的应收账款	参考历史信用损失经验, 结合当前状况以及对未来经济状况的预期计量预期信用损失

账龄组合的账龄与预期信用损失率对照表如下:

账龄	预期信用损失率 (%)
1 年以内	5.00
1-2 年	10.00

账龄	预期信用损失率 (%)
2—3 年	30.00
3—4 年	50.00
4—5 年	50.00
5 年以上	100.00

③变更后会计估计

公司对账龄组合的预期信用损失率进行了重新核定。会计估计变更后，账龄组合的账龄与预期信用损失率对照表如下：

账龄	预期信用损失率 (%)
1 年以内	5.00
1—2 年	10.00
2—3 年	30.00
3—4 年	45.00
4—5 年	45.00
5 年以上	45.00

(3) 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，发电收入包括标杆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，标杆电费收入按月结算，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，不存在调节利润的情况。

公司 2024 年对应收账款坏账计提比例的调整主要系对账龄组合中 3 年以上账龄的预期信用损失率调整至 45%。报告期各期，公司应收账款余额中 99%以上系电网公司客户。应收电网公司客户款项中，应收补贴电费的余额占比超过 97%，其余为应收标杆电费。标杆电费的账龄一般在 1 年以内，本次会计估计变更对应收电网公司标杆电费坏账计提金额未产生影响。

对于应收补贴款，根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等；可再生能源发展专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排（不含国务院投资主管部门安排的中央预算内基本建设专项资金）。从资金来源分析，应收补贴款的资金来源主要为国家财政安排和向电力用户征收，国家财政资金为国家信用。向电力用户征收的资金已经包含在向用户收取的电费中，由电网企业代征后上缴中央国库，拨付时直接从中央国库支出。综合判断，新能源补贴款的资金来源主要为财政专项资金以及中央国库，全部为国家信用，到期不能收回的可能性极小。

公司以前年度确认的应收补贴款历史上未发生过实际损失，对于已经纳入“国补目录”及“合规清单”的发电项目，均正按照可再生能源基金的拨付进度正常陆续回收。对于已经纳入“国补目录”但未纳入“合规清单”的项目在 2022 年补贴合规自查前，亦按照可再生能源基金的拨付进度正常陆续回收。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，兵团电网依据兵团发改委、兵团财政局于 2022 年 7 月 9 日发布的《关于公布可再生能源发电项目补贴清单的通知》，认为该项目已通过主管部门实质审核，故对于其认为符合补贴条件的项目也按其财政预算发放了部分补贴电费。对于其他未纳入“国补目录”或“合规清单”的项目，不存在纳入“国补目录”或“合规清单”的实质性障碍。鉴于补贴款最终资金源于财政资金，属于国家信用，公司应收补贴款的可收回性并不会因收款时间的延后而降低，其损失主要系按照新金融工具准则

综合考虑收款的金额和时间分布造成的损失。本次会计估计变更前应收账款账龄组合 3-4 年、4-5 年及 5 年以上账龄的预期信用损失率分别为 50%、50%及 100%，已不能合理反应应收补贴款的信用特征。故公司针对补贴电费的坏账准备计提考虑资金占用的机会成本和账龄及公司历史实际坏账率情况等因素，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。

同行业可比公司在对应收补贴款坏账计提方面，亦是主要考虑到补贴资金最终来源于国家财政资金，属于国家信用，收回风险极低。在确定应收补贴款预期信用损失率时，主要考虑资金占用成本或参考融资成本，对应收补贴款预期信用损失率定为一个较低的比例，或者参考账龄按照融资利率对应收补贴款进行折现的方式确定其账面价值。公司变更后的应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司不存在显著差异，变更后的应收账款坏账计提比例高于同行业水平，具体参见本回复“问题二、一、（六）、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”。

综上，公司 2024 年应收账款坏账计提会计估计变更具有合理性。

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。

（1）坏账准备计提政策与同行业可比公司比较

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
------	----	---------	------	------

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	应收电费组合	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 2023 年、2024 年及 2025 年年报, 2023 年末平均计提比例为 2.42%, 2024 年末平均计提比例为 2.43%, 2025 年末平均计提比例为 2.44%。
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%。
	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 2023 年、2024 年及 2025 年年报, 2023 年末平均计提比例为 5.61%, 2024 年末平均计提比例为 6.63%, 2025 年末平均计提比例为 7.94%。
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 2023 年、2024 年及 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 2023 年、2024 年及 2025 年年报, 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 2023 年、2024 年及 2025 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 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%; 根据 2025 年年报, 1 年以内计提 0.30%; 1-2 年计提 2.71%; 2-3 年 5.35%, 3-4 年 7.92%; 4-5 年 10.42%, 5 年以上 14.36%。
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	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 50%, 5 年以上 100%; 2024 年末及 2025 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%。

由上表可以看出, 针对应收电网公司款项, 立新能源与同行业可比公司均按照预期信用损失率计提了坏账准备。坏账计提比例方面, 立新能源计提比例整体

高于同行业可比公司，详细分析见本回复“问题二、一、（六）、2、（3）坏账准备计提比例与同行业可比公司比较”相关内容。

（2）应收账款账龄分布与同行业可比公司比较

报告期各期末，立新能源与同行业可比公司应收账款账龄情况如下表：

应收账款账龄	节能风电		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	24.65%	28.16%	37.64%
1-2 年	23.41%	27.10%	30.20%
2-3 年	19.21%	21.56%	20.80%
3 年以上	32.74%	23.18%	11.37%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	中闽能源		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	37.35%	31.25%	39.74%
1-2 年	36.91%	26.83%	29.05%
2-3 年	21.66%	16.95%	20.88%
3 年以上	4.07%	24.97%	10.33%
合计	37.35%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	江苏新能		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	27.58%	31.05%	36.81%
1-2 年	24.05%	25.10%	29.79%
2-3 年	15.70%	19.72%	14.48%
3 年以上	32.67%	24.13%	18.93%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	嘉泽新能		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	42.12%	33.47%	38.98%
1-2 年	34.25%	29.32%	29.42%
2-3 年	19.62%	24.27%	26.68%
3 年以上	4.01%	12.94%	4.93%
合计	100.00%	100.00%	100.00%

应收账款账龄	太阳能		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	26.40%	27.93%	35.68%
1-2 年	23.59%	22.00%	19.59%
2-3 年	15.50%	11.34%	18.53%
3 年以上	34.51%	38.73%	26.20%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	三峡能源		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	25.65%	30.39%	38.63%
1-2 年	23.56%	26.23%	29.64%
2-3 年	16.25%	17.97%	13.82%
3 年以上	34.54%	25.41%	17.91%
合计	100.00%	100.00%	100.00%
应收账款账龄	同行业平均		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	30.62%	30.38%	37.91%
1-2 年	27.63%	26.10%	27.95%
2-3 年	17.99%	18.64%	19.20%
3 年以上	23.76%	24.89%	14.95%
合计	100.00%	100.00%	100.01%
应收账款账龄	立新能源		
	2025 年末	2024 年末	2023 年末
1 年以内	19.10%	22.20%	27.93%
1-2 年	18.52%	20.30%	22.22%
2-3 年	15.71%	16.86%	21.96%
3 年以上	46.67%	40.64%	27.89%
合计	100.00%	100.00%	100.00%

通过同行业可比公司 2023 年末、2024 年末及 2025 年末应收账款账龄分布情况进行分析，受新能源补贴发放速度有所放缓。2024 年末及 2025 年末，同行业可比公司平均应收账款整体账龄较 2023 年末均有所增长，账龄在 3 年以上的应收账款占比提升。

报告期各期末，立新能源账龄在 3 年以上的应收账款占比分别为 27.89%、40.64%及 46.67%，与太阳能较为接近，2024 年末、2025 年末应收账款 3 年以上账龄较 2023 年末均有所增长的总体变动趋势与同行业可比公司平均趋势大致一致。

(3) 坏账准备计提比例与同行业可比公司比较

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	项目	2025.12.31	2024.12.31	2023.12.31
中闽能源	应收账款坏账计提比例	2.60%	2.55%	2.57%
	其中：应收电费组合	2.44%	2.43%	2.42%
江苏新能	应收账款坏账计提比例	12.44%	11.90%	6.43%
	其中：1、应收电网公司电费（燃煤基准价部分）	0.02%	-	-
	1 个月以内	-	-	-
	1-12 个月	1.00%	1.00%	1.00%
	2、应收可再生能源电价附加补助	7.94%	6.63%	5.61%
嘉泽新能	应收账款坏账计提比例	3.07%	2.77%	1.70%
	其中：应收各地国网公司款项	1.67%	1.62%	1.68%
	1 年以内	1.44%	1.32%	1.41%
	1 至 2 年	1.72%	1.58%	1.68%
	2 至 3 年	1.99%	1.84%	1.96%
	3 至 4 年	2.26%	2.09%	2.22%
	4 至 5 年	2.26%	2.09%	2.22%
	5 年以上	2.26%	未披露	2.22%
节能风电	应收账款坏账计提比例	1.09%	1.10%	1.12%
	其中：国网电费组合（国内）	1.00%	1.00%	1.00%
太阳能	应收账款坏账计提比例	2.50%	2.41%	2.63%
	其中：电力销售应收账款组合	1.00%	1.00%	1.00%
三峡能源	应收账款坏账计提比例	5.39%	4.84%	3.93%
	其中：1、标杆电费组合	0.43%	0.46%	0.36%
	1 年以内	0.30%	0.30%	0.30%
	1 至 2 年	5.00%	5.00%	5.00%
	2 至 3 年	20.00%	20.00%	20.00%
	3 至 4 年	50.00%	50.00%	50.00%

可比公司	项目	2025.12.31	2024.12.31	2023.12.31
	2、可再生能源电价附加组合	5.54%	5.02%	4.08%
	1年以内	0.30%	0.30%	0.30%
	1至2年	2.71%	3.02%	3.19%
	2-3年	5.35%	5.94%	6.27%
	3-4年	7.92%	8.78%	9.25%
	4至5年	10.42%	11.53%	12.14%
	5年以上	14.36%	15.32%	14.94%
同行业可比公司平均	应收账款坏账计提比例	4.51%	4.26%	3.06%
立新能源	应收账款坏账计提比例	28.52%	26.49%	24.40%
	1年以内	5.00%	5.00%	5.00%
	1至2年	10.00%	10.00%	10.00%
	2至3年	30.00%	30.00%	30.00%
	3至4年	45.00%	45.00%	50.00%
	4至5年	45.00%	45.00%	50.00%
	5年以上	45.00%	45.00%	100.00%

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。

应收账款总体坏账比例来看，公司的应收账款坏账准备计提比例高于同行业可比公司水平。报告期各期，公司应收账款余额中 99%以上系电网公司客户。应收电网公司客户款项中，补贴电费的余额占比超过 97%，且存在较长的账龄，而标杆电费的余额主要为 1 年以内。

同行业可比公司中，节能风电、太阳能、中闽能源及嘉泽新能均将应收电网企业的标杆电费及补贴电费划分为一个组合计提坏账，节能风电、太阳能将应收电费组合坏账计提比例均为固定值 1%。根据中闽能源 2024 年 6 月披露的关于上海证券交易所对公司 2023 年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告，主要参考公司借款利率水平确定应收补贴电费的预期损失率。中闽能源未披露应收电费组合账龄，2023 年末至 2025 年末，中闽能源对该组合综合坏账计提比例分别为 2.42%、2.43%及 2.44%，嘉泽新能应收各地电网公司款项坏账计提比例在 1.6%左右，账龄在 3 年以上的坏账计提比例不超过 2.26%。

2023 年末至 2025 年末，江苏新能及三峡能源将应收补贴电费单独划分为一个组合计提坏账准备。江苏新能未按账龄披露应收补贴电费，应收补贴电费组合综合坏账计提比例分别为 5.61%、6.63%及 7.94%。根据三峡能源 2021 年披露的首次公开发行股票招股说明书，其针对应收补贴电费的坏账准备计提考虑资金占用的机会成本和账龄等因素，对该组合账面余额按照报告期上年末一年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计提坏账准备。

发行人 3 年以上账龄的应收账款均系应收补贴款，报告期各期末，发行人 3 年以上账龄的应收补贴款坏账计提比例与同行业可比公司对比如下表：

可比公司	账龄	2025.12.31	2024.12.31	2023.12.31
中闽能源	未区分账龄	2.44%	2.43%	2.42%
江苏新能	未区分账龄	7.94%	6.63%	5.61%
嘉泽新能	3 年以上	2.26%	2.09%	2.22%
节能风电	3 年以上	1.00%	1.00%	1.00%
太阳能	3 年以上	1.00%	1.00%	1.00%
三峡能源	3 至 4 年	7.92%	8.78%	9.25%
	4 至 5 年	10.42%	11.53%	12.14%
	5 年以上	14.36%	15.32%	14.94%
	3 年以上平均	10.84%	11.21%	10.88%
同行业平均	3 年以上	4.25%	4.06%	3.86%
立新能源	3 至 4 年	45.00%	45.00%	50.00%
	4-5 年	45.00%	45.00%	50.00%
	5 年以上	45.00%	45.00%	100.00%
	3 年以上平均	45.00%	45.00%	50.87%

注:3 年以上应收补贴款平均坏账计提比例=3 年以上应收补贴款坏账准备/3 年以上应收补贴款余额

同行业可比公司中，中闽能源、江苏新能未按照账龄披露应收账款计提比例，2023 年末至 2025 年末，中闽能源应收电费组合（含应收补贴款）的综合计提比例分别为 2.42%、2.43%及 2.44%；江苏新能应收补贴款的综合计提比例分别为 5.61%、6.63%及 7.94%；嘉泽新能源 3 年以上账龄的应收各地国网公司款项坏账计提比例分别为 2.22%、2.09%及 2.26%；节能风电及太阳能 3 年以上账龄的电力销售应收账款组合（含应收补贴款）坏账计提比例均为 1%。2025 年末，三峡能

源 3 年以上账龄的应收补贴款坏账计提比例为：3 至 4 年为 7.92%，4 至 5 年为 10.42%，5 年以上为 14.36%。经比较，发行人 3 年以上账龄的应收账款的坏账计提比例高于同行业可比公司计提比例。

2023 年末至 2025 年末，公司应收账款综合坏账计提比例分别为 24.40%、26.49% 及 28.52%，高于同行业可比上市公司应收账款坏账平均计提比例 3.06%、4.26% 及 4.51%。应收补贴款坏账计提比例方面，2023 年末至 2025 年末，发行人 3 年以上应收补贴款坏账计提比例分别为 50.87%、45.00% 及 45.00%，高于同行可比上市公司应收补贴款坏账平均计提比例 3.86%、4.06% 及 4.25%。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。

综上，立新能源与同行业可比公司均按照预期信用损失率计提了坏账准备。立新能源变更后的应收账款坏账计提比例高于同行业水平，应收账款坏账计提谨慎、充分。

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
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：

单位：万元

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、会计师回复：

（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《补贴合规自查通知》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，取得国网新

疆关于新疆新能源集团新风昌吉州吉木萨尔 20MW 光伏并网发电项目合规自查出具的《项目基本信息和处置意见单》以及该项目 2025 年 11 月补贴回款资料；

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，以及确认发电补贴收入的情况；

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；查询 2023-2025 年 9 月“补贴清单”下发批次及纳入项目情况，查阅同行业近两年新纳入“国补目录”项目情况；

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，分析报告期内发行人补贴回款周期变动情况及原因，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，对比分析同行业可比公司应收账款余额与营业收入、期末装机容量的比例关系；

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及应收标杆电费及补贴电费相关组合的坏账准备计提比例，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，查阅应收账款坏账计提会计估计变更的董事会、监事会决议文件及审计机构出具的会计估计变更事项专项说明的审核报告，评价应收账款

坏账准备计提的会计估计变更的合理性。模拟测算 2024 年按照原应收账款坏账计提比例计提信用减值损失对发行人 2024 年经营业绩的影响。

（二）核查结论

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”的项目在项目合规性、项目规模和并网时间，以及项目电量、项目电价、项目补贴资金、项目环境保护等的方面内容经核查均符合《补贴合规自查通知》要求，未来通过合规自查并纳入“合规清单”不存在障碍，部分项目虽因设备选型等因素存在超装情形，但并未违反《补贴合规自查通知》相关规定。

截至目前，国家电网和南方电网只发布了第一批“合规清单”，但审核事项仍在进行。公司新疆新能源(集团)新风昌吉阜康 20MW 光伏并网发电项目已于 2025 年 11 月收到国网新疆出具的《项目基本信息和处置意见单》，认定该项目已通过合规自查复核转为合规项目，且该项目于 2025 年 11 月起恢复取得发电补贴款，视同已纳入“合规清单”。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。

发行人 7 项未纳入“国补目录”的项目，2021 年末并网投运的伊吾白石湖 15MW 分散式风电项目因纳入“合规清单”现处于信息管理中心项目复核阶段，2020 年末并网投运的 4 项合计 360MW 光伏项目，以及 2021 年末并网的 2 项合计 57.5MW 风电项目，现处于“电网初审”阶段。自《补贴合规自查通知》发布以来，国家电网和可再生能源信息管理中心在 2023-2025 年期间仍在持续发布新纳入“国补目录”的项目清单，但相比 2021 年及以前，新纳入“国补目录”的项目数量及批次时间明显减少、放缓。其中，近两年新纳入“国补目录”的项目主要是已纳入“合规清单”的项目，发行人也存在已纳入“合规清单”的伊吾白石湖 15MW 风电项目未进“国补目录”的情形。

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 9 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 1,667.25 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，均不会对补贴电价（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标杆电价部分（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》确认标杆电价发电收入，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、截至本回复报告出具日，发行人合计 15 项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 9 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，再转付给公司。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，发行人补贴收入的结算周期受部分可享受发电补贴的项目尚未纳入“国补目录”或“合规清单”的影响，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 2025 年末，发行人累计确认含税补贴收入 508,395.81 万元，已收回含税补贴资金 209,538.94 万元。2023 年末、2024 年末及 2025 年末，发行人应收补贴款余额较大且持续增加，与同行业公司平均变动基本一致，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。

一、公司回复：

（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，其电价是由标杆电价、补贴电价两部分组成；对于平价无补贴项目，其电价仅为标杆电价。

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=标杆电价+补贴电价；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=标杆电价（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标杆电价部分（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项目仅依据《电力结算单》确认标杆电价发电收入，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无补贴项目，所有接入国网新疆、兵团电网的各发电项目（除服务新疆油田公司吉庆作业区的吉木萨尔县北庭镇3.5MW分布式光伏发电项目外），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》。

发行人投运的可再生能源发电项目，并非能够全额利用风光资源量发电上网，实际生产过程中还需结合电网企业的电网安全负荷、调峰调度、供需关系等因素，例如当电网线路负荷能力不足或下游消纳需求降低，就会形成弃风弃光限电，电网公司综合以上因素形成调度指令，发电企业根据电网公司的动态调度指令，实时调整发电设备对风光资源的接收利用率，发出的电量全额上网。而未利用的风光资源量则成为弃电量。实际生产中，发电场站通常会设定一台发电机组不受限电约束而全功率运行，以此监测各场站总资源量并计算出全功率理论发电量，其余设备则根据电网指令动态调整，最终依据实际发电量与理论发电量之间的差额，确认资源弃电量。

从上网电量销售模式来看，新疆的可再生能源（风电、光伏）发电企业参与

电力交易需遵循国家及自治区相关政策，主要涉及优先发电、市场化交易、跨省区外送等多种模式。发行人在新疆地区的发电项目还需依据新疆发改委发布的《新疆维吾尔自治区 2024 年电力中长期交易实施方案》、《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》等现行配套政策执行，各发电项目需按政策要求参与年度计划发电量申报，包括保障性收购（优先发电）和市场化交易电量申报（接入兵团电网的发电项目不参与年度申报及市场化交易申报）。

一般情况下，发电项目在申报年度交易电量时，系依据各年度发布的优先购电计划，对于本地消纳项目的保障性优先购电量按照政策确定的指标¹进行申报，其余疆电外送优先发电量、市场化交易电量并无明确政策指标，系由发电企业依据交易规则并根据历史发电情况预测后进行申报。发行人各类型发电项目参与年度上网电量的申报规则如下：

项目类型	销售模式	适用项目	保障性收购售电规则	市场化交易售电规则	实际上网电量与申报电量差异处理方式
兵团电网本地消纳项目	保障性收购	①七师五五工业园奎屯金太阳一期 30MW 光伏发电项目 ②第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目 ③新疆兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目	兵团电网未组织上网电量年度申报，实际上网电量依据兵团电网的调度情况执行。	不参与市场化交易申报。	不适用。
“哈郑直流”、“吉泉直流”疆电外送项目	保障性收购、市场化交易	①哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目 ②哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目 ③哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目 ④哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目 ⑤伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目 ⑥新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目 ⑦新疆立新能源吉木萨尔二期 100MW 并网光伏发电项目 ⑧新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网光伏发电项目	主要系参与疆电外送保障性销售为主。该等项目参与年度上网电量申报，通过省间挂牌交易方式在各年末进行下一年度疆电外送电量申报，并由电网企业最终给予确认及优先结算。	实际发电时，对于年度申报中各时间段存在超发电量的情形，发电项目可自行通过月度双边交易、日现货交易等市场化交易方式进行售电，该等项目整体参与市场化交易电量占比较低。	电网企业通过偏差调节的形式对超发电量、少发电量情况进行调整，并在《电力结算单》体现。

1 《关于 2025 年新疆电网优先发电优先购电计划的通知》：2025 年度，本地消纳的风电项目（含平价项目，国家试验、示范风电等项目除外）保量保价优先发电利用小时数 895 小时；本地消纳的光伏项目（含平价项目，扶贫光伏、国家示范光热等项目除外）优先小时数 500 小时。

项目类型	销售模式	适用项目	保障性收购售电规则	市场化交易售电规则	实际上网电量与申报电量差异处理方式
本地消纳项目	保障性收购、市场化交易	1、风电项目： ①乌鲁木齐托里新风一、二期合计 99MW 风电项目 ②伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目 ③小红山 8MW 分散式风电项目 ④哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目 ⑤新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目 ⑥金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目 ⑦新疆能源立新木垒 500MW 风电项目 ⑧立新能源达坂城 500MW 风电项目 ⑨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 ⑩奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目（200MW 风电） 2、光伏项目： ①新疆新能源（集团）新风昌吉阜康 20MW 光伏发电项目 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 ③新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 并网光伏发电项目 ④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 ⑤奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目（100MW 光伏）	①依据各年度《新疆电网优先发电优先购电计划的通知》所规定的优先收购小时数进行申报，最终由电网企业优先收购的方式予以结算。 ②2024 年 9 月及以前，平价项目不参与保障性收购小时范围内，2024 年 9 月起政策调整平价项目开始纳入优先收购计划内。	各项目依据对上网电量的预测，在扣除优先收购电量的基础上，对于预计剩余上网电量，全部按照双边交易、竞价交易、挂牌交易等市场化交易模式，对下一年度各时间段参与市场化交易的电量电价进行申报。	实际发电中，对于各项目存在年度申报市场化交易存在差异的少发电量、超发电量，主要由发电项目通过“月度双边交易”的方式对偏差电量进一步进行购电弥补缺或售电申报。电网企业亦会通过偏差调节方式，对其差异电量进行结算调整。
供电服务项目	市场化交易	①吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目	不适用。	与新疆油田公司供电服务合作项目，根据发电量情况结算。	不适用。

而在实际生产中，因风光资源量间歇波动性、电网负荷能力、消纳需求等影响，导致实际上网电量并无法与年度申报计划完全一致，对于存在差异的少发电量或超发电量，还需由电网企业统筹调整或发电企业通过电网交易平台的月度双边交易进行申报调节，但这并不影响电网企业对上网电量的最终确认。

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，以及标杆电费（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《电力结算单》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。

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”疆电外送 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部分电量。

②“吉泉直流”吉木萨尔 300MW 光伏项目合计 3 项

公司于 2020 年 12 月并网投运的新疆新能源吉木萨尔 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，并确定保障性收购电价为 0.25 元/千瓦时。

上网电量方面，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发布的《新疆电网优先发电优先购电计划的通知》，确定当年对该等项目的保障性收购电量指标：

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，非平价光伏项目优先小时数 1,220 小时；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；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；其他光伏项目（含平价项目）优先小时数 500 小时。

在此政策下，该等项目每年的保障性收购电量是依据优先小时数×装机规模所确定，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（9 项）

公司自 2022 年至 2025 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 9 项风光发电项目（未含兵团九师 70MW 光伏项目、吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目），合计装机规模为 2,499MW。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，该等项目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，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。

（5）2025 年 11 月起，上述存量补贴项目、存量平价项目将按照《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号）机制电量、机制电价的规则执行。

新疆发改委于 2025 年 6 月 24 日发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，明确自 2025 年 11 月 1 日起：①新能源发电项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目报量报价参与交易；②新能源参与电力市场交易后，区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限；③机制电量和电价方面，对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量为上网电量规模比例 30%；平价项目机制电量规模为上网电量规模比例 50%。机制电价水平为补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。对 2025 年 6 月 1 日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例（50%）以及增量项目上网电量确定。机制电价通过分类竞

价形成,竞价区间暂定0.15元/千瓦时—0.262元/千瓦时。④市场化交易电量方面,上述新能源发电项目机制电量以外的电量,仍将通过市场化交易的方式组织售电。⑤增量项目考虑回收项目初始投资平均期限,执行期限10年。

2025年11月1日起,发行人接入电网企业各项目的上网电量及上网电价统一按照该方案所制定的政策执行如下:

项目类型	投运时间	机制电量	机制电价	市场化交易电量	市场化交易电价	备注
存量补贴项目	2025年6月1日前	年上网电量30%	0.25元/千瓦时	年上网电量70%	标杆电价通过市场化交易竞价方式参与售电,电价补贴不受影响	1、参与跨省跨区交易的新能源电量,上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行; 2、接入兵团电网的项目交易模式暂不涉及;
存量平价项目	2025年6月1日前	年上网电量50%	0.262元/千瓦时	年上网电量50%	市场化交易竞价确定	3、存量项目执行期限,取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限,执行期限10年。
增量项目	2025年6月1日后	年上网电量50%	每年竞价确定,竞价区间为0.15-0.262元/千瓦时	年上网电量50%	市场化交易竞价确定	

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。

②交易程序

A.由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；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：

B.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，双方均是和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，发电企业无法得知终端用户信息。但与“双边交易”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。

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。

(3) 挂牌交易

挂牌交易通常是省间交易，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。

(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。

总体而言,对于常规市场化交易,发电企业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;若超发或少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,其上网电价均是由标杆电价+补贴电价(平价项目除外)两部分构成。而市场化交易仅对标杆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，标杆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标杆电费的合计金额；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电价，计算得出补贴收入。最终由各项目公司按照标杆电费、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	2025 年			2024 年			2023 年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
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	27,865.59	9.37%	77.37%	45,130.15	17.40%	113.35%	37,120.81	15.77%	83.16%
		市场化交易	8,152.68	2.74%	22.63%	-5,315.49	-2.05%	-13.35%	7,518.24	3.19%	16.84%
		上网电量合计	36,018.27	12.11%	100.00%	39,814.66	15.35%	100.00%	44,639.04	18.96%	100.00%
2	哈密新能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	保障性收购	29,524.99	9.92%	116.10%	44,805.66	17.27%	142.62%	24,026.83	10.20%	79.01%
		市场化交易	-4,093.25	-1.38%	-16.10%	-13,389.30	-5.16%	-42.62%	6,382.47	2.71%	20.99%
		上网电量合计	25,431.74	8.55%	100.00%	31,416.36	12.11%	100.00%	30,409.30	12.91%	100.00%
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	9,407.67	3.16%	52.08%	12,901.02	4.97%	49.21%	15,600.10	6.63%	56.10%
		市场化交易	8,657.32	2.91%	47.92%	13,312.89	5.13%	50.79%	12,207.82	5.18%	43.90%
		上网电量合计	18,064.99	6.07%	100.00%	26,213.91	10.10%	100.00%	27,807.92	11.81%	100.00%
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	保障性收购	6,288.92	2.11%	76.91%	11,089.58	4.27%	114.28%	8,520.09	3.62%	84.77%
		市场化交易	1,887.80	0.63%	23.09%	-1,385.73	-0.53%	-14.28%	1,530.71	0.65%	15.23%
		上网电量合计	8,176.73	2.75%	100.00%	9,703.85	3.74%	100.00%	10,050.80	4.27%	100.00%
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	保障性收购	1,239.72	0.42%	46.96%	1,924.66	0.74%	64.30%	2,340.20	0.99%	68.15%
		市场化交易	1,400.50	0.47%	53.04%	1,068.79	0.41%	35.70%	1,093.72	0.46%	31.85%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年			2024年			2023年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
		上网电量合计	2,640.23	0.89%	100.00%	2,993.45	1.15%	100.00%	3,433.92	1.46%	100.00%
6	小红山 8MW 分散式风电项目	保障性收购	770.40	0.26%	25.95%	1,032.07	0.40%	34.92%	1,247.90	0.53%	42.68%
		市场化交易	2,198.58	0.74%	74.05%	1,923.78	0.74%	65.08%	1,675.62	0.71%	57.32%
		上网电量合计	2,968.98	1.00%	100.00%	2,955.86	1.14%	100.00%	2,923.52	1.24%	100.00%
7	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	保障性收购	4,094.70	1.38%	38.66%	312.94	0.12%	2.32%	1,254.10	0.53%	11.02%
		市场化交易	6,498.22	2.18%	61.34%	13,150.38	5.07%	97.68%	10,125.76	4.30%	88.98%
		上网电量合计	10,592.92	3.56%	100.00%	13,463.31	5.19%	100.00%	11,379.86	4.83%	100.00%
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	保障性收购	2,469.21	0.83%	31.05%	256.56	0.10%	5.09%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	5,484.27	1.84%	68.95%	4,786.92	1.85%	94.91%	4,428.47	1.88%	100.00%
		上网电量合计	7,953.49	2.67%	100.00%	5,043.48	1.94%	100.00%	4,428.47	1.88%	100.00%
9	金润绿原达坂城 49.5MW 分散式风电项目	保障性收购	3,842.92	1.29%	44.67%	556.97	0.21%	5.55%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	4,760.03	1.60%	55.33%	9,470.17	3.65%	94.45%	5,319.72	2.26%	100.00%
		上网电量合计	8,602.95	2.89%	100.00%	10,027.14	3.87%	100.00%	5,319.72	2.26%	100.00%
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项目	保障性收购	16,678.22	5.61%	45.44%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	20,025.90	6.73%	54.56%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	36,704.11	12.34%	100.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年			2024年			2023年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	保障性收购	13,415.16	4.51%	36.17%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	23,671.37	7.96%	63.83%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	37,086.53	12.46%	100.00%	-	0.00%	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	3,515.74	1.18%	100.00%	3,513.44	1.35%	100.00%	3,797.38	1.61%	100.00%
		市场化交易	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	3,515.74	1.18%	100.00%	3,513.44	1.35%	100.00%	3,797.38	1.61%	100.00%
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	1,021.23	0.34%	53.48%	1,568.03	0.60%	58.00%	2,379.60	1.01%	86.66%
		市场化交易	888.33	0.30%	46.52%	1,135.37	0.44%	42.00%	366.37	0.16%	13.34%
		上网电量合计	1,909.55	0.64%	100.00%	2,703.40	1.04%	100.00%	2,745.97	1.17%	100.00%
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	保障性收购	1,042.83	0.35%	54.09%	1,568.02	0.60%	55.58%	2,379.00	1.01%	80.63%
		市场化交易	884.97	0.30%	45.91%	1,253.26	0.48%	44.42%	571.64	0.24%	19.37%
		上网电量合计	1,927.80	0.65%	100.00%	2,821.28	1.09%	100.00%	2,950.64	1.25%	100.00%
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	4,823.92	1.62%	63.02%	7,475.97	2.88%	98.64%	6,854.90	2.91%	85.91%
		市场化交易	2,830.51	0.95%	36.98%	103.19	0.04%	1.36%	1,124.63	0.48%	14.09%
		上网电量合计	7,654.43	2.57%	100.00%	7,579.16	2.92%	100.00%	7,979.53	3.39%	100.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年			2024年			2023年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
5	哈密东南部山口哈密国投50MW光伏发电项目	保障性收购	4,824.12	1.62%	58.93%	7,474.37	2.88%	91.21%	7,124.98	3.03%	82.86%
		市场化交易	3,362.44	1.13%	41.07%	719.90	0.28%	8.79%	1,474.18	0.63%	17.14%
		上网电量合计	8,186.56	2.75%	100.00%	8,194.27	3.16%	100.00%	8,599.17	3.65%	100.00%
6	第七师胡杨河市130团60MW光伏发电项目	保障性收购	4,074.26	1.37%	100.00%	4,495.66	1.73%	100.00%	5,324.48	2.26%	100.00%
		市场化交易	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	4,074.26	1.37%	100.00%	4,495.66	1.73%	100.00%	5,324.48	2.26%	100.00%
7	新疆立新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	保障性收购	14,657.03	4.93%	99.85%	14,722.27	5.67%	97.09%	14,144.91	6.01%	97.99%
		市场化交易	22.70	0.01%	0.15%	441.06	0.17%	2.91%	290.73	0.12%	2.01%
		上网电量合计	14,679.73	4.93%	100.00%	15,163.33	5.84%	100.00%	14,435.64	6.13%	100.00%
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	14,576.63	4.90%	108.30%	14,093.91	5.43%	97.09%	13,981.98	5.94%	98.04%
		市场化交易	-1,117.55	-0.38%	-8.30%	422.18	0.16%	2.91%	279.94	0.12%	1.96%
		上网电量合计	13,459.08	4.52%	100.00%	14,516.09	5.60%	100.00%	14,261.92	6.06%	100.00%
9	新疆新能源吉木萨尔100MW并网光伏发电项目	保障性收购	14,795.56	4.97%	99.08%	14,870.22	5.73%	97.13%	14,369.14	6.10%	98.01%
		市场化交易	137.18	0.05%	0.92%	438.94	0.17%	2.87%	291.01	0.12%	1.99%
		上网电量合计	14,932.74	5.02%	100.00%	15,309.16	5.90%	100.00%	14,660.15	6.23%	100.00%
10	新疆立新能源吉木萨尔三期100MW	保障性收购	5,004.92	1.68%	45.45%	531.11	0.20%	3.41%	-	0.00%	0.00%

序号	项目名称	上网电量类型	2025年			2024年			2023年		
			结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比	结算电量	占年度上网电量比重	本项目上网电量占比
	并网光伏发电项目	市场化交易	6,005.91	2.02%	54.55%	15,025.99	5.79%	96.59%	11,457.20	4.87%	100.00%
		上网电量合计	11,010.84	3.70%	100.00%	15,557.10	6.00%	100.00%	11,457.20	4.87%	100.00%
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	4,861.17	1.63%	100.00%	3,934.38	1.52%	100.00%	2,055.93	0.87%	100.00%
		市场化交易	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	4,861.17	1.63%	100.00%	3,934.38	1.52%	100.00%	2,055.93	0.87%	100.00%
12	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（150MW）	保障性收购	7,607.10	2.56%	46.06%	1,043.70	0.40%	4.47%		0.00%	0.00%
		市场化交易	8,909.15	2.99%	53.94%	22,291.94	8.59%	95.53%	6,800.42	2.89%	100.00%
		上网电量合计	16,516.25	5.55%	100.00%	23,335.65	8.99%	100.00%	6,800.42	2.89%	100.00%
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%	0.00%	-	0.00%	0.00%
		市场化交易	579.50	0.19%	100.00%	677.43	0.26%	100.00%	-	0.00%	0.00%
		上网电量合计	579.50	0.19%	100.00%	677.43	0.26%	100.00%	-	0.00%	0.00%
保障性收购合计			196,402.02	66.01%	-	193,300.68	74.51%	-	162,522.32	69.02%	-
市场化交易合计			101,146.56	33.99%	-	66,131.66	25.49%	-	72,938.66	30.98%	-
上网电量合计			297,548.58	100.00%	-	259,432.34	100.00%	-	235,460.98	100.00%	-

报告期内，发行人上网电量分别为 235,460.98 万千瓦时、259,432.34 万千瓦时和 297,548.58 万千瓦时，受益于公司装机规模不断增长，上网电量亦随之持续增长。其中，保障性收购上网电量分别为 162,522.32 万千瓦时、193,300.68 万千瓦时和 196,402.02 万千瓦时，占总上网电量比重分别为 69.02%、74.51%和 66.01%。市场化交易上网电量分别为 72,938.66 万千瓦时、66,131.66 万千瓦时和 101,146.56 万千瓦时，占总上网电量比重分别为 30.98%、25.49%和 33.99%。

总体而言，2022 年以前投建的存量含补贴项目的保障性收购电量是由各年度疆电外送项目的申报计划、本地消纳项目优先购电政策所确定，其余上网电量则全部是通过市场化交易售电。2023 年以来，公司新建平价项目主要系通过市场化交易售电，因此导致报告期内公司市场化交易电量整体呈上升趋势。2024 市场化交易电量同比下降系因风电项目中部分“哈郑直流”疆电外送项目的实际上网电量低于申报量，各项目通过电网负偏差调节方式弥补未实际发到的电量，从而抵减了部分市场化交易电量所致，具体参见本题“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”之分析。

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 年风力发电市场化交易电量大幅下滑的原因

①“哈郑直流”发电项目 2024 年出现实际上网电量低于申报电量情形，导致电网公司对项目实施负偏差调节冲减市场化交易电量并形成负值

2024 年，哈密国投新风三塘湖 200MW 风电项目、哈密新风能源烟墩 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。

上述三项“哈郑直流”疆电外送风电项目市场化交易电量在 2024 年形成负值，主要是按照交易规则在 2024 年度申报疆电外送保障性收购电量时高于其 2024 年实际生产的上网电量，最终由电网企业统一通过负偏差调节的方式为该等项目未实际发到的电量给予补足，而该等电网负偏差调节的电量在冲减各项目正常市场化交易电量后，导致市场化交易电量形成了负值。

“哈郑直流”疆电外送项目，需在电网组织的年度申报工作中，优先申报下一年度省间挂牌交易（新疆—河南）电量计划，并由电网企业给予确认。省间挂牌交易是河南电网在交易平台发布下一年度的需求电量及对应电价（该电价即为发改委对“哈郑直流”项目的指导定价），发行人在综合预测次年风资源量、弃电率情况、往年各项目上网电量等相关因素后，对省间交易电量进行摘牌申报，并由电力交易中心最终予以成交确认。在申报过程中，因成交电量、电价均已得到确认，故疆电外送电量视同于保障性收购。该等疆电外送项目涉及其他市场化交易的电量则是在实际发电过程中，如形成个别时段的富裕电量，则通过月度市场化交易的方式进行申报。

然而在实际发电过程中，因风光资源量不达预期、电网负荷能力不足或检修形成弃风弃光等因素影响，导致部分时段的实际上网电量无法达到年度申报确认的上网电量，这就需由电网企业和电力交易中心通过调度及负偏差调节等方式，对发电项目未实现的上网电量进行调整，并纳入市场化交易电量的方式进行弥补。

发行人在下表列示了三项“哈郑直流”风电项目在 2024 年度保障性收购电量申报情况、市场化交易电量情况以及由电网企业对各项目实际上网电量与申报电量的负偏差调节情况。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优先做出成交确认结算的上网电量为 45,130.15 万千瓦时，本项目通过月度交易正常参与市场化交易电量为 1,280.61 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。剔除正常参与市场化交易电量外，本项目实际上

网电量与申报省间挂牌交易电量存在-6,596.10万千瓦时的差额，该差额则由电网企业及电力交易中心通过负偏差调节的方式进行调整，并在《电力结算单》中体现电量、电价和金额，该等负偏差调整电量计入市场化交易类别，在冲抵其他正常市场化交易电量后，这就造成了市场化交易电量在当年形成了负值。

单位：万千瓦时

项目	2024年实际 上网电量	“哈郑直流”保障性 收购申报疆电外 送经确认电量	2024年市场化交易电量		
			正常市场化交 易电量	为弥补申报不足负 偏差调节电量	合计
哈密国投新风三塘湖第三风 电场 A 区 200MW 风电项目	39,814.66	45,130.15	1,280.61	-6,596.10	-5,315.49
哈密新能源烟墩第七风电 场 A 区 200MW 风电项目	31,416.36	44,805.66	294.57	-13,683.87	-13,389.30
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电 项目	9,703.85	11,089.58	539.22	-1,924.95	-1,385.73

②其余风电项目市场化交易电量仍处于正常波动水平

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。

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、哈密新风恒远 49.5MW 风电项目、若羌米兰 50MW 风电项目、金润绿原达坂城 49.5MW 风电项目等 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，并未对 2024 年风电项目市场化交易的电量减少产生影响。

综上所述，公司 2024 年风电项目的市场化交易电量大幅下降，主要是受“哈郑直流”三个项目的上网电量申报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》仍是以各项目实际上网电量、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

① 新增光伏发电项目及其售电模式促进光伏市场化交易电量大幅提升

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。光伏项目因“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，根据售电规则主要系通过市场化交易进行售电，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，是导致公司光伏项目市场化交易电量大幅上涨的主要原因。

② 2024 年新疆地区对本地消纳光伏项目的保障性收购小时数降低，导致市场化交易电量有所提升

公司其他存量的如新疆新能源（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，其上网电量在 2024 年度相比 2023 年度总体保持稳定，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，从而导致该等项目的市场化交易电量有所提升。

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保障性收购电量降低等因素影响，从而导致公司光伏发电市场化交易电量大幅提升。

(3) 2025 年市场化交易占比情况分析

2025 年度，公司市场化交易电量为 101,146.56 万千瓦时，占公司总上网电量 297,548.58 万千瓦时比重为 33.99%。相比 2023 年度 30.98% 小幅上涨。从发电类型来看，本年度风电市场化交易电量为 78,643.42 万千瓦时，较 2023 年、2024 年的 50,282.53 万千瓦时、23,622.40 万千瓦时大幅增长，一方面系因 2024 年度负电量

情况除哈密新风能源烟墩 200MW 风电项目外已基本消除，本年度仅该项目市场化交易电量为负电量-4,093.25 万千瓦时，影响较低；另一方面因新并网的新疆能源立新木垒 500MW 风电项目和立新能源达坂城 500MW 风电项目在当年带来了风电市场化交易增量，由此导致公司 2025 年风电市场化交易电量相比 2023-2024 年进一步提升。

光伏发电方面，2025 年光伏发电市场化交易电量为 22,503.14 万千瓦时，相比 2024 年度 42,509.26 万千瓦时有所下降且相比 2023 年 22,656.13 万千瓦时基本持平。2025 年公司投运光伏发电项目装机规模为 853.5MW 与 2024 年投运装机规模一致，因 2025 年发改委优先购电政策进行调整，对于新疆立新能源吉木萨尔三期 100MW 光伏发电项目等本地消纳平价项目的保障性收购由 2024 年优先收购 116 小时提升至 500 小时，致使部分本地消纳平价项目的保障性收购电量相比 2024 年大幅提升，是 2025 年光伏发电项目市场化交易电量减少的主要原因。

2026 年起，公司除疆电外送项目以及并入兵团电网未参与市场化交易的项目外，其余已投运、在建及未来拟投建的本地消纳项目均将按照《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号）相关政策确定市场化交易电量，其中存量补贴项目统一执行 70%上网电量参与市场化交易，2025 年 6 月 1 日前投建的存量平价项目和 2025 年 6 月 1 日后投建的增量平价项目均是执行 50%上网电量参与市场化交易。在新政背景下，预计未来公司市场化交易电量在短期内将继续提升，中长期将维持在稳定水平。

（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

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	2025 年			2024 年			2023 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	8,152.68	1,980.22	0.24	-5,315.49	-1,111.52	0.21	7,518.24	2,399.47	0.32
		补贴收入		2,380.87	0.29		-1,552.31	0.29		2,195.59	0.29
		合计		4,361.09	0.53		-2,663.83	0.50		4,595.07	0.61
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	竞价收入	-4,093.25	-764.58	0.19	-13,389.30	-2,867.81	0.21	6,382.47	2,066.50	0.32
		补贴收入		-1,195.37	0.29		-3,910.15	0.29		1,863.91	0.29
		合计		-1,959.95	0.48		-6,777.96	0.51		3,930.40	0.62
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	8,657.32	1,615.33	0.19	13,312.89	2,778.21	0.21	12,207.82	2,525.22	0.21
		补贴收入		1,991.95	0.23		3,063.14	0.23		2,808.88	0.23
		合计		3,607.28	0.42		5,841.35	0.44		5,334.10	0.44
4	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项 目	竞价收入	1,887.80	453.08	0.24	-1,385.73	-333.03	0.24	1,530.71	534.15	0.35
		补贴收入		217.18	0.12		-159.42	0.12		176.10	0.12
		合计		670.26	0.36		-492.45	0.36		710.25	0.46
5	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发 电项目	竞价收入	1,400.50	254.60	0.18	1,068.79	241.22	0.23	1,093.72	200.40	0.18
		补贴收入		161.12	0.12		122.96	0.12		125.83	0.12
		合计		415.72	0.30		364.18	0.34		326.23	0.30
6	小红山 8MW 分散式风电项目	竞价收入	2,198.58	378.32	0.17	1,923.78	428.19	0.22	1,675.62	349.18	0.21
		补贴收入		252.93	0.12		221.32	0.12		192.77	0.12
		合计		631.26	0.29		649.51	0.34		541.95	0.32
7	哈密新风恒远十三间房风电场一	竞价收入	6,498.22	1,281.26	0.20	13,150.38	2,716.57	0.21	10,125.76	2,240.75	0.22

序号	项目名称	市场化交易 收入结构	2025 年			2024 年			2023 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
	期 49.5MW 项目	补贴收入		-	-		-	-		-	-
		合计		1,281.26	0.20		2,716.57	0.21		2,240.75	0.22
8	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	竞价收入	5,484.27	1,220.67	0.22	4,786.92	952.21	0.20	4,428.47	979.99	0.22
		补贴收入		-	-		-	-		-	
		合计		1,220.67	0.22		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	4,760.03	931.11	0.20	9,470.17	1,813.42	0.19	5,319.72	1,103.42	0.21
		补贴收入		-	-		-	-		-	
		合计		931.11	0.20		1,813.42	0.19		1,103.42	0.21
10	新疆能源立新木垒 500MW 风电项 目	竞价收入	20,025.90	3,394.15	0.17	-	-	-	-	-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	
		合计		3,394.15	0.17		-	-		-	-
11	立新能源达坂城 500MW 风电项目	竞价收入	23,671.37	3,502.42	0.15	-	-	-	-	-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	
		合计		3,502.42	0.15		-	-		-	-

二、光伏发电项目

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	888.33	84.00	0.09	1,135.37	49.35	0.04	366.37	-15.18	-0.04
		补贴收入		589.60	0.66		753.57	0.66		243.16	0.66
		合计		673.60	0.76		802.91	0.71		227.97	0.62
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	884.97	89.23	0.10	1,253.26	59.20	0.05	571.64	21.17	0.04
		补贴收入		548.21	0.62		776.35	0.62		354.11	0.62

序号	项目名称	市场化交易 收入结构	2025 年			2024 年			2023 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
		合计		637.44	0.72		835.55	0.67		375.28	0.66
3	哈密新风光十三师红星二场 50MW 光伏发电项目	竞价收入	2,830.51	341.85	0.12	103.19	-12.50	-0.12	1,124.63	310.65	0.28
		补贴收入		1,628.17	0.58		59.36	0.58		646.91	0.58
		合计		1,970.01	0.70		46.86	0.45		957.56	0.85
4	哈密东南部山口哈密国投 50MW 光伏发电项目	竞价收入	3,362.44	438.23	0.13	719.90	81.78	0.11	1,474.18	397.48	0.27
		补贴收入		1,934.15	0.58		414.10	0.58		847.98	0.58
		合计		2,372.38	0.71		495.88	0.69		1,245.46	0.84
5	新疆立新能源吉木萨尔 100MW 并 网光伏发电项目	竞价收入	22.70	-210.26	-9.26	441.06	81.33	0.18	290.73	64.06	0.22
		补贴收入		3.01	0.13		58.55	0.13		38.59	0.13
		合计		-207.24	-9.13		139.88	0.32		102.66	0.35
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	-1,117.55	-390.73	0.35	422.18	75.75	0.18	279.94	60.90	0.22
		补贴收入		-148.35	0.13		56.04	0.13		37.16	0.13
		合计		-539.08	0.48		131.79	0.31		98.06	0.35
7	新疆新能源吉木萨尔 100MW 并网 光伏发电项目	竞价收入	137.18	-196.05	-1.43	438.94	81.54	0.19	291.01	64.57	0.22
		补贴收入		18.21	0.13		58.27	0.13		38.63	0.13
		合计		-177.84	-1.30		139.81	0.32		103.20	0.35
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	6,005.91	1,107.14	0.18	15,025.99	2,643.84	0.18	11,457.20	2,246.94	0.20
		补贴收入		-	-		-	-		-	-
		合计		1,107.14	0.18		2,643.84	0.18		2,246.94	0.20
9	新疆立新能源吉木萨尔县 30 万千	竞价收入	8,909.15	1,668.77	0.19	22,291.94	3,913.95	0.18	6,800.42	1,260.25	0.19

序号	项目名称	市场化交易 收入结构	2025 年			2024 年			2023 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
	瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目（150MW）	补贴收入		-	-		-	-		-	-
		合计		1,668.77	0.19		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	579.50	155.71	0.27	677.43	182.01	0.27	-	-	-
		补贴收入		-	-		-	-		-	
		合计		155.71	0.27		182.01	0.27		-	-
市场化交易竞价（标杆电价）收入			101,146.56	17,334.49	0.17	66,131.66	11,773.71	0.18	72,938.66	16,809.92	0.23
市场化交易补贴部分收入				8,381.68	0.08		-38.23	-0.00		9,569.62	0.13
市场化交易合计（含补贴）				25,716.17	0.25		11,735.48	0.18		26,379.54	0.36

注：1、公司七师五五工业园奎屯金太阳 30MW 光伏发电项目、第七师胡杨河市 130 团 60MW 光伏发电项目、第九师 166 团 70MW 光伏发电项目三项接入兵团电网的本地消纳光伏发电项目未参与市场化交易。

2、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、奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目于 2025 年 12 月末并网，当年仅实现少量上网电量，故未在上表中列示。

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 0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.25 元/千瓦时，相比 2022 年 0.44 元/千瓦时持续下降，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，实质并不会对补贴电价部分产生影响。由上表亦可看出，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，由电网企业给予补助。

总体而言，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电价产生影响，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，即标杆电价（通过市场化竞价确定）和补贴电价（如有）。由上表统计可见，市场化交易并不会对补贴电价部分产生影响，仅是标杆电价参与竞价，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。

标杆电价部分，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，或平价项目以 0.262 元/千瓦时目标电价为参考，通常而言市场化交易均价整体低于以上标杆电价或目标电价，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，进一步区分了竞价部分的均价变动情况，虽然 2022 年公司市场化交易均价为 0.44 元/千瓦时，并在 2023-2025 年报告期内市场化交易均价由 0.36 元/千瓦时降低至 0.25 元/千瓦时，但剔除补贴影响后，2022 年公司市场化交易标杆电价的交易均价为 0.16 元/千瓦时，2023-2025 年市场化交易标杆电价分别为 0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.17 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，报告期内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。

综上所述，发行人报告期内市场化交易上网均价 0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.25 元/千瓦时，自 2022 年 0.44 元/千瓦时整体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标杆电价均价分别为 0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.17 元/千瓦时，相较于 2022 年 0.16 元/千瓦时仅呈现波动趋势，变动具有合理性。

3、剔除补贴影响后，各项目市场化交易竞价（标杆电价部分）收入报告期内波动的原因及合理性

市场化交易电量竞价收入=市场化电量×市场化交易电价（不含补贴）。前表所列示 21 项参与市场化交易的项目，在参与市场化交易时仅对电量及标杆电价进行竞价申报，享有发电补贴项目的度电补贴单价并不会变动，因此市场化交易价格的波动主要是受标杆电价竞价变动影响所致。由于项目类型、报价策略不同，对于市场化交易的电量及电价申报在各年度会存在差异，并会导致各项目市场化交易均价在各年度存在一定差异，但总体仍是受全国及地方电力市场供需关系影响导致售电价格存在波动。

(1) 市场化交易电量的确定依据及市场化交易电价的定价机制

项目类型	所属项目	市场化交易电量依据	市场化交易定价机制
疆电外送项目（哈郑直流、吉泉直流）	风电 1、2、4 项， 光伏 3、4、5、6、 7 项	疆电外送项目需在年度优先申报各月度、各时段疆电外送电量。实际发电过程中，如形成个别时段的富裕电量，则通过月度交易、日现货交易的方式进行市场化申报；对于申报的外送电量月度少发电量，由电网通过负偏差调节，同时由发电企业承担相应成本，在结算时进行冲抵并计入市场化交易	1、在电力交易中心根据月度价格、日现货价格实施市场价格申报双边交易； 2、电网实施正负偏差调节电量及电价结算
本地消纳项目	风电 3、5、6 项， 光伏 1、2 项（补贴项目）	根据新疆发改委各年度优先购电优先发电计划，确定各年度保障性收购电量，各项目对其预计年度上网电量在剔除优先购电量后，其余部分作为市场化交易电量在电力交易中心参与市场化交易	在规定时间内实施下一年度各时间段双边交易、竞价交易、挂牌交易的总体申报，对于各月度实际多发或少发电量通过偏差电量（月度双边交易、日现货交易申报）进行调整申报
	风电 7、8、9、10、 11 项，光伏 8、9 项（平价项目）	2024 年 9 月以前全部上网电量均以市场化交易的方式售电；2024 年 10 月起给予一定保障性收购电量，其余电量仍作为市场化交易进	

项目类型	所属项目	市场化交易电量依据	市场化交易定价机制
		行年度申报	

注：1、自 2026 年起，市场化交易电量将依据《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》新政执行；

2、吉木萨尔县北庭镇 3.5MW 分布式光伏发电项目售电价格系与中石油新疆油田公司合同约定，不参与电力交易中心市场化交易报价。

（2）市场化交易电价的波动原因

①电力供需关系的变化

新能源电力供给与下游用电的供需关系，是导致市场化交易电价发生波动的主要原因，当市场装机规模及电力产量快速提升，但下游工业用电、居民用电需求降低，会导致电力供给供大于求，致使市场竞争加剧、市场化交易电价降低，反之亦然，最终导致市场化交易电价产生波动。

②市场化交易不同时段的定价机制存在差异

在电力市场化交易中，尖、峰、平、谷时段的电价变动趋势主要由用电负荷曲线、电源结构、市场规则等因素决定。不同时段的电价差异显著，发电企业需根据电源特性优化运营策略。例如在用电平时段 10:00-14:00，系光伏项目发电集中时段，但电价仅能维持基准电价进行售电。而用电尖峰时段 18:00-22:00，主要系风电项目供电，上网电价相比平段电价更高，从而导致风电市场化交易电价整体更高于光伏项目的市场化交易电价，因此，发电企业根据各项目电源结构采取不同的市场化交易申报策略，亦会导致市场化交易电价发生波动。

③资源量的不确定性，导致市场化交易价格存在波动

风、光属于自然资源，存在不确定性。但在电力市场化交易时，根据电力交易政策及电力交易中心申报规则，通常是在年底通过双边交易、竞价交易、挂牌交易等方式申报次年度全年各时间段市场化交易电量及交易电价。电力交易中心对每个月分为 24 个交易时段，全年对应 288 个交易时段。然而当风光资源不足或优渥时，发电企业实际生产电量可能会少于或超出年度上网电量申报计划，这就需发电企业通过月度双边交易、日现货交易等方式以及电网企业的偏差调节对

实际上网电量进行调整,相应超发或少发电量亦会对应该时段的临时电价进行售电,从而导致市场化交易电价发生波动。

综上所述,发行人各项目市场化交易标杆电价收入在报告期内波动主要是受市场化交易电量、市场化交易电价两项因素影响。其中,市场化交易电量与政策规定、电网供需调度、实际资源量等因素息息相关;市场化交易电价又受电力市场供需及竞争关系、发电项目申报计划、以及发电各期资源变动的情况等因素影响。综合上述因素导致各项目不同时期的市场化交易电量、市场化交易均价(标杆电价部分)以及所对应的收入存在波动,具有合理性。

4、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)。这与发行人在上表所列光伏项目第9项“新疆立新吉木萨尔县30万千瓦‘光伏+储能’一体化清洁能源示范项目”(发行人与太阳能分别建设150MW)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2023-2025年度参与市场化交易的平均电价为0.2489元/千瓦时、0.2172元/千瓦时、0.2345元/千瓦时(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),整体处于波动下降趋势。发行人2023-2025年度市场化交易均价(不含补贴)为0.23元/千瓦时、0.18元/千瓦时、0.17元/千瓦时,处于持续下降趋势,与太阳能市场化交易电价的波动趋势存在一定差异,且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)截至2025年末总装机规模为2,487.35MW,其中风电装机规模为2,211MW,集中式光伏发电装机规模为30MW,分布式光伏及智

能微电网 246.35MW。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且占比较高，分别为 1,853MW、1,853MW、2,041MW，其中仅 2024 年增量装机不享有补贴，故其整体市场化交易均价虽有所下降，但降幅较小。2025 年嘉泽新能未披露市场化交易均价。

经对比分析，发行人与上述太阳能、嘉泽新能已披露市场化交易均价的变动情况对比如下：

单位：元/千瓦时

上市公司	对比内容	2025 年		2024 年		2023 年		2022 年
		均价	变动比例	均价	变动比例	均价	变动比例	均价
太阳能	市场化交易均价（全项目不含补贴）	0.2345	7.97%	0.2172	-12.74%	0.2489	-	-
立新能源		0.17	-5.56%	0.18	-21.74%	0.23	30.43%	0.16
嘉泽新能	市场化交易均价（风电本地消纳含补贴）	未披露	-	0.48	0.00%	0.48	-4.00%	0.50
立新能源		0.23	-17.86%	0.28	-6.67%	0.30	-23.08%	0.39

注：1、因风电疆电外送项目市场化交易主要系偏差电量调节所致，与嘉泽新能本地消纳风电项目不具有可比性，故与嘉泽新能比较时仅选取发行人 2022-2024 年期间投运的本地消纳的补贴及平价风电项目，剔除“哈郑直流”疆电外送项目；

2、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。

在同一口径下对比分析，太阳能 2023-2024 年期间市场化交易均价（不含补贴）由 0.2489 元/千瓦时下降至 0.2172 元/千瓦时，降幅为 12.74%；立新能源剔除补贴后市场化交易均价由 0.23 元/千瓦时下降至 0.18 元/千瓦时，降幅为 21.74%，下降趋势一致；2025 年太阳能市场化交易均价上涨至 0.2345 元/千瓦时，与立新能源市场化交易均价 0.17 元/千瓦时继续下降趋势不一致，且发行人市场化交易均价整体低于太阳能。主要是因太阳能在 2025 年末已投运的新能源发电机组 7,170MW 分布于全国 24 个省、直辖市、自治区，全年市场化交易电量 42.5 亿千瓦时，同比增加 9.67 亿千瓦时，约占太阳能总销售电量的 50.78%。因各地电力供给需求及市场化交易定价机制不同，从而导致其市场化交易电价下降波动较小，

而发行人电站全部建设在新疆地区，故受新疆地方市场化交易电价波动影响，降幅高于太阳能。

嘉泽新能主要运营风电项目，且在 2022-2025 年新增装机规模较小，存量项目多为含补贴项目，根据其公开披露的市场化交易均价（含补贴）自 2022 年 0.50 元/千瓦时下降至 2024 年 0.48 元/千瓦时，略有下降但总体稳定。立新能源选择同口径本地消纳风电项目与之对比，在 2022 年-2023 年由 0.39 元/千瓦时下降至 0.30 元/千瓦时，系因在该期间新增 149MW 平价风电项目且上网电量主要系参与市场化交易，从而导致该等项目的市场化交易均价整体呈下降趋势，2024 年度公司未新增风电项目，市场化交易均价为 0.28 元/千瓦时相比 2023 年度虽略有下降，但趋于稳定。故从同类型项目来看，发行人市场化交易均价的变动亦与嘉泽新能变动趋势相一致。

综上所述，发行人在 2023-2025 年市场化交易均价（含补贴）分别 0.36 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.25 元/千瓦时，系因发行人在 2022-2025 年期间累计新增并网规模 2,572.5MW 的风光电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。据此，公司在报告期内市场化交易综合度电均价（含补贴）整体呈下降趋势，主要是因在报告期内新建无补贴平价项目全面参与市场化交易，降低了以往年度以存量补贴项目为主的市场化交易均价水平，导致公司市场化交易均价（含补贴）的综合水平出现大幅下降。

剔除电价补贴影响后，公司在 2022-2025 年期间的市场化交易均价为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时、0.17 元/千瓦时，该价格反映了公司以标杆电价参与市场化交易竞价的实际波动情况，受电力市场供需及竞争关系、发电项目申报计划、以及发电各期资源变动的情况等因素影响，市场化交易均价存在一定的波动，具有合理性。

(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 58.29%、48.75%及 48.28%，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 92%以上，毛利率贡献率合计亦均保持在 92%以上，业务结构相对稳定，具体情况如下表：

单位：%

项目	2025 年度			2024 年度			2023 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	54.31	55.03	61.91	54.03	55.55	61.57	59.62	58.86	60.22
光伏发电	35.20	37.08	27.04	42.03	43.82	37.78	56.35	40.80	39.45
购售电业务	67.42	7.75	10.82	41.98	0.47	0.41	50.01	0.22	0.19
运维服务	79.06	0.14	0.23	75.78	0.15	0.24	76.06	0.11	0.15
主营业务	48.28	100.00	100.00	48.75	100.00	100.00	58.29	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 59.62%、54.03%及 54.31%，风力发电 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。2025 年公司风力发电毛利率较 2024 年提升 0.28%，主要系新并网 100 万千瓦风电项目陆续转商运营，三季度发电效率不断提升带动了风力发电业务营业收入的提升。

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	2025 年度		2024 年度		2023 年度
	数额	变动	数额	变动	数额
期末装机容量	2,720.50	122.90%	1,220.50	69.40%	720.50
营业收入	57,412.84	7.16%	53,576.26	-7.34%	57,821.46
营业成本	26,230.58	6.51%	24,626.54	5.49%	23,345.82
上网电量	194,240.97	37.14%	141,632.01	0.88%	140,392.55
平均上网电价	0.296	-21.86%	0.378	-8.15%	0.412
单位成本	0.135	-22.34%	0.174	4.56%	0.166
平均利用小时数	1,173.75	-42.59%	2,044.51	-4.04%	2,130.50
毛利率	54.31%	0.28%	54.03%	-5.59%	59.62%

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，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	2025 年		2024 年		2023 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	0.440	48.03	0.428	79.85	0.451	84.95
其中：补贴电费	0.254		0.253		0.253	
标杆电费	0.187		0.174		0.198	
平价项目	0.162	51.97	0.183	20.15	0.188	15.05
风力发电业务平均上网电价	0.296	100.00	0.378	100.00	0.412	100.00

报告期各期风力发电业务平均上网电价分别为 0.412 元/千瓦时、0.378 元/千瓦时及 0.296 元/千瓦时，持续下降，具体分析如下：

①平价项目上网电量比逐年提升，导致风力发电业务整体平均上网电价逐年下降

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，2024年末新疆能源立新木垒500MW风电项目并网发电，2025年初立新能源达坂城500MW风电项目并网发电，2025年12月末立新能源三塘湖20万千瓦/80万千瓦时储能规模+80万千瓦风电项目及奇台追风20万千瓦风电项目并网，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149.00MW、649.00MW及2,149.00MW，占风力发电装机容量的比例分别为20.68%、53.17%及78.99%。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21,128.05万千瓦时、28,533.93万千瓦时及100,940.04万千瓦时，占风力发电业务上网电量的比例分别为15.05%、20.15%及51.97%。报告期各期，平价项目平均电价分别为0.188元/千瓦时、0.183元/千瓦时及0.162元/千瓦时，大幅低于补贴项目平均电价，故随着平价项目上网电量比逐年提升，风力发电业务整体平均电价逐年下降。

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	2025年		2024年		2023年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比
期末装机容量	2,720.50	100.00	1,220.50	100.00	720.50	100.00
其中：补贴项目	571.50	21.01	571.50	46.83	571.50	79.32
平价项目	2,149.00	78.99	649.00	53.17	149.00	20.68
上网电量	194,240.97	100.00	141,632.01	100.00	140,392.55	100.00

项目	2025 年		2024 年		2023 年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比
其中：补贴项目	93,300.94	48.03	113,098.07	79.85	119,264.50	84.95
平价项目	100,940.04	51.97	28,533.93	20.15	21,128.05	15.05

②补贴项目平均电价受市场化交易的影响存在波动

补贴项目平均电价包括补贴电价和标杆电价，标杆电费平均电价受保障性收购及市场化交易上网电量占比、电价影响。报告期内，发行人风力发电补贴项目平均电价分别为 0.451 元/千瓦时、0.428 元/千瓦时及 0.440 元/千瓦时，存在波动，主要系补贴电费平均电价保持稳定，而标杆电费中保障性收购平均上网电价保持相对稳定，标杆电费平均电价因市场化交易电价的波动、各类型项目市场化交易电量占比的变化而存在波动。

A.风力发电补贴项目标杆电费中市场化交易平均上网电价波动较大

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 0.198 元/千瓦时、0.174 元/千瓦时及 0.187 元/千瓦时，出现一定的波动，主要系“哈郑直流”疆电外送项目参与市场化交易电量占比及市场化交易均价波动较大所致。报告期内，发行人风电补贴项目市场价交易均价分别为 0.266 元/千瓦时、0.228 元/千瓦时及 0.215 元/千瓦时。参与市场化交易电量分别为 30,408.58 万千瓦时、-3,785.06 万千瓦时及 18,203.63 万千瓦时，占风电补贴项目上网电量的比例分别为 25.50%、-3.35%及 19.51%。

本地消纳的风电补贴项目市场化交易均价分别为 0.205 元/千瓦时、0.211 元/千瓦时及 0.183 元/千瓦时，参与市场化交易电量占风电补贴项目上网电量的比例分别为 12.56%、14.42%及 13.14%，本地消纳风电补贴项目市场化交易电量占比较低，市场化交易电价波动较小；“哈郑直流”疆电外送项目市场价交易均价分别为 0.324 元/千瓦时、0.215 元/千瓦时及 0.281 元/千瓦时，参与市场化交易电量分别为 15,431.42 万千瓦时、-20,090.52 万千瓦时及 5,947.23 万千瓦时，占风电业务补贴项目上网电量的比例分别为 12.94%、-17.76%及 6.37%， “哈郑直流”疆电外送项目市

场价交易均价及市场化交易电量占比波动均较大。

2024年市场化交易电量为负值的原因系“哈郑直流”疆电外送项目哈密三塘湖200MW风电项目、哈密新风能源烟墩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-35,521.94万千瓦时所致。同时2024年“哈郑直流”疆电外送项目市场化交易均价为0.215元/千瓦时，高于保障性收购价格0.20元/千瓦时，即外购电价高于卖出电价，拉低了风电补贴项目总体上网均价。市场化交易为负的具体情况参见本回复问题三之（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”相关内容。

B.风力发电补贴项目补贴电费平均上网电价保持稳定

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0.253元/千瓦时、0.253元/千瓦时及0.254元/千瓦时，保持稳定，存在小微波动，主要系补贴项目适用的补贴电价存在差异，各项目上网电量占补贴项目总体上网电量的占比存在波动，符合补贴电价的定价政策。

C.风力发电补贴项目标杆电费中保障性收购平均上网电价相对稳定

报告期内，发行人风电补贴项目标杆电费中保障性收购平均电价分别为0.203元/千瓦时、0.205元/千瓦时及0.205元/千瓦时，相对稳定。2023年至2024年平均电价持续小幅提升的原因系报告期内保障性收购电量中本地消纳的补贴项目标杆电费上网电价保持稳定，而保障性收购电量中“哈郑直流”疆电外送补贴项目标杆电费上网电价略微提升所致，具体分析如下：

报告期内，本地消纳的补贴项目标杆电费中保障性收购电量所依据的脱硫燃煤标杆电价为0.221元/千瓦时（不含税），保障性收购电量中本地消纳的补贴项目占比分别为21.59%、13.57%及15.20%。

报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购电量占风电补贴项目保障性收购电量的比例分别为 78.41%、86.43%及 84.80%，占比较高。报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购平均电价分别为 0.198 元/千瓦时、0.203 元/千瓦时及 0.203 元/千瓦时，2023 年至 2024 年小幅提升，原因系根据新疆发改委 2021 年 8 月发布的《关于做好“哈郑直流”配套电源电费结算的通知》，明确自 2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.193 元/千瓦时（不含税）执行，2023 年 1 月 1 日-2025 年 12 月 31 日期间，配套新能源年落地电量 100 亿千瓦时以内部分的上网电价继续按 0.193 元/千瓦时（不含税）执行，100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.203 元/千瓦时执行。

③平价项目平均上网电价因参与市场化交易持续下降

报告期内，发行人平价风电项目主要系通过市场化交易的方式进行消纳，市场化交易电量占比分别为 94.06%、96.05%及 59.88%，受电力交易制度改革影响，2025 年平价风电项目市场化交易电量占比大幅降低。报告期内，发行人风电业务平价项目平均电价分别为 0.188 元/千瓦时、0.183 元/千瓦时及 0.162 元/千瓦时，2023 年、2024 年及 2025 年，发行人平价风电项目受市场化交易电价波动及市场化交易电量占比影响，呈现下降状态。

综上，报告期内，发行人风电业务平均电价总体呈现下降趋势，2024 年平均电价为 0.378 元/千瓦时，较 2023 年下降 8.15%，主要原因系补贴项目平均电价因市场化交易均价下降因素由 0.451 元/千瓦时下降至 0.428 元/千瓦时，同时平价项目上网电量占比由 15.05%提升至 20.15%所致。2025 年平均电价为 0.296 元/千瓦时，较 2024 年下降 21.86%，主要原因系平价项目上网电量占比由 20.15%提升至 51.97%所致。

(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	2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
折旧	20,603.27	78.55	19,518.86	79.26	17,588.46	75.34
人工	970.34	3.70	618.93	2.51	487.35	2.09
安全生产及运行维护费	2,531.69	9.65	2,716.89	11.03	2,883.71	12.35
其他	2,125.28	8.10	1,771.86	7.19	2,386.30	10.22
合计	26,230.58	100.00	24,626.54	100.00	23,345.82	100.00

①风力发电业务营业成本构成

报告期各期，公司风电业务营业成本分别为 23,345.82 万元、24,626.54 万元和 26,230.58 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 75.34%、79.26%及 78.55%。

②风力发电业务营业成本构成与光伏发电业务营业成本构成差异原因

报告期各期，公司风力发电人工薪酬占风力发电营业成本的比例分别为 2.09%、2.51%及 3.70%，低于光伏发电人工薪酬占营业成本比例 8.45%、7.35%及 5.19%。公司风力发电安全生产及运行维护费占风力发电营业成本的比例分别为 12.35%、11.03%及 9.65%，高于光伏发电安全生产及运行维护费占营业成本的比例 3.57%、4.01%及 3.58%。

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。由于风电设备具有动态性器械结构、复杂的故障模式以及恶劣环境的适应性要求，外部运维商风电项目运维经验、运维效率及运维规模效应等多方面均存在优势。故发行人风电项目主要委托外部运维商进行运维，使得风力发电项目运维人员数量较少，人工成本占比较低。发行人自行进行风电场运维的成本主要涉及人工、设备检验检测费、物料消耗、车辆费以及差旅费、劳保费等人员开展运维工作过程中产生的成本。外部运维商向发行人提供运维服务

时收取的费用在安全生产费及运行维护费中核算,使得风力发电项目安全生产及运营维护费用高于人工成本。报告期内,公司不断提升自身风电场站安全生产管理及运行维护能力,使得安全生产及运行维护费略微下降。

③风力发电业务营业成本变动分析

报告期内,立新能源风力发电项目装机规模有所增加,其中2023年新增并网装机规模99.50MW,2024年新增并网装机规模500MW,2025年新增并网装机规模1,500MW。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,2025年四季度新疆能源立新木垒50万千瓦风电项目及新疆能源立新木垒50万千瓦风电项目转固运营,使得2024年及2025年风力发电营业成本及折旧成本均持续上升。

④风力发电业务单位成本变动分析

报告期各期,立新能源风力发电业务单位成本分别为0.166元/千瓦时、0.174元/千瓦时及0.135元/千瓦时,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在2024年计提折旧成本上升。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。2025年风力发电业务单位成本较2024年下降26.32%,主要原因系新并网100万千瓦风电项目三季度尚处于设备调试及试运行期间,发电资产于四季度达到预定可使用状态并转固导致折旧成本增加所致。

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56.35%、42.03%及35.20%,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上网电量占比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%。同时公司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，进而导致 2024 年光伏发电单位成本同比上升 13.00%所致。2025 年毛利率较 2024 年下降 6.83%，主要系 2025 年新疆区域新能源装机容量快速增长，与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配，导致新能源发电行业短期内出现较高的限电率，发电设备利用效率下降所致。

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	2025 年度		2024 年度		2023 年度
	数额	变动	数额	变动	数额
期末装机规模	953.50	11.72%	853.50	4.15%	819.50
营业收入	38,689.20	-8.45%	42,262.27	5.44%	40,082.52
营业成本	25,069.57	2.34%	24,497.51	40.01%	17,496.47
上网电量	103,307.64	-12.30%	117,800.33	23.91%	95,068.43
平均上网电价	0.375	4.39%	0.359	-14.91%	0.422
单位成本	0.243	16.69%	0.208	13.00%	0.184
平均利用小时数	1,230.84	-14.09%	1,432.74	6.63%	1,343.63
毛利率	35.20%	-6.83%	42.03%	-14.32%	56.35%

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，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	2025 年		2024 年		2023 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	0.466	68.09	0.472	63.07	0.492	78.63
其中：补贴电费	0.281		0.284		0.290	
标杆电费	0.184		0.188		0.202	
平价项目	0.180	31.91	0.166	36.93	0.164	21.37
光伏发电业务平均上网电价	0.375	100.00	0.359	100.00	0.422	100.00

报告期各期，公司光伏发电业务平均上网电价分别为 0.422 元/千瓦时、0.359

元/千瓦时及 0.375 元/千瓦时。2024 年公司光伏发电平均上网电价分别同比下降 14.91%，2025 年较上年提升 4.39%，具体分析如下：

①平价项目上网电量比逐年提升，导致光伏发电业务整体平均上网电价逐年下降

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兵团第九师 166 团 7 万千瓦农光互补光伏发电项目、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及奇台县 10 万千瓦光伏发电项目（2025 年 12 月末并网，当年未实现收入）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 289.50MW、323.50MW 及 423.50MW，占光伏发电装机容量的比例分别为 35.33%、37.90%及 44.42%。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 20,313.56 万千瓦时、43,504.55 万千瓦时及 32,967.75 万千瓦时，占光伏发电业务上网电量的比例分别为 21.37%、36.93%及 31.91%。2023 年、2024 年及 2025 年，光伏发电平价项目平均上网电价分别为 0.164 元/千瓦时、0.166 元/千瓦时及 0.180 元/千瓦时，大幅低于补贴项目平均电价，故随着平价项目上网电量比逐年提升，光伏发电业务整体平均上网电价逐年下降。

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	2025 年		2024 年		2023 年	
	数量	占比	数量	占比	数量	占比
期末装机规模	953.50	100.00	853.50	100.00	819.50	100.00
其中：补贴项目	530.00	55.58	530.00	62.10	530.00	64.67
平价项目	423.50	44.42	323.50	37.90	289.50	35.33
上网电量	103,307.64	100.00	117,800.33	100.00	95,068.43	100.00
其中：补贴项目	70,339.89	68.09	74,295.78	63.07	74,754.87	78.63
平价项目	32,967.75	31.91	43,504.55	36.93	20,313.56	21.37

② 补贴项目平均上网电价受市场化交易的影响存在波动

报告期内，发行人光伏发电补贴项目平均电价分别为 0.492 元/千瓦时、0.472 元/千瓦时及 0.466 元/千瓦时，2024 年较 2023 年有所下降，主要系 2024 年光伏发电补贴项目参与市场化交易的均价较 2023 年下降所致。2025 年较 2024 年略微下降，主要系补贴项目适用的补贴电价存在差异，各项目上网电量占补贴项目总体上网电量的占比存在波动所致。

A. 光伏发电补贴项目标杆电费中市场化交易平均上网电价波动较大

报告期各期，发行人光伏发电补贴项目标杆电费平均上网电价分别为 0.202 元/千瓦时、0.188 元/千瓦时及 0.184 元/千瓦时，2024 年较 2023 年下降 0.014 元/千瓦时，降幅为 6.93%。主要原因系 2024 年光伏发电补贴项目市场交易电量占比为 6.08%，与 2023 年的 5.88% 保持相对稳定，而市场化交易均价由 0.205 元/千瓦时下降至 0.092 元/千瓦时，下降 0.113 元/千瓦时。2025 年光伏发电补贴项目标杆电费平均上网电价与 2024 年保持稳定。

B. 光伏发电补贴项目补贴电费平均上网电价保持稳定

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 0.290 元/千瓦时、0.284 元/千瓦时及 0.281 元/千瓦时，保持稳定，存在小微波动，主要系补贴项目适用的补贴电价存在差异，各项目上网电量占补贴项目总体上网电量的占比存在波动，符合补贴电价的

定价政策。

C.光伏发电补贴项目标杆电费中保障性收购平均上网电价相对稳定

报告期内，发行人光伏发电补贴项目标杆电费中保障性收购平均电价分别为 0.212 元/千瓦时、0.213 元/千瓦时及 0.213 元/千瓦时，相对稳定。2024 年平均上网电价较 2023 年小幅提升的原因系报告期内保障性收购电量中“哈郑直流”疆电外送补贴项目标杆电费上网电价略微提升所致，而除“哈郑直流”以外的补贴项目标杆电费上网电价保持稳定。

报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购上网电量占光伏发电项目保障性收购电量的比例分别为 19.87%、21.42%及 15.23%。报告期内，“哈郑直流”疆电外送项目保障性收购平均电价分别为 0.198 元/千瓦时、0.203 元/千瓦时及 0.203 元/千瓦时。根据新疆发改委 2021 年 8 月发布的《关于做好“哈郑直流”配套电源电费结算的通知》，明确自 2021 年 7 月 1 日起，“哈郑直流”配套新能源上网电价按 0.193 元/千瓦时(不含税)执行,2023 年 1 月 1 日-2025 年 12 月 31 日期间，配套新能源年落地电量 100 亿千瓦时以内部分的上网电价继续按 0.193 元/千瓦时(不含税)执行，100 亿千瓦时以上部分的上网电价按 0.203 元/千瓦时执行。

③平价项目平均电价保持相对稳定

2023 年、2024 年及 2025 年，发行人光伏发电业务平价项目平均电价分别为 0.164 元/千瓦时、0.166 元/千瓦时及 0.180 元/千瓦时，2024 年与 2023 年保持相对稳定，2025 年有所上升，主要原因系 2025 年光伏发电业务平价项目市场化交易电量占比由 2024 年的 87.34%下降至 47.00%。

综上，报告期内，发行人光伏发电业务平均电价总体呈现下降趋势，2024 年平均电价为 0.359 元/千瓦时，较 2023 年下降 14.91%，主要原因系补贴项目平均电价因市场化交易均价下降因素由 0.492 元/千瓦时下降至 0.472 元/千瓦时，同时平价项目上网电量占比由 21.37%提升至 36.93%所致。2025 年平均电价为 0.375 元/千瓦时，与 2024 年保持相对稳定。

(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	2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
折旧	20,294.29	80.95	19,203.50	78.39	13,258.25	75.78
人工	1,300.48	5.19	1,801.53	7.35	1,478.05	8.45
安全生产及运行维护费	898.15	3.58	981.41	4.01	624.57	3.57
其他	2,576.65	10.28	2,511.07	10.25	2,135.59	12.21
合计	25,069.57	100.00	24,497.51	100.00	17,496.46	100.00

①光伏发电业务营业成本构成

报告期各期，公司光伏发电业务营业成本分别为 17,496.46 万元、24,497.51 万元及 25,069.57 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 75.78%、78.39%及 80.95%。其他成本主要包括差旅费、车辆费、物业费、物料消耗、无形资产摊销、租赁费、保险费、试验预试费、咨询服务费及下网电费等。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。

②光伏发电业务营业成本变动分析

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。2025 年，公司光伏发电业务营业成本较上年增加 572.06 万元，主要系 2024 年转固运营的发电项目，在 2025 年全年均进行折旧摊销，使得折旧成本增加所致。

③光伏发电业务单位成本变动分析

报告期各期，公司光伏发电业务单位成本分别为 0.184 元/千瓦时、0.208 元/千瓦时及 0.243 元/千瓦时。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%，主要系公司 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，进而导致 2024 年光伏发电单位成本同比上升。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%。

2025 年，公司光伏发电单位成本为 0.243 元/千瓦时，较上年增加 16.69%，主要原因系新疆作为国家九大清洁能源基地核心区，为完成国家可再生能源发展规划目标，新疆明确“十四五”收官之年 2025 年新增新能源装机规模目标超 5000 万千瓦。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，新能源装机的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配，新能源发电行业短期内出现较高的限电率，2025 年公司光伏发电业务平均利用小时数为 1,230.84 小时，较 2024 年下降 14.09%。

4、发行人主要产品毛利率与同行业可比公司比较情况

(1) 公司主营业务毛利率与同行业可比公司比较

报告期内，公司主营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	2025 年	2024 年度	2023 年度
节能风电	41.25	49.48	53.70
太阳能	47.06	46.29	34.63
嘉泽新能	58.09	61.82	62.16
中闽能源	55.26	58.58	57.87
江苏新能	50.15	51.74	49.98
三峡能源	41.66	52.76	55.17

公司名称	2025 年	2024 年度	2023 年度
同行业平均	50.36	53.45	52.25
立新能源	48.28	48.75	58.29

注：主营业务毛利率=（主营业务收入-主营业务成本）/主营业务收入。

报告期各期，发行人主营业务毛利率分别为 58.29%、48.75%及 48.28%，同行业可比公司平均主营业务毛利率分别为 52.25%、53.45%及 50.36%。发行人主营业务毛利率的变动情况与同行业可比公司平均水平存在差异，主要原因系同行业可比公司产品结构与发行人存在差异所致。其中，太阳能除经营光伏发电业务外，还经营光伏组件制造业务，光伏组件制造业务毛利率较低及波动较大。江苏新能除经营光伏发电、风力发电业务外，还经营生物质发电、供汽供水等业务，生物质发电、供汽供水业务较光伏发电业务及风力发电业务毛利率均较低。排除该项因素外，2023 年至 2025 年立新能源主营业务毛利率水平及波动情况与同行业可比公司接近。

报告期各期，立新能源主营业务收入主要来源于风力发电及光伏发电业务，该两项业务收入合计占比分别为 99.67%、99.38%及 92.11%，为了增强发行人主营业务毛利率与同行业可比公司的可比性，故将发行人风力发电业务、光伏发电业务毛利率与同行业可比公司同类业务进一步对比分析如下。

（2）公司风力发电业务毛利率与同行业可比公司比较

2023 年至 2025 年，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	2025 年度	2024 年度	2023 年度
节能风电	48.31	58.58	62.18
嘉泽新能	59.66	62.77	63.09
中闽能源	58.94	61.32	61.89
江苏新能	54.77	56.09	54.39
三峡能源	46.47	53.02	56.94
同行业平均	53.63	58.36	59.70

公司名称	2025 年度	2024 年度	2023 年度
立新能源	54.31	54.03	59.62

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。

2023 年至 2025 年，公司风力发电业务毛利率分别为 59.62%、54.03%和 54.31%，总体呈下降趋势。2023 年至 2025 年，同行业可比公司风力发电业务的平均毛利率为 59.70%、58.36%和 53.63%，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。2023 年至 2025 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。

（3）公司光伏发电业务毛利率与同行业可比公司比较

2023 年至 2025 年，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	2025 年度	2024 年度	2023 年度
太阳能	46.66	58.98	65.92
嘉泽新能	50.11	46.67	54.05
中闽能源	14.98	49.12	44.55
江苏新能	41.46	43.27	52.48
三峡能源	33.98	53.08	53.20
同行业平均	37.44	50.22	53.80
立新能源	35.20	42.03	56.35

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。

2023 年至 2025 年，公司光伏发电业务毛利率分别为 56.35%、42.03%和 35.20%，总体呈下降趋势。同行业可比公司光伏发电业务的平均毛利率为 53.80%、50.22%及 37.44%，亦呈下降趋势。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，2025 年公司光伏发电业务毛利率为 35.20%，与三峡能源比较接近。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。2025 年公司光伏发电业务毛利率较 2024 年下降 6.83%，主要系受电网建设滞后、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，新能源装机的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配，新能源发电行业短期内出现较高的限电率，2025 年公司光伏发电业务平均利用小时数为 1,230.84 小时，较 2024 年下降 14.09%。中闽能源光伏发电项目均位于新疆，2025 年中闽能源及太阳能新疆区域光伏发电业务毛利率受限电率因素影响，较 2024 年均较大幅度下降。嘉泽新能光伏发电业务规模较小且主要集中在河北、天津用电负荷中心，毛利率水平受限电率的影响较小。

2023 年至 2025 年，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 2025 年 1-6 月，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、5,018.21 万元及 895.17 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、4,987.64 万元及 421.47 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、规划协调不足及短期内新疆区域新能源装机容量快速增长，与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配等因素影响，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%

项目	2025年1-3月	2024年1-3月	变动情况	
			金额	比例
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%
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56,469.49万千瓦，较上年同期的54,429.71万千瓦增加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。

(4) 2025年1-6月净利润下降的原因分析

发行人2025年1-6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1-6月	2024年1-6月	同比变动	
			金额	比例
营业收入	49,625.29	52,804.98	-3,179.69	-6.02%
营业成本	25,274.99	23,699.38	1,575.61	6.65%
税金及附加	927.28	885.09	42.19	4.77%
毛利	24,350.30	29,105.60	-4,755.30	-16.34%
管理费用	1,734.64	1,434.42	300.22	20.93%
研发费用	230.96	146.85	84.10	57.27%
财务费用	10,132.77	9,419.13	713.64	7.58%
其他收益（损失以“-”号填列）	1,110.62	974.65	135.97	13.95%
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-11,987.57	-7,146.52	-4,841.04	67.74%
营业利润	1,053.74	11,076.49	-10,022.75	-90.49%
净利润	866.14	9,068.80	-8,202.66	-90.45%
归属于母公司股东的净利润	895.17	9,105.44	-8,210.27	-90.17%
扣除非经常性损益后的归属母公司股东净利润	421.47	9,153.34	-8,731.87	-95.40%

2025年1-6月，公司实现营业收入49,625.29万元，同比减少6.02%，实现归属于母公司股东的净利润895.17万元，较上年同期减少了8,210.27万元，同比下降90.17%；扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为421.47万元，较上年同期减少了8,731.87万元，同比下降95.40%。主要影响指标系信用减值损失计提金额同比增加4,841.04万元，营业收入下降3,179.69万元，营业成本上升1,575.61

万元以及期间费用上升 1,097.97 万元。

2025 年 1-6 月，发行人信用减值损失为-11,987.57 万元，较上年同期的-7,146.52 万元增加 4,841.04 万元，增幅为 67.74%。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。

2025 年二季度国家电网对“哈郑直流”疆电外送项目送出线路停电检修及主变检修限负荷运行，造成上述项目限电率较上年同期增幅较大，使得发行人营业收入较上年同期下降 3,179.69 万元。

发行人因新能源装机规模的提升，营业成本较上年同期增加 1,575.61 万元，管理费用较上年同期增加 300.22 万元，财务费用较上年同期增加 713.64 万元。

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。

2022 年至 2025 年，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；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；新能源发电项目配套储能设备价格较高。公司可享受新能源发电补贴发电项目受纳入“国补目录”审核周期较长及补贴合规自查影响，尚未纳入“国补目录”或“合规清单”项目产生的应收补贴款金额较大且持续增加，短期内应收补贴款回款周期长这一不利因素将导致的计提的信用减值损失金额较大，对公司经营业绩持续产生一定程度的不利影响。随着电力市场化交易机制不断完善，电网建设的持续推进、储能技术的加快应用以及发电、储能设备价格持续下降，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、新能源发电项目配套储能设备价格较高这三个不利因素的对公司经营业绩的影响将逐渐缓解，对此具体分析如下：

(1) 应收补贴款回款周期长

公司应收补贴款回款周期长是影响公司未来经营业绩的一个重要因素，短期内这一不利因素将导致公司应收补贴款计提的信用减值损失金额较大，对公司经营业绩持续产生一定程度的不利影响。2023 年至 2025 年，公司实际收回的应收新能源补贴电费款较 2022 年下降较多，2022 年末至 2025 年末，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、2024年及2025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、10,306.44万元及17,988.52万元，当期计提的信用减值损失分别为7,820.51万元、21,176.90万元、16,830.67万元及16,720.12万元，占当期营业收入的比例分别为8.87%、21.40%、17.34%及15.77%，占比较高。发行人2025年1-3月及2025年1-6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，计提信用减值损失分别同比增加2,664.42万元及4,841.04万元所致。

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，具体分析如下：

①对发行人资产负债率的影响

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年末的3,674MW，并建成投运独立储能项目装机规模760MW/3,040MWh。2022年至2025年，公司投资活动中用于购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金分别为174,005.47万元、115,395.97万元、379,031.08万元和222,086.58万元。

2022年末至2025年末，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、267,734.99万元及298,856.87万元，占公司总资产的比例分别为19.52%、23.13%、17.51%及15.94%，应收可再生能源补贴金额较大、占比较高、回款周期长，发行人在建设新能源项目时，资金来源需要更多的采用金融

机构借款的方式。2022年至2025年末，发行人短期借款、长期借款及融资租赁借款本金规模由2022年初的47.10亿元增加至2025年末的116.30亿元，有息债务本金增加了69.20亿元，使得资产负债率较高且总体持续提升。2022年末至2025年末，公司资产负债率分别为68.67%、69.39%、80.92%及75.91%。如果发行人应收补贴款不存在回款周期变长的情形，发行人可减少部分金融机构借款，利息支出及资产负债率均将有所降低。

②经营活动产生的现金流量净额及占营业收入的比例总体下滑

2022年至2025年，发行人经营活动现金流入金额分别为102,084.37万元、77,948.79万元、66,377.83万元及96,968.47万元，销售商品、提供劳务收到的现金分别为87,093.33万元、66,593.86万元、61,977.67万元及83,017.06万元，经营性活动产生的现金流量净额分别为81,225.43万元、50,395.56万元、35,591.57万元及59,647.55万元。2022年至2025年，发行人销售商品、提供劳务收到的现金与营业收入的比例分别为98.77%、67.28%、63.85%及78.32%，经营活动产生的现金流量净额与营业收入的比例分别为92.11%、50.92%、36.67%及56.28%，总体均呈下降状态，主要系公司应收可再生能源补贴款金额较大、回款周期变长，2022年至2025年，公司收到补贴电费款分别为40,401.36万元、15,568.13万元、10,306.44万元及17,988.52万元，总体呈现下降状态。2022年至2025年，发行人的销售商品、提供劳务收到的现金、经营活动产生的现金流量净额对比如下：

单位：万元

项目	2025年度	2024年度	2023年度	2022年度
销售商品、提供劳务收到的现金①	83,017.06	61,977.67	66,593.86	87,093.33
营业收入②	105,992.60	97,067.85	98,976.86	88,178.49
比率（①/②）	78.32%	63.85%	67.28%	98.77%
经营活动产生的现金流量净额③	59,647.55	35,591.57	50,395.56	81,225.43
比率（③/②）	56.28%	36.67%	50.92%	92.11%

③应收补贴款信用减值损失金额对当期利润总额的影响较大

2022年至2025年，发行人信用减值损失分别为-7,820.51万元、-21,176.90万元、-16,830.67万元及-16,720.12万元，主要系应收补贴款计提的信用减值损失，占当期营业收入的比例分别为-8.87%、-21.40%、-17.34%及-15.77%，占当期利润总

额的比例分别为-36.92%、-135.19%、-218.34%及-139.50%。在发行人现有应收账款坏账计提比例下，应收补贴款回款周期变长的情况对发行人经营业绩的影响较大。2022年至2025年，发行人信用减值损失与营业收入、利润总额对比如下：

单位：万元

项目	2025年度	2024年度	2023年度	2022年度
营业收入	105,992.60	97,067.85	98,976.86	88,178.49
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-16,720.12	-16,830.67	-21,176.90	-7,820.51
利润总额	11,986.16	7,708.57	15,664.12	21,181.72
信用减值损失/营业收入	-15.77%	-17.34%	-21.40%	-8.87%
信用减值损失/利润总额	-139.50%	-218.34%	-135.19%	-36.92%

（2）市场化交易电价波动

公司业绩下降的原因中，针对上网电价下降方面，为保障新能源项目电价水平，①2025年7月，国家能源局新疆监管办发布了《新疆电力辅助服务市场实施细则》，对辅助服务报价上限由0.7元/千瓦时调整到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，2025年6月24日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，方案明确：新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。上网电价方面，对2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模比例30%；平价项目机制电量规模比例50%。机制电价补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目0.262元/千瓦时。对2025年6月1日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价通过分类竞价形成，竞价区间暂定0.15元/千瓦时—0.262元/千瓦时。竞价按年组织，由已投产和未来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。存量项目执行期限，取项目剩余全生

命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。2025 年 10 月 15 日，国网新疆电力有限公司公示 2025 年度增量新能源项目机制电价竞价结果。其中风电项目机制电价为 0.252 元/千瓦时，光伏项目机制电价为 0.235 元/千瓦时。

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，市场化交易电价波动对发行人经营业绩的影响将逐渐缓解。

(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、规划协调不足及短期内新疆区域新能源装机容量的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配。①根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，“十五五”期间，新疆将着力构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，有力支撑实现“双碳”目标任务。

A.推动新能源成为新增电力供应主体：布局北疆大型新能源基地，建设南疆“沙戈荒”新能源基地；B.多渠道拓展新能源消纳：实施可再生能源电力强制消费机制；发展源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网等就近消纳模式；推动新能源从单一电力消纳向多能综合利用转变。C.全面提升电力系统综合调节能力：加快抽水蓄能、新型储能建设，发展飞轮、压缩空气、长时储能等多元技术路线；推进虚拟电厂、需求侧响应，提升高比例新能源接入下的系统安全韧性；D.建强内供外送的电力网：提高疆内外电力互济水平；优化疆内电网主干网架，力争形成“内供十一环网”主网架格局；推动农村电网巩固提升工程，提升配电网承载能力；加快“疆电外送”通道配套新能源基地建设，提高外送电量中新能源占比；探索与周边国家电力合作模式，拓展能源互联互通。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。新能源项目尤其是本地消纳项目限电率较高的问题将得到逐步缓解。

（4）新能源发电项目配套储能设备价格较高

针对新能源发电项目配套储能设备价格较高因素，造成项目造价成本较高、折旧成本较高的因素，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。

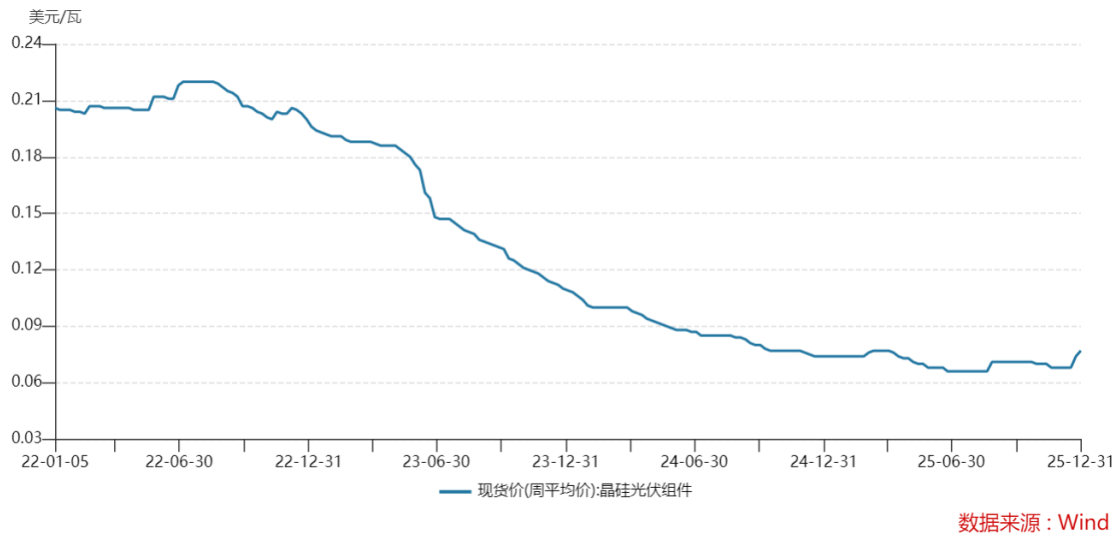
2024年以来，风力发电机组、光伏组件、储能设备价格已经较2022年大幅下降，具体分析如下：

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年末的0.08美元/瓦，下降比例为61.90%。发行人光伏组件的采购主要集中在2022年。2022年1月至2025年12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 42.82 万元/MWh，储能系统采购价格持续下降，2025 年采购均价较 2022 年下降 68.49%。

综上，公司新能源发电项目配套储能设备价格较高导致的折旧成本较高，对经营业绩产生的不利影响系阶段性的。2025 年末公司在建新能源发电项目及储能项目的设备采购价格较已并网项目的设备采购价格大幅下降，长期来看公司新能源发电项目配套储能设备价格较高这一不利因素对公司经营业绩的影响将逐步降低。

(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 年末的 3,674.00MW，上网电量总体均呈增长趋势，营业收入总体呈上升趋势。2025 年，随着新并网新疆能源立新木垒 500MW 风电项目、立新能源达坂城 500MW 风电项目的转商运营，2025 年三季度以来新并网发电项目发电效率不断提升，同时 2025 年末合计装机规模 760MW/3,040MWh 独立储能项目并网试运行，带动了 2025 年经营业绩的回升，其中，2025 年营业收入同比增加 8,924.75 万元。另一方面，2025 年二季度以来，公司联营企业新疆华电天山发电有限公司部分发电项目实现并网

发电，2025 年为公司带来投资收益 1,490.89 万元。2025 年，发行人归属于母公司股东的净利润及扣除非经常损益后归属于母公司股东的净利润分别为 8,507.85 万元及 7,777.88 万元，主要业务发展情况未发生重大不利变化。2025 年末，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实现并网发电。发行人前述新建新能源项目均系平价项目，并网投产并转商业运营后，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”及“十五五”战略发展规划。公司主营业务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。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、2024 年归属于母公司股东的净利润持续下降。

应收补贴款回款周期长系新能源发电行业均面临的问题，短期内应收补贴款回款周期长这一不利因素将导致的计提的信用减值损失金额较大，对公司经营业绩持续产生一定程度的不利影响。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、规划协调及短期内新疆区域新能源装机容量的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配等因素影响，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。2022 年以来，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、新能源消纳渠道的拓展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。

(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 12 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	4,468.22	否
其他流动资产	82,669.41	否
长期应收款	-	-
长期股权投资	81,641.49	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	104.13	否

(1) 其他应收款

截至 2025 年 12 月 31 日，公司其他应收款账面价值为 4,468.22 万元，期末余额为 5,058.64 万元，主要为即征即退增值税、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	467.50
社保统筹款	62.31
代收代付款	28.46
经营性往来款（注1）	783.74
即征即退增值税	464.87
其他（注2）	3,251.75
合计	5,058.64

注1：主要系本公司子公司哈密新风光发电有限公司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 6,991,408.00 元，自 2024 年 1 月起至 2031 年 4 月分 8 期逐年退还。

注2：主要系本公司子公司吉木萨尔县立新光电有限公司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 12,555,476.25 元；本公司子公司乌鲁木齐新风光风力发电有限责任公司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 13,033,952.00 元、1,541,020.80 元；本公司子公司乌鲁木齐立新风光风力发电有限公司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 172,736.00 元；本公司子公司若羌县立新综合能源有限公司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 110,174.40 元；本公司子公司和田县立新综合能源有限公司应收国家税务总局和田县税务局临时占地缴纳的耕地占用税 155,073.60 元；本公司子公司奎屯市立新综合能源有限公司应收国家税务总局奎屯-独山子经济技术开发区税务局临时占地缴纳的耕地占用税 265,036.80 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；本公司子公司伊吾淖毛湖风之力风力发电有限公司应收哈密兴疆鲲鹏新能源有限公司电量损失赔偿款 1,270,880.10 元；本公司子公司若羌县立新综合能源有限公司应收中广核新能源若羌有限公司的因接入汇集站导致电量损失的赔偿款 2,334,144.00 元。

（2）其他流动资产

截至 2025 年 12 月 31 日，公司其他流动资产账面价值为 82,669.41 万元，主要为增值税留抵扣额，不涉及财务性投资、类金融业务。具体情况如下：

单位：万元

项目	期末余额
增值税留抵扣额	82,457.68
预缴企业所得税	62.66
再融资费用	149.06
合计	82,669.41

(3) 长期股权投资

截至 2025 年 12 月 31 日，公司长期股权投资账面价值为 81,641.49 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	17.11%	81,641.49	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，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 12 月 31 日，华电天山的注册资本为 200,000.00 万元，实收资本为 470,549.50 万元，发行人实际出资 80,516.97 万元，实际出资比例为 17.11%。根据华电天山 2024 年第五次股东会会议决议，华电天山注册资本将增至 60 亿元，增资完成后，立新能源认缴出资额为 80,516.97 万元，认缴出资比例为 13.42%，华电天山已于 2026 年 4 月 2 日完成工商变更。

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，负责哈密至重庆特高压直流输电工程配套电源项目建设，统筹管理风、光、火、储所涉及的项目，该工程被称为“疆电入渝”工程，是我国第三条“疆电外送”直流大动脉，也是国家“十四五”规划的重大工程和首个“沙戈荒”新能源外送基地的核心载体。华电天山拟建总装机容量 810 万千瓦，新能源装机占比超 70%。截至 2025 年 12 月 31 日，华电天山 200 万千瓦火电、600 万千瓦风电及光伏项目已并网，发行人权益装机规模得到提升。

华电天山主营业务符合发行人风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营的业务范围，疆电外送亦符合发行人“以新疆区域为立足点，稳步拓展国内市场，持续扩大新能源装机规模”的发展战略。此外，根据《新疆华电天山发电有限公司章程》约定，发行人已推荐本公司总经理至华电天山担任董事参与企

业决策，与华电新能源集团股份有限公司此类央企合作开发新能源发电项目，有助于提升发行人经营管理水平，积累项目投资建设运营的经验。

综合上述分析，发行人对华电天山的投资旨在整合更多资源，深入落实疆电外送战略，进一步提升在风电、光伏发电业务领域的市场竞争力，属于与公司主营业务密切相关的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，不属于财务性投资，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定。

(4) 其他非流动资产

截至 2025 年 12 月 31 日，公司其他非流动资产账面价值为 104.13 万元，为公司预付长期资产购置款。发行人 2025 年建设多个独立储能项目，预付长期资产购置款主要为按照行业惯例向储能设备供应商预付的储能设备款，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	104.13	-	104.13
合计	104.13	-	104.13

综合上述分析，截至 2025 年 12 月 31 日，公司的其他应收款、其他流动资产、长期股权投资和其他非流动资产中财务性投资金额均为 0.00 万元，占比均为 0.00%。因此，截至 2025 年 12 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、会计师回复：

（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；查阅《新疆维吾尔自治区 2024 年电力中长期交易实施方案》等售电申报交易程序和机制，根据“哈郑直流”疆电外送项目市场化交易原则，比对该等项目《电力结算单》各售电类型、电量及电价，分析该类项目市场化交易电量为负的原因；

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；对于可享有补贴的发电项目，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；分析发行人报告期内上网电量结构、平均上网电价情况，结合上网电价定价政策，分析补贴项目及平价项目平均电价变动的原因及合理性；查阅同行业可比公司定期报告，对比分析其毛利率的变动情况；

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、公司章程，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。

9、查阅发行人定期报告，量化分析发行人经营业绩逐年下降的主要原因，分析主要不利影响因素对发行人经营业绩的具体影响及是否持续。

（二）核查结论

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标杆电价，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，已披露并网各项目在报告期内保障性收购和市场化交易电量情况，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标杆电价参与市场化竞价，电价补贴不受影响，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；2022 年之后平价项目主要以市场化交易方式售电，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，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，由此导致发行人市场化交易均价持续下降。在剔除补贴影响后，2022-2025 年发行人参与市场化交易的标杆电价均价分别为 0.16 元/千瓦时、0.23 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时和 0.17 元/千瓦时，与同行业可比公司变动趋势基本一致，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、2024 年及 2025 年 1-6 月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；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；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，短期内应收补贴款回款周期长这一不利因素将导致的计提的信用减值损失金额较大，对公司经营业绩持续产生一定程度的不利影响。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、规划协调及短期内新疆区域新能源装机容量的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配等因素影响，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。2022年以来，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、新能源消纳渠道的拓展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，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新疆能源集团、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。

一、企业回复：

（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

销售模式及上网电量方面，本次募投项目依据《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350号）将通过机制电量与市场化交易相结合的方式进行了售电，根据新政本项目属于2025年6月1日以后并网的平价增量项目，在运营期1-10年机制电量与市场化交易电量占上网电量比重均为50%，运营期11-20年上网电量将全部通过市场化交易方式售电，销售模式仍是由国网新疆对上网电量全额收购并结算电费。

上网电价方面，本次募投项目《可行性研究报告》于2025年7月出具时做出的效益测算所选取运营期20年的综合上网电价为0.1823元/千瓦时（不含税，下同），其中，运营期1-10年机制电量所对应的机制电价、运营期1-20年市场化交易电价均按0.1823元/千瓦时取值。市场化交易电价取值，相比公司2023-2025年期间本地消纳平价风电项目的市场化交易三年均价0.19元/千瓦时，具有合理性；机制电价取值，2025年10月国网新疆已确定当年增量风电项目的机制电价为0.223元/千瓦时，本项目机制电价预测取值实际低于已确定的机制电价0.0407元/千瓦时。因预测机制电价低于实际执行机制电价，考虑到本项目在运营期1-10年内年上网电量中的50%约91,872万千瓦时将作为机制电量售电，按实际执行机制电价与预测机制电价的差额0.0407元/千瓦时计算，《可行性研究报告》在本项目运营期1-10年内所预测的年均售电收入较实际售电收入或将存在3,739万元差异。故本次募投项目效益测算所选取的机制电价、市场化交易电价及综合上网电价均具有谨慎性及合理性。

弃风率方面，本次募投项目初始已综合考虑 26%弃风限电风险，受配套储能增益影响，预计可将弃风率降低 6%水平，即本次募投项目预计实际弃风率水平为 20%。风电项目形成弃风情况主要系受国网公司依据下游消纳情况调峰调度所形成，通常同地区风电项目的弃风率变动情况具有可比性，本次募投项目建设于哈密地区，故选取了公司在哈密地区已投建的其余 5 项风电项目过往三年的弃风率情况进行比较。2023-2025 年，公司在哈密地区风电项目的综合弃风率水平为 17.34%、18.66%和 32.17%，三年平均弃风率水平为 22.72%。其中 2025 年公司弃风率较高主要系新疆为完成“十四五”装机目标，在 2025 年实际装机规模达 6,800 万千瓦，但受电网建设滞后、调峰能力不足、电力市场交易机制不完善等因素影响，新能源装机的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配，导致新疆新能源发电行业短期内出现较高的限电率。本次选取 20%（剔除配储影响后预计弃风率为 26%）弃风率作为参数具有谨慎性及合理性。

本次募投项目年等效利用小时数为 2,296.8 小时，受配储增益影响，预计储能设施将为本项目每年带来利用小时数增量约 169 小时，剔除配储影响后，本项目预测年等效利用小时数约为 2,128 小时。为论证本次募投项目等效利用小时数合理性，一是将本次募投项目与同属哈密三塘湖风区投建较早且规模相对较大的哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目（不含配套储能设施）进行对比，该对比项目在 2019-2025 年综合年均利用小时数为 2,169 小时，本次募投项目所预测的年等效利用小时数与其相比不存在较大差异；二是考虑到前述对比项目虽属同一风区，但因其属于“哈郑直流”疆电外送项目，未来并不依据新政以机制电量的方式售电，故进一步将本次募投项目与同属哈密地区、同属本地消纳且未来亦将按新政执行售电的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目（2022 年并网投运）进行比较，该项目在 2023-2025 年期间上网电量利用小时数 2,298.96 小时、2,719.86 小时、2,139.98 小时，年均利用小时数为 2,386.27 小时，本次募投项目剔除配储影响前后，预计利用小时数均低于该项目水平，故本次募投项目年等效利用小时数取值合理。

综合毛利率方面，本次募投项目测算综合毛利率水平为 37.81%，2023-2025 年，公司风电项目毛利率水平分别为 59.62%、54.03%和 54.31%，同行业可比公司平均毛利率水平分别为 59.70%、58.36%和 53.63%，故本次募投项目的综合毛利率低于发行人及同行业风电项目毛利率水平，预测具有谨慎性及合理性。

会计师根据中国电建西北勘测设计研究院对本次募投项目出具的《可行性研究报告》对相关参数选取条件进行分析，以及与发行人同类项目情况对比分析后认为，本次募投项目效益测算时，对于上网电价、上网电量、弃风率、年等效利用小时数、毛利率水平的选取与公司同类项目均不存在较大差异，且更为谨慎，具有可实现性。

1、本次反馈意见回复期间，发行人对募集资金投资项目投资总额、收入及经济效益测算做出调整的情况说明，及与前次效益测算的对比分析

(1) 本次募投项目投资总额调整情况

2025 年 7 月 11 日，立新能源第二届董事第十六次会议审议通过，本次募投项目投资总额由 311,682.86 万元调减至 296,032.52 万元，主要系根据巴里坤追风与双登集团股份有限公司 2025 年 5 月签订的《储能系统设备采购合同》，可研机构新出具的《可行性研究报告》将储能设备由原预计金额 58,054.33 万元调减至 43,752.36 万元，调减 14,301.97 万元系募投项目投资总额降低的主要原因。投资总额调整前后对比情况如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	调整前投资金额 (万元)	调整后投资金额 (万元)	调整后与调整前 比较差异
1	风电场工程	301,565.21	285,928.79	-15,636.42
1.1	施工辅助工程	4,202.55	4,184.78	-17.77
1.2	设备及安装工程	252,722.21	237,709.58	-15,012.63
1.3	建筑工程	22,792.96	22,792.96	-
1.4	其他费用	16,122.28	15,996.74	-125.54
1.5	基本预备费	2,958.40	2,806.84	-151.56
1.6	建设期利息	2,766.81	2,437.89	-328.92

2	送出工程	10,117.65	10,103.73	-13.92
2.1	建设施工及设备投资	10,000.00	10,000.00	-
2.2	建设期利息	117.65	103.73	-13.92
静态投资合计		308,798.40	293,490.90	-15,307.50
建设期利息合计		2,884.46	2,541.62	-342.84
项目总投资		311,682.86	296,032.52	-15,650.34

(2) 本次募投项目收入、利润及效益预测调整情况

发电收入及效益预测调减方面，本次调整前，原《可行性研究报告》对于本次募投项目的预计年均营业收入为 48,140.93 万元(含税)、年均净利润为 15,523.05 万元，彼时上网电价系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），测算项目收入时，上网电价按 0.262/kWh（含税，不含税上网电价为 0.2319 元/kWh）计算。

2025 年 6 月 24 日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》（新发改能价〔2025〕350 号），明确对 2025 年 6 月 1 日以后投产的增量项目，按照方案所明确的机制电价、机制电量等相关政策自 2025 年 11 月 1 日起执行。据此，发行人按照新政要求，对本次募投项目的综合上网电价调整为 0.206 元/千瓦时(含税，不含税上网电价为 0.1823 元/千瓦时)，相较原预计上网电价降低了 0.0496 元/千瓦时。以此电价计算，导致公司对本次募投项目的年均营业收入、年均净利润分别调整为 33,496.69 万元、8,990.58 万元，相较前次可行性研究报告预测收入及利润水平均有所降低，而本次募投项目的毛利率、投资收益率等指标也均有所下降。

根据前述本次募投项目投资总额、收入预测等内容调整，调整后对于本次募投项目的收入、成本、净利润以及效益预测等财务指标均产生一定的下降影响，本项目 20 年运营期内，对效益测算及选取参数主要指标调整情况对比如下：

单位：万元

序号	科目	调整前金额或指标	调整后金额或指标	调整后与调整前比较差异
1	上网电价（元/千瓦时）	0.2319	0.1823	-0.0496

序号	科目	调整前金额或指标	调整后金额或指标	调整后与调整前比较差异
2	年均上网电量（万千瓦时）	183,744.00	183,744.00	-
3	年均营业收入	42,602.59	33,496.69	-9,105.90
4	累计营业收入	852,051.82	669,933.88	-182,117.94
5	投资总额	311,682.86	296,032.52	-15,650.34
6	发电成本总额	495,810.73	466,900.47	-28,910.26
7	利息支出合计	60,038.52	50,267.81	-9,770.71
8	营业成本合计	435,772.21	416,632.66	-19,139.55
9	年均营业成本	21,788.61	20,831.63	-956.98
10	利润总额	387,642.70	225,648.77	-161,993.93
11	净利润总额	310,460.94	179,811.62	-130,649.32
12	年均净利润	15,523.05	8,990.58	-6,532.47
13	毛利率	46.86%	37.81%	-9.05%
14	净利率	36.44%	26.84%	-9.60%
15	全部投资财务内部收益率 （所得税前）	10.38%	7.79%	-2.59%
16	全部投资财务内部收益率 （所得税后）	9.09%	6.75%	-2.34%
17	总投资收益率	6.48%	4.66%	-1.82%
18	回收期	11.3 年	12.1 年	0.8 年

2、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，将接入国网输电线路实现电力上网销售，最终由国网新疆与项目公司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 2025 年 6 月 24 日新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》（新发改能价〔2025〕350 号，以下简称“《上网电价市场化改革实施方案》”），明确对 2025 年 6 月 1 日以后投产的增量项目，按照方案所明确的机制电价、机制电量等相关政策自 2025 年 11 月 1 日起执行。据此，发行人按照新政要求，由中国电建西北勘测设计研究院于 2025 年 7 月对本次募投项目更新出具《可行性

研究报告》，彼时尚未确定 2025 年增量项目机制电价，故对本次募投项目的机制电价、市场化交易电价系根据《上网电价市场化改革实施方案》相关内容，确定本项目机制电价、市场化交易电价、综合电价，依据如下：

（1）机制电价：根据上述方案的内容，在运营期 1-10 年内，本项目上网电量的 50%将通过机制电价参与交易，机制电价竞价区间为 0.15 元/千瓦时-0.262 元/千瓦时，由于《可行性研究报告》出具时新政尚未实施，故本次测算考虑平均值是对一组数据集中趋势的度量，它能够在一定程度上代表整个竞价区间的总体水平。据此，对于本项目运营期 1-10 年内的收入测算对机制电价取值为 0.206 元/千瓦时（含税），不含税机制电价为 0.1823 元/千瓦时。

2025 年 10 月 15 日，国网新疆公示 2025 年度增量新能源项目机制电价竞价结果，其中风电项目机制电价为 0.252 元/千瓦时（含税）。由此可见，募投项目对于机制电价取值 0.206 元/千瓦时，低于 2025 年机制电价 0.252 元/千瓦时，以不含税电价计算，本项目机制电价预测取值实际低于已确定的机制电价 0.0407 元/千瓦时。因预测机制电价低于实际执行机制电价，考虑到本项目在运营期 1-10 年内年上网电量中的 50%约 91,872 万千瓦时将作为机制电量售电，按实际执行机制电价与预测机制电价的差额 0.0407 元/千瓦时计算，《可行性研究报告》在本项目运营期 1-10 年内所预测的年均售电收入较实际售电收入或将存在 3,739 万元差异，故本次募投项目效益测算所选取的机制电价取值较为谨慎。

（2）市场化交易电价：在运营期 1-10 年内，本项目上网电量的 50%将通过市场化交易售电；运营期 11-20 年内，本项目上网电量将全部通过市场化交易售电。市场化交易价格在方案中并未做明确规定，经对发行人过去各风电项目参与市场化交易竞价变动情况来看，并结合《上网电价市场化改革实施方案》的出台背景，在缺乏更多关于电价具体走势信息的情况下，本项目市场化交易电价亦同样参照机制电价竞价区间 0.15 元/千瓦时-0.262 元/千瓦时的平均值计取测算，即为 0.206 元/千瓦时（含税），不含税市场化交易电价为 0.1823 元/千瓦时。

综上，本次募投项目在未来 20 年经营期间所采用的预测电价情况如下：

项目类型	运营期 1-10 年内			运营期 11-20 年		
	机制电量	机制电价(元/千瓦时)(含税)	市场化交易电量	市场化交易电价(元/千瓦时)(含税)	市场化交易电量	市场化交易电价(元/千瓦时)(含税)
增量项目	年上网电量 50%	0.206	年上网电量 50%	0.206	年上网电量 100%	0.206
综合度电均价	0.1823 元/千瓦时 (不含税)					

为论证市场化交易均价取值具有合理性,经对比发行人其余 5 项与本次募投项目同属本地消纳的平价风电项目,在 2023-2025 年期间参与市场化交易电量合计为 19,873.96 万千瓦时、27,407.47 万千瓦时和 60,439.79 万千瓦时,所对应的市场化交易竞价收入为 4,324.16 万元、5,482.20 万元和 10,329.62 万元,市场化交易单价分别为 0.22 元/千瓦时、0.20 元/千瓦时和 0.17 元/千瓦时,发行人上述平价风电项目在 2023-2025 年期间合计市场化交易电量、标杆电价竞价收入所对应的综合市场化交易度电均价为 0.19 元/千瓦时(不含税)。

综上,本次募投项目在运营期内效益测算所选取的机制电价、市场化交易电价以及综合上网电价 0.1823 元/千瓦时具有谨慎性、合理性。

3、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 669,933.88 万元,年均营业收入为 33,496.69 万元;累计总成本费用为 466,900.47 万元,扣除利息支出 50,267.81 万元后,总成本费用为 416,632.66 万元,年均营业成本为 20,831.63 万元,由此测算本项目毛利总额为 253,301.24 万元,年均毛利总额为 12,665.06 万元。综上计算,本项目的综合毛利率为 37.81%。

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 225,648.77 万元,缴纳所得税款为 45,837.15 万元,净利润为 179,811.62 万元,年均可实现净利润为 8,990.58 万元,净利率为 26.84%。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%（不含配储影响弃风率为 26%）综合考虑

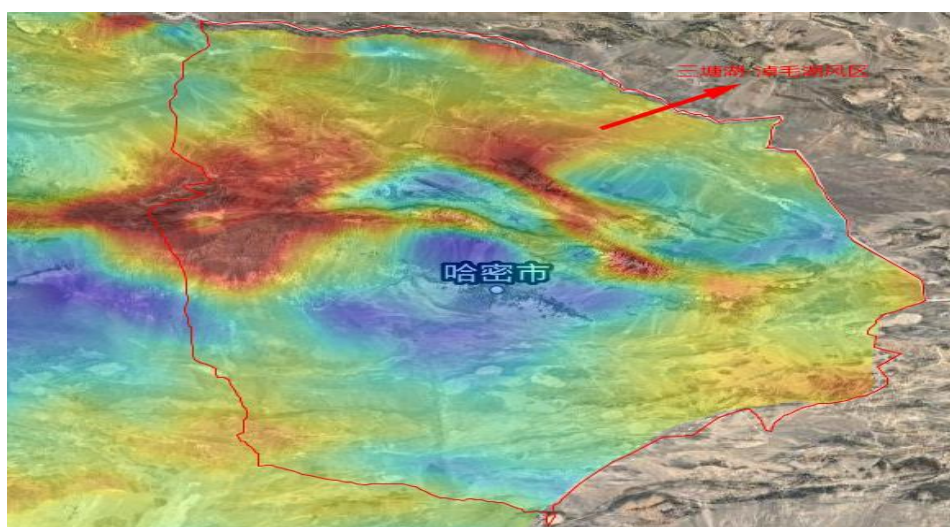
本项目收入主要由风力发电收入构成。其中，风力发电收入又与上网电价与上网电量息息相关。电价方面，本项目经营期上网电价按照本题“2、说明本次募投项目发电的销售模式，上网电价确认依据”之回复，依据《上网电价市场化改革实施方案》政策内容，本次募投项目上网电价以综合度电均价 0.206 元/kWh（含税）进行测算，不含税上网电价为 0.1823 元/千瓦时。

上网电量方面，本项目发电量计算采用风电场区域附近 2 座测风塔代表年测风数据，按照推荐机型当地空气密度下的动态功率曲线和推力系数曲线，对本风电场整体进行发电量计算，得到本风电场风机的理论年发电量和风机尾流影响后的年发电量。2 座测风塔编号分别为 BLK-13#和 BLK-14#，高度均为 90m，具有两年以上的测风数据。为获取与测风塔相关性较好且具有同期数据的长系列风速资料，本次收集到风电场具有代表位置处的格林威治中尺度数据 90m 高度近 20 年逐小时风速数据。经分析，测风塔 90m 高度风速与中尺度数据总体相关系数均大于 0.75，相关性较好。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 万 kWh。风电设备实际运行中，还需充分考虑其他对风能转化电能的折减因素，包括风机可利用率折减 5%、考虑功率曲线折减 5%、控制滞后和端流损失折减 3%、风电场自用电和电气损耗折减 2%、电网频率波动折减 7%、测风误差折减 2%、叶片污染及老化折减 3%、气候影响折减 2%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（考虑配套储能降低弃风率 6%的增益效果后），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。

①本次募投项目预计年等效利用小时数情况分析

新疆是全国风能资源最丰富的省区之一。主要分布在乌鲁木齐达坂城风区、阿拉山口风区、哈密十三间房风区、吐鲁番小草湖风区、额尔齐斯河河谷风区、塔城老风口风区、哈密三塘湖~淖毛湖风区、哈密东南部风区和罗布泊风区。全疆 9 大风区中，哈密占 3 个，风区总面积 5.16 万平方公里，在全疆占比 66.3%。本次募投项目建设处于三塘湖~淖毛湖风区，该风区长约 257km，宽约 100km，总面积 24,007Km²，风能资源储量 8,220 万 kW，技术可开发量 4,807 万 kW。



本项目所处三塘湖风电场测风塔 110m 高度代表年平均风速介于 7.65m/s~8.19m/s 之间，平均风功率密度介于 704W/m²~807W/m²之间。根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》（NB/T31147-2018）判定该风电场风功率密度等级为 5 级。据此，项目所处风区风资源具有可靠性和稳定性。

除本次募投项目外，发行人在哈密三塘湖同地区风场，还运营着哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目，从中长期来看，该项目在 2019-2025 年过去 7 年时间的上网电量利用小时数分别为 2,233.89 小时、2,302.25 小时、2,219.87 小时、2,399.92 小时、2,231.95 小时、1,990.73 小时和 1,800.91 小时，年均利用小时数 2,169 小时；弃风率分别为 19.53%、18.71%、20.96%、18.28%；18.37%、23.11%和 36.88%，年均弃风率为 22.26%。

因上述哈密国投新风三塘湖 200MW 风电项目为“哈郑直流”疆电外送项目，其上网电量除了受到电网调度、下游消纳需求等影响外，电网企业对于特高压线路、

特高压升压站等公共输配电设施的年度检维修情况时间,亦会对发电项目的利用小时数产生一定的影响。考虑到前述对比项目虽属同一风区,但因其为“哈郑直流”疆电外送项目,未来并不依据新政以机制电量的方式售电,故进一步将本次募投项目与同属哈密地区、同为本地消纳且未来亦将按新政执行售电的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 进行对比,该项目自 2022 年并网投运后,在 2023-2025 年期间上网电量利用小时数分别为 2,298.96 小时、2,719.86 小时和 2,139.98 小时,年均利用小时数为 2,386.27 小时。

由上述统计可见,本次募投项目所预测的年均利用小时数 2,296.8 小时,剔除配储增益影响后的利用小时数为 2,128 小时,与属同一风区的哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目、或同属哈密地区且同为本地消纳的哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目均不存在较大差异。另综合考虑本次募投项目还受到配储设施的有利影响,故与上述同地区、同类型项目以往年度运营情况相比亦未存在乐观估计的情形,年等效利用小时数的预测具有合理性。

②本次募投项目弃风率情况分析

风电项目形成弃风情况主要系受国网公司依据下游消纳情况调峰调度所形成,通常同地区风电项目的弃风率变动情况具有可比性,本次募投项目建设于哈密地区,故选取了公司在哈密地区已投建的其余 5 项风电项目过往三年的弃风率情况进行比较。

报告期内,发行人在哈密地区的风电项目弃风率情况如下:

单位:万千瓦时

序号	项目名称	科目	2025 年	2024 年	2023 年
1	哈密国投新风三塘湖第三风电场 A 区 200MW 风电项目	理论发电量	59,393.50	54,322.69	56,921.69
		弃风电量	21,904.74	12,556.34	10,454.82
		弃风率	36.88%	23.11%	18.37%
2	哈密新风能源烟墩第七风电场 A 区 200MW 风电项目	理论发电量	33,910.23	37,134.64	35,322.98
		弃风电量	6,828.04	4,110.81	3,423.82
		弃风率	20.14%	11.07%	9.69%

序号	项目名称	科目	2025年	2024年	2023年
3	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	理论发电量	13,259.51	11,728.78	11,845.36
		弃风电量	4,790.64	1,827.77	1,553.35
		弃风率	36.13%	15.58%	13.11%
4	伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	理论发电量	4,227.69	3,558.22	3,912.21
		弃风电量	1,495.91	513.23	409.60
		弃风率	35.38%	14.42%	10.47%
5	哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目	理论发电量	16,776.43	18,071.35	16,049.59
		弃风电量	6,015.53	4,284.30	5,671.97
		弃风率	35.86%	23.71%	35.34%
发行人在哈密地区风电项目合计		理论发电量	127,567.36	124,815.68	124,051.83
		弃风电量	41,034.86	23,292.45	21,513.56
		弃风率	32.17%	18.66%	17.34%
三年平均弃风率			22.72%		

注：弃风率=弃风电量/理论发电量。

由上表统计可见，2023-2025 年期间，发行人在哈密地区风电项目的综合弃风率水平分别为 17.34%、18.66%和 32.17%，三年平均弃风率水平为 22.72%，超过本次募投项目预测弃风率水平 20%，但低于剔除配储增益影响后的弃风率水平 26%。2025 年公司在哈密地区风电项目整体弃风率较高主要系由于当年新疆本地新能源装机规模增幅较快，与本地电网建设规模形成错配，导致弃风率在短期内增幅较大。

新疆明确“十四五”收官之年新增新能源装机规模目标超 5,000 万千瓦，截至 2024 年末新疆新能源装机规模为 1.003 亿千瓦，2025 年末新能源装机规模已达到 1.69 亿千瓦，即 2025 年全年新增装机超 6,800 万千瓦，相较 2024 年末新能源装机规模增幅达到 68%。从发电量情况来看，新疆 2025 年全口径发电量 5,714 亿千瓦时，新能源发电方面，风电发电量 815.84 亿千瓦时，同比增长 9.3%，太阳能发电量 597.3 亿千瓦时，同比增长 42.9%；用电量结构方面，2025 年疆电外送电量 1,413 亿千瓦时，新疆本地消纳用电量约 4,300 亿千瓦时。相比 2024 年发电量 5,478

亿千瓦时、用电量 4,233 亿千瓦时，外送电量 1,245 亿千瓦时虽然均有所增长，但相比装机规模增速仍存在较大差距。

在新能源装机规模快速增长的背景下，新疆地区受电网建设滞后、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，新能源装机的快速增长与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配，最终导致新疆新能源发电行业在 2025 年短期内出现较高的限电率。经查阅同行业可比公司情况，节能风电披露《2025 年年度报告》显示，其 2025 年在新疆地区的弃风率为 35.78%，相比 2024 年 18.31%弃风率亦呈大幅增长趋势，故发行人风电项目在 2025 年度弃风率较高与行业趋势一致。

综合本次募投项目的有利因素影响，从长期来看，预计未来新疆风电项目高弃风率情况将有所改善。

一是新能源发电行业仍受国家政策鼓励支持，伴随《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）、《中共中央办公厅 国务院办公厅关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》（2026 年 4 月 11 日）等政策文件的出台落地，主管部门对新能源发电行业持续提升消纳能力仍将是未来工作的重点任务，包括重点监管 2025 年以来新能源外送和就地消纳情况，促进新能源消纳的重点电网工程建设情况，根据新能源利用率目标确定年度开发规模上限情况。2026 年 1 月，新疆人民政府发布《推进新形势下新疆新能源高质量发展的若干措施》，要求全疆新能源发电利用率保持在合理水平，开展新能源利用率月度监测，当全疆新能源利用率低于全国下达年度利用率目标时，对利用率低于全疆年度利用率目标 5 个百分点的地（州、市）加强预警，暂停并网消纳的新增新能源项目备案。

二是 2025 年新疆风电、光伏合计发电量占全口径发电量比重仅有 24.73%，火电发电量 3,944.9 亿千瓦时占比 69.04%仍居于高位，在节能减排合理控制煤电装机规模和发电量的背景下，未来新疆地区新能源发电替代火电仍具有较大的空间。

三是随着国家及地方持续加快绿色电力输送通道建设,不断提升跨区域电力输送能力,公司持续提升电力市场化交易参与度,通过优化交易策略、拓展交易渠道,稳步提高市场化交易售电量等举措,从中长期来看,公司消纳能力将逐步修复,并持续改善“弃风限电”较为严重的局面。

四是本次募投项目配套 4 小时规模的储能设施,未来可有效通过电力储存方式调峰调度上网电量,具体请参见下述“③本次募投项目配套建设储能设施,会对项目弃风率的降低以及上网电量的提升具有增益作用”之分析。

2035 年的新目标是对我国能源转型战略的科学响应。我国经济还将长期持续平稳增长,工业、建筑、交通等领域能源需求与电气化水平将持续提升,同时,数字智能技术加快普及也带动数据中心、算力基础设施等新兴用能需求快速增长。在实现 2030 年前碳达峰后,为接续实施 2060 年非化石能源消费占比 80%以上目标,顺利开启碳中和进程,必须进一步巩固可再生能源电力在消费增量中的主体地位。2035 年新目标正是基于能源增长趋势和结构转型需求作出的科学测算,展现了中国在能源可持续发展方面的远见与雄心。新能源引导产业布局,推动集成发展,兼顾绿色转型与经济需要,激发市场活力。加强源网荷储协同,构建新型电力系统。在能源供给方面,把非化石能源发展放在更加突出的位置,加快发展有规模有效益的风能、太阳能等新能源,以新型电力系统为中心环节。

③本次募投项目配套建设储能设施,会对项目弃风率的降低以及上网电量的提升具有增益作用

本次募投项目配套建设 200MW/800MWh 的储能设施,其电池容量为 800MW,充放电功率 200MW/h,即一次性满负荷充电及放电时长均为 4 小时,储能设施的建设,主要是为了发电企业能够配合电网企业更好地调峰调度,以此降低弃风情况,故本次募投项目年均上网电量及弃风率水平还受储能设备的影响。

在风电项目中配置储能系统,通常会对风电项目的上网电量产生积极影响,一是有利于减少弃风限电,风力发电具有间歇性和波动性的特点,风速的不稳定会导致风电输出功率大幅波动。当风电出力超过电网的接纳能力时,就会出现弃

风现象。储能系统可以在风电功率过剩时储存多余的电能，在风电功率不足时释放储存的电能，从而使其更符合电网的调度要求，减少弃风限电的发生，增加实际上网电量。二是实现峰谷调节，增加峰时上网电量，电力系统存在峰谷用电差异，高峰时段电力需求大，电价高；低谷时段电力需求小，电价低。储能系统可以在低谷时段储存风电产生的电能，在高峰时段将储存的电能释放并输送到电网。这样不仅可以提高风电项目的经济效益，还能通过峰谷调节，帮助电网平衡负荷，减轻电网在高峰时段的供电压力，提高电网的稳定性和可靠性。三是提高风电项目的可预测性，储能系统可以对风电功率进行一定程度的调节和控制，使得风电项目的输出功率更加可预测。通过对历史数据和实时监测数据的分析，可以更准确地制定发电计划，合理安排储能系统的充放电策略。准确的发电计划有助于风电项目与电网进行更好的协调，提高上网电量的准确性和稳定性。

根据 2025 年新能源发电侧配套储能利用情况，本次募投项目谨慎估计储能设备的利用全年充放电 199 次²，则其可实现充放电量 15,920 万千瓦时，本储能设施选择磷酸铁锂电池，其放电深度以 85%水平计算，则其对年均上网电量的增量影响约为 13,532 万千瓦时，影响小时数约为 169.15 小时。若剔除储能设施的影响，仅考虑本项目实时上网电量及利用小时数情况，则本项目正常年均上网电量 =183,744 万千瓦时-13,532 万千瓦时=170,212 万千瓦时，年均利用小时数为 2,128 小时。在配套储能有利影响下，本次募投项目相比不配储项目可以提高利用小时数并降低弃风率。若仍以前述理论上网电量 229,680 万千瓦时计算，剔除配储预计上网电量 13,532 万千瓦时的增量后，实际上网电量 170,212 万千瓦时相比理论上网电量的弃风率水平约为 26%，但考虑配套储能的增益效果后，预计会将本项目的原始预期弃风率水平由 26%降低至 20%水平，同理亦会带来等效利用小时数的增益效果。

④本次募投项目收入计算过程

²中国电力企业联合会发布《2025 年度电化学储能电站行业统计数据》：（二）应用场景电力电量情况之 1.电源侧储能：2025 年，新能源配储整体运行情况好于 2024 年，年均利用小时数 917 小时，比 2024 年提高约 151 小时；年均等效充放电次数 199 次（相当于每 1.8 天可完成一次完整充放电），比 2024 年提升约 21 次。

经前述预计上网电量、预计上网电价的选取参数，本募投项目年均营业收入=年均上网电量×目标电价/1.13，即 183,744 万千瓦时×0.206 元/千瓦/1.13=33,496.69 万元。

综上所述，本区域同类型风电项目在中长期的发电设备利用小时数、弃风率水平整体趋于稳定，故本次募投项目预计年等效利用小时数 2,296.8 小时、弃风率参考 20%水平，具有合理性，本次募投项目的收入测算较为谨慎，不存在乐观估计的情形。

(2) 成本费用测算

① 固定资产价值

本项目投资总额为 296,032.52 万元，其中，项目静态投资为 293,490.88 万元，建设期利息为 2,541.62 万元，增值税抵扣额 30,552.98 万元，项目固定资产价值为 265,479.54 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 30,000 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 30,000 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 466,900.47 万元，扣除利息支出 50,267.81 万元后，总成本费用为 416,632.66 万元，年均营业成本为 20,831.63 万元。由此测算本项目毛利总额为 253,301.24 万元，年均毛利总额为 12,665.06 万元。综上计算，本项目的综合毛利率为 37.81%。

（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 30,552.98 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，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 225,648.77 万元，缴纳所得税款为 45,837.15 万元，净利润为 179,811.62 万元，年均可实现净利润为 8,990.58 万元，净利率为 26.84%。

4、本次募投项目的毛利率水平与发行人同类风电项目相比不存在乐观估计情形

2023-2025 年期间，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			三年平均 毛利率
				2025 年	2024 年	2023 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	62.91%	63.50%	66.71%	64.37%
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	45.91%	51.56%	51.53%	49.67%

机组类型	项目公司	项目名称	并网时间	毛利率			三年平均 毛利率
				2025 年	2024 年	2023 年	
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	31.58%	54.82%	57.77%	48.06%
风电	淖毛湖风 之力	伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电 项目	2021.12	39.85%	43.26%	45.76%	42.96%
风电	伊吾立新	伊吾白石湖 15MW 分散式风 力发电项目	2021.12	23.74%	42.53%	47.36%	37.88%
风电	奇台新风	小红山 8MW 分散式风电项目	2021.12	60.19%	64.97%	50.73%	58.63%
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	16.58%	44.49%	48.71%	36.59%
风电	若羌立新	新疆立新能源若羌县米兰 50MW 风电项目	2023.4	18.46%	-49.09%	40.88%	3.42%
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	22.50%	29.89%	60.06%	37.48%
风电	木垒新风	新疆能源立新木垒 500MW 风 电项目	2024.12	77.18%	-	-	-
风电	乌鲁木齐 新风	立新能源达坂城 50 万千瓦风 电项目	2025.1	74.46%	-	-	-

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。

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 35%-65%,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 37.81%,低于公司整体风电项目毛利率水平以

及公司近年投产的平价项目毛利率水平，主要系因《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》出台后，新疆发改委对于 2025 年 6 月 1 日以后投建并网的增量项目所适用的售电政策以及定价机制重新做出了调整，前述效益测算基于谨慎性原则，系参照新颁布方案并经充分论证后，对本次募投项目的售价、收入等参数进行预测，本项目的毛利率水平测算具有谨慎性。

此外，本次募投项目与哈密新风恒远十三间房风电场一期 49.5MW 项目、伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目同处新疆哈密地区，相比该等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。

5、本募投项目效益预测毛利率水平低于同行业可比公司毛利率

本募投项目达产期平均毛利率与同行业可比上市公司报告期内风电项目的毛利率进行比较情况如下：

同行业公司	风电业务毛利率		
	2025 年度	2024 年度	2023 年度
节能风电（新疆区域）	48.31%	58.58%	62.18%
嘉泽新能	59.66%	62.77%	63.09%
中闽能源	58.94%	61.32%	61.89%
江苏新能	54.77%	56.09%	54.39%
三峡能源	46.47%	53.02%	56.94%
同行业平均	53.63%	58.36%	59.70%
立新能源风电业务毛利率	54.31%	54.03%	59.62%
本次募投项目毛利率	37.81%		

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；

注 2：节能风电为新疆区域风力发电业务毛利率。

2023-2025 年期间，同行业可比上市公司风电业务毛利率水平均存在不同程度波动水平，受新建项目发电补贴退坡及取消的影响，全行业风电项目毛利率水平整体呈现下降趋势。通常来看，可再生能源发电行业近年来新建平价项目的毛利率水平整体低于存量可享有补贴项目的毛利率水平。本次募投项目为平价风电项目，达产期平均毛利率水平为 37.81%，低于同行业水平，主要是因新建项目

不再享有发电补贴，且本项目并网后，将按照《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》文件所规定的电价政策实施售电，预计本项目综合电价水平将低于公司整体风电项目电价水平，经对比分析，本次募投项目效益测算具有合理性、谨慎性。

（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。各项目效益预测的主要指标为资本金内部收益率，分别为 8.69%、9.86%和 8.08%。

资本金内部收益率是基于预计项目的各期投入资金的流出及后续投产后各期资金的流入，使项目在计算期内各期的资金的流出、流入折现后的净现值为零的贴现率。它是一个重要的预测财务指标，用于预测评估项目的经济效益。

加权平均净资产收益率是衡量企业经济效益的一个重要财务指标，需要考虑净资产在不同时间点的变化计算每单位加权的净资产所创造的净利润率，是基于项目投产后计算的每年已实现的经济效益。

资本金内部收益率与加权平均净资产收益率均系从股权投资主体的立场出发，聚焦于资本金投入与收益产出之间的对应关系，有效衡量股东投入资本的盈利效率，与债权融资成本无直接关联，直接反应募投项目对股权权益的贡献能力，二者分属前瞻性指标和后验性指标，具有较强的可比性。

在时间维度上，加权平均净资产收益率反映某一年度的盈利水平，资本金内部收益率是全周期指标，覆盖项目全寿命周期的回报。相较于其他行业而言，可

再生能源发电行业具有较强的基础设施属性，项目建设期占全寿命周期的比例较低，且通常情况下项目运行状况较为稳定，因此在项目运营期的加权平均净资产收益率趋近于资本金内部收益率说明项目的盈利节奏与预测一致，预测具备支撑性。

由于资本金内部收益率的计算过程中无法将回款周期显著超过一般账期的大额应收账款纳入考虑，因此在比较的过程中，排除因大额超期应收账款计提的信用减值损失后，二者更加具备可比性。

经查阅公开资料，中国核电（601985.SH）2024 年度向特定对象发行股票前次募投项目田湾核电站扩建工程 5、6 号机组项目和福清核电厂 5、6 号机组项目的承诺效益均为资本金内部收益率，实际效益对比指标为年度加权平均净资产收益率。

报告期内，小红山 8MW 分散式风力项目各年度加权平均净资产收益率均达到预期，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 2023 年加权平均净资产收益率达到预期，2024 年、2025 年加权平均净资产收益率未达到预期，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
	2025 年	2024 年	2023 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	0.04%	4.59%	14.02%	8.69%
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	-7.26%	3.30%	11.11%	9.86%
小红山 8MW 分散式风电项目	13.81%	25.59%	19.34%	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、2025 年加权平均净资产收益率未达到预期效益，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
	2025 年	2024 年	2023 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	8,176.73	9,703.85	10,050.80	13,220.67
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	2,640.23	2,993.45	3,433.92	3,617.62
募投项目	实际弃风率			预计弃风率
	2025 年	2024 年	2023 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	36.13%	15.58%	13.11%	10%
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	35.38%	14.42%	10.47%	10%
募投项目	实际利用小时数			预计等效利用小时数
	2025 年	2024 年	2023 年	
伊吾淖毛湖 49.5MW 风力发电项目	1,651.86	1,960.37	2,030.47	2,644.00
伊吾白石湖 15MW 分散式风力发电项目	1,760.15	1,995.63	2,289.28	2,412.00

(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
	2025 年	2024 年	2023 年	2025 年	2024 年	2023 年	2025 年	2024 年	2023 年	
淖毛湖风之力	2,599.08	2,773.24	3,259.79	3.12	349.33	973.68	0.04%	4.59%	14.02%	8.69%
伊吾立新	662.10	868.82	985.37	-157.36	72.86	229.05	-7.26%	3.30%	11.11%	9.86%

相较于 2023 年，2024 年、2025 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波动、市场化电价波动、可再生能源补贴暂未回款等因素，具体分析如下：

(3) 2025 年新疆地区新能源发电行业短期内出现较高的限电率，未来将较快消纳

①政策支持新能源装机容量持续快速增长

2025 年 9 月 24 日，在联合国气候变化峰会上，我国宣布了中国新一轮国家自主贡献：到 2035 年，非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦。截至 2025 年末，风电和太阳能发电总装机容量约 18.42 亿千瓦，有较大提升空间。如截至 2035 年风电、太阳能装机规模达到 36 亿千瓦，从截至 2025 年末的 18.42 亿千瓦需增长 95.46%，年化增长率 6.93%。

国家能源局在 2025 年 12 月的公开表态中指出，“到‘十五五’末（即 2030 年），我国新能源发电装机比重将超过 50%，成为电力装机主体”。截至 2025 年末风电、太阳能占比 47.33%，有提升空间。

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，“十五五”期间，新疆将着力构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，有力支撑实现“双碳”目标任务。2026 年 1 月，新疆人民政府发布《推进新形势下新疆新能源高质量发展的若干措施》，力争 2030 年新疆新能源装机规模达到 3 亿千瓦以上。截至 2025 年末新疆新能源装机容量 1.69 亿千瓦，有较大提升空间。如新疆 2030 年末风电、太阳能装机规模达到 3 亿千瓦，从截至 2025 年末的 1.69 亿千瓦需增长 77.51%，年均目标新增装机规模 0.26 亿千瓦，显著低于 2025 年度的 0.69 亿千瓦装机规模。

②政策驱动“十四五”期间新能源发电装机容量快速增长

2021年10月，国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，意见中提出：到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右；到2030年，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。相关政策驱动下，“十四五”期间我国新能源发电装机容量快速增长，“十四五”期间我国各类型电力累计装机容量及增长情况如下表：

单位：万千瓦

总装机容量	2025年	2024年	2023年	2022年	2021年
火电	153,902	144,459	139,099	133,516	129,731
水电	44,789	43,599	42,226	41,395	39,091
风电	64,013	52,071	44,184	36,576	32,861
太阳能	120,165	88,671	61,046	39,268	30,649
核电	6,265	6,094	5,698	5,562	5,326
合计	389,134	334,862	292,224	256,317	237,777

续

单位：%

总装机容量增长率	2025年	2024年	2023年	2022年	2021年
火电	6.54	3.85	4.18	2.92	4.11
水电	2.73	3.25	2.01	5.90	5.54
风电	22.93	17.85	20.80	11.31	16.68
太阳能	35.52	45.25	55.46	28.12	20.93
核电	2.80	6.95	2.45	4.43	6.55
合计	16.20	14.59	14.02	7.85	7.95

新疆是国家“十四五”规划和2035年远景目标纲要中推进建设的大型清洁能源基地，风能、太阳能等新能源资源丰富，风能资源总储量、太阳能全年平均日照时数均居全国前列。同时《新疆维吾尔自治区“十四五”电力发展规划》在重点任务中明确加快电力结构绿色低碳转型。一是加快推进风电开发。二是积极推进太阳能开发。

2025年度新疆区域新能源装机容量持续快速增长，其中风电增长22.93%，增速较2024年提升5.08%，太阳能增长35.52%，增速放缓，但增速仍显著高于总

装机容量增长率 16.20%。截至 2025 年底，新疆电网新能源装机容量达 1.69 亿千瓦，占全疆总装机容量的 64%，风电、光伏装机规模均稳居全国前列。

③短期内供给大于需求，新疆地区出现较高的限电率

近年来政策驱动下我国新能源发电装机容量快速增长，2022 年起风电装机容量增长率、太阳能装机容量增长率、总装机容量增长率均高于全社会用电量增长率，短期内出现供大于求的情况。

单位：%

项目	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年
风电装机容量增长率	22.93	17.85	20.80	11.31	16.68
太阳能装机容量增长率	35.52	45.25	55.46	28.12	20.93
总装机容量增长率	16.20	14.59	14.02	7.85	7.95
全社会用电量增长率	5.24	6.81	6.66	3.80	10.77

2025 年新疆区域新能源装机容量快速增长，2024 年底，新疆实现新能源装机规模突破 1 亿千瓦，2025 年底，新疆电网新能源装机容量达 1.69 亿千瓦，增长约 68%，远超全国风电、太阳能平均增长率水平；2025 年新疆地区全社会用电量官方统计数据暂未正式发布，但新疆电网售电量已确认为 2,183.36 亿千瓦时，同比增长 3.6%，与我国全社会用电量增长率平均 5.24%接近。

供需增长不协调导致其与本地消纳能力、外送通道建设之间存在阶段性错配，进而导致新能源发电行业短期内出现较高的限电率，发电设备利用效率下降，短期内出现较高限电率。

④多种利好新疆新能源加快消纳

A. 政策利好新疆新能源本地消纳

新能源发电行业仍受国家政策鼓励支持，《国家发展改革委国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》(发改能源[2025]1360 号)、《中共中央办公厅国务院办公厅关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》(2026 年 4 月 11 日)等政策文件陆续出台。

2026年1月，新疆发改委发布《关于加快推进新疆新能源就近消纳有关事项的通知》，明确提出拓展新能源就近消纳模式：

“（一）加快推动绿电直连发展

加强新增负荷周边新能源开发利用，推动新能源就近直接向单一电力用户供电，将电源、负荷、储能等作为整体与公共电网连接，形成清晰物理界面和安全责任界面。支持拥有燃煤燃气自备电厂的存量负荷开展绿电直连，通过压减自备电厂出力推动新能源就近消纳。探索出口外向型存量负荷开展新能源就近消纳。鼓励国家级零碳园区范围内存量负荷因地制宜开展新能源就近消纳。

（二）拓展增量配电网新能源消纳

鼓励以增量配电网整体或与公共电网具有清晰物理边界的部分片区为主体开展新能源就近消纳，新能源直接接入增量配电网内部变电站，促进增量配电网绿色发展。”

B. 疆电外送利好新疆新能源对外消纳

2023年5月，第五条大通道“疆电入渝”工程新疆段在沿线五省(区、市)中率先完成了核准前置手续的办理工作；8月，第五条通道哈密—重庆±800千伏特高压直流输电工程开工建设。

2024年9月28日，塔克拉玛干沙漠南部，第四通道电源项目开工，是首条布局在新疆南疆的通道；11月8日，“疆电外送”的第三条直流取得重要进展，建成后每年将新增发电量400亿千瓦时，其中新能源发电量超过50%。

2025年，新疆外送电量1413亿千瓦时，同比增长11.5%，连续6年超千亿千瓦时。2026年一季度，疆电外送电量达400.08亿千瓦时，同比增长23.42%。

C. 储能加速布局

风电光伏产业的迅猛发展是推动大容量储能产业快速发展的重要因素之一。储能技术在很大程度上解决了新能源发电的随机性、波动性问题，可以实现新能

源发电的平滑输出,能有效调节新能源发电引起的电网电压、频率及相位的变化,使大规模风电及光伏发电方便可靠地并入常规电网。发电行业配套储能设备主要应用于风电和光电产业,尤其是以大量布局的风电产业为主。风力资源具有不稳定性,此外,我国北部地区风力资源较大的夜间又是用电低谷,因此,虽然近年来风、光电产业发展势头迅猛,但一直饱受“弃风弃光”困扰,储能技术的应用,可以帮助风电场输出平滑和“以峰填谷”。

截至 2025 年底,我国电力储能累计装机规模 213.3 吉瓦,同比增加 54%。全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时,与“十三五”末相比增长超 40 倍,平均储能时长 2.58 小时。与此同时,新型储能调用水平进一步提升。据初步统计,2025 年全国新型储能等效利用小时数达 1,195 小时,较 2024 年提升近 300 小时。其中,国家电网、南方电网经营区新型储能等效利用小时数分别为 1,175 小时、1,294 小时。新型储能灵活调节能力日益凸显,在促进新能源开发消纳、提高电力系统安全稳定运行和电力保供水平等方面作用逐步增强。

分地域看,过去一年华北、西北为新型储能主要增长区,截至 2025 年底华北地区已投运新型储能装机规模占全国 32.5%,西北地区占 28.2%。受电力需求稳步增长、新能源快速发展及有力政策支持等多重驱动,新疆等省区新型储能发展迅速,2025 年新增装机规模为 1,023 万千瓦。累计装机规模排名前 3 的省份分别为:内蒙古 2,026 万千瓦,新疆 1,880 万千瓦,山东 1,121 万千瓦。

D.未来新疆地区新能源发电替代火电仍具有较大的空间

国家能源局在 2025 年 12 月的公开表态中指出,“到‘十五五’末(即 2030 年),我国新能源发电装机比重将超过 50%,成为电力装机主体”。

单位: %

总装机容量占比	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年
火电	39.55	43.14	47.60	52.09	54.56
水电	11.51	13.02	14.45	16.15	16.44
风电	16.45	15.55	15.12	14.27	13.82

总装机容量占比	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年
太阳能	30.88	26.48	20.89	15.32	12.89
核电	1.61	1.82	1.95	2.17	2.24
合计	100.00	100.00	100.00	100.00	99.96

“十四五”期间，我国风电、太阳能总装机容量占比从 2020 年末的 24.30% 提升至 2025 年末的 47.33%，平均每年提升 4.61%，仍低于“十五五”50% 的目标。新疆地区截至 2025 年末虽风电、太阳能总装机容量占比已超过六成，但新疆风能、太阳能等新能源资源丰富，风能资源总储量、太阳能全年平均日照时数均居全国前列，仍是“十五五”期间新能源布局的核心区域。

“十四五”期间，我国全社会用电量增长 37.85%，年化增长率 6.63%，与如截至 2035 年风电、太阳能装机规模达到 36 亿千瓦目标的年化增长率 6.93% 接近。

2025 年 12 月 31 日国家发展改革委、国家能源局印发《关于促进电网高质量发展的指导意见》，提出“电网资源优化配置能力有效增强，“西电东送”规模超过 4.2 亿千瓦，新增省间电力互济能力 4000 万千瓦左右，支撑新能源发电量占比达到 30% 左右，接纳分布式新能源能力达到 9 亿千瓦，支撑充电基础设施超过 4000 万台，公共电网的基础作用充分发挥，智能微电网多元化发展，电力系统保持稳定运行，服务民生用电更加有力。”

2025 年新疆风电、光伏合计发电量占全口径发电量比重仅有 24.73%，低于目标的 30%，火电发电量 3,944.9 亿千瓦时占比 69.04% 仍居于高位，在政策指导，节能减排合理控制煤电装机规模和发电量的背景下，未来新疆地区新能源发电替代火电仍具有较大的空间。

未来随着上述政策等的落实，将有力缓解新疆区域新能源装机容量快速增长导致的新能源发电行业短期内出现较高的限电率的情况。

（4）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	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、营业总收入	2,599.08	2,773.24	3,259.79
二、营业总成本	2,051.45	2,173.37	2,441.79
其中：营业成本	1,563.39	1,573.43	1,768.14
管理费用	3.42	5.23	2.64
财务费用	477.38	579.43	662.78
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-587.63	-359.58	-147.19
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	-39.98	240.29	670.82
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	46.19	377.99	1,027.51
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	3.12	349.33	973.68

收入端由于受到风资源波动的影响，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，当年度市场化交易电量均价（不含补贴电价）由 2023 年的 0.35 元/kWh 下降至 0.24 元/kWh，导致 2024 年度营业收入较 2023 年度减少 486.55 万元。2025 年度淖毛湖风之力上网电量较 2024 年度下降 15.74%，主要系 2025 年新疆区域新能源装机容量快速增长，导致新能源发电行业短期内出现较高的限电率，该项目弃风率从 2024 年度的 15.58% 增长至 2025 年度的 36.13%，进而导致 2025 年度营业收入较 2024 年度减少 174.16 万元。此外，可再生能源补贴暂未回款增加也使本项目计提的信用减值损失进一步增加。

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、2025 年度主营业务成本中折旧费用发生额为 1,202.95 万元、1,210.53 万元，占比为 76.45%、77.43%，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，营业成本变动趋势与营业收入一致，但因折旧等固定成本占营业成本比重较大，下降幅度较小。

淖毛湖风之力尚未进入补贴核查清单，暂未补贴电费回款，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%。2025

年度应收账款期末账面余额较 2024 年度增加 1,188.61 万元，增长 31.11%，淖毛湖风之力当期计提信用减值损失 587.63 万元，较 2024 年度增长 228.05 万元，增长 63.42%。

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%，2025 年度净利润较 2024 年度减少 346.22 万元，下降 99.11%，加权平均净资产收益率为 0.04%，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未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%。

(5) 伊吾立新盈利下滑原因分析

单位：万元

项目	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、营业总收入	662.10	868.82	985.37
二、营业总成本	640.54	665.29	710.65
其中：营业成本	504.92	499.32	518.68
管理费用	2.18	4.94	3.77
财务费用	132.30	159.89	187.36
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-191.78	-128.55	-45.39
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	-170.22	74.98	229.33
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	-170.06	74.98	229.33
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	-157.36	72.86	229.05

收入端由于受到风资源波动的影响，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。2025 年度伊吾立新上网电量较 2024 年度下降 11.80%，同时因为市场化交易电价持续波动、新疆新能源发电行业短期内出现较高的限电

率，该项目弃风率从 2024 年度的 14.42%增长至 2025 年度的 35.38%，导致 2025 年度营业收入较 2024 年度减少 206.72 万元。此外，可再生能源补贴暂未回款增加也使募投项目计提的信用减值损失进一步增加。

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、2025 年度主营业务成本中折旧费用发生额为 377.75 万元、376.80 万元，占比为 75.65%、74.63%，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。2024 年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，营业成本变动趋势与营业收入一致，但下降幅度较小。2025 年主营业务成本略微上升，系本年度职工薪酬增加，进一步降低本年度净利润。

伊吾立新尚未进入补贴核查清单，暂未补贴电费回款，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%。2025 年度应收账款期末账面余额较 2024 年度增加 346.69 万元，增长 26.90%，导致伊吾立新当期计提信用减值损失 191.78 万元，较 2024 年度增长 63.23 万元，增长 49.19%。

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。2025 年度净利润较 2024 年度减少 230.22 万元，下降 315.97%，加权平均净资产收益率为-7.26%，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未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波动、市场化交易电价波动、可再生能源补贴暂未回款。截至本回复报告出具日，可再生能源补贴暂未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。根据全球气温指标监测结果，目前全球性气候现象处于衰退尾声，未来两年风资源出现较大幅度波动的概率较低。

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风资源波动的可能性。

针对可能到来的风资源波动，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，保障机组顺利通过气象考验。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风资源波动，进一步减少风资源波动对发电机组的影响。

(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，导致补贴项目标杆电价同比下降 9.97%，进而导致补贴项目的平均上网电价同比下降 4.69%，进而导致补贴项目营业收入的下降。相较于 2024

年度,2025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波动态势变小。

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,新疆发改委于2025年6月24日发布了《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案(试行)》(新发改能价〔2025〕350号),明确自2025年11月1日起区分存量补贴项目、存量平价项目以及未来新建增量项目,在未来较长时期内将统一以固定的年度上网电量规模比例和上网电价,作为机制电量、机制电价参与交易。在各个项目参与市场化交易电量占比保持稳定的情况下,市场化交易电价波动对整体上网均价的变动幅度影响将有所降低。

未来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) 可再生能源补贴暂未回款

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拨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“国补目录”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。

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。”

2025年6月24日，新疆发改委发布《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》，方案明确：新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。上网电价方面，对2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模比例30%；平价项目机制电量规模比例50%。机制电价补贴项目0.25元/千瓦时、平价项目0.262元/千瓦时。对2025年6月1日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价通过分类竞价形成，竞价区间暂定0.15元/千瓦时—0.262元/千瓦时。竞价按年组织，由已投产和未来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。存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满20年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限10年。

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）可再生能源补贴暂未回款

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未回款因素的影响。

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 2023-2025 年期间已建投运风电项目，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
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)	296,032.52	237,709.58	370.04	297.14

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，该等已建项目投资金额及设备金额均来自各项目可研报告。虽上述项目尚未完成竣工决算，但通常受实际建设过程中设备采购价格调整等因素，项目实际投资相比预算投资金额会有所结余，可比项目单位设备投资金额具有参考性。且本次募投项目已根据主要风电机组及储能设备合同签订情况，将投资总额由 311,682.86 万元调减至 296,032.52 万元，

符合实际投资情况，具有合理性与谨慎性。

(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。前表测算中，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370.04万元/MW，单位设备投资为297.14万元/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：

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
4	储能设备及安装工程	-	-	-	43,752.36	3,873.77	47,626.13
4.1	电池系统	套/组	160	225.00	39,732.73	2,149.68	41,882.41
4.2	PCS 及升压系统	台/套	-	-	3,969.06	346.76	4,315.82
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				-	214,277.77	23,431.80	237,709.58

单位：万元

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》 2024.2	100	风电	56,881.43	未披露	568.81
本募投项目合计		800	风电	296,032.52	214,277.77	370.04

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在 390 万元/MW 左右，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 370.04 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 296,032.52 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 29.60 亿元，募集资金投向在其中占比为 46.82%，具有合理性，其余部分将由发行人自筹解决。

（1）公司借款及负债情况

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 2025 年 12 月 31 日，发行人资产负债率为 75.91%，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 73,231.00 万元,长期借款余额为 1,089,820.51 万元(含融资租赁款)。此外,截至 2025 年 12 月 31 日,公司偿债能力指标中的流动比率为 0.81、速动比率为 0.81,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。

(2) 应付账款余额较高,公司短期偿债压力较大,应收补贴款回款周期长

截至 2025 年 12 月 31 日,公司应付账款余额为 225,226.77 万元,主要包括工程设备款、资产购置款项及服务费等。近年来,由于发电补贴回款周期较长,公司应收账款余额较高,2025 年 12 月末应收补贴款余额为 298,856.87 万元,占公司流动资产的比例为 85.79%,导致公司短期偿债压力不断增加。虽然公司通过银行贷款仍可维持公司稳定经营,但高额的财务费用亦令公司承担较大的经营压力。据此,公司通过本次发行募集资金并补充流动资金,可有效缓解经营压力。

(3) 公司未来三年资金缺口的具体计算过程、日常经营需要、货币资金余额及使用安排情况

为了确保公司的财务安全及负债结构的健康,公司通过股权融资解决部分资金缺口问题具有必要性。综合考虑公司的资产负债率情况、现有货币资金用途、未来期间经营性净现金流入、最低现金保有量、未来期间的投资需求、未来期间现金分红等情况,公司测算 2026 年至 2028 年的资金缺口为 224,682.18 万元,资金缺口超过募集资金所需投入,本次融资具有必要性。综合考虑公司的日常运营需要、公司货币资金余额及使用安排等,具体测算过程如下:

单位: 万元

项目	计算方式	金额
货币资金余额	A	36,706.74
交易性金融资产	B	-
使用受限货币资金	C	2,391.22
可自由支配资金	D=A+B-C	34,315.52
未来期间经营性现金流入净额	E	172,901.79
最低现金保有量	F	3,110.08

项目	计算方式	金额
未来期间新增最低现金保有量需求	G	637.22
未来三年固定资产投资的资金需求	H	321,642.46
未来三年分红资金需求	I	14,154.70
支付借款、融资租赁相关利息支出	J	92,355.03
未来期间资金需求合计	K=F+G+H+I+J	431,899.49
总体资金缺口	L=K-E-D	224,682.18

上表测算过程中相关的增长率、比例等历史数据选用 2023 年至 2025 年为基准进行测算，相应测算过程中的未来期间为 2026 年至 2028 年。上述相关假设及预估的财务数据仅用于本次资金缺口测算，不构成盈利预测或承诺。

①可自由支配资金

截至 2025 年 12 月 31 日，发行人在手资金主要为银行存款，金额为 36,706.74 万元，其中可自由支配资金 34,315.52 万元，具体情况如下：

单位：万元

项目		金额
货币资金	银行存款(可自由支配资金)	34,315.52
	其他货币资金	2,391.22
交易性金融资产		-
合计		36,706.74

②未来期间经营性现金流入净额

2023 年至 2025 年，公司经营活动产生的现金流量净额占营业收入比例情况如下：

单位：万元

项目	2025 年	2024 年	2023 年
经营活动产生的现金流量净额	59,647.55	35,591.57	50,395.56
营业收入	105,992.60	97,067.85	98,976.86
经营活动产生的现金流量净额占营业收入比例	56.28%	36.67%	50.92%

公司日常经营积累主要来自于经营活动产生的现金流量净额,2023年至2025年,公司经营活动产生的现金流量净额分别为50,395.56万元、35,591.57万元和59,647.55万元。基于新能源发电行业的特性,新能源发电业务的毛利率相对稳定、付现成本占营业收入的比例相对稳定,公司经营活动产生的现金流量净额受新能源发电补贴回款周期较长因素存在一定的波动。因此,拟采用2023年度至2025年度经营活动产生的现金流量净额占营业收入比例的平均值47.96%,预测未来期间(2026-2028年度)的经营活动现金流量净额。

A.未来三年营业收入增长率和营业收入的预测

公司2022-2025年营业收入的平均增长率为6.50%,复合增长率为6.33%,取二者均值6.41%。结合目前市场需求情况与未来发展趋势,根据合理性与谨慎性原则,假设公司2026至2028年的营业收入增长率仍保持6.41%,2026年至2028年的营业收入分别为112,786.73万元、120,016.35万元、127,709.40万元。上述相关假设及预估的财务数据仅用于本次资金缺口测算,不构成盈利预测或承诺。

B.公司未来三年经营活动现金流入净额

单位:万元

项目	2026年	2027年	2028年
营业收入	112,786.73	120,016.35	127,709.40
经营活动现金流量净额占营业收入的平均比例	47.96%		
经营活动现金流量净额	54,092.52	57,559.84	61,249.43
未来三年预计产生的累计经营活动现金流量净额	172,901.79		

基于未来三年营业收入测算,以及2023年至2025年的经营活动现金流量净额占营业收入的平均比例47.96%,测算未来三年预计产生的累计经营活动现金流量净额为172,901.79万元。

③资金支出需求

A.最低现金保有量

发行人需要持有一定的货币资金用于日常采购、发放工资、缴纳税费等经营活动。为保证公司稳定运营，同行业公司通常预留满足未来 1 个月经营活动所需现金作为安全现金储备。结合公司生产经营经验、现金收支等情况，以 2025 年度经营活动现金流出总额 37,320.93 万元为基础测算，每个月发行人安全现金储备需求为 3,110.08 万元。由于公司新能源发电补贴款回收周期较长且存在一定的波动，为保证生产经营的稳定，公司需留存更多的流动资金。

B.未来期间新增最低现金保有量需求

最低现金保有量需求与公司经营规模相关，测算假设最低现金保有量的增速与前述营业收入 6.41%增速一致，则 2028 年末公司月均最低现金保有量需求为 3,747.30 万元，相较现行运营规模下月均最低现金保有量 3,110.08 万元新增 637.22 万元。

④固定资产投资需求

未来三年发行人存在其他较多的新能源项目投资需求，经统计，截至 2025 年 12 月 31 日，公司主要在建新能源项目合计预算投资金额为 708,814.54 万元，已投资金额为 387,172.08 万元，剩余投资需求金额为 321,642.46 万元。考虑到本次募集资金将使用 138,600.00 万元投向三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目,在剔除本次募投项目外，发行人剩余在建新能源项目合计预算投资金额为 412,782.02 万元，剩余投资需求金额为 222,357.88 万元，具体情况如下：

序号	项目名称	项目类型	装机容量 (MW)	总投资 (万元)	剩余投资 (万元)
1	奇台县 30 万千瓦风光同场发电项目 (20 万千瓦风电+10 万千瓦光伏+7.5 万千瓦/30 万千瓦时储能)	风光电及 配套储能	300.00 (配储 75MW/300MWh)	176,562.02	75,468.22
2	立新和田县 300 兆瓦/1200 兆瓦时构 网型独立储能项目	独立储能	300MW/1,200MWh	106,020.00	53,258.43
3	新疆能源奎屯市 20 万千瓦/80 万千 瓦时构网型独立储能项目	独立储能	200MW/800MWh	52,900.00	52,892.89
4	立新和田市 100 兆瓦/400 兆瓦时独	独立储能	100MW/400MWh	25,800.00	9,913.87

序号	项目名称	项目类型	装机容量 (MW)	总投资 (万元)	剩余投资 (万元)
	立储能项目				
5	立新民丰县 200 兆瓦/800 兆瓦时独立储能项目	独立储能	200MW/800MWh	51,500.00	30,824.47
小计				412,782.02	222,357.88
本次募投项目	三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目	风电及配套储能	800.00 (配储 200MW/800MWh)	296,032.52	99,284.58
合计				708,814.54	321,642.46

2025 年 10 月 31 日，国家能源局发布《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能[2025]93 号），在国家政策对新能源发电行业的有利支持背景下，发行人将持续聚焦主业不断加大新能源开发投入力度，除上述在建项目外，未来仍会积极获取新能源发电及储能项目，预计资金需求仍会维持在较高水平。

⑤未来期间分红资金需求

公司未来分红资金需求与经营成果相关。2023 年至 2025 年，公司合计归属于母公司净利润 27,047.69 万元占合计营业收入 302,037.31 万元的平均比例为 8.96%；过去三年，公司的累计分红总额 11,853.34 万元占归属于母公司净利润的平均比例为 43.82%。假设 2026-2028 年归属于母公司净利润占当期预计营业收入 360,512.48 的比例为 8.96%，未来三年分红资金需求为当期归属于母公司净利润的 43.82%，则公司未来三年分红资金需求为 14,154.70 万元。

⑥支付借款、融资租赁相关利息支出

2023-2025 年度，公司合并口径的利息支出情况如下：

单位：万元

项目	2025 年	2024 年	2023 年
借款、融资租赁利息支出	20,166.04	19,470.96	18,585.81
资本化利息支出	10,618.97	3,823.39	2,495.12
相关利息支出合计	30,785.01	23,294.35	21,080.93

由上表统计，2023-2025 年度，公司利息费用分别为 21,080.93 万元、23,294.35 万元和 30,785.01 万元，总体呈增长趋势，主要系发电项目投资建设过程中普遍采用部分资本金外加银行贷款的形式，长期债务金额较高。未来三年，公司需要为支付借款、融资租赁相关利息支出预留部分现金，基于谨慎考虑，保守预计公司合并口径 2026-2028 年度的年均相关利息支出与 2025 年度利息支出相同，则公司合并口径未来三年支付借款、融资租赁相关利息支出所需资金合计为 92,355.03 万元。

综上所述，经对比公司 2023 年以来已建和在建风电项目、同行业公司在新疆地区可比风电项目的单位产能投资金额情况，以及经分析本次募投项目设备投资测算依据和过程等事项，本次募投项目总投资及设备投资规模具有合理性。

根据上述公司资金缺口测算，公司未来三年预计总体资金缺口为 224,682.18 万元，高于本次发行募集资金总额 182,925.47 万元；剔除固定资产投资项下的本次募投项目之立新能源三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目剩余投资金额后，公司未来三年资金缺口金额为 125,397.60 万元，而公司向特定对象发行募集资金用于补充流动资金的金额为 44,325.47 万元，仍低于资金缺口。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 296,032.52 万元，拟投入募集资金 138,600.00 万元，剩余资金缺口为 157,432.52 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 日与中国农业银行乌鲁木齐兵团分行签订了《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 47,180.26 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 2025 年 12 月 31 日，公司货币资金余额为 36,706.74 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乌鲁木齐兵团分行签署的《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、送出工程及其他费用投入 10,545.84 万元。

截至 2025 年 12 月 31 日,本募投项目已投入建设资金 196,747.94 万元,其中,设备及安装工程、建筑工程 180,543.75 万元;施工辅助及其他建安工程 1,648.93 万元;土地、送出工程及其他费用投入 14,555.27 万元。具体情况如下:

单位:万元

序号	投资内容	类别	截至 2024.10.25 前投入金额	截至 2025.12.31 投入金额	募投项目投资金额	拟使用募集资金投入金额
一、风电场工程						
1	施工辅助及其他建安工程、措施	施工辅助工程	195.20	1,648.93	4,184.78	-
2	设备(除 PC 总包外)	设备及安装工程	87,245.30	154,238.57	237,709.58	130,000.00
3	风电场(一部分)27 基	建筑工程	4,024.82	6,851.77	-	-
	风电场(二部分)28 基	建筑工程	3,666.50	5,554.04	-	-
	风电场(三部分)28 基	建筑工程	3,203.58	6,478.34	-	-
	风电场(四部分)27 基	建筑工程	1,371.01	7,421.03	-	-
建筑工程小计			12,265.91	26,305.17	22,792.96	8,600.00
4	土地及其他费用	其他费用	10,545.84	10,704.62	15,996.74	-
5	基本预备费、建设期利息	基本预备费、建设期利息	-	-	5,244.73	-
二、送出工程						
1	建设施工及设备投资	建设施工及设备投资	-	3,850.65	10,000.00	-
2	建设期利息	建设期利息	-	-	103.73	-
合计			110,252.26	196,747.94	296,032.52	138,600.00

本次募投项目设备及安装工程、建筑工程计划投资金额为 26.05 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	项目总投资	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	296,032.52	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		355,432.52	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 万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	285,928.79	96.59%	-	-
1.1	施工辅助工程	4,184.78	1.41%	-	资本性支出
1.2	设备及安装工程	237,709.58	80.30%	130,000.00	资本性支出
1.3	建筑工程	22,792.96	7.70%	8,600.00	资本性支出
1.4	其他费用	15,996.74	5.40%	-	资本性支出、非资本性支出
1.5	基本预备费	2,806.84	0.95%	-	非资本性支出
1.6	建设期利息	2,437.89	0.82%	-	非资本性支出
2	送出工程	10,103.73	3.41%	-	-
2.1	建设施工及设备投资	10,000.00	3.38%	-	资本性支出
2.2	建设期利息	103.73	0.04%	-	非资本性支出
静态投资合计		293,490.90	99.14%	138,600.00	-
建设期利息合计		2,541.62	0.86%	-	-
项目总投资		296,032.52	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、会计师回复：

（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；查阅新疆风能资源分布情况及行业研究报告，查询本次募投项目建设所在地风资源情况，并与公司在同一地区建设同类型风电项目的历史发电数据进行查阅比较；查阅同行业公司在新疆哈密地区风电项目建设情况以及发电利用情况；

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度情况；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、查阅公司与相关方签署的《委托经营管理协议》及相关董事会、监事会、股东大会的决议文件，独立董事意见等，结合相关法律法规对主要条款进行分析，查阅公司控股股东出具的《关于避免同业竞争的承诺函》，就未同步完成协议签署事项与公司管理层进行沟通确认；

（二）核查结论

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%（剔除配储增益影响弃风率为 26%）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 年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；根据对公司未来三年资金缺口测算，公司未来三年预计总体资金缺口高于本次发行募集资金总额 182,925.47 万元，公司向特定对象发行募集资金用于补充流动资金的金额 44,325.47 万元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 29.60 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 12 月 31 日，本募投项目已投入建设资金 196,747.94 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。

(本页无正文，为《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之回复报告》之签章页)

中兴华会计师事务所(特殊普通合伙)



中国注册会计师：
(项目合伙人)



中国注册会计师：



2026年5月18日