

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）

关于新特能源股份有限公司

首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件

的第二轮审核问询函之回复

上海证券交易所：

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”）作为新特能源股份有限公司（简称“新特能源”“公司”“发行人”）首次公开发行股票并在沪市主板上市申请的财务审计机构，根据贵所于 2023 年 6 月 28 日出具的《关于新特能源股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的第二轮审核问询函》（上证上审【2023】490 号）（以下简称“《审核问询函》”）要求，对《审核问询函》所列问题进行了逐项落实、核查，现回复如下（以下简称“本反馈回复”“本反馈意见回复”“本回复”），请予审核。

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

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

问题 4 关于可再生能源发电补贴

根据申报材料：（1）公司在并网发电时确认可再生能源补贴收入，但可再生能源补贴申报滞后于开始确认收入的时点；（2）2022 年 3 月发布的《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》（以下简称《自查通知》）要求在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，根据 2023 年 1 月 6 日公布的第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，公司持有的电站中存在发电补贴的电站项目共计 27 个，其中 12 个未纳入第一批清单；（3）发行人判断部分未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的电站项目将来纳入清单不存在实质性障碍，继续确认补贴收入；（4）9 个瑕疵项目可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险，公司已对存在减值迹象的新能源电站相关资产计提了资产减值准备 32,267.57 万元；（5）公司在招股说明书风险因素中披露了可再生能源补贴核查的第一批合规项目情况及因《自查通知》进行的相关会计处理，但未说明补贴政策变化对发行人电站业务的具体影响。

请发行人说明：（1）发行人电价补贴收入金额及时点的具体依据（包括但不限于证明性文件），是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况，如有，请说明相关收入金额及占比情况，公司开始确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，前述项目是否超出正常区间，纳入补贴清单是否存在实质障碍，收入确认时点是否准确；（2）是否存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额有差异的情况，如有，请说明差异的金额及占收入的比重情况；（3）补贴核查工作的最新进展情况以及对公司电站业务的影响；（4）国家有关部门在可再生能源发电补贴核查过程中，是否存在将类似情形认定为合规的案例；（5）发行人对相关电站资产进行减值测试的具体过程，各参数设定的依据及合理性，减值准备的计提是否充分；（6）在招股说明书重大事项提示中补充披露可再生能源补贴政策变化对发行人电站业务的具体影响，并充分提示相关风险。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

4-1 发行人电价补贴收入金额及时点的具体依据(包括但不限于证明性文件), 是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况, 如有, 请说明相关收入金额及占比情况, 公司开始确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔, 前述项目是否超出正常区间, 纳入补贴清单是否存在实质障碍, 收入确认时点是否准确

一、发行人电价补贴收入金额及时点的具体依据(包括但不限于证明性文件)

(一) 发行人电价补贴收入金额及时点的具体依据

1、公司电价补贴收入金额及时点的具体依据

公司在电站项目实现并网, 并将电力供应至电网后, 每月末根据经电网企业确认的月度实际上网电量按上网电价(含可再生能源补贴)确认电费收入。

电费补贴收入金额根据经电网公司确定的当期上网电量和批复电价(或发改委公布电价)中的补贴电价(批复电价减去标杆电价)进行计算, 其中: 当期上网电量系根据电网公司各期出具的结算单进行确定, 结算单中明确记载了当期实际结算的电量以及基础电价; 补贴电价根据该项目取得的当地发改委出具的“项目上网电价批复通知”确定(如根据当地政策规定不需要当地发改委发文明确具体发电项目的上网电价, 则根据国家发改委统一公布的上网电价政策执行)。上述批复或电价政策文件明确约定了项目的适用电价, 该电价是确定项目电费收入和申请获取电价补贴的必要条件。

公司电价补贴收入确认时点符合企业会计准则的规定, 详见本题回复“4-1、三、公司电费补贴收入确认时点准确”所述。

2、公司在报告期内确认电费补贴收入情况

发行人持有的有补贴需求的 27 个电站项目在报告期内确认电费补贴收入情况如下:

序号	项目名称	并网时间	是否纳入补贴清单	是否纳入第一批合规清单	报告期确认补贴收入（万元）			备注
					2022 年	2021 年	2020 年	
1	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	2019 年 12 月	是	否	-4,123.09	4,656.22	4,399.11	-
2	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	2015 年 12 月	是	否	2,835.23	6,221.23	5,009.73	-
3	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	2015 年 12 月	是	否	9,467.92	14,535.27	12,447.52	-
4	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	2016 年 6 月	是	否	-14,831.87	2,787.58	3,076.69	-
5	山西阳泉市盂县 100MW 光伏领跑者项目	2017 年 11 月	是	否	4,896.55	4,636.58	4,345.65	-
6	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	否	否	1,828.40	1,952.34	-	-
7	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目(实际并网容量 16.5MW)	2015 年 12 月	是	否	987.23	845.89	412.41	-
8	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	否	-4,333.86	4,333.86	-	-
9	中闽木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	否	-6,437.68	6,437.68	-	-
10	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	否	否	-6,477.47	6,477.47	-	-
11	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2020 年 12 月	否	否	-5,668.70	5,668.70	-	-
12	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	否	否	-4,611.02	4,611.02	-	-
13	布尔津县 150MW 风电项目	2020 年 12 月	否	是	8,337.03	5,274.29	-	-
14	崇仁县相山镇 50 兆瓦风力发电项目	2020 年 12 月	是	是	2,170.99	2,115.87	-	2023 年 4 月已转让给控股股东
15	固阳兴顺西光伏电场 20MW 风光同场太阳能光伏发电工程	2015 年 12 月	是	是	2,011.69	1,878.24	1,951.74	-
16	哈密东南部山口光伏园区 150MW 光伏发电项目	2016 年 6 月	是	是	14,150.64	14,393.60	14,457.17	-

序号	项目名称	并网时间	是否纳入补贴清单	是否纳入第一批合规清单	报告期确认补贴收入（万元）			备注
					2022 年	2021 年	2020 年	
17	哈密市伊州区骆驼圈子 15 兆瓦分散式风电项目	2021 年 11 月	否	是	386.06	-	-	-
18	云南鹤庆县 30MWp 光伏项目	2017 年 12 月	是	是	1,722.59	1,727.72	1,696.35	-
19	鹿邑县穆店 20MW 分散式项目	2022 年 1 月	否	是	602.89	-	-	-
20	木垒老君庙风电场 100MW 项目	2020 年 12 月	否	是	6,238.16	5,907.19	-	-
21	山西芮城县光伏技术领跑基地 50MW 光伏发电项目	2017 年 9 月	是	是	2,810.91	2,744.27	2,559.62	-
22	图木舒克东润环能三师伽师总场 24 兆瓦并网光伏电站项目	2017 年 6 月	是	是	1,374.98	1,628.03	1,352.91	-
23	吴起华光 100 兆瓦光伏发电项目一期 10 兆瓦工程	2017 年 11 月	否	是	433.47	1,674.18	-	2023 年 1 月已转让给控股股东
24	西科二期 2.142MW 光伏电站	2018 年 1 月	是	是	34.23	34.06	47.03	-
25	山东新泰市四槐片区 50MW 农光互补光伏发电项目	2017 年 12 月	是	是	2,554.72	2,571.45	2,594.71	2023 年 1 月已转让给控股股东
26	盱眙高传 80MW 风力发电项目	2020 年 12 月	是	是	3,317.04	-	-	2023 年 4 月已转让给控股股东
27	云南省临沧市云县干龙潭 30MW 并网光伏电站	2016 年 6 月	是	是	1,977.13	2,041.36	1,995.79	-
合计		-	-	-	21,654.18	105,154.13	56,346.44	-

注：上表 2022 年的电费补贴收入考虑了在可再生能源补贴核查过程中部分项目因预计取消或降低补贴电价冲减收入的影响。

2020 年至 2022 年，公司有补贴需求的 27 个电站项目确认电费补贴收入分别为 56,346.44 万元、105,154.13 万元、21,654.18 万元，占当期营业收入的比例分别为 3.97%、4.67%、0.59%，占比较小。

（二）财建〔2020〕4 号、财建〔2020〕5 号及财办建〔2020〕6 号文件发布后对电费补贴收入确认未产生实质性影响，可再生能源补贴收入确认符合会计准则及相关规定

1、财建〔2020〕4号、财建〔2020〕5号等文件的主要变化情况

2020年1月20日，财政部 国家发展改革委 国家能源局发布了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建〔2020〕4号)、《关于印发<可再生能源电价附加资金管理办法>的通知》(财建〔2020〕5号)；2020年3月，财政部办公厅发布了《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》(财办建〔2020〕6号)。2020年11月，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)。

上述政策的主要变化有：(1)申报流程由“目录制”改为“清单制”。此前，发电项目需由财政部、国家发展改革委、国家能源局审核同意列入可再生能源电价附加资金补助目录。财建〔2020〕5号将申报流程由“目录制”改为“清单制”，变更为由电网企业、能源主管部门和国家可再生能源信息管理中心审核后由电网企业定期公布符合条件的补贴项目清单和补助标准，进一步简化了审批流程。(2)将发电项目按时间“新老划断”，划分为该规定印发后并网发电的项目（以下简称“新增项目”）和该规定印发前并网发电的项目（以下简称“存量项目”），并分别规定了纳入补贴项目清单的具体条件。(3)对补贴政策也作出了调整，其中存量项目按照项目规划建设、并网发电时既定补贴政策执行。新增项目的补贴总额则采用“以收定支”方式确认，对当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。

2、财建〔2020〕4号、财建〔2020〕5号等文件与此前规定的对比情况及对公司发电补贴收入确认的影响

在上述文件发布前，发电项目补贴政策适用《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》(财建〔2012〕102号)的规定，财建〔2020〕5号等文件发布后，财建〔2012〕102号文同步废止。财建〔2020〕5号等文件与此前适用的财建〔2012〕102号文就申请补助的项目满足的条件对比情况如下：

项目	财建〔2020〕5号等文件规定	财建〔2012〕102号文规定	财建〔2020〕5号等文件的主要变化情况
享受补助资金的可再生能源发电项目确定方法	享受补助资金的可再生能源发电项目按以下办法确定： 1、本办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目（新增项目），由财政部根据	属于《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发〈可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法〉的通	财建〔2020〕4号、5号等文件区分新增项目、存量项目。

项目	财建〔2020〕5号等文件规定	财建〔2012〕102号文规定	财建〔2020〕5号等文件的主要变化情况
	补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况,合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额。国家发展改革委国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况,在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内,合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模; 2、本办法印发前需补贴的存量可再生能源发电项目(存量项目),需符合国家能源主管部门要求,按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围,并按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单。	知》规定的补助范围。	
申请补贴需满足条件	纳入补助项目清单项目的具体条件包括: 1、新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内;存量项目需符合国家能源主管部门要求,按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内; 2、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; 3、全部机组并网时间符合补助要求; 4、相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。	申请补助的项目必须符合以下条件: 1、属于《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发<可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法>的通知》规定的补助范围; 2、按照国家有关规定已完成审批、核准或备案,且已经过国家能源局审核确认。具体审核确认办法由国家能源局另行制定; 3、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。	未发生实质性变化
项目审核	电网企业应按照本办法要求,定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单,并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。	符合本办法第三条规定的项目,可再生能源发电企业、可再生能源发电上网工程项目单位、公共可再生能源独立电力系统项目单位,按属地原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。 财政部、国家发展改革委、国家能源局对地方上报材料进行审核,并将符合条件	由财政部、国家发展改革委、国家能源局审核纳入补贴目录变更为电网企业初审、省级主管部门确认、国家可再生能源信息管理中心复核、电网企业公示和公布补贴清单。仅为申请补贴的程序发生变化。

项目	财建〔2020〕5号等文件规定	财建〔2012〕102号文规定	财建〔2020〕5号等文件的主要变化情况
		的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。	
资金预算和拨付	按照中央政府性基金预算管理和程序,财政部会同国家发展改革委国家能源局编制可再生能源电价附加补助资金年度收支预算。 财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况,按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。电网企业按以下办法兑付补助资金:1、当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金;2、纳入补助目录的存量项目,由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。	按照中央政府性基金预算管理和程序,由财政部按照以收定支的原则编制补助资金年度收支预算。 可再生能源电价附加补助资金原则上实行按季预拨、年终清算。	在补贴资金拨付上制定了更细化的规定,新增项目足额兑付补贴资金。

如上表所示,相较于财建〔2012〕102号文,财建〔2020〕5号等文件对于享受补助资金的可再生能源发电项目确定方法、申请补贴需满足条件、资金预算和拨付进行了更为详细的规定,但针对申请补贴需满足条件,两个文件规定并无实质性差异,财建〔2020〕5号并未对电价补贴的确认时间提出新的规定。

财建〔2020〕4号、财建〔2020〕5号等文件颁布对公司发电项目的可再生能源补贴收入确认原则不会造成实质性影响,主要原因如下:

(1) 根据上述对于可再生能源补贴收入确认金额及时点、依据的分析,财建〔2020〕4号、财建〔2020〕5号等文件不影响公司发电项目电费补贴收入对应的电量的控制权转移时点,即在将电量供应至电网后,每月末根据各电网公司出具的结算单确认当月可再生能源补贴收入。

(2) 财建〔2020〕4号、财建〔2020〕5号等文件的发布对公司发电项目是否可以纳入补贴清单的判断不会产生实质性影响。

财建〔2020〕5号文的发布后,对有补贴需求的存量项目的影响主要是申报补贴流程发生变化,仅为申报程序的变化,对于电费补贴收入的确认不产生影响。财建〔2020〕5号文的发布后,对有补贴需求的新增项目,由财政部根据补助资金年度增收水平等情况,合理确定补助资金当年补贴总额,相关部门在不超过年

度新增补贴总额情况下合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模。该规定的主要目的是在宏观层面调控新增项目是否进行补贴、补贴电价标准（采用竞价等方式），补贴装机容量与当年确定的新增补贴总额相匹配。由于新增可再生能源发电项目在项目核准或备案时国家相关部门就确定了其是否在年度补贴范围内，即新增项目是否能够获得补贴资格在项目核准或备案时已经确定，在满足申请补贴的其他条件下即可进入补贴清单，不会因为财建〔2020〕5号等文件的规定而导致有补贴需求的项目不能进入清单的情况。电费补贴款自项目并网发电开始计算，因为申报时间和流程相对滞后暂未进入补贴清单的情形并不影响国家及电网企业认可其存在的支付义务，且该支付义务不取决于具体纳入补贴清单的时点（纳入补贴清单后，电费补贴款自并网时点开始计算，而非自纳入补贴清单的时点开始计算）。

因此，财建〔2020〕5号等文件的颁布对公司发电项目电费补贴的收入确认原则和具体确认时点没有实质性影响。

3、2020年1月以后并网的电站项目纳入补贴清单是否存在实质性障碍

对于在2020年1月后并网的12个有补贴需求的电站项目是否满足《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）及《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）规定的进入补贴清单的条件，具体分析如下：

序号	项目名称	并网时间	是否纳入第一批合规项目清单	进入补贴清单的条件				备注
				存量项目是否纳入年度建设规模；新增项目是否纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内	是否已完成核准或备案	上网电价是否已经价格主管部门审核批复	全部机组并网时间符合补助要求	
1	布尔津县 150MW 风电项目	2020 年 12 月	是	是	是	是（注①）	是	-
2	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	否	是	是	是（注②）	是	-
3	木垒老君庙风电场 100 兆瓦项目	2020 年 12 月	是	是	是	是（注①）	是	-
4	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	是	是	是（注①）	否	-

序号	项目名称	并网时间	是否纳入第一批合规项目清单	进入补贴清单的条件				备注
				存量项目是否纳入年度建设规模；新增项目是否纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内	是否已完成核准或备案	上网电价是否已经价格主管部门审核批复	全部机组并网时间符合补助要求	
5	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	否	是	是	是	否	-
6	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2020 年 12 月	否	是	是	是	否	-
7	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	否	是	是	是	否	-
8	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	是	是	是（注①）	否	-
9	新疆哈密市伊州区骆驼圈子 15MW 分散式风电项目	2021 年 11 月	是	是	是	是（注①）	是	-
10	鹿邑县穆店 20MW 分散式风电项目	2022 年 1 月	是	是	是	是（注③）	是	--
11	崇仁县相山镇 50 兆瓦风力发电项目	2020 年 12 月	是	是	是	是	是	2023 年 3 月已进入补贴清单
12	盱眙高传 80MW 风力发电项目	2020 年 12 月	是	是	是	是	是	2023 年 3 月已进入补贴清单

注：①根据《新疆维吾尔自治区发展改革委关于我区可再生能源发电项目上网电价管理有问题的通知》（新发改能价〔2018〕2 号）的规定，为进一步深化价格领域“放管服”改革，自 2018 年 1 月 3 日起，新疆维吾尔自治区发展改革委对国家发展改革委已制定了标杆上网电价的风力发电、光伏发电、生物质发电（含垃圾焚烧发电、垃圾填埋发电和沼气发电）等可再生能源发电项目不再单独发文明确具体发电项目的上网电价，由电网企业按照国家发展改革委有关政策规定执行相应的上网电价。②根据《关于贯彻发改价格〔2016〕2729 号文件调整光伏风电标杆上网电价及管理方式的通知》（鲁价格一发〔2017〕17 号）的规定，为深入推进价格“简政放权、放管结合、优化服务”改革，自 2017 年 3 月 6 日起，风力、光伏发电项目自并网发电之日起，由国网山东省电力公司根据国家有关规定支付上网电费和国家补贴，山东省物价局不再批复具体项目上网电价。③根据《河南省发展和改革委员会关于进一步做好电价放管服工作的通知》（豫发改价管〔2017〕394 号）的规定，为了进一步优化服务、提高效率，推进我省电价“放管服”改革，自 2017 年 4 月 21 日起，国家发改委已制定标杆上网电价政策的发电项目，河南省发展和改革委员会不再发文明确具体发电项目的上网电价。

《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）及《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70 号）规定的纳入补助项目清单项目的实质性条件可归纳为：（1）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照

规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。(2)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。(3)全部机组并网时间符合补助要求。

对照上述条件，对公司 2020 年 1 月后并网的有补贴需求的电站项目逐项分析如下：

(1) 上述项目已取得政府核准文件，表明已纳入年度建设规模或已纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内

财建〔2020〕5 号文规定，对有补贴需求的新增项目，由财政部根据补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况，合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额；国家发展改革委、国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况，在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模。根据前述规定，财建〔2020〕5 号文发布后新增的可再生能源发电项目在项目核准或备案时就确定了其是否在年度补贴范围内，即新增项目是否能够获得补贴资格在项目核准或备案时已经确定。

根据国家能源局《关于进一步完善风电年度开发方案管理工作的通知》（国能新能〔2015〕163 号），风电年度开发方案是指根据全国风电发展规划要求，按年度编制的滚动实施方案。全国年度开发方案包括各省（区、市）年度建设规模、布局、运行指标和有关管理要求。各省（区、市）年度开发方案根据本省（区、市）风电发展规划和全国年度开发方案的要求编制，包括项目清单、预计项目核准时间、预计项目投产时间、风电运行指标和对本地电网企业的管理要求。

根据国家能源局 2013 年颁布的《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329 号），省级能源主管部门依据国务院投资项目管理规定对光伏电站项目实行备案管理。根据国务院《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19 号）规定，风力发电项目核准的审批权限已经下放至地方政府投资主管部门，实际由各地发展改革委负责核准。

综上，公司在 2020 年 1 月后并网的 12 个有补贴需求的电站项目全为风电项目，且均已取得对应主管部门核准文件，符合财建〔2020〕5 号文及财办建〔2020〕

70 号文规定的进入补贴清单的条件。

(2) 上网电价已经价格主管部门审核批复或适用国家规定的上网电价

上表项目中，第 1-4 个项目及第 8-10 个项目由于当地政府规定不再单独发文明确具体发电项目的上网电价，由电网企业按照国家发展改革委有关政策规定执行相应的上网电价，其余项目均取得了相应的电价批复文件。因此，符合财建〔2020〕5 号文及财办建〔2020〕70 号文规定的进入补贴清单的条件。

(3) 全部机组并网时间符合补助要求

“全容量并网”概念的提出以及行业内对该概念认识有一个逐步清晰的过程。2020 年 1 月财建〔2020〕5 号文发布前，相关文件并未将全部机组并网时间（即全容量并网时间）作为进入补贴清单的条件，相关文件基本都要求发电项目按照并网时间享受补贴电价，财建〔2020〕5 号文也未对全容量并网进行明确规定。2020 年 11 月 18 日，财政部发布了《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），要求项目执行全部建成投运时间的上网电价，并首次提出“全容量并网”概念和具体认定办法，但在实际执行过程中，行业内发电企业对该文件的理解适用仍是一个逐步明晰的过程，直至 2022 年国家开展可再生能源补贴核查才最终明确。

财办建〔2020〕70 号文发布后，根据该文件对全容量并网时间的认定办法第三条第一款“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”。公司上述 12 个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一致（未跨越年度）。因此，公司在上述项目并网发电时基于当时对“全容量并网”概念理解，认为其全容量并网时间符合财建〔2020〕5 号文及财办建〔2020〕70 号文规定的进入补贴清单的条件。

综上，公司结合《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）等文件的规定进行判断，在上述项目并网发电时认为其进入补贴清单不存在实质性障碍（注：上表第 4-8 个项目已在 2020 年末并网发电，但在 2022 年可再生能源补贴核查过程中可能被认定为未在规定时间内全容量并网，预计进入补贴清单

的可能性较低)。

4、2020 年 1 月后上市的同行业公司对于暂未纳入补贴清单但符合纳入补贴清单条件的项目相关电费补贴收入的会计处理

公司名称	上市时间	针对暂未纳入补贴清单但符合纳入条件的电站项目的电费补贴收入的会计处理
立新能源	2022 年 7 月	对于暂未纳入清单且符合纳入补贴清单条件的项目,在并网发电后,即将可再生能源补贴部分计入了收入和应收账款
浙江新能	2021 年 5 月	针对暂未纳入补贴清单但符合纳入条件的项目,在电量上网时即同时确认补贴电费与基础电费收入
三峡能源	2021 年 5 月	未纳入补贴目录/清单项目符合国家能源主管部门的要求,满足进入补贴目录/清单的条件,进入补贴目录/清单不存在实质性障碍,项目自发电投产之日起,在电量上网时确认补贴电价收入
晶科科技	2020 年 5 月	对于未纳入补贴清单但符合纳入条件的光伏电站项目,在电站建成并网发电后,根据电网公司确认的上网电量同时确认脱硫电价、补贴电价收入。 根据 2021 年 1 月 30 日晶科科技披露的《关于晶科电力科技股份有限公司公开发行可转换公司债券申请文件反馈意见的回复》,延续了前述会计处理。
南网能源	2021 年 1 月	2020 年 1 月,《可再生能源电价附加资金管理办法》(财建〔2020〕5 号)将发电项目按时间“新老划断”,划分为该规定印发后并网发电的项目(新增项目)和该规定印发前并网发电的项目(存量项目)。 对于尚未纳入补贴目录或清单的存量项目,若项目建设核准或备案文件、并网时间证明材料、电价批复、经核定享受补贴的上网电量批复等文件,符合列入清单条件、补贴金额可以确定,故在项目并网发电时确认电价补贴收入。 对于新增项目,发电项目需要在纳入补贴清单后确认补贴收入。
天合光能	2020 年 6 月	对于尚未进入国家补贴名录且符合条件的光伏电站项目,因光伏电站项目完成并网后,取得并网相关文件及能源主管部门和物价部门下发的上网电价批复文件。电站项目公司是否进入可再生能源电价附加资金补助目录仅影响补贴电费款的结算批次和结算时间,并不影响其补贴收入确认。故在项目并网发电后,即确认补贴收入。

由上表可知,同行业公司南网能源对于财建〔2020〕5 号发布后的新增发电项目在纳入补贴清单后确认补贴收入,其余同行业公司对于暂未纳入清单且符合纳入补贴清单条件的项目,在并网发电后即开始确认电费补贴收入。公司对财建〔2020〕5 号发布后并网项目补贴收入的会计处理与除南网能源外的其他同行业公司保持一致。

5、2020 年 1 月以后并网的项目在报告期内确认电费补贴收入情况

发行人持有的有补贴需求的 27 个电站项目中,在 2020 年 1 月以后并网的

12 个电站项目在报告期内确认电费补贴收入的情况如下：

序号	项目名称	并网时间	是否纳入补贴清单	是否纳入第一批合规清单	报告期确认补贴收入（万元）			备注
					2022 年	2021 年	2020 年	
1	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	否	否	1,828.40	1,952.34	-	-
2	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	否	-4,333.86	4,333.86	-	-
3	中闽木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	否	-6,437.68	6,437.68	-	-
4	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	否	否	-6,477.47	6,477.47	-	-
5	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2020 年 12 月	否	否	-5,668.70	5,668.70	-	-
6	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	否	否	-4,611.02	4,611.02	-	-
7	布尔津县 150MW 风电项目	2020 年 12 月	否	是	8,337.03	5,274.29	-	-
8	崇仁县相山镇 50 兆瓦风力发电项目	2020 年 12 月	是	是	2,170.99	2,115.87	-	2023 年 4 月已转让给控股股东
9	哈密市伊州区骆驼圈子 15 兆瓦分散式风电项目	2021 年 11 月	否	是	386.06	-	-	-
10	鹿邑县穆店 20MW 分散式项目	2022 年 1 月	否	是	602.89	-	-	-
11	木垒老君庙风电场 100MW 项目	2020 年 12 月	否	是	6,238.16	5,907.19	-	-
12	盱眙高传 80MW 风力发电项目	2020 年 12 月	是	是	3,317.04	-	-	2023 年 4 月已转让给控股股东
合计		-	-	-	-4,648.16	42,778.43	-	-

注：在可再生能源发电补贴核查过程中，公司预计上述第 2-6 个项目可能不能获得电费补贴，2022 年已冲减全部补贴收入。

公司在 2020 年 1 月后并网的 12 个有补贴需求的电站项目在报告期内确认的电费补贴收入分别为 0 万元、42,778.43 万元、-4,648.16 万元，占当期营业收入的比例分别为 0%、1.90%、-0.13%，占比较小。

**6、假定对 2020 年 1 月后并网的项目按照纳入补贴清单后再确认补贴收入
对报告期业绩的影响**

假定对 2020 年 1 月后并网的项目按纳入补贴清单后再确认补贴收入对报告
期业绩的影响如下：

序号	项目公司名称	项目名称	并网时间	纳入补贴清单时间	是否纳入合规项目清单	补贴电价(元/kW.h)	测算对报告期收入影响金额（万元）		
							2020 年	2021 年	2022 年
1	布尔津县晶能风力发电有限责任公司	布尔津县 150MW 风电项目	2020 年 12 月	尚未纳入	是	0.24	-	-5,274.29	-8,337.03
2	盱眙高传风力发电有限公司	盱眙高传 80MW 风力发电项目	2020 年 12 月	2023 年 3 月	是	0.219	-	-	-3,317.04
3	崇仁县华风发电有限公司	崇仁县相山镇 50 兆瓦风力发电项目	2020 年 12 月	2023 年 3 月	是	0.1957	-	-2,115.87	-2,173.83
4	哈密市振超风力发电有限公司	哈密市伊州区骆驼圈子 15 兆瓦分散式风电项目	2021 年 11 月	尚未纳入	是	0.13	-	-	-382.07
5	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	尚未纳入	否	0.1751	-	-1,952.34	-1,828.40
6	鹿邑县风易发电有限公司	鹿邑县穆店 20MW 分散式项目	2022 年 1 月	尚未纳入	是	0.1421	-	-	-602.89
7	木垒县新特汇能发电有限责任公司	木垒老君庙风电场 100MW 项目	2020 年 12 月	尚未纳入	是	0.24	-	-5,907.19	-6,216.57
8	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	尚未纳入	否	0.24	-	-4,333.86	4,333.86
9	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	尚未纳入	否	0.1871	-	-4,611.02	4,611.02
10	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2020 年 12 月	尚未纳入	否	0.1871	-	-5,668.70	5,668.70
11	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	尚未纳入	否	0.1871	-	-6,477.47	6,477.47
12	中闽（木垒）风电有限公司	中闽木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	尚未纳入	否	0.24	-	-6,437.68	6,437.68
合计			-	-	-	-	-	-42,778.43	4,670.90

注：在可再生能源发电补贴核查过程中，公司预计上述第 8-12 个项目可能不能获得电费补贴，2022 年已冲减全部补贴收入，上述测算为假定 2021 年不确认补贴收入，则 2022 年不再冲减 2021 年确认的补贴收入。

如上表测算，公司 2020 年 1 月以后并网的有补贴的新增项目共 12 个，假设按照纳入补贴清单当期开始确认补贴收入（当期确认自并网发电开始至纳入补贴清单当期的补贴收入），对 2020 年营业收入及净利润不产生影响，将导致 2021 年营业收入减少 42,778.43 万元，占 2021 年营业收入的比例为 1.90%，导致 2021 年归属于母公司所有者的净利润减少 30,616.55 万元，占 2021 年归属于母公司所有者的净利润比例为 6.18%；导致 2022 年营业收入增加 4,670.90 万元，占 2022 年收入的比率为 0.13%，导致 2022 年归属于母公司所有者的净利润增加 3,538.39 万元，占 2022 年归属于母公司所有者的净利润比例为 0.27%。

综上所述，公司对 2020 年 1 月后并网的电站项目按照此前一贯执行的可再生能源补贴收入确认时点（即在并网发电开始确认）进行补贴收入确认具有合理性，可再生能源补贴收入确认符合会计准则及相关规定，财建〔2020〕4 号、财建〔2020〕5 号等文件发布后对电费补贴收入确认不会产生实质性影响。

二、是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况，如有，请说明相关收入金额及占比情况，公司开始确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，前述项目是否超出正常区间，纳入补贴清单是否存在实质障碍

（一）是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况，如有，请说明相关收入金额及占比情况

1、尚未纳入补贴清单的项目在报告期确认补贴收入情况

公司在项目实现并网发电后按照企业会计准则的要求开始确认补贴收入，但因申请进入补贴清单需要经相关部门审核，存在一定审核周期，因此存在部分项目已确认补贴收入但未纳入补贴清单的情况，截至 2022 年 12 月 31 日，公司尚未进入补贴清单的有补贴需求电站项目共 14 个（其中 13 个自营电站、1 个自主开发待转让电站），其中 3 个已于 2023 年 3-4 月进入补贴清单，1 个自主开发待转让电站已于 2023 年 1 月对外转让。截至本问询回复出具日，剩余 10 个项目尚未进入补贴清单，该 10 个项目在报告期内确认电费补贴收入金额及占比情况如下：

序号	公司名称	项目名称	并网时间	报告期内确认补贴收入金额（万元）		
				2022 年度	2021 年度	2020 年度
1	布尔津县晶能风力发电有限责任公司	布尔津县 150MW 风电项目	2020 年 12 月	8,337.03	5,274.29	-
2	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	1,828.40	1,952.34	-
3	木垒县新特汇能发电有限责任公司	木垒老君庙风电场 100 兆瓦项目	2020 年 12 月	6,238.16	5,907.19	-
4	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	-4,333.86	4,333.86	-
5	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	-4,611.02	4,611.02	-
6	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2020 年 12 月	-5,668.70	5,668.70	-
7	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	-6,477.47	6,477.47	-
8	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	-6,437.68	6,437.68	-
9	哈密市振超风力发电有限公司	新疆哈密市伊州区骆驼圈子 15MW 分散式风电项目	2021 年 11 月	386.06	-	-
10	鹿邑县风易发电有限公司	鹿邑县穆店 20MW 分散式风电项目	2022 年 1 月	602.89	-	-
合计				-10,136.19	40,662.56	-
占当期营业收入的比例				-0.28%	1.81%	-

注：上表第 4-8 个项目由于在可再生能源补贴核查过程中，公司预计补贴电价可能被取消，2022 年冲减了当期及前期累计确认的全部补贴收入。如果不考虑第 4-8 个项目冲减收入的影响，其余项目 2022 年确认补贴电费收入 17,392.53 万元。

如上表所示，截至本问询回复出具日，尚未纳入补贴清单项目报告期内各年度确认补贴收入占当年度营业收入的比例较低。

2、未进入第一批合规项目清单的项目在历年已确认电费补贴收入情况

2023 年 1 月 6 日，受国家发展改革委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单（以下简称“第一批合规项目清单”），本次公布第一批合规项目共计 7,335 个。截至 2022 年末，公司持有的电站中确认发电补贴收入的电站项目共计 27 个，其中：已纳入第一批合规项目清单的项目 15 个；未纳入第一批合规项目清单的项目 12 个。

公司未进入第一批合规项目清单的 12 个项目历年确认的补贴收入情况如下：

序号	项目名称	并网时间	是否纳入补贴清单	原补贴电价（元/kW.h）	核查预计补贴电价（元/kW.h）	预计补贴电价降低（元/kW.h）	各年确认补贴收入（万元）						
							2022 年	2021 年	2020 年	2019 年	2018 年	2017 年	2016 年
1	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	2019 年 12 月	是	0.3071	0.1171	0.19	-4,123.09	4,656.22	4,399.11	-	-	-	-
2	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	2015 年 12 月	是	0.2271	0.2071	0.02	2,835.23	6,221.23	5,009.73	5,242.62	4,459.56	2,992.95	2,438.75
3	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	2015 年 12 月	是	0.33	0.31	0.02	9,467.92	14,535.27	12,447.52	13,846.70	3,465.03	-	-
4	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	2016 年 6 月	是	0.6465	-	0.6465	-14,831.87	2,787.58	3,076.69	2,748.61	2,893.11	2,944.06	381.82
5	山西阳泉市盂县 100MW 光伏领跑者项目	2017 年 11 月	是	0.368	0.368	-	4,896.55	4,636.58	4,345.65	4,617.21	1,476.74	-	-
6	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	否	0.1751	0.1751	-	1,828.40	1,952.34	-	-	-	-	-
7	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目(实际并网容量 16.5MW)	2015 年 12 月	是	0.33	0.33	-	987.23	845.89	412.41	350.32	420.79	240.26	-
8	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	0.24	-	0.24	-4,333.86	4,333.86	-	-	-	-	-

序号	项目名称	并网时间	是否纳入补贴清单	原补贴电价（元/kW.h）	核查预计补贴电价（元/kW.h）	预计补贴电价降低（元/kW.h）	各年确认补贴收入（万元）						
							2022 年	2021 年	2020 年	2019 年	2018 年	2017 年	2016 年
9	中闽木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	否	0.24	-	0.24	-6,437.68	6,437.68	-	-	-	-	-
10	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	否	0.1871	-	0.1871	-6,477.47	6,477.47	-	-	-	-	-
11	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	2020 年 12 月	否	0.1871	-	0.1871	-5,668.70	5,668.70	-	-	-	-	-
12	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	否	0.1871	-	0.1871	-4,611.02	4,611.02	-	-	-	-	-
合计		-	-	-	-	-	-26,468.35	63,163.85	29,691.12	26,805.46	12,715.22	6,177.28	2,820.57

注：上表 2022 年的补贴收入考虑了在可再生能源补贴核查过程中 9 个项目因预计取消或降低补贴电价冲减收入的影响。

由上表可知，考虑在可再生能源补贴核查过程中 9 个项目因预计取消或降低补贴电价冲减收入的影响后，公司未进入第一批合规清单的 12 个电站项目在 2020 年至 2022 年分别确认电费补贴收入 29,691.12 万元、63,163.85 万元、-26,468.35 万元，占当期营业收入的比例分别为 2.09%、2.80%、-0.72%。

（二）公司开始确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，前述项目是否超出正常区间

电站项目并网发电后，公司会根据资料准备情况开展项目进入补贴目录的申报工作，受审核进度影响，不同项目审核时间存在差异，截至本问询回复出具日，公司已进入补贴清单项目自并网到进入补贴清单的时间范围为 8 个月至 63 个月，自申报至纳入补贴清单的时间范围为 3-22 个月，具体情况如下：

序号	公司名称	项目名称	并网发电时间	申报进入补贴清单时间	纳入补贴清单时间	并网至纳入补贴清单月份	申报至纳入补贴清单月份
1	包头市光羿太阳能发电有限责任公司	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目	2019 年 12 月	2020 年 4 月	2020 年 8 月	8	4
2	崇仁县华风发电有限公司	崇仁县相山镇 50 兆瓦风力发电项目	2020 年 12 月	2021 年 7 月	2023 年 3 月	27	20
3	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	2015 年 12 月	2017 年 5 月	2018 年 6 月	30	13
4	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西光伏电场 20MW 风光同场太阳能光伏发电工程	2015 年 12 月	2017 年 5 月	2018 年 6 月	30	13
5	哈巴河县新特风电有限公司	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	2015 年 12 月	2017 年 3 月	2018 年 6 月	30	15
6	哈密风尚发电有限责任公司	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	2015 年 12 月	2017 年 9 月	2018 年 6 月	30	9
7	哈密华风新能源发电有限公司	哈密东南山口 150MW 光伏并网发电项目	2016 年 6 月	2020 年 5 月	2020 年 8 月	50	3
8	鹤庆汇能发电有限责任公司	云南鹤庆县 30MW 光伏项目	2017 年 12 月	2021 年 5 月	2022 年 2 月	50	9
9	奈曼旗汇特光伏发电有限责	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	2016 年 6 月	2020 年 5 月	2020 年 11 月	53	6

序号	公司名称	项目名称	并网发电时间	申报进入补贴清单时间	纳入补贴清单时间	并网至纳入补贴清单月份	申报至纳入补贴清单月份
	任公司						
10	芮城县晖源发电有限责任公司	山西芮城县光伏技术领跑基地 50MW 光伏发电项目	2017 年 9 月	2020 年 12 月	2020 年 10 月	37	4
11	图木舒克东润环能光伏发电有限公司	伽师总场 20 兆瓦并网光伏电站项目	2017 年 6 月	2020 年 5 月	2020 年 9 月	39	4
12	新泰市光华光伏发电有限责任公司	山东新泰市四槐片区 50MW 农光互补光伏发电项目	2017 年 12 月	2020 年 5 月	2020 年 8 月	32	3
13	盱眙高传风力发电有限公司	盱眙高传 80MW 风力发电项目	2020 年 12 月	2021 年 5 月	2023 年 3 月	27	22
14	孟县华光光伏发电有限公司	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	2017 年 11 月	2020 年 5 月	2021 年 4 月	41	11
15	云县汇能发电有限责任公司	云南省临沧市云县干龙潭 30MW 并网光伏电站	2016 年 6 月	2020 年 2 月	2020 年 11 月	53	9
16	西安光成售电有限公司	西科二期 2.142MW 光伏电站	2018 年 1 月	2021 年 9 月	2023 年 4 月	63	19
申报周期范围						6-63	3-22

截至 2022 年 12 月 31 日，公司尚未进入补贴清单的有补贴需求电站项目共 14 个（其中 13 个自营电站、1 个自主开发待转让电站），其中 3 个已于 2023 年 3-4 月进入补贴清单、1 个自主开发待转让电站已于 2023 年 1 月对外转让。截至本问询回复出具日尚有 10 个项目未进入补贴清单，其中 5 个项目公司根据本次国补核查情况未继续确认补贴收入，剩余 5 个项目也尚在正常申报周期内，且其中 4 个已进入第一批合规项目清单，具体情况如下：

序号	公司名称	项目名称	并网时间	申请进入补贴清单的时间	并网发电至目前月份数	申请补贴至目前月份数	备注
1	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	暂停申报	31	/	2022 年已冲减前期确认的补贴收入，并不再确认补贴收入
2	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	2020 年 12 月	2021 年 8 月	31	23	
3	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设	2020 年 12 月	2021 年 8 月	31	23	

序号	公司名称	项目名称	并网时间	申请进入补贴清单的时间	并网发电至目前月份数	申请补贴至目前月份数	备注
		项目					
4	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2020 年 12 月	2021 年 8 月	31	23	
5	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	2020 年 12 月	暂停申报	31	/	
6	布尔津县晶能风力发电有限责任公司	布尔津县 150MW 风电项目	2020 年 12 月	2021 年 6 月	31	25	
7	木垒县新特汇能发电有限责任公司	木垒老君庙风电场 100 兆瓦项目	2020 年 12 月	2021 年 8 月	31	23	已纳入第一批合规项目清单，进入补贴清单不存在实质性障碍
8	哈密市振超风力发电有限公司	新疆哈密市伊州区骆驼圈子 15MW 分散式风电项目	2021 年 11 月	2022 年 7 月	20	12	
9	鹿邑县风易发电有限公司	鹿邑县穆店 20MW 分散式风电项目	2022 年 1 月	2022 年 6 月	18	13	
10	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2020 年 12 月	2021 年 1 月	31	30	根据可再生能源补贴自查及核查情况，预计纳入补贴清单不存在实质性障碍

综上，截至本问询回复出具日，公司继续确认补贴收入的 5 个项目申报时间均在合理范围内。

（三）已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的项目后续纳入补贴清单是否存在实质障碍

1、未纳入补贴清单的项目情况

截至本问询回复出具日，公司持有的未纳入补贴清单的 10 个电站项目具体情况如下：

序号	公司名称	项目名称	类型	核准备案文件	并网时间	电价批复文件	电价依据适用文件	备注
1	布尔津县晶能风力发电有限责任公司	布尔津县 150MW 风电项目	风能	阿地发改工交能源（2018）638 号	2020-12-9	注①	发改价格（2016）2729 号	已纳入第一批合规项目清单
2	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	风能	荷发改审批（2018）94 号	2020-12-19	注②	发改价格（2016）2729 号	-

序号	公司名称	项目名称	类型	核准备案文件	并网时间	电价批复文件	电价依据适用文件	备注
3	木垒县嘉裕风电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	风能	昌州发改工(2018) 144 号	2020-12-16	注①	发改价格(2016) 2729 号	根据可再生能源发电补贴核查情况, 2022 年已冲减前期确认的补贴收入, 并不再确认补贴收入
4	木垒县新特汇能发电有限责任公司	木垒老君庙风电场 100 兆瓦项目	风能	昌州发改工(2018) 142 号	2020-12-14	注①	发改价格(2016) 2729 号	已纳入第一批合规项目清单
5	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	风能	锡发改能源字(2017) 39 号	2020-12-30	锡发改价字(2020) 37 号	发改价格(2019) 882 号	根据可再生能源发电补贴核查情况, 2022 年已冲减前期确认的补贴收入, 并不再确认补贴收入
6	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	风能	锡发改能源字(2017) 42 号	2020-12-29	锡发改价字(2020) 26 号	发改价格(2019) 882 号	
7	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	风能	锡发改能源字(2017) 41 号	2020-12-28	锡发改价字(2020) 27 号	发改价格(2019) 882 号	
8	中闽(木垒)风电有限公司	中闽(木垒)风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	风能	昌州发改工(2018) 131 号	2020-12-31	注①	发改价格(2016) 2729 号	
9	哈密市振超风力发电有限公司	新疆哈密市伊州区骆驼圈子 15MW 分散式风电项目	风能	哈市发改能源(2020) 44 号	2021-11-30	注①	发改价格(2019) 882 号	已纳入第一批合规项目清单
10	鹿邑县风易发电有限公司	鹿邑县穆店 20MW 分散式风电项目	风能	鹿发改(2019) 204 号	2022-1-22	注③	发改价格(2019) 882 号	

注: ①根据《新疆维吾尔自治区发展改革委关于我区可再生能源发电项目上网电价管理有问题的通知》(新发改能价〔2018〕2 号)的规定, 为进一步深化价格领域“放管服”改革, 自 2018 年 1 月 3 日起, 新疆维吾尔自治区发展改革委对国家发展改革委已制定了标杆上网电价的风力发电、光伏发电、生物质发电(含垃圾焚烧发电、垃圾填埋发电和沼气发电)等可再生能源发电项目不再单独发文明确具体发电项目的上网电价, 由电网企业按照国家发展改革委有关政策规定执行相应的上网电价。②根据《关于贯彻发改价格〔2016〕2729 号文件调整光伏风电标杆上网电价及管理方式的通知》(鲁价格一发〔2017〕17 号)的规定, 为深入推进价格“简政放权、放管结合、优化服务”改革, 自 2017 年 3 月 6 日起, 风力、光伏发电项目自并网发电之日起, 由国网山东省电力公司根据国家有关规定支付上网电费和国家补贴, 山东省物价局不再批复具体项目上网电价。③根据《河南省发展和改革委员会关于进一步做好电价放管服工作的通知》(豫发改价管〔2017〕394 号)的规定, 为了进一步优化服务、提高效率, 推进我省电价“放管服”改革, 自 2017 年 4 月 21 日起, 国家发改委已制定标杆上网电价政策的发电项目, 河南省发展和改革委员会不再发文明确具体发电项目的上网电价。

2、上述 10 个电站项目进入补贴清单是否存在实质性障碍

根据《可再生能源电价附加资金管理办法》(财建〔2020〕5 号)等相关规定, 前述正在申报纳入补贴清单的自营电站项目均满足进入补贴项目清单的条件, 纳入补贴清单不存在实质性障碍。具体如下:

《可再生能源电价附加资金管理办法》规定的进入补贴项目清单的条件	公司的具体情况	是否满足
新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内	正在申报纳入补贴清单的电站项目主要系2020年1月20日前完成项目核准/备案，符合文件定义的“存量项目”。存量项目应按照规模管理的，已纳入年度建设规模管理范围内。涉及新增项目的，符合相关要求。	是
按照规定已完成审批、核准或备案	项目均取得发改委的核准或备案。	是
符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复	项目上网电价已取得所在地发改委批复，或根据国家发改委及地方发改委可再生能源价格政策确定。	是
全部机组并网时间符合补助要求	取得了电力业务许可证且电力业务许可证中确定的并网时间在当时符合获得可再生能源补贴的要求。	是
相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过	项目相关审批、核准、备案和并网要件均真实、完整、有效，审核程序不存在实质性障碍。	是

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

结合本次可再生能源补贴核查要求，公司对未进入补贴清单的10个电站项目对能否进入补贴清单判断如下：

序号	公司名称	项目名称	备注
1	木垒县嘉裕晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	根据可再生能源发电补贴核查情况，2022年已冲减前期确认的补贴收入，并不再确认补贴收入
2	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	
3	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	
4	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	
5	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司 木垒大石头 200MW 风力发电项目	
6	布尔津县晶能风力发电有限责任公司	布尔津县 150MW 风电项目	已纳入第一批合规项目清单，进入补贴清

序号	公司名称	项目名称	备注
7	哈密市振超风力发电有限公司	新疆哈密市伊州区骆驼圈子 15MW 分散式风电项目	单不存在实质性障碍
8	木垒县新特汇能发电有限责任公司	木垒老君庙风电场 100 兆瓦项目	
9	鹿邑县风易发电有限公司	鹿邑县穆店 20MW 分散式风电项目	
10	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	注

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

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

如上表，截至本问询回复出具日，公司未进入补贴清单的 10 个电站项目中，第 1-5 发电项目根据本次可再生能源补贴核查要求，可能被认定为未在规定时间内完成全容量并网，预计进入补贴清单的可能性较低，2022 年已冲减前期确认的补贴收入，并不再确认补贴收入；第 6-9 个项目已纳入第一批合规项目清单，进入补贴清单不存在实质性障碍；第 10 个项目（山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目）虽未进入第一批合规项目清单，但公司结合本次核查要求，预计可正常获得电价补贴，申诉通过的可能性较高，进入补贴清单不存在实质性障碍。

3、既未纳入补贴清单，也未纳入第一批合规项目清单且继续确认补贴收入的项目情况

截至本反馈回复出具日，公司既未纳入补贴清单，也未纳入第一批合规项目清单且继续确认补贴收入的项目为山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目。

该项目于 2019 年 8 月 29 日开工建设，2020 年 12 月 19 日首台机组并网，2020 年 12 月 28 日全容量并网，由于并网期间风速较低，2020 年 12 月 31 日前该项目发电最大出力为 72.7%。本次核查过程中，山东省能监办以项目发电最大出力 80%以上作为全容量并网时间的核查标准，故判定该项目在 2020 年 12 月 31 日前未完成全容量并网，上述判断标准不同于其他省份“全部机组带电”标

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

该项目后续纳入补贴清单不存在实质性障碍，收入确认符合企业会计准则的规定，具体详见本题回复“4-1、一、（二）、3、2020 年 1 月以后并网的电站项目纳入补贴清单是否存在实质性障碍”以及“4-1、三、公司电费补贴收入确认时点准确”所述。

该项目在报告期内确认补贴收入分别为 0 万元、1,952.34 万元、1,828.40 万元，占报告期各期收入的比例分别为 0%、0.09%、0.05%，影响较小。

三、公司电费补贴收入确认时点准确

（一）公司电费收入（包括电费补贴收入）依据充分，符合企业会计准则的规定

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

新收入准则相关规定	公司的具体情况	是否满足
合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务	公司发电并网的项目，均与各地供电公司签订了正式的购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并约定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。	是
合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务	报告期内，公司购售电合同中，明确了双方的权利和义务。与电网公司签订的典型《购售电合同》对合同各方约定的主要权利和义务如下： （1）购电人的义务包括： ①按照本合同的约定购买售电人的电能。 ②遵守双方签署的并网调度协议，按照国家标准、行业标准运行、	是

新收入准则相关规定	公司的具体情况	是否满足
	维护有关输变电设施，维护电力系统安全、优质、经济运行。 ③按照国家有关规定，公开、公正、公平地实施电力调度及信息披露，为履行本合同提供有关用电负荷、备用容量、输变电设施运行状况等信息。 ④依据国家有关规定或双方约定，向售电人提供启动风电场机组及其他必需的电力。 （2）售电人的义务包括： ①按照本合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。 ②遵守双方签署的并网调度协议，服从电力统一调度，按照国家标准、行业标准及调度规程运行和维护电场，确保发电机组的运行能力达到国家有关部门颁发的技术标准和规则的要求，维护电力系统安全、优质、经济运行。 ③未经国家有关部门批准，不经营直接对用户的供电业务。 （3）购电人的权利 投资、建设、拥有、检修、维护和运行电网。调度售电人机组出力。 （4）售电人的权利 投资、建设、拥有、检修、维护和运行电厂发电机组，将符合国家电能质量标准的除电厂用电以外的全部电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。 综上，合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务。	
合同中有明确的与所转让商品相关的支付条款	公司发电项目的购售电合同中均明确了电费结算与支付条款，并明确了电费的结算方式，与电网公司签订的典型《购售电合同》主要条款如下： （1）电费以人民币结算，电费确认应当在电量结算确认后5个工作日内完成。上网电费按以下公式计算：公司上网电费=上网电量×对应的上网电价（含税）其中，购电人承担的上网电费=上网电量×对应的结算电价（含税）。由可再生能源发展基金承担的上网电费=上网电量×[商业运行期上网电价-购电人结算电价]。 （2）双方按合同约定完成抄表后，按照双方约定，购电人按月填制电费结算单，售电人确认并根据电费结算单开具增值税发票。售电人根据购电人确认的《电费结算单》开具增值税发票，并送交给购电人。购电人收到正确的《电量结算单》、《电费结算单》和增值税发票原件后，分两次付清该期上网电费：①上网电费确认的5个工作日内，支付该期上网电费的50%；②上网电费确认的15个工作日内，付清该期上网电费剩余的50%。 可再生能源发展基金承担的上网电费部分按照国家法律法规和相关规定执行。 综上，购售电合同明确了与所转让商品相关的支付条款。	是
该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额	公司履行购售电合同属于商业行为，能够为企业带来现金流量的增加，具有商业实质。	是
企业因向客户转让商品而有权取得的	公司新能源补贴款的资金来源主要为财政专项资金，为国家信用，基于收入确认当时情况预计到期不能收回的可能性极小；公司的	是

新收入准则相关规定	公司的具体情况	是否满足
对价很可能收回	存量项目全部符合相关文件的要求，不存在不能进入补助项目清单的风险；因此，企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	

因此，公司可再生能源发电项目收入确认（包括补贴收入）符合企业会计准则关于确认收入的条件。

（二）暂未纳入补贴清单但符合纳入补贴清单条件的发电项目在并网发电时开始确认电费补贴收入具有合理性，符合企业会计准则规定

对于暂未纳入补贴清单但满足纳入补贴清单条件的发电项目，后续纳入补贴清单需要由电网企业初审、省级主管部门确认、国家可再生能源信息管理中心复核、电网企业进行公示和公布。因此，项目并网发电和进入补贴清单存在一定时间间隔，公司可再生能源发电项目并网发电时开始确认电费补贴收入具有合理性，符合企业会计准则规定，具体分析如下：

1、未纳入补贴清单的项目未来纳入补贴清单不存在实质性障碍

公司在 2020 年 1 月后并网的 12 个发电项目除 5 个项目因可再生能源补贴核查导致可能不能纳入补贴清单外（基于谨慎性原则，该 5 个项目已在 2022 年全额冲减前期确认的电费补贴收入并不再确认补贴收入），其余 7 个项目纳入补贴清单不存在实质性障碍（其中 2 个项目已于 2023 年 3 月纳入补贴清单），具体分析详见本题回复“4-1、一、（二）、3、2020 年 1 月以后并网的电站项目纳入补贴清单是否存在实质性障碍”所述。

2、未纳入补贴清单的项目电费补贴收入确认时点符合企业会计准则的规定

根据财政部 国家发展改革委 国家能源局于 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》（财建〔2020〕426 号），对根据财建〔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。因此，可再生能源发电项目并网发电和项目进入补贴清单虽然存在一定时间间隔，但根据上述规定及电价批复文件或统一适用的电价政策，项目自并网发电之日起即享受补贴电价。

根据财政部《可再生能源电价附加有关会计处理规定》(财会〔2012〕24号)的规定:可再生能源发电企业在将电力供应至项目所在地电网企业时,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。因此,公司在发电项目并网发电之日起确认可再生能源补贴收入。

同时,对于可再生能源发电项目已发生的发电成本,包含了为取得补贴电价而发生的成本,对应的发电收入也应是整体收入,未纳入补贴清单的项目对应的发电成本于发电时已经发生。因此,未纳入补贴清单但满足纳入补贴清单条件的项目在并网发电时开始确认电费补贴收入,符合收入成本的配比原则,符合企业会计准则的规定。

3、未纳入补贴清单的项目可再生能源补贴收入确认金额符合规定

可再生能源发电项目的上网电价由国务院价格主管部门依据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况确定。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)规定,可再生能源发电项目的上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价(即当地燃煤发电上网基准价)的部分由国家可再生能源发展基金予以补贴,补贴标准=(可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。因此,公司可再生能源补贴收入=上网电量*(可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。

综上,公司未纳入补贴清单的项目发电收入包括燃煤发电基础电费收入及可再生能源补贴收入,所有发电收入于电力供应至项目所在地电网企业时确认,公司根据经电网企业确认的月度电费结算单上记载的上网电量和经价格主管部门统一制定或批复的上网电价计算基础电费收入和补贴电费收入。因此,公司可再生能源补贴收入的确认时点合理、确认金额准确,符合企业会计准则的规定。

(三) 公司可再生能源发电项目收入确认方式与同行上市公司一致

同行业上市公司关于可再生能源电价补贴收入确认情况如下:

序号	上市公司简称	收入确认相关描述
1	晶科科技	根据合同约定将电力输送至国家电网指定线路,每月月底按照电力公司提供的电费结算单中确认的抄表电量及电价(含电价补贴)确认收入。
2	正泰电器	公司光伏电站的发电业务属于在某一时刻履行的履约义务,于电力供应至各子公司所在地的电网公司时确认收入。
3	阳光电源	本公司建造并运营的光伏电站项目产生的光伏发电收入在每个会计期末按照抄表电量,电力公司或客户的发电量确认单,及相关售电协议约定的电价,确认光伏发电收入。
4	天合光能	本公司建造并运营的光伏电站项目产生的光伏发电收入在每个会计期末按照抄表电量,电力公司或客户的发电量确认单及相关售电协议约定的电价(包括根据售电协议约定,由购电方向公司支付的与销售电力相关的可再生能源电价附加资金补助),确认光伏发电收入。
5	协鑫集成	按照光伏电站与电网公司双方确认的结算单,确认收入(注①)。
6	三峡能源	电力收入于电力供应至各电站所在地的省电网公司时确认,公司根据经电网公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价(含可再生能源补贴)确认电站运营收入。
7	太阳能	电力收入于电力供应至各公司所在地的电网公司时确认。公司按合同或协议约定并经政府价格主管部门批准的上网电价为基础,根据与电力部门确认的上网电量计算电力销售收入金额。上网电价包括了标杆电价和补贴电价(如有)。
8	节能风电	主营业务为电力销售,收入确认的会计政策为:电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。发行人按合同或协议约定并经政府价格主管部门批准的上网电价为基础,根据与电力部门确认的上网电量计算电力销售收入金额,上网电价包括了标杆电价和可再生能源补贴电价。
9	天顺风能	公司按与国网客户签署的购售电合同约定并经政府价格主管部门批准的上网电价为基础,以取得国网客户确认的上网电量交易结算单作为确认收入的时点,根据确认的上网电量、上网电价确认收入。其中,上网电价包括了标杆电价和补贴电价,在购售电合同及补贴政策文件中分别约定了具体的金额。
10	吉电股份	将电力供应至各电站所在地的电网公司电网时,电网公司取得电力的控制权时,确认收入(注②)
11	立新能源	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。风力、光伏发电收入由电力供应至各电场所在地省电网公司确认,双方执行抄表、核对、结算单填制,经双方确认的结算电量作为当月销售电量,以经发改委核定的上网电价作为销售单价。同时根据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。
12	浙江新能	公司电力销售在客户取得上网电量的控制权时确认收入,具体如下: ①向电力公司的电力销售:根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价确认电费收入;②向用户的电力销售:根据公司、用户签订的协议,根据各方确认的月度实际用电量按合同电价确认收入。
13	南网能源	综合资源利用业务包括生物质综合利用业务和农光互补集中式光伏业务,按照上网电量及国家政策规定的价格按月确认收入。 2020年1月,《可再生能源电价附加资金管理办法》(财建〔2020〕5号)将发电项目按时间“新老划断”,划分为该规定印发后并网发电的项目(新增项目)和该规定印发前并网发电的项目(存量项目)。对于尚未纳入补贴目录或清单的存量项目,若项目建设核准或备案文件、并网时间证明材料、电价批复、经核定享受补贴的上网电量批复等文件,符

序号	上市公司简称	收入确认相关描述
		合列入清单条件、补贴金额可以确定，故在项目并网发电时确认电价补贴收入；对于新增项目，发电项目需要在纳入补贴清单后确认补贴收入。

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

由上表可知，除南网能源在财建〔2020〕5 号发布后的新增项目在纳入补贴清单后确认补贴收入外，同行业上市公司均于电力供应至电网时按上网电价确认电费收入，即同时确认基础电费收入与可再生能源电价补贴收入，公司可再生能源电价补贴收入的确认时点与上述同行业上市公司相同。

综上，公司可再生能源发电项目收入确认及各关键节点对于收入估计的依据充分、符合企业会计准则的规定，并与绝大部分同行业上市公司一致。

4-2 是否存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额有差异的情况，如有，请说明差异的金额及占收入的比重情况

公司持有的已纳入补贴清单的项目中，不存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额有差异的情况。

4-3 补贴核查工作的最新进展情况以及对公司电站业务的影响

一、补贴核查工作的最新进展情况

可再生能源发电补贴自查及核查是一项复杂、繁琐的工作，涉及到的企业数量大，各项数据资料多。自 2022 年 3 月国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》以来，随着自查及核查工作有序推进，国家相关部门明确了可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释，于 2023 年 1 月 6 日公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。

自公布“第一批合规项目清单”后，相关核查工作仍在持续进行，截至本问询回复出具之日，暂未公布最新核查结果。2023 年 1 月至今，公司未进入“第一批合规项目清单”项目的核查进展情况如下：

序号	项目公司名称	项目名称	核查进展
1	孟县华光光伏发电有限公司	山西阳泉市孟县 100MW 光伏领跑者项目	2023 年 1 月 31 日，公司提交了关于电价及并网时间的补充说明。截至目前，公司未收到进一步核查意见。
2	菏泽市牡丹区浩风新能源有限公司	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	2023 年 3 月 15 日，公司收到提交举证材料的通知，公司已于当月完成举证材料的提交，截至目前，公司未收到进一步审核意见。
3	哈巴河县新特风电有限公司	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	2023 年 3 月 14 日，公司收到提交补正材料的通知，公司已于当月完成补正材料的提交，截至目前，公司未收到进一步审核意见。
4	哈密风尚发电有限责任公司	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	2023 年 3 月 9 日，公司收到提交举证材料的通知，公司已于当月完成举证材料的提交； 2023 年 4 月 18 日，接到国家电网电话告知在 2023 年 4-5 月前往现场进行实地考察；截至目前，尚未考察，尚未收到进一步审核意见。
5	固阳县风源发电有限责任公司	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	2023 年 1 月 7 日，公司收到整改小组通知，催缴退回已收到的部分电费补贴款 821.11 万元，公司已于当月退回相关补贴款。
6	包头市光羿太阳能发电有限责任	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地	2023 年 3 月 9 日，公司收到在系统补充上传并网举证材料的通知，已于 3 月 18 日上传。截至

序号	项目公司名称	项目名称	核查进展
	公司	100MW 项目	目前，公司未收到进一步审核意见。
7	奈曼旗汇特光伏发电有限责任公司	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	2023 年 2 月 9 日，收到整改小组通知，催缴退回已收到的部分电费补贴款，公司已于 2023 年 2 月将相关补贴款全部退回。截至目前，公司已提交申诉材料，但尚未收到进一步审核意见。
8	正镶白旗风盛发电有限公司	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	2023 年 3 月 9 日，公司收到提交补证材料的通知，公司已于当月完成举证材料的提交，截至目前，公司未收到进一步审核意见。
9	正镶白旗风盛发电有限公司	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	
10	锡林郭勒新园新能源有限公司	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	
11	木垒县嘉裕风晟发电有限公司	木垒大石头 200MW 风力发电项目	2023 年 3 月 14 日，收到提交补证材料的通知，公司已于当月完成举证材料的提交； 2023 年 4 月，接到国家电网电话告知在 2023 年 4-5 月前往现场进行实地考察。截至目前，尚未考察，未收到进一步审核意见。
12	中闽（木垒）风电有限公司	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目	

二、补贴核查工作对公司电站业务的影响

（一）补贴核查工作对公司有补贴需求的电站项目的影响

2022 年 3 月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，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止到 2021 年 12 月 31 日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目。

截至 2022 年末，公司持有的有补贴需求的 27 个电站项目中，未纳入第一批合规项目清单的项目共计 12 个。根据可再生能源发电补贴核查进展及公司自查情况，公司持有的 9 个未纳入第一批合规项目清单的风能、光伏电站项目由于未按规定时间完成全容量并网或因未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模存在一定瑕疵，可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险。基于谨慎性原则，公司在 2022 年对上述 9 个电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元，并对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元，对存在减值迹象的相关电站资产组（固定资产、无形资产及使用权资产）进行减

值测算，计提资产减值准备 32,267.57 万元。上述事项导致公司 2022 年净利润减少 117,652.84 万元、归属于母公司所有者的净利润减少 89,126.56 万元。基于谨慎性原则，公司对上述 9 个存在瑕疵的电站项目已从 2022 年开始不再确认电费补贴收入或按预计降低后的补贴电价确认电费补贴收入，由此导致未来补贴期间（补贴期间累计不超过 20 年）电费补贴收入减少，假设按对未来 10 年的影响测算，将导致公司未来 10 年内的电费补贴收入减少 62.62 亿元（年均减少 6.26 亿元）、归属于母公司所有者的净利润减少 40.32 亿元（年均减少 4.03 亿元）。

同时，根据自查及核查情况，公司预计未纳入第一批合规项目清单的其余 3 个电站项目经申诉后可正常获得电价补贴，公司仍按照原补贴电价确认可再生能源发电补贴收入。如果最终申诉未能通过，经公司测算，将冲减截至 2022 年末已确认的收入，由此导致归属于母公司所有者的净利润减少 0.75 亿元；同时导致未来补贴期间（补贴期间累计不超过 20 年）电费补贴收入减少，假设按对未来 10 年的影响测算，未来 10 年内电费补贴收入将减少 7.68 亿元（年均减少 0.77 亿元）、归属于母公司所有者的净利润减少 4.43 亿元（年均减少 0.44 亿元）。

鉴于上述补贴核查工作尚处于进行过程中，核查最终结果存在一定的不确定性，对于公司业绩的影响与预计金额可能存在差异。若可再生能源发电补贴政策发生重大不利变化，可能导致有补贴需求的可再生能源发电项目的补贴单价、补贴电量、可再生能源发电补贴回款的情况发生变化，或未来受到相关行业主管部门的处罚，则会对公司的财务状况及经营成果产生一定影响。

（二）补贴核查对公司持有的其余电站项目及未来电站业务的影响

本次可再生能源发电补贴核查确定的范围为截止到 2021 年 12 月 31 日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目。公司持有的除 27 个有补贴需求的电站项目外，其余电站项目均为平价项目（不享受可再生能源发电补贴），不属于可再生能源发电补贴核查的范围，本次核查对公司目前持有的其余电站项目没有影响。根据国家发展改革委 2021 年 6 月 7 日发布的《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），自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。随着平价上网政策的实施，公司未来取得的相关风能、

光伏电站项目将不再享受补贴，本次核查对公司未来开展的风能、光伏电站业务没有影响。

4-4 国家有关部门在可再生能源发电补贴核查过程中，是否存在将类似情形认定为合规的案例

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

对于未纳入第一批合规项目清单的项目 12 个项目中，公司预计其中 3 个项目可正常获得电价补贴，继续确认电费补贴收入；公司预计有 8 个项目因可能被认定为未在规定时间内全容量并网，1 个电站项目因未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模存在一定瑕疵，可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险，已在 2022 年财务报表中作冲减收入、计提资产减值准备等会计处理。

在本次可再生能源发电补贴核查过程中，核查标准统一。经公司向部分同行业公司了解，同行业公司被核查项目存在类似情况的，也未进入第一批合规项目清单。根据公司了解到的同行业案例情况，截至目前，主管部门不存在将与公司未进入第一批合规清单的项目存在类似情形的发电项目认定为合规的案例。

4-5 发行人对相关电站资产进行减值测试的具体过程，各参数设定的依据及合理性，减值准备的计提是否充分

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

一、发行人对相关电站资产进行减值测试的具体过程及各参数设定的依据的合理性

根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》的规定，公司于资产负债表日判断

资产是否存在可能发生减值的迹象,存在减值迹象的,公司将估计其可收回金额,如资产的可收回金额低于其账面价值的,将资产的账面价值减记至可收回金额,减记的金额确认为资产减值损失,计入当期损益,同时计提相应的资产减值准备。

（一）判断相关电站是否存在减值迹象

报告期内,公司对未纳入第一批合规项目清单的 12 个电站资产减值迹象的判断过程如下:

序号	减值迹象标准	公司状况	是否存在减值迹象
1	资产的市价当期大幅度下跌,其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌	资产的市价并未大幅下跌	否
2	企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化,从而对企业产生不利影响	根据可再生能源发电补贴自查结果,部分风能、光伏电站项目的电价补贴可能存在被降低或取消的风险,该部分风能、光伏电站价值可能受到影响	是
3	市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高,从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率,导致资产可收回金额大幅度降低	市场利率或者其他市场投资报酬率在当期未明显提高	否
4	有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏	资产无陈旧过时或实体损坏	否
5	资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置	电站无闲置、终止使用等计划	否
6	企业有证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期,如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润(或者亏损)远远低于(或者高于)预计金额等	根据可再生能源发电补贴自查结果,部分风能、光伏电站项目的电价补贴可能存在被降低或取消的风险,相应资产组实现的营业利润及现金流量可能低于预计金额	是
7	其他表明资产可能已经发生减值的迹象	无其他事项表明固定资产可能已经发生减值的迹象	否

（二）估计相关电站可收回金额及各参数设定

可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司以单项资产为基础估计其可收回金额;难以对单项资产的可收回金额进行估计的,以该资产所属的资产组为基础确定资产组的可收回金额。资产组的认定,以资产组产生的主要现金流入是否独立于其他资产或者资产组的现金流入为依据。

由于公司对相关电站资产组没有对外出售的意图，不存在销售协议价格；且在公开市场上难以找寻与资产组组合相同和相类似的交易案例等，因此公司采用资产预计未来现金流量的现值来进行估算，以此作为资产组的可回收价值。确定电站长期资产预计未来现金流中使用的主要参数及设定依据如下：

1、发电量预测

未来发电量是用来计算收入的重要参数。在具体预测中，公司主要根据可研数据及机组在调试期与全容量并网后理论发电量和历史实际发电量数据确定，同时考虑到电网公司的调度要求、当地电网输送容量和消纳能力等，公司根据历史限电率等参数调整部分电站发电机组的预期发电量。对于光伏发电项目，基于谨慎性原则，光伏项目设备还需考虑一定的设备衰减率，发电量预测具有合理性。

2、预计上网电价

基于谨慎性原则，对于受补贴核查工作影响的发电项目，公司以降低或取消电价补贴后的预计核查电价为基础进行预测，同时由于各项目在电量交易方式、输电规模、专项配套电路、电网调峰辅助服务补偿等方面存在差异，公司同时参考历史期间实际结算电价，电价预测具有合理性。

3、预计运营成本

项目生产运营涉及的成本主要包含运维费、折旧和摊销、维修费、下网电费、检验费、保险费等。公司对运维费的预测主要依据已签订运维合同费用以及其他委托服务合同费用，并考虑长期的人力劳动成本变化等进行计算；折旧和摊销主要包括固定资产的折旧和土地的摊销；维修费主要考虑已发生的费用以及参考前期历史同期发生额，并结合设备老化故障率及物价因素等进行计算；检验费、保险费等按照往年同月份平均费用并考虑其性质进行预测。公司对运营成本的预测总体以历史期间费用水平并参考对经营期内的各项预测因素得出，具有合理性。

4、折现率

发行人根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率，加权平均资本成本的计算公式、参数选取及计算过程如下：

加权平均资本成本（WACC）=权益资本成本（r）×（权益的市场价值（E）

$$/ (\text{债务的市场价值 (D)} + \text{权益的市场价值 (E)}) + \text{债务资本成本 (Kd)} \times (1 - \text{发行人所得税率 (t)}) \times (\text{债务的市场价值 (D)} / (\text{债务的市场价值 (D)} + \text{权益的市场价值 (E)}))$$
。权益资本成本是采用资本资产定价模型 (CAPM) 得到的，在资本资产定价模型中，权益资本成本是基于无风险利率加上反映发行人风险的回报溢价得出，即：权益资本成本 (r) = 无风险利率 (Rf) + Beta 系数 (β) × 股权风险溢价 (ERP) + 特别风险溢价 (α)。

其中：

无风险利率 (Rf)，数值取自距评估基准日剩余期限十年以上债券到期收益率的平均值。

股权风险溢价 (ERP)，是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。考虑到项目主要经营业务在中国境内，故以具有代表性的沪深 300 指数为基础计算市场各年的风险溢价。

Beta 系数 (β)，衡量特定资产对于全部风险投资组合的系统性风险，在计算 Beta 系数时，公司运用最小二乘法拟合可比公司股票收益率与其相应指数收益率的关系，通过加权平均确定 Beta 系数。

特别风险溢价 (α)，公司特别风险溢价综合考虑目标企业的企业规模、历史经营情况、企业的财务风险、企业经营业务、产品和地区的分布、企业内部管理及控制机制、管理人员的经验和资历、对主要客户及供应商的依赖等因素，确定合理的特别风险溢价。

报告期内，公司在资产减值测试中采用的折现率使用了行业通行的计算方法，通过分别计算权益资本成本和债务资本成本，并考虑可比公司债务权益比重计算的加权平均资本作为税后折现率。

截至 2022 年 12 月 31 日，公司在资产减值测试中采用的折现率区间为 6.89%-8.50%，均超过五年期以上 LPR，具有合理性。

综上，公司在电站资产减值测试中，各关键参数的确定依据具有合理性。

基于以上参数，公司采用资产组产生的预计未来现金流量的现值估算资产组

价值，评估的基本模型为：

$$P = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+r)^i}$$

R_i 即资产组未来第 i 年的预期收益，具体使用资产组税前净现金流计算，资产组税前净现金流= EBITDA－资本性支出-营运资本增加额= EBIT+折旧与摊销－资本性支出-营运资本增加额。EBIT 主要由预测发电量及上网电价计算的收入减去项目运维费、维修费、资产折旧与摊销等预计运营成本和相关税金及附加等费用计算， r 即折现率， n 即资产组的剩余收益年限。如评估价值 P 低于资产组账面价值，则计提相应的资产减值准备。

二、相关电站资产减值准备的计提是否充分

（一）平价及已纳入第一批合规项目清单的电站不存在减值情形

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

（二）未纳入合规清单的电站减值情况

2022 年 3 月起，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合开展可再生能源发电补贴自查及核查工作。根据自查及核查情况，公司部分风能、光伏电站项目的电价补贴存在被降低或取消的风险，可能对未来现金流产生不利影响，部分电站资产存在减值迹象。根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》的相关规定，公司对存在减值迹象的电站相关资产组（固定资产、无形资产及使用权资产）进行了减值测试，按照资产组账面净值与可收回金额（通过资产组预计未来现金流量现值确定）孰低计量，未纳入第一批合规项目清单的 12 个电站资产组减值情况如下：

单位：万元

序号	项目	评估方法	资产组账面价值	资产组评估价值	是否减值	资产组减值金额
1	木垒大石头 200MW 风电项目（注①）	现金流量折现法	139,247.41	114,700.00	是	24,547.41

序号	项目	评估方法	资产组账面价值	资产组评估价值	是否减值	资产组减值金额
2	中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目（注②）	现金流量折现法	136,544.83	133,900.00	是	2,644.83
3	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏发电示范基地 100MW 项目（注③）	现金流量折现法	59,075.34	54,000.00	是	5,075.34
4	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	现金流量折现法	175,572.42	200,700.00	否	-
5	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	现金流量折现法	116,253.90	144,900.00	否	-
6	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	现金流量折现法	125,396.03	132,000.00	否	-
7	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目（注④）	现金流量折现法	15,308.90	17,500.00	否	-
8	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	现金流量折现法	40,326.46	59,800.00	否	-
9	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	现金流量折现法	109,671.26	146,300.00	否	-
10	山西阳泉市盂县 100MW 光伏领跑者项目	现金流量折现法	58,498.96	58,700.00	否	-
11	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	现金流量折现法	35,810.47	52,600.00	否	-
12	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	现金流量折现法	9,973.16	11,600.00	否	-
合计					-	32,267.58

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

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

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

④奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目因未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模而被相关部门要求退回前期已收到的全部电费补贴款，通辽市发展和改革委员会 2022 年 6 月 30 日下发了《关于废止通发改价字（2016）272 号等 4 份可再生能源项目上网电价批复文件的通知》，但通辽市发展和改革委员会于 2022 年 12 月 22 日又发文将上述文件作废，因此该项目执行何电价存在一定的不确定性，公司已于 2023 年 1-2 月退还已收到的全部补贴款，在 2022 年财务报表冲减累计已确认的电费补贴收入，后续暂不确认可再生能源补贴收入。同时，考虑到长期资产减值一旦计提未来将无法转回，公司在 2022 年末暂未计提相应项目的长期资产减值准备。公司针对上述事项正在积极进行申诉，但有关部门针对该事项尚未有明确结论，基于谨慎性原则，公司于 2023 年 1-6 月财务报表对该项目计提长期资

产减值准备 7,149.42 万元。

经测试，未纳入第一批合规项目清单的 12 个电站中有 3 个电站存在减值。上海申威资产评估有限公司对涉及减值的 3 个电站分别出具了资产评估报告，对未涉及减值的 9 个电站，公司进行了减值测试并经评估机构复核。根据评估结果，涉及减值的电站资产组减值金额 32,267.58 万元，其中：固定资产减值损失 30,618.98 万元，无形资产减值损失 1,236.90 万元，使用权资产减值损失 411.69 万元。减值测算具体过程如下：

1、涉及资产减值的电站

(1) 木垒大石头 200MW 风力发电项目

公司以项目风电发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的关键参数包括未来发电量，预期上网电价、预计运营成本、折现率等。

未来发电量：公司参考项目历史实际发电小时，并结合该项目发电机组历史限电率 10.75%-11.15%，预测项目风机实际发电小时数为 2,560 小时/年，项目规模为 200MW，故预测 2023 年及以后全年发电量为 51,200.00 万千瓦时。

预期上网电价：该项目预计核查电价为 0.25 元/kW.h，2022 年 1-6 月电价结算均值为 0.2435 元/kW.h，2023 年至项目期结束的预期上网电价均按照 0.2435 元/kW.h 估计。

预计运营成本：预计运营成本主要包括运维费用、下网电费、维修费用等。2022 年度运维费用采用已签订运维合同费用以及其他委托服务合同费用计算，2023 年及以后未来年份考虑长期的人力劳动成本变化，费用增长率为每两年增长 1%。未来年度的下网电费基本保持稳定，按照 2022 年的数据进行预测。维修费用 2023 年以及未来年份考虑设备老化故障率持续上升，费用增长率为每三年增长 3%。

折现率取值如下：

项目	2022 年至 2023 年	2024 年至 2026 年	2027 年至 2030 年	2031 年至项 目期结束
权益资本成本计算：				
无风险利率（Rf）	2.8205%	2.8205%	2.8205%	2.8205%

项目	2022 年至 2023 年	2024 年至 2026 年	2027 年至 2030 年	2031 年至项 目期结束
股权风险溢价 (ERP)	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%
Beta 系数 (β)	0.7302	0.7054	0.6806	0.6476
特别风险溢价 (α)	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
权益资本成本 (r) = Rf + β × ERP + α	9.4%	9.2%	9.0%	8.8%
债务资本成本计算:				
债务资本成本 (Kd)	4.45%	4.45%	4.45%	4.45%
预期税率(t)	0.00%	7.50%	15.00%	25.00%
税后债务资本成本 = Kd × (1 - t)	4.45%	4.12%	3.78%	3.34%
加权平均资本成本计算:				
债务比例	45.25%	45.25%	45.25%	45.25%
权益比例	54.75%	54.75%	54.75%	54.75%
加权平均资本成本 (WACC) = r × (E / (D + E)) + Kd × (1 - t) × (D / (D + E))	7.2%	6.9%	6.6%	6.3%

注：①该项目公司享受西部大开发优惠政策以及三免三减半的优惠政策，故 2022 年至 2023 年的企业所得税率为 0%，2024 年至 2026 年企业所得税为 7.5%，2027 年至 2030 年为 15%，2031 年至项目期结束为 25%；②根据税前现金流按税前折现率计算的现值等于税后现金流按税后折现率计算的现值，通过计算税后折现值迭代计算该项目税前折现率为 6.89%。

综合各评估参数，木垒大石头 200MW 风力发电项目评估价值为 114,700.00 万元，资产组账面价值为 139,247.41 万元，资产组减值金额为 24,547.41 万元。

(2) 中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头 200MW 风力发电项目

公司以项目风电发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的关键参数包括未来发电量、预期上网电价、预计运营成本、折现率等。

未来发电量：公司参考项目历史实际发电小时，并结合该项目发电机组历史限电率 11.1%-12.1%，预测项目风机实际发电小时数为 2,940 小时/年，项目规模为 200MW，预测 2023 年及以后全年发电量为 58,800.00 万千瓦时。

预期上网电价：该项目预计核查电价为 0.25 元/kW.h，参考 2022 年 1-6 月电价结算均值 0.2444 元/kW.h，2023 年至项目期结束的预期上网电价均按照 0.2444 元/kW.h 估计。

预计运营成本：预计运营成本主要包括运维费用、电费、维修费用等。2022

年度运维费用采用已签订运维合同费用以及其他委托服务合同费用计算，2023年及以后未来年份考虑长期的人力劳动成本变化，费用增长率为每两年增长1%。维修费与电费考虑现货电价波动及设备老化故障率持续上升，费用增长率为每三年增长1%。

折现率取值如下：

项目	2022 年至 2023 年	2024 年至 2026 年	2027 年至 2030 年	2031 年至项 目期结束
权益资本成本计算：				
无风险利率（Rf）	2.8205%	2.8205%	2.8205%	2.8205%
股权风险溢价（ERP）	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%
Beta 系数（β）	0.7302	0.7054	0.6806	0.6476
特别风险溢价（α）	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
权益资本成本（r）=Rf+β×ERP+α	9.3%	9.1%	8.9%	8.7%
债务资本成本计算：				
债务资本成本（Kd）	4.45%	4.45%	4.45%	4.45%
预期税率(t)	0.00%	7.50%	15.00%	25.00%
税后债务资本成本=Kd*(1-t)	4.45%	4.12%	3.78%	3.34%
加权平均资本成本计算：				
债务比例	45.25%	45.25%	45.25%	45.25%
权益比例	54.75%	54.75%	54.75%	54.75%
加权平均资本成本 （WACC）=r×（E/（D+E））+Kd× （1-t）×（D/（D+E））	7.1%	6.8%	6.6%	6.3%

注：①该项目公司享受西部大开发优惠政策以及三免三减半的优惠政策，故2022年至2023年的企业所得税率为0%，2024年至2026年企业所得税为7.5%，2027年至2030年为15%，2031年至项目期结束为25%；②根据税前现金流按税前折现率计算的现值等于税后现金流按税后折现率计算的现值，通过计算税后折现值迭代计算该项目税前折现率为7.30%。

综合各评估参数，中闽（木垒）风电有限公司木垒大石头200MW风力发电项目评估价值为133,900.00万元，资产组账面价值为136,544.83万元，资产组减值金额为2,644.83万元。

（3）内蒙古包头市采煤沉陷区光伏发电示范基地100MW项目

公司以项目光伏发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的关键参数包括未来发电量、预期上网电价、预计运营成本、折现率等。

未来发电量：根据财政部、国家发改委、国家能源局下发的《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》，该项目属于光伏发电一类资源区，项目全生命周期合理利用小时数为 35,200 小时。2022 全年发电量测算为 17,264.06 万千瓦时，由于光伏设备的衰减率为 0.7%，2023 年及以后年度每年预测发电量为上年度预测发电量的 99.3%。

预期上网电价：该项目预计核查电价为 0.40 元/kW.h，参考 2020 年至 2021 年实际平均结算基础电价 0.2818 元/kW.h 以及下调后的补贴电价 0.1171 元/kW.h，基于谨慎性原则，2023 年至项目期结束的预期上网电价按照 0.3989 元/kW.h 估计。

预计运营成本：预计运营成本主要包括运维费用、电费、维修费用等。2022 年度运维费用采用已签订运维合同费用计算，2023 年及以后未来年份考虑长期的人力劳动成本变化，费用增长率为每两年增长 1%。维修费与电费考虑物价上涨等因素，费用增长率为每年增长 3%。

折现率取值如下：

项目	2022 年	2023 年至 2025 年	2026 年至 2030 年	2031 年至项 目期结束
权益资本成本计算：				
无风险利率（Rf）	2.8205%	2.8205%	2.8205%	2.8205%
股权风险溢价（ERP）	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%
Beta 系数（β）	0.7302	0.7054	0.6806	0.6476
特别风险溢价（α）	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
权益资本成本（r）=Rf+β×ERP+α	9.3%	9.1%	8.9%	8.7%
债务资本成本计算：				
债务资本成本（Kd）	4.45%	4.45%	4.45%	4.45%
预期税率(t)	0.00%	7.50%	15.00%	25.00%
税后债务资本成本=Kd*(1-t)	4.45%	4.12%	3.78%	3.34%
加权平均资本成本计算：				
债务比例	45.25%	45.25%	45.25%	45.25%
权益比例	54.75%	54.75%	54.75%	54.75%
加权平均资本成本 (WACC)=r×(E/(D+E))+Kd×	7.1%	6.8%	6.6%	6.3%

项目	2022 年	2023 年至 2025 年	2026 年至 2030 年	2031 年至项 目期结束
$(1-t) \times (D / (D+E))$				

注：①该项目公司享受西部大开发优惠政策以及三免三减半的优惠政策，故 2022 年的企业所得税率为 0%，2023 年至 2025 年企业所得税为 7.5%，2026 年至 2030 年为 15%，2031 年至项目期结束为 25%；②根据税前现金流按税前折现率计算的现值等于税后现金流按税后折现率计算的现值，通过计算税后折现值迭代计算该项目税前折现率为 7.39%。

综合各评估参数，内蒙古包头市采煤沉陷区光伏发电示范基地 100MW 项目评估价值为 54,000.00 万元，资产组账面价值为 59,075.34 万元，资产组减值金额为 5,075.34 万元。

2、未涉及资产减值的电站

公司以项目风力或光伏发电机组作为资产组进行减值测试，在估计可回收金额时使用的关键参数包括未来发电量、预期上网电价、预计运营成本、折现率等。

未来发电量：根据可研数据及机组在调试期与全容量并网后运行情况，参考项目历史实际利用小时和历史限电率等因素，各项目发电机组未来发电量预测如下：

序号	项目	未来发电量预测	预测依据
1	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	74,296.05 万千瓦时/年 (2023 年) 80,851.68 万千瓦时/年 (2024 年及以后)	项目加装调相机工程预计于 2023 年 5 月完工投产，项目加装调相机前年均等效发电小时为 2,210 小时，加装调相机后年均等效发电小时为 2,912 小时，故 2023 年 1-5 月预测发电量按照工程完工前预测，2023 年 6 月及以后发电量按照工程完工后预测。2023 年预测发电量为 74,296.05 万千瓦时，2024 年及以后年度全年预测发电量为 80,851.68 万千瓦时。
2	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	57,094.86 万千瓦时/年 (2023 年) 58,310.10 万千瓦时/年 (2024 年及以后)	项目加装调相机工程预计于 2023 年 5 月完工投产，项目加装调相机前年均等效发电小时为 2,250 小时，加装调相机后年均等效发电小时为 2,901 小时，故 2023 年 1-5 月预测发电量按照工程完工前预测，2023 年 6 月及以后发电量按照工程完工后预测。2023 年预测发电量为 57,094.86 万千瓦时，2024 年及以后年度全年预测

序号	项目	未来发电量预测	预测依据
			发电量为 58,310.10 万千瓦时。
3	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	53,936.21 万千瓦时/年 (2023 年) 58,498.55 万千瓦时/年 (2024 年及以后)	项目加装调相机工程预计于 2023 年 5 月完工投产,项目加装调相机前年均等效发电小时为 2,210 小时,加装调相机后年均等效发电小时为 2,914 小时,故 2023 年 1-5 月预测发电量按照工程完工前预测,2023 年 6 月及以后发电量按照工程完工后预测。2023 年预测发电量为 53,936.21 万千瓦时,2024 年及以后年度全年预测发电量为 58,498.55 万千瓦时。
4	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	本期预测发电量=上期 预测发电量*99.30%	根据 2022 年 1-10 月实际发电量及 11-12 月预测发电量,2023 年预测发电量为 4,785.08 万千瓦时,该项目光伏设备衰减率约为 0.7%,各期预测发电量按照衰减率逐年递减。
5	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	27,654.46 万千瓦时/年	参照 2019 年至 2022 年历史发电量预测全年发电量为 27,654.46 万千瓦时。
6	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	46,153.77 万千瓦时/年	参考项目历史实际利用小时,并结合历史限电率 2.98%,预测项目风机实际发电小时数为 2,308 小时/年,项目规模为 200MW,预测 2023 年及以后年度未来发电量约为 46,153.77 万千瓦时。
7	山西阳泉市盂县 100MW 光伏领跑者项目	本期预测发电量=上期 预测发电量*99.35%	2023 年预测发电量为 15,131.91 万千瓦时,该项目光伏设备衰减率约为 0.65%,各期预测发电量按照衰减率逐年递减。
8	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	12,276.35 万千瓦时/年	项目无限电情况,预计年均发电小时数为 2,455.27 小时,项目规模为 50MW,预测 2023 年及以后年度未来发电量为 12,276.35 万千瓦时。
9	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目(实际并网容量 16.5MW)	3,274.00 万千瓦时/年	2022 年 1-10 月该项目实际上网电量为 2,719.45 万千瓦时,年化后预计以后年度全年上网电量约为 3,274.00 万千瓦时。

预期上网电价:公司以降低或取消电价补贴后的预计核查电价为基础,并结合历史期间实际结算电价均值等因素预测项目未来上网电价如下:

单位：元/kW.h

序号	项目	预期上网电价	预测依据
1	正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目	0.2792	项目于 2020 年 12 月全容量并网，以 2020 年 12 月-2022 年 6 月结算电价均值 0.2792 元/kW.h 为依据预测未来上网电价,不再确认补贴电价
2	风盛正镶白旗特高压外送 20 万千瓦风电场建设项目	0.2798	项目于 2020 年 12 月全容量并网，以 2020 年 12 月-2022 年 6 月结算电价均值 0.2798 元/kW.h 为依据预测未来上网电价,不再确认补贴电价
3	锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目	0.2790	项目于 2020 年 12 月全容量并网，以 2020 年 12 月-2022 年 6 月结算电价均值 0.2790 元/kW.h 为依据预测未来上网电价,不再确认补贴电价
4	奈曼旗汇特一期 30MW 并网光伏项目	0.8009	该项目未被纳入到国家年度可再生能源项目建设和规模内，公司认为该项目可以纳入下一年度建设规模，但享受的可再生能源补贴电价将降低 0.07 元/kW.h,故按照历史平均结算基础电价 0.2244 元/kW.h、补贴电价 0.5765 元/kW.h, 合计 0.8009 元/kW.h 预测
5	固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目	0.3767	2022 年 6 月起，基础电价结算由保障小时数结算变更为市场化交易结算，按照 2022 年 6-10 月平均结算基础电价 0.1696 元/kW.h 作为预测基础电价，加上核查后补贴电价 0.2071 元/kW.h, 合计 0.3767 元/kW.h 预测
6	哈密风电基地二期景峡第六风电场 B 区 200MW 工程项目	0.5057	采用项目 2020 年至 2022 年实际平均结算基础电价 0.1957 元/kW.h, 核查后补贴电价 0.3100 元/kW.h,合计 0.5057 元/kW.h 预测
7	山西阳泉市盂县 100MW 光伏领跑者项目	0.6245	项目于 2019 年全容量并网，采用项目 2019 年至 2022 年 6 月实际平均结算基础电价 0.2565 元/kW.h, 补贴电价 0.3680 元/kW.h,合计 0.6245 元/kW.h 预测
8	山东省菏泽市牡丹区王浩屯 50MW 风电项目	0.5462	采用项目 2021 年 1 月至 2022 年 6 月实际平均结算基础电价 0.3711 元/kW.h, 补贴电价 0.1751 元/kW.h,合计 0.5462 元/kW.h 预测
9	哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网容量 16.5MW）	0.5410	考虑电采暖交易分摊、电网调峰辅助服务补偿等因素后，项目实际基础结算电价约为 0.2110 元/kW.h,补贴电价 0.3300 元/kW.h,合计 0.5410 元/kW.h 预测

预计运营成本：预计运营成本主要包括运维费用、电费与维修费用、折旧费用等，总体以历史期间费用水平为基础并考虑未来期间人工成本变化和故障率等因素调整后计算，具有合理性。

折现率：按照加权平均资本成本的计算，上述 9 个电站项目的折现率区间为

7.52%-8.50%，超过五年期以上 LPR 利率水平，具有合理性。

综合各评估参数，正镶白旗风盛发电有限公司 275MW 风电项目等 9 个电站项目可收回金额大于资产组账面价值，无需计提减值准备。

综上，公司在长期资产减值测试采用的各主要参数取值主要基于历史实际数据，并参考可研报告、电站实际运行情况、预计核查电价、运营预期成本等进行测算，具有合理性。公司在减值测试中采用的折现率使用了行业通行的加权平均资本成本计算方法，参数取值客观，折现率设定合理，减值准备计提充分。

4-6 在招股说明书重大事项提示中补充披露可再生能源补贴政策变化对发行人电站业务的具体影响，并充分提示相关风险

公司已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（三）特别风险提示”中补充披露可再生能源补贴政策变化对发行人电站业务的具体影响，并充分提示相关风险，补充披露情况如下：

“3、可再生能源发电补贴政策变化的风险

2022 年 3 月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，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。

2023 年 1 月 6 日，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网分别正式公布了《关于公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的公告》（以下简称“第一批合规项目清单”），本次公布第一批合规项目共计 7,335 个。

截至 2022 年末，公司持有的有补贴需求的 27 个电站项目中，未纳入第一批合规项目清单的项目共计 12 个。根据可再生能源发电补贴核查进展及公司自查情况，公司持有的 9 个未纳入第一批合规项目清单的风能、光伏电站项目由于未按规定时间完成全容量并网或因未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模存在一定瑕疵，可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险。基

于谨慎性原则，公司在 2022 年对上述 9 个电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年营业收入 82,357.31 万元，并对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失 9,256.58 万元，对存在减值迹象的相关电站资产组（固定资产、无形资产及使用权资产）进行减值测算，计提资产减值准备 32,267.57 万元。上述事项导致公司 2022 年净利润减少 117,652.84 万元、归属于母公司所有者的净利润减少 89,126.56 万元。基于谨慎性原则，公司对上述 9 个存在瑕疵的电站项目已从 2022 年开始不再确认电费补贴收入或按预计降低后的补贴电价确认电费补贴收入，由此导致未来补贴期间（补贴期间累计不超过 20 年）电费补贴收入减少，假设按对未来 10 年的影响测算，将导致公司未来 10 年内的电费补贴收入减少 62.62 亿元（年均减少 6.26 亿元）、归属于母公司所有者的净利润减少 40.32 亿元（年均减少 4.03 亿元）。

同时，根据自查及核查情况，公司预计未纳入第一批合规项目清单的其余 3 个电站项目经申诉后可正常获得电价补贴，公司仍按照原补贴电价确认可再生能源发电补贴收入。如果最终申诉未能通过，假设按对未来 10 年的影响测算，将冲减截至 2022 年末已确认的收入，由此导致归属于母公司所有者的净利润减少 0.75 亿元；同时导致未来补贴期间（补贴期间累计不超过 20 年）电费补贴收入减少，假设按对未来 10 年的影响测算，未来 10 年内电费补贴收入减少 7.68 亿元（年均减少 0.77 亿元）、归属于母公司所有者的净利润减少 4.43 亿元（年均减少 0.44 亿元）。

鉴于上述补贴核查工作尚处于进行过程中，核查最终结果存在一定的不确定性，对于公司业绩的影响与预计金额可能存在差异。若可再生能源发电补贴政策发生重大不利变化，可能导致有补贴需求的可再生能源发电项目的补贴单价、补贴电量、可再生能源发电补贴回款的情况发生变化，或未来受到相关行业主管部门的处罚，则会对公司的财务状况及经营成果产生一定影响。

本次可再生能源发电补贴核查确定的范围为截止到 2021 年 12 月 31 日已并网有补贴需求的全口径可再生能源发电项目。公司持有的除 27 个有补贴需求的电站项目外，其余电站项目均为平价项目（不享受可再生能源发电补贴），不属

于可再生能源发电补贴核查的范围，本次核查对公司目前持有的其余电站项目没有影响。根据国家发展改革委 2021 年 6 月 7 日发布的《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），自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。随着平价上网政策的实施，公司未来取得的相关风能、光伏电站项目将不再享受补贴，本次核查对公司未来开展的风能、光伏电站业务没有影响。”

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、向发行人业务负责人、财务负责人访谈了解未纳入补贴清单项目的基本情况，包括项目类型、并网时间、核准备案情况等，并获取项目核准备案文件、电价批复文件或国家发展改革委公布的电价政策以及电价依据适用文件分析其是否满足纳入补贴清单的条件。

2、分析公司已纳入补贴清单的电站项目开始确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，判断未进入补贴清单的电站项目是否超出正常区间、纳入补贴清单是否存在实质障碍、收入确认时点是否准确。

3、结合公司电站项目是否进入补贴清单的具体情况，复核前期已确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额是否存在差异；复核发行人统计的尚未纳入补贴清单项目在报告期各期确认收入金额的准确性。

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

5、访谈公司管理层了解公司报告期减值测试具体情况，取得发行人管理层关于固定减值测试计算表，查阅涉及电价补贴存在被降低或取消的风能、光伏电

站项目专项评估报告，与发行人管理层讨论固定资产减值测试过程中所使用的方法、关键假设与参数的选取，评估是否按照发行人固定资产减值测试会计估计执行；与发行人聘请的评估机构讨论，了解、评估发行人固定资产减值测试的合理性。

6、核查发行人在招股说明书重大事项提示中对可再生能源补贴政策变化对发行人电站业务的具体影响的披露情况。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、发行人电价补贴收入金额及时点的具体依据充分；尚未纳入补贴清单项目报告期内确认收入金额及占比对发行人业绩影响较小；除因可再生能源发电补贴核查导致部分项目进入补贴清单的可能性较低外，其余项目纳入补贴清单不存在实质障碍；发行人关于电价补贴的收入确认时点准确。

2、发行人前期已确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额不存在差异，相关电费补贴收入确认准确。

3、自 2023 年 1 月 6 日国家电网和南方电网公布“第一批合规项目清单”后，截至本问询回复出具之日，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，暂未公布最新核查结果；发行人对可再生能源补贴核查工作对电站项目的影响在 2022 年进行的会计处理符合谨慎性原则，符合企业会计准则的规定；对电站业务未来业绩的影响具有合理性。

4、根据可再生能源补贴核查的进展情况，国家有关部门在可再生能源发电补贴核查过程中，不存在将与发行人未进入第一批合规项目清单的项目情况类似的发电项目认定为合规的案例。

5、发行人对相关电站资产进行减值测试的具体过程及各参数设定的依据具有合理性，减值准备计提充分。

6、发行人已在招股说明书重大事项提示中补充披露可再生能源补贴政策变化对发行人电站业务的具体影响。

问题 5 关于多晶硅业绩稳定性

根据申报材料及问询回复：发行人测算了多晶硅价格下滑至不同程度对业绩及募投项目的影响，其中，2023 年各情景下单价分别为 10.60 万元/吨、13.50 万元/吨和 16 万元/吨。

根据公开资料：2023 年以来，多晶硅价格持续下跌，6 月 21 日，硅业分会公布了太阳能级多晶硅最新价格，不论是 N 型、复投料，还是致密料、菜花料，价格均普跌，均价跌至 6.27 万元/吨~7.39 万元/吨，远低于 2023 年 5 月上旬的 15 万元/吨。

请发行人说明：（1）多晶硅产品价格持续下跌对发行人业绩稳定性的影响，有何应对措施，相关风险的披露是否充分；（2）发行人测算中预计的价格是否合理，是否存在市场价格跌破预计价格区间下限的可能性，预计销量持续上升是否合理，其他参数（毛利率、费用率等）是否合理；（3）结合公司报告期后经营业绩及多晶硅市场价格持续下跌的情况，说明发行人 2022 年末的存货在资产负债表日及资产负债表日后是否存在减值迹象，相关跌价准备的计提是否充分，2023 年新增存货情况及是否存在较大跌价风险，募投项目相关资产是否存在减值风险。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

5-1 多晶硅产品价格持续下跌对发行人业绩稳定性的影响，有何应对措施，相关风险的披露是否充分

一、2023 年上半年多晶硅市场价格变动情况及对发行人经营业绩稳定性的影响及应对措施

（一）由于短期供需关系调整等因素影响，2023 年上半年多晶硅市场价格处于震荡下行周期。第一季度因多晶硅产业在经过两年供需紧平衡后，随着新产能陆续释放，供需格局发生变化，市场价格在博弈中震荡波动；第二季度因多晶硅产能集中投产放量及硅片企业采取减少安全库存等措施，强化了短期硅

料供应增多的市场预期,造成 2023 年 5-6 月以来多晶硅价格加速下跌。但自 2023 年 6 月下旬以来,市场价格跌幅已收窄并逐步企稳回升

2023 年上半年多晶硅市场价格整体呈震荡下行趋势,根据中国有色金属工业协会硅业分会的数据,单晶菜花料/致密料/复投料/N 型料等主要类别多晶硅的市场成交均价(含税价)区间由 2023 年初的 17.34—17.82 万元/吨,逐步下调至 2023 年 6 月下旬的 6.20-7.37 万元/吨。具体如下:

1、多晶硅产业在经过两年供需紧平衡后,随着新产能陆续释放,供需格局发生变化,市场价格在博弈中开始震荡下行;因此 2023 年一季度的多晶硅市场价格基本呈现震荡波动的走势,该期间内单晶复投料/致密料/菜花料等主要多晶硅产品的市场价格(含税)在 15.62-24.23 万元/吨区间内波动。

2、从 2023 年二季度以来,因多晶硅企业新建产能于短期内集中投产、多晶硅企业出清库存等因素,导致市场短期供应增多的预期增强,同时,下游硅片企业转变签约模式,减少安全库存,使得硅料需求临时性减少,加之头部硅片企业主动调低硅片报价,导致多晶硅价格在 2023 年 5-6 月内出现持续下行的迹象,同时叠加部分厂商抛售引致的市场情绪影响,2023 年 6 月以来出现市场价格跌幅加速的情况。

3、自 2023 年 6 月中旬以来,由于价格下滑幅度加大且贴近多晶硅企业的盈亏平衡点,部分企业启动停产检修,部分新进入企业或将推迟投产,市场短期供应过多的预期逐步缓解,自 2023 年 6 月下旬的以来价格跌幅已逐步收窄,硅业分会于 2023 年 6 月 28 日、7 月 5 日及 7 月 12 日公告的市场价格环比基本持平,8 月初公告的各类别多晶硅市场价格较 7 月初增长 6.37%-8.36%,价格逐步企稳回升。

2023 年初以来的多晶硅市场价格变动情况具体如下:

单位: 万元/吨

日期	N 型料		单晶复投料		单晶致密料		单晶菜花料	
	价格	环比变动率	价格	环比变动率	价格	环比变动率	价格	环比变动率
2023.1.4	-	-	17.82	-	17.62	-	17.34	-
2023.1.11	-	-	16.16	-9.32%	15.92	-9.65%	15.62	-9.92%

日期	N 型料		单晶复投料		单晶致密料		单晶菜花料	
	价格	环比变动率	价格	环比变动率	价格	环比变动率	价格	环比变动率
2023.1.18	-	-	16.6	2.72%	16.4	3.02%	16.19	3.65%
2023.2.1	-	-	21.75	31.02%	21.52	31.22%	21.26	31.32%
2023.2.8	-	-	24.23	11.40%	23.99	11.48%	23.72	11.57%
2023.2.15	-	-	24.24	0.04%	24.01	0.08%	23.73	0.04%
2023.2.22	-	-	24.24	0.00%	24.01	0.00%	23.73	0.00%
2023.3.1	-	-	23.95	-1.20%	22	-8.37%	21.7	-8.55%
2023.3.15	-	-	22.41	-6.43%	22.21	0.95%	21.93	1.06%
2023.3.22	-	-	21.82	-2.63%	21.62	-2.66%	21.38	-2.51%
2023.3.29	-	-	20.88	-4.31%	20.67	-4.39%	20.4	-4.58%
2023.4.19	-	-	19.24	-7.85%	19.00	-8.08%	18.67	-8.48%
2023.4.26	-	-	18.21	-5.35%	18.07	-4.89%	17.71	-5.14%
2023.5.10	16.57	-	16.03	-11.97%	15.79	-12.62%	15.5	-12.48%
2023.5.17	14.97	-9.66%	14.50	-9.54%	14.27	-9.63%	14.02	-9.55%
2023.5.24	13.54	-9.55%	13.02	-10.21%	12.8	-10.30%	12.52	-10.70%
2023.5.31	12.44	-8.12%	11.78	-9.52%	11.51	-10.08%	11.23	-10.30%
2023.6.8	10.39	-16.48%	9.77	-17.06%	9.59	-16.68%	9.24	-17.72%
2023.6.14	8.05	-22.52%	7.46	-23.64%	7.24	-24.50%	6.95	-24.78%
2023.6.21	7.39	-8.20%	6.81	-8.71%	6.64	-8.29%	6.27	-9.78%
2023.6.28	7.37	-0.27%	6.75	-0.88%	6.57	-1.05%	6.20	-1.12%
2023.7.5	7.42	0.68%	6.75	-	6.57	-	6.20	-
2023.7.12	7.45	0.40%	6.75	-	6.57	-	6.20	-
2023.7.19	7.60	2.01%	6.93	2.67%	6.74	2.59%	6.32	1.94%
2023.7.26	7.88	3.68%	7.02	1.30%	6.82	1.19%	6.40	1.27%
2023.8.2	8.04	2.03%	7.18	2.28%	7.02	2.93%	6.65	3.91%

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

（二）在多晶硅价格短期剧烈波动中，可能影响行业内主要企业的短期盈利状况。但是，2023 年以来在国内新增光伏装机及下游产品出口持续增长的支撑下，光伏制造产业链的整体基本面未发生根本变化，多晶硅市场需求仍处于增长态势，市场价格长期维持现行低位水平的可能性较低。具体而言：

1、从 2023 年上半年国内外光伏产业市场的表现来看，光伏制造领域的基本面良好，产业链终端需求持续景气，多晶硅价格短期剧烈波动并不代表行业发生整体需求衰减等不利变化。在国内光伏装机增长及多晶硅下游产品出口增长的支撑下，多晶硅市场需求还将继续扩大

在国内市场方面，2023 年初以来的新增光伏电站装机及光伏电站投资仍保持高速增长。根据国家能源局数据，2023 年 1-6 月中国国内新增太阳能发电装机容量 7,842 万千瓦，较上年同期增长 153.95%，同期国内发电企业完成太阳能发电电源工程投资约 1,349 亿元，同比增长 113.60%。对“多晶硅-硅片-电池片-组件”等光伏制造环节持续保持较大规模的终端需求支撑；

在海外市场方面，受海外光伏装机需求支撑，海外市场需求保持景气，多晶硅下游的硅片、电池片、组件等光伏产品出口量在 2023 年上半年亦持续增长。根据海关总署数据，中国 2023 年 1-6 月硅片（海关统计口径：直径>15.24cm 的单晶硅切片）、电池片（海关统计口径：未装在组件内或组装成块的光电池）和组件（海关统计口径：已装在组件内或组装成块的光电池）的出口数量分别为 341,560.19 万片、260,640.18 万个和 533.30 万吨，较上年同期分别增长 30.70%、55.80%、15.98%。产业链下游产品的出口增长，对上游多晶硅环节市场规模扩大形成支撑。

多晶硅及硅片、电池片、组件等光伏制造环节仍存在国内外市场终端需求的持续支撑，以发行人为例，2023 年 1-6 月累计实现多晶硅销售 86,128.52 吨（未经审计），较上年同期增长 80.33%。虽然短期内价格出现下滑，但“硅料-硅片-电池片-组件”等光伏制造产业链并不会出现整体持续衰退，行业基本面也未发生重大不利变化，多晶硅市场需求仍处于扩大状态。

2、多晶硅价格短期持续下行，影响多晶硅生产企业短期内的盈利规模，甚至在市场价格跌至成本线附近时，可能产生临时性亏损。但是在光伏终端需求规模持续增长的背景下，多晶硅价格长期维持现行低位水平的可能性较低

虽然多晶硅市场价格自 2023 年初以来整体震荡下行，且 2023 年 5-6 月存在加速下跌的情形。但是随着多晶硅价格下跌，光伏电站的建造成本进一步降低，刺激下游电站装机增加，进而增加对多晶硅需求，多晶硅价格将回归到合理水平。

故存在长期需求的前提下，多晶硅厂商在现行低价位甚至是盈亏平衡价格之下，长期维持生产的可能性较低。

多晶硅产业为重资产投入的行业，因 2021-2022 年多晶硅市场价格上涨，利润空间较大，吸引众多新投资者进入该行业，原主要多晶硅生产企业亦陆续扩产，新产能集中释放导致出现短期的供大于求；但市场价格的下行，将导致部分高成本企业尤其是新进入企业，不仅未享受超额收益，反而需承担亏损，从而逐步退出市场，而后多晶硅市场将进入供需平衡阶段。

同时，在光伏终端需求状况未发生根本变化的背景下，多晶硅市场需求仍处于增长态势，而价格下行周期将加速行业整合洗牌、出清落后产能并利好头部优势企业，由于头部优势企业具有生产规模、技术、成本上的优势，借助价格下行出清中小厂商的落后产能之后，将成为扩大后市场份额的主要分享者，并重新建立新的市场格局。

根据硅业分会报告，由于部分亏损企业启动停产检修，同时内蒙古东立、宝丰能源、上机数控等中型厂商或新进厂商已推迟新建产能投产，短期供应过多的预期有所缓解，自 2023 年 6 月下旬以来的价格跌速已大幅收窄，硅业分会于 2023 年 6 月 28 日、7 月 5 日及 7 月 12 日公告的市场价格较前一周呈基本持平，8 月初公告的各类别多晶硅市场价格较 7 月初增长 6.37%-8.36%，价格逐步企稳回升。

综上所述，在光伏终端需求规模持续增长的背景下，多晶硅价格长期维持现行低位水平的可能性较低。

（三）针对多晶硅市场价格下行的不利影响，发行人在 2023 年上半年，通过扩大多晶硅产销量，并借助下游光伏、风电装机需求增长等有利因素，增加电站业务收入及盈利，积极克服多晶硅市场价格下跌对发行人经营业绩的不利影响。2023 年上半年经营业绩仍保持较大规模，较 2022 年上半年价格高位期间的业绩规模，下降幅度相对有限，为抵御极端情况下可能发生的短期临时性亏损及保证 2023 全年业绩规模稳定，提供了良好保障

根据公司 2023 年上半年经审阅财务数据，在多晶硅市场震荡下行的背景下，多晶硅销售单位毛利下降较大，但是发行人通过多晶硅产能释放扩大销量，2023 年 1-6 月累计已实现多晶硅销量 8.61 万吨，较上年同期增长 80.33%，同时借助

下游大型电力集团等客户对于风能、光伏电站持续旺盛装机需求，增加电站建设业务收入，积极克服多晶硅价格下滑的不利影响。

根据经审阅财务数据，2023 年 1-6 月，公司实现营业收入 1,758,689.96 万元，较上年同期增长 19.51%；同期公司实现归属于母公司所有者的净利润和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 475,896.87 万元、463,824.73 万元，较上年同期分别下降 15.28%、17.09%。下降幅度相对有限。在此基础上，发行人仍存在较大的业绩基础以抵御未来价格下行周期中极端情况下可能出现的短期临时性亏损（如个别月份因售价与成本短期倒挂出现的单月亏损），为保证 2023 年全年经营业绩规模稳定提供了良好保障。

同时，发行人主营业务的另一重要组成部分——电站业务亦可贡献较大规模规模盈利，叠加 2023 年上半年国内风能、光伏新增装机需求增长及电池片、组件等光伏制造业产品价格下调等利好因素。2023 年上半年，发行人下属子公司新能源公司（发行人体系内经营电站业务及逆变器、SVG 等电气设备业务板块的主体）累计实现净利润 34,252.22 万元。预计 2023 年电站业务板块将积极增厚发行人经营业绩。

根据公司 2023 年 1-6 月经审阅数据及目前经营情况，公司合理预计 2023 年 1-9 月经营业绩情况具体如下：

单位：万元

项目	2022 年 1-9 月	2023 年 1-9 月		同比变动比例	
		预计区间下限	预计区间上限	下限	上限
营业收入	2,517,528.85	2,190,201.96	2,194,201.96	-13.00%	-12.84%
净利润	932,040.01	544,153.36	559,553.36	-41.62%	-39.96%
归属于母公司所有者的净利润	885,758.09	476,531.37	491,931.37	-46.20%	-44.46%
扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润	877,768.14	464,459.22	477,859.22	-47.09%	-45.56%

注：①上表 2023 年 1-9 月业绩预测系公司初步预测数据，未经会计师审计或审阅，不构成公司的盈利预测或业绩承诺。②上表 2022 年 1-9 月数据考虑了部分电站项目因可再生能源发电补贴核查冲减电费补贴收入及计提电站资产减值的影响。

预计公司 2023 年 1-9 月扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润为 464,459.22-477,859.22 万元，虽相较于上年同期下滑 45.56%-47.09%（上年同

期因多晶硅市场价格持续攀升，经营业绩处于历史高位)，但公司仍维持较大规模的经营业绩。因此，后续价格波动对于发行人 2023 年经营业绩的影响相对有限。

(四) 发行人将采取相关措施，持续降低生产成本，提升产品质量，积极应对多晶硅价格持续下跌对业绩造成的不利影响

公司将通过以下措施，持续降低生产成本，提升产品质量，提高市场竞争力：

首先，公司将加强生产过程控制，保证生产系统稳定运行及产量稳定性，提升产能利用率，以降低单位产量分摊的固定费用；其次，公司将优化工艺控制，提升管理水平，通过加强硅粉和尾气回收利用、提升三氯氢硅转化率、优化发电运行管理、执行分时段电价交易政策降低用电成本、持续推动生产标准化和精细化成本管理等方式，降低生产能耗和物耗；及将加强材料采购管理，针对硅粉、工业硅等核心原材料，采取灵活性采购、集约化采购、分析趋势低点择机采购、结合期货进行套期保值等方式，进一步降低原材料采购成本。同时，公司将完善多晶硅全流程质量管控，稳定并进一步提升产品质量，提高 N 型料占比，满足客户需求。

二、相关风险披露是否充分

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

“.....

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

报告期内各期，公司多晶硅销售均价（不含税）分别为 5.82 万元/吨、15.03 万元/吨、23.75 万元/吨，涨幅较大。受光伏装机需求复苏增长的影响，硅片、电池片及组件等光伏制造环节加速扩产，因多晶硅产能投资周期长等特点，上下游产能错配引致了多晶硅阶段性供给短缺，如 2021 年国内多晶硅产量增长率 27.80%，滞后于同期下游硅片产量增长率 40.40%，故多晶硅价格自 2020 年下半年以来持续快速上涨，多晶硅致密料的市场价格（含税）由 2020 年 7 月的 6.33

万元/吨开始持续上涨，至 2022 年 10 月上涨至 30.60 万元/吨，为近十年来的历史高位。受多晶硅市场价格高位运行的影响，公司及大全能源、通威股份等同行业公司普遍获取了阶段性超额利润，公司及该等同行业公司的 2022 年归属于母公司所有者的净利润均超过 130 亿元，较上年增长 168.70%-234.09%，达到历史高位。

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

由于多晶硅新增产能进一步释放，供需关系趋于平衡，甚至出现短期内供给大于需求的情形，多晶硅市场价格震荡下行并回归至合理水平，根据中国有色金属工业协会硅业分会的数据，单晶菜花料/致密料/复投料/N 型料等主要类别多晶硅的市场成交均价（含税价）区间由 2023 年初的 17.34—17.82 万元/吨，逐步下调至 2023 年 6 月下旬的 6.20-7.37 万元/吨，同时自 2023 年 6 月下旬以来价格逐步企稳回升，2023 年 7 月下旬多晶硅市场价格区间已达到 6.40-7.88 万元/吨，但与 2022 年的价格高位相比已出现大幅下跌的情形。

自 2022 年末以来，多晶硅市场价格的阶段性下行，将导致多晶硅行业无法继续维持原有价格高位期间的超额利润，行业利润率水平将有所下调，对公司经营业绩和盈利能力造成不利影响。由此预计 2023 年公司营业利润、归属于母公司股东的净利润等业绩指标，与 2022 年业绩高位相比，可能出现大幅下滑的风险。”

5-2 发行人测算中预计的价格是否合理，是否存在市场价格跌破预计价格区间下限的可能性，预计销量持续上升是否合理，其他参数（毛利率、费用率等）是否合理

一、市场价格存在短期内跌破预计价格区间下限的情况，但长期维持在现有低位区间的可能性很低，故发行人测算中关于年度均价的预计仍有合理性

在多晶硅业务的业绩预计中，测算假设 2023 年、2024 年及 2025 年的多晶硅的年度均价（含税）分别为 10.6-16 万元/吨、8-12 万元/吨、7-10 万元/吨；在

对募投项目的影响测算中，假设募投项目运营期（根据募投项目可行性研究报告，募投项目持续生产期预定为 15 年）内的年度平均价格（含税）分别为 7 万元/吨、10 万元/吨。

市场价格存在短期内跌破预计价格区间下限的可能性，但发行人测算假设的年均价格仍有合理性，具体来看：（1）主流多晶硅企业的生产成本在 5-6 万元/吨上下浮动，若市场价格持续下跌并跌破多晶硅生产成本，同时多晶硅生产企业尚有财务费用、管理费用等支出，大量厂商在盈亏平衡点以下长期维持生产的可能性较低，因此多晶硅市场价格难以持续保持在此低位区间；（2）就 2023 年来看，上半年多晶硅销售均价维持在 16 万元/吨左右（含税），处于较高水平，即使下半年销售均价处于低位区间，全年均价维持在预计价格区间的可能性较大。

发行人预测中的价格系各年的年均价格，并非某一时点的价格，且预测的年均价格呈逐年下降趋势，具有合理性及谨慎性。

二、2023 年下半年多晶硅均价浮动对全年预计均价的影响

若 2023 年公司全年多晶硅销售均价系业绩预计的多晶硅价格区间下限 10.6 万元/吨（含税价），则 2023 年下半年的公司多晶硅均价预计具体如下：

单位：万元、万元/吨、吨

项目	2023 年 1-6 月 (未审数)	2023 年 7-12 月预计	2023 年全年预计
多晶硅销售均价（不含税）	14.56	6.28	9.38
多晶硅销售均价（含税）	16.46	7.09	10.60
多晶硅销量（吨）	86,128.52	143,871.48	230,000.00
多晶硅销售收入（不含税）	1,254,031.25	903,368.75	2,157,400.00

注：2023 年 1-6 月多晶硅销售均价、销售量及收入系未经审计数据。

在公司 2023 年多晶硅销量达到 23 万吨的情况下，若 2023 年下半年公司的多晶硅销售均价（含税）维持在 7.09 万元/吨以上，则全年销售均价（含税）将达到预计下限 10.6 万元/吨以上。

三、预计销量持续上升具有合理性，其他参数（毛利率、费用率等）的合理性分析

（一）预计销量持续上升具有合理性

在多晶硅业绩预计中，随着发行人多晶硅产量的提升，假设 2023-2025 年的销量分别为 23 万吨、34 万吨及 40 万吨。业绩预计中关于发行人多晶硅预计销量持续上升的假设，符合光伏产业的发展趋势、发行人产能扩张及下游行业需求情况，而多晶硅市场的短期剧烈波动对行业基本面不构成实质性影响，具体如下：

1、国内外光伏装机需求的持续增长，将为多晶硅市场容量增长提供终端支撑。同时，从中短期来看，伴随价格下行周期逐步出清部分缺乏成本优势及技术落后的产能后，包括发行人在内的头部优势企业将分享扩大后的多晶硅市场规模

随着全球能源消费总量的不断提高和能源结构的不断优化，在各国光伏政策的推动下，全球光伏新增装机容量已从 2011 年的 30.20GW 增长至 2021 年的 175GW，年均复合增长率约为 19%，光伏装机规模的迅速增长将大幅拉动上游多晶硅的市场需求。受益于因光伏发电成本下降带动的市场内生需求及“双碳”目标推出，未来国内外光伏装机将保持增长趋势。根据国际能源署发布的《2022 年世界能源前景》报告，预计光伏和风电的发电量占比将从 2021 年的 10% 增加到 2030 年的 40%，并在 2050 年达到 70%。其中，2030 年每年新增光伏装机容量将增至 2021 年的四倍以上，达到 650GW，未来对多晶硅的需求仍然庞大。

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

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

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

因此，受益于终端光伏装机需求的稳定增长，公司多晶硅产品的市场消化具有可持续性。

2、在下游增量需求的支撑下，未来随着 IPO 募投项目投产，发行人多晶硅产销量亦将逐步增加

首先，从发行人的生产规模来看，截至 2022 年末发行人的多晶硅产能已达到 20 万吨/年，随着 IPO 募投项目“年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目”投产，未来产能将继续扩大。其中，募投项目一期工程已于 2022 年启动建设，预计 2023 年内投产；二期工程计划于 2024 年下半年建成投产。按照项目建设计划及进度，2023 年末及 2024 年末，发行人多晶硅名义产能将分别达到 30 万吨/年、40 万吨/年。

由于新增产能项目投产当年无法实现全年度生产及产能达产需要一定周期，新增产能在投产当年实际产量无法达到设计产能。故合理预计 2023 年、2024 年发行人的多晶硅实际产量将低于当年名义产能。

其次，从下游客户的需求支撑来看，由于终端光伏电站装机需求存在持续增长预期，作为多晶硅直接下游的硅片环节的生产规模亦将持续扩大，国内硅片产量由 2019 年的 134.72GW 增长至 2022 年的 357GW，随着头部企业的加速扩张，根据工信部预计，2023 年全国硅片产量将超过 535.5GW。

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

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

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

下游客户的硅片生产规模持续扩大，对发行人的多晶硅产品存在较大增量需求。从存量在手订单来看，截至 2022 年末，根据发行人与下游硅片厂商签订的《战略合作协议》等长单合同条款，已约定 2023-2025 年的多晶硅销售量分别为

32.70 万吨、37.58 万吨及 38.42 万吨。由于该等《战略合作协议》对合作期内多晶硅购销数量/浮动比例及补足方式、预付款及下游客户差额采购量违约责任等约束条款亦有约定，以保证公司与客户的业务合同关系持续进行，该等存量在手订单具有可实现性，为未来新增产量的消化提供有力保障。

同时，目前光伏制造板块 N 型产品的产业化趋势日益明显，下游的晶科能源、隆基绿能等大型硅片、组件厂商加大对 N 型产品生产线的投资（截至 2022 年末，晶科能源已落地或在建的 N 型产能已占其总产能的 50%），未来市场对于纯度更高的 N 型硅料需求将大幅提升。由于本次 IPO 募投项目生产的多晶硅产品计划达到电子 1 级，理论上可以满足 N 型硅料的技术要求，预计新增产能将得到较大比例消化。

基于市场对多晶硅存在增量需求及发行人未来产量增加的前提，关于发行人 2023-2025 年多晶硅销量持续上升的假设具有合理性。

（二）其他参数（成本、费用率等）的合理性

发行人多晶硅业务 2023-2025 年业绩预计中关于成本、毛利率等参数预测的合理性如下：

1、销售成本预测的合理性

2020-2022 年发行人多晶硅销售单位成本分别为 4.79 万元/吨、6.01 万元/吨和 6.86 万元/吨，同期同行业公司大全能源的多晶硅单位成本为 4.14-5.86 万元/吨。截至 2023 年 6 月末，发行人多晶硅生产主体分别由新特能源本部、晶体硅公司及内蒙古新特组成，其中，新特能源本部及晶体硅公司 6 月的多晶硅生产成本已降至约 5.5-6 万元/吨，同时，由于内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目在 2023 年上半年尚处于达产后前期运营阶段，因生产工艺磨合等原因，导致部分月度产量不稳定，单位产量分摊的固定成本较大，故短期内对公司多晶硅整体生产成本的摊薄效应相对有限，2023 年上半年内蒙古新特的成本稍高，未来满产并平稳生产后，成本将大幅降低。

2023-2025 年发行人业绩测算中关于多晶硅销售成本的预测区间分别为 5.53-5.73 万元/吨、4.63-5.43 万元/吨、4.53-4.63 万元/吨，较报告期内发行人多晶

硅销售成本有所下降。主要系：一方面，在内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目及 IPO 募投项目“年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目”投产且逐步达质达产后，由于该等新产线的技术水平较高，生产的硅单耗及电单耗相对较低，投产运行后将降低发行人多晶硅的硅耗及电耗。预计 2023-2025 年发行人多晶硅生产的总体硅单耗和电单耗下降至约 1.08-1.10 吨/吨、5.2-6.0 万度/吨。另一方面，主要原材料工业硅市场价格较 2021-2022 年历史高位水平（约超过 2 万元/吨）也将有所下降，截至 2023 年 6 月末的工业硅市场价格已下降至 1.3-1.5 万元/吨，多晶硅生产的原材料成本较报告期将有所下降。

预测期（2023-2025 年）内，发行人的多晶硅预计成本的具体构成如下：

项目	2023 年预计	2024 年预计	2025 年预计	备注
一、主要原材料成本				
多晶硅生产的硅单耗	约 1.10 吨/吨	约 1.09-1.10 吨/吨	1.08-1.09 吨/吨	2021 年-2022 年公司多晶硅的硅单耗为 1.13-1.16 吨/吨，考虑新增产能技术水平较高，如 IPO 募投项目的硅单耗定额低于 1.08 吨/吨，投产后硅单耗将下降。同时，硅粉价格呈下行趋势且预计维持合理区间，2023 年上半年工业硅市场价由近 2 万元/吨降至 1.3-1.50 万元/吨。
硅粉单价	1.32-1.50 万元/吨	1.05-1.22 万元/吨	1-1.05 万元/吨	
单吨多晶硅的硅粉成本	1.45-1.65 万元/吨	1.14-1.34 万元/吨	1.04-1.14 万元/吨	
二、电力成本				
多晶硅生产的电力单耗	约 6 万度/吨	约 5.20-6 万度/吨	约 5.20 万度/吨	2021 年-2022 年公司多晶硅的电单耗为 6.31-6.50 万度/吨，2022 年用电单价平均为 0.29 元/度。考虑新增产能技术水平较高，如 IPO 募投项目的电单耗定额低于 5.5 万度/吨，且通过项目建成后运营期间的优化措施可将电耗降至更低，投产后电力单耗逐步下降
电力平均单价	约 0.30 元/度	0.29-0.30 元/度	0.29-0.30 元/度	
单吨多晶硅的电力成本	1.80 万元/吨	1.51-1.80 万元/吨	1.51-1.53 万元/吨	
三、人工及折旧成本				
人工成本	24,000 万元	36,000 万元	48,000 万元	2022 年发行人多晶硅的直接人工费用和折旧费用分别为 16,551.74 万元、71,226.12 万元，考虑 2023-2025 年新增产能投产后，人工及折旧总费用逐步增加
折旧费用	117,360 万元	162,960 万元	208,560 万元	
单吨多晶硅的人工折旧成本	0.61 万元/吨	0.59 万元/吨	0.64 万元/吨	
四、其他成本	1.47-1.67 万元/吨	1.39-1.70 万元/吨	1.32-1.34 万元/吨	-

五、多晶硅单位销售成本	5.53-5.73 万元/吨	4.63-5.43 万元/吨	4.53-4.63 万元/吨	-
-------------	----------------	----------------	----------------	---

发行人多晶硅业绩预计中，假设 2023-2025 年多晶硅单位销售成本下降具有合理性。

2、期间费用预测的合理性

2023-2025 年业绩预计中关于多晶硅业务期间费用的预测值分别为 88,000 万元、130,000 万元和 160,000 万元；而 2020-2022 年期间归属于多晶硅业务的期间费用仅分别为 24,294.62 万元、77,623.48 万元和 69,525.50 万元。由于 IPO 募投项目“年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目”投产并完全达产后，发行人多晶硅产能规模将由 2022 年末的 20 万吨/年增长至 40 万吨/年。新的经营主体会产生贷款利息费用及管理支出等增量期间费用，关于 2023-2025 年多晶硅业务期间费用的预计构成具体如下：

单位：万元

项目	2023 年预计	2024 年预计	2025 年预计
1、归属于甘泉堡多晶硅生产基地（新特能源本部与晶体硅公司）的期间费用	53,400.00	52,500.00	52,500.00
1.1 销售费用与管理费用	41,400.00	40,500.00	40,500.00
1.2 财务费用	12,000.00	12,000.00	12,000.00
2、归属于内蒙古新特（内蒙古 10 万吨多晶硅项目实施主体）的期间费用	31,600.00	37,500.00	37,500.00
2.1 销售费用与管理费用	16,600.00	22,500.00	22,500.00
2.2 财务费用	15,000.00	15,000.00	15,000.00
3、归属于新特硅基新材（IPO 募投项目实施主体）的期间费用	3,000.00	40,000.00	70,000.00
多晶硅业务期间费用合计	88,000.00	130,000.00	160,000.00

注：IPO 募投项目完成投产后，发行人多晶硅业务由三大经营主体构成——甘泉堡多晶硅生产基地（新特能源本部与晶体硅公司）、内蒙古新特、新特硅基新材。

故 2023-2025 年的多晶硅业务期间费用作出前述谨慎预测。

5-3 结合公司报告期后经营业绩及多晶硅市场价格持续下跌的情况，说明发行人 2022 年末的存货在资产负债表日及资产负债表日后是否存在减值迹象，相关跌价准备的计提是否充分，2023 年新增存货情况及是否存在较大跌价风险，募投项目相关资产是否存在减值风险

一、发行人 2022 年末的多晶硅库存在资产负债表日及资产负债表日后不存在减值迹象，期末多晶硅存货在报告期后较快实现周转出清

截至 2022 年末，发行人按照业务类别的存货构成情况具体如下：

单位：万元

项目	存货账面余额			存货跌价准备			存货账面价值		
	多晶硅	电站相关业务	其他业务	多晶硅	电站相关业务	其他业务	多晶硅	电站相关业务	其他业务
原材料及包装物、低值易耗品	21,490.17	50,518.43	6,462.19	-	1,918.29	169.51	21,490.17	48,600.14	6,292.68
在产品、自制半成品	31,556.83	13,453.08	1,594.70	-	-	379.43	31,556.83	13,453.08	1,215.27
委托加工材料	61,283.68	-	-	-	-	-	61,283.68	-	-
库存商品	145,117.89	10,961.29	7,467.45	-	546.83	2,209.58	145,117.89	10,414.46	5,257.87
风能、光伏电站	-	145,832.38	-	-	29,381.28	-	-	116,451.10	-
合计	259,448.57	220,765.19	15,524.33	-	31,846.41	2,758.51	259,448.57	188,918.78	12,765.82

（一）2022 年末多晶硅存货不存在减值迹象，发行人未对 2022 年末多晶硅存货计提存货跌价准备

多晶硅存货主要由多晶硅成品、硅粉/金属硅等原材料及硅芯、硅棒等在产品、自制半成品构成。其中，截至 2022 年末，发行人多晶硅产成品库存数量及库存金额分别为 19,367.12 吨和 145,117.89 万元，系期末多晶硅存货的最主要构成部分。

从多晶硅存货在资产负债表日情况来看：2022 年末前后，根据硅业分会统计，单晶菜花料/致密料/复投料等多晶硅成交价（含税）约为 17.34-17.82 万元/吨，发行人 2022 年末结存的多晶硅产成品单位成本为 7.49 万元/吨，2022 年多晶硅产品的单位销售成本为 6.86 万元/吨，市场价格远超过产成品结存成本及生产成本。2022 年末，发行人多晶硅产成品库存在资产负债表日不存在减值迹象。

从资产负债表日后的多晶硅存货周转来看：根据硅业分会的统计数据，2023 年一季度单晶复投料/致密料/菜花料等主要多晶硅产品的市场价格（含税）位于 15.62-24.23 万元/吨，处于相对价格高位，而发行人 2023 年一季度的多晶硅销量为 45,381.07 吨，为 2022 年末多晶硅库存数量的 234.32%，发行人 2022 年末的多晶硅产成品存货已在 2023 年一季度价格相对高位期间实现销售结转。2022 年

末多晶硅产成品库存在期后亦不存在减值迹象。

同时，因硅粉/金属硅等原材料及硅芯、硅棒等半成品系为生产多晶硅成品准备，且 2023 年上半年多晶硅周转速度总体较快，2022 年末相关原材料、在产品/半成品等存货在资产负债表日及期后亦不存在减值迹象。

故公司未对 2022 年末多晶硅存货计提存货跌价准备。

（二）2022 年末电站相关业务存货减值

1、风能、光伏电站存货减值情况

①风能、光伏电站存货结构

风能、光伏电站存货系公司自主开发模式下尚未出售的电站。截至 2022 年末，按照是否已建成并网进行划分，具体如下：

单位：万元

类型	2022 年末		
	账面余额	跌价准备	账面价值
在建的风能、光伏电站	64,036.81	-	64,036.81
已并网的风能、光伏电站	81,795.57	29,381.28	52,414.29
合计	145,832.38	29,381.28	116,451.10

2022 年末，在建电站项目存货余额为 64,036.81 万元，占比为 43.91%，主要系取得项目指标并处于正常建设过程中的电站项目。已并网发电但尚未转让的项目余额为 81,795.57 万元，主要为 2019 年以前开发的电站项目，补贴较高，项目收益较好，转让风险较低。由于 2018 年“光伏 531”政策影响，以前年度试运行通过的部分电站项目中未能在 2019 年末前转让。2020 年双碳目标提出后，新能源政策逐步明朗，风能、光伏行业再次转为卖方市场，陆续实现存量电站项目转让。

②风能、光伏电站存货减值测试

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

2022 年末，公司结合自主开发电站的库龄、运营状况、待售情况及预计收益率变动情况等建设运营情况，综合判断自主开发电站存货是否存在减值迹象。

对于存在减值迹象的电站项目，发行人根据预估的发电量、发电价格、运维费用、所得税率等参数计算得出当年净现金流，经过折现率折现累加后得到电站可变现净值与现有账面价值比较，对小于账面价值的部分计提跌价准备。

截至 2022 年 12 月 31 日，公司对单体报表层面已存在减值迹象的自主开发电站项目资产减值测试结果如下：

单位：万元

项目名称	存货余额	2022 年末 已计提减值 金额	存货价值	可变现净值	是否存在进 一步减值
云南鹤庆县 30MW 光伏项目	17,366.92	466.69	16,900.23	21,979.81	否
陕西省延安市吴起县 100MW 光伏电站项目(装 机容量已变更为 10MW)	11,839.61	6,843.12	4,996.49	5,526.61	否
哈巴河风电场一期 49.5MW 项目（实际并网 16.5MW）	14,142.76	4,301.32	9,841.44	9,867.03	否
延长石油志丹 2MW 分布 式光伏项目	770.60	-	770.60	851.18	否
图木舒克东润环能三师伽 师总场 20 兆瓦并网光伏 电站项目	13,384.31	974.09	12,410.22	15,024.84	否
霍城 50MW 光伏项目	24,291.37	-	24,291.37	24,369.09	否
合计	81,795.57	12,585.22	69,210.35	-	

注：①截至 2022 年 12 月 31 日，光伏、风能电站减值准备余额 29,381.28 万元，其中单体报表层面存在减值迹象的自主开发电站项目减值金额 12,585.22 万元，合并层面因重分类而冲回折旧及摊销及相关成本确认“资产减值准备”以抵减电站存货账面价值的金额为 16,796.06 万元。

②针对单体层面电站减值，公司已测算不存在进一步减值。合并层面因重分类的调整过程如下：单体层面公司按照电站预计使用年限计提折旧及摊销，确认相应折旧及摊销成本，合并层面公司将已并网发电的自主开发电站列为存货，并按照历史实际成本计量，因此将单体层面已确认的折旧及摊销在合并层面冲回；同时，在自主开发电站发电期间因产生电费收益消耗存货的价值，公司综合考虑合并层面因冲回折旧及摊销及相关成本导致增加电站存货账面价值的影响，将上述影响金额在合并层面确认“资产减值准备”以抵减电站存货账面价值。上述处理仅是合并层面的重分类处理，不影响其单体层面的电站减值测试且不存在进一步减值。

公司对于自主开发电站存货，对电站预计未来现金流量现值进行测算并计提跌价准备，报告期内资产减值准备计提充分。

2、电站相关业务的原材料、包装物及低值易耗品的减值情况

2022 年末，电站相关业务原材料主要包括风能、光伏电站建设工程所需原材料以及用于 SVG、逆变器等生产的 IGBT、核心电子物料。按原材料用途划分其金额及跌价准备计提情况如下：

单位：万元

原材料用途	2022 年末		
	账面余额	跌价准备	账面价值
风能、光伏电站建设工程所需原材料	22,464.40	935.76	21,528.64
用于 SVG、逆变器等生产原材料	27,378.41	633.14	26,745.27
其他	533.24	349.39	183.85
合计	50,376.05	1,918.29	48,457.76

公司以原材料形成各类产品的预计售价减去预计销售费用及进一步加工成本等作为原材料可变现净值，以测算的可变现净值小于原材料账面价值的金额，对原材料计提了跌价准备，2022 年末，主要类别原材料减值测试情况如下：

①电站建设项目原材料

公司电站建设项目的原材料包括工程施工耗用的光伏组件、支架、风机、变压器、逆变器、塔筒、开关柜、电缆以及其他辅助材料等，报告期内，公司根据项目建设计划采购工程项目物资并按需领用安装，整体采购及安装周期较短，原材料周转较快。其中，库龄 1 年以上的电站建设原材料主要为项目消缺期、质保期留存的部分备品备件，金额及占比均较小。

2022 年末，公司重点针对后期不能继续使用及存在其他减值迹象的物资进行减值测试，按照可变现净值低于账面价值的金额计提了相关原材料跌价准备 935.76 万元。

②SVG、逆变器等产品的原材料

公司用于 SVG、逆变器等产品的主要原材料包括 IGBT 模块、箱变、电抗器、离心风机等。2020 年后，由于发电补贴逐步退坡，发电收益有所降低，部分 SVG、逆变器产品单位售价有所下降。

2022 年末，公司结合 SVG、逆变器等产品市场价格，对用于生产 SVG、逆

变器等产品的原材料进行了减值测试,对于可变现净值低于账面价值的部分原材料计提了存货跌价准备 633.14 万元。

此外,2022 年末电站相关业务的包装物及低值易耗品仅为 142.38 万元,主要为风能电站建设项目的测风塔等耗材,公司在领用时按照五五摊销法进行摊销,结合存货盘点情况,2022 年末不存在减值迹象,未计提包装物及低值易耗品的存货跌价准备。

3、电站相关业务的在产品、自制半成品减值情况

2022 年末,电站相关业务的在产品、自制半成品余额为 13,453.08 万元,主要为 SVG、逆变器生产过程中形成的自制半成品。

报告期期初以来,SVG、逆变器等产品毛利率维持在 15%的水平,整体处于正常盈利状况。报告期各期,1 年以上库龄的相关在产品、自制半成品占比分别为 6.03%、2.33%、7.18%,占比较小。2022 年末,公司结合存货盘点情况,对存在减值迹象的在产品、自制半成品进行减值测试,以 SVG、逆变器等产品的预计售价减去预计销售费用及进一步加工成本等作为 SVG、逆变器等半成品、在产品可变现净值,对可变现净值小于其账面价值的部分计提跌价准备,根据测试结果,新能源公司在产品、自制半成品不存在减值。

4、电站相关业务的库存商品减值情况

2022 年末,公司电站相关业务的库存商品主要为 SVG、逆变器等产成品,具体如下:

单位:万元

项目	2022 年末		
	账面余额	跌价准备	账面价值
SVG、逆变器等产成品	10,942.35	546.83	10,395.52
其他	18.94		18.94
合计	10,961.29	546.83	10,414.46

公司结合存货盘点情况,对库存商品进行减值测试,具体情况为公司根据在手订单的合同价格,结合近期市场价格波动情况为基础并考虑运输费等销售相关费用计算可变现净值,并与产品账面价值进行比较,对存货成本高于其可变现净

值的，计提存货跌价准备 546.83 万元。

（三）2022 年末其他业务存货减值情况

2022 年末，其他业务存货账面余额仅为 15,524.33 万元，占公司存货账面余额的 5.98%，影响较小。该等存货主要系公司生产有机硅、氮化硅、氯锆等化工产品产生。2022 年末，其他业务存货减值主要系氯锆相关存货减值，具体如下：

单位：万元

类型	2022 年末其他业务的存货跌价准备余额		
	库存商品的存货跌价准备余额	在产品、自制半成品的存货跌价准备余额	原材料的存货跌价准备余额
氯锆相关存货	2,040.78	379.43	-
其他	168.80	-	169.51
合计	2,209.58	379.43	169.51

注：截至 2022 年末，生产的氯锆的锆英砂等主要原材料已基本销售处置，故未计提氯锆相关原材料的减值。

公司氯锆生产线于 2021 年投产后，由于氯锆市场行情较差，2021 年末和 2022 年末存在库存积压情况，发行人对氯锆相关库存商品及在产品、自制半成品等存货计提跌价准备。

二、2023 年新增存货的周转正常，库存量较 2022 年末大幅下降，虽然截至 2023 年 6 月末的多晶硅库存因市场价格处于最低点可能存在潜在减值，但因 2023 年初以来，库存周转较快、库存量相对较低且多晶硅价格自 6 月下旬以来已止跌企稳回升，故新增库存的跌价风险总体可控

根据发行人 2023 年上半年未审财务数据，截至 2023 年 6 月末，公司的多晶硅存货账面余额约为 138,303.76 万元。其中，多晶硅产成品账面余额约为 53,742.91 万元，硅粉、金属硅等多晶硅原材料/委托加工物资账面余额约为 51,324.14 万元，硅芯、硅棒等多晶硅半成品及自制半成品的账面余额约为 33,236.71 万元，相较于 2022 年末多晶硅相关存货余额 259,448.57 万元，2023 年上半年多晶硅存货规模总体可控。

公司 2023 年上半年，多晶硅产品库存的周转速度总体较快。2023 年 1-6 月累计生产多晶硅 76,102.97 吨，同期实现多晶硅销售为 86,128.52 吨，与 2022 年

1-6 月的多晶硅销量相比，增加了 80.33%。同时，截至 2023 年 6 月末，发行人多晶硅产成品库存数量为 8,170.85 吨，较 2022 年末库存数量下降 57.81%，发行人的现行多晶硅库存量总体控制在相对较低水平。具体如下：

单位：吨、万元/吨

项目	2022 年末	2023 年一季度	2023 年 4 月	2023 年 5 月	2023 年 6 月
当期生产数量	—	39,157.97	10,410.88	12,553.72	13,980.40
当期销售数量	—	45,381.07	16,049.70	12,316.04	12,381.71
期末多晶硅产成品库存数量	19,367.12	13,144.02	7,505.20	7,742.88	8,170.85
多晶硅市场价格区间	17.34-17.82	15.62-24.23	17.71-19.24	11.23-16.57	6.20-10.39

注：2023 年数据系未经审计数据。

虽然 2023 年上半年多晶硅市场价格整体处于下行状态，但其中 2023 年 1-5 月市场价格整体高于多晶硅生产的成本费用，不存在减值风险；仅 6 月以来市场价格出现加速下跌的情形，在 2023 年 6 月末，因多晶硅市场价格处于最低点（根据硅业分会于 2023 年 6 月末报价，单晶菜花料/致密料/复投料/N 型料等主要类别多晶硅的市场成交均价（含税价）区间为 6.20—7.37 万元/吨），在此极端情形下，因发行人多晶硅生产成本与市场价格存在倒挂，2023 年 6 月末的多晶硅产成品等存货存在减值风险，该等库存的数量、预计售价情况、销售周转情况具体如下：

项目	期末数量	期末库存的平均单位成本	期末已有短期订单覆盖的库存数量及比例	预计售价情况（不含税）
2023 年 6 月末多晶硅产成品库存	8,170.85 吨	6.58 万元/吨	4,081.74 吨，覆盖比例为 49.95%	多晶硅售价通常参照市场公开价确定，根据硅业分会 6 月末—7 月中旬公布的各类多晶硅价格（不含税）约在 5.49- 6.73 万元/吨

注：2023 年 6 月相关数据系未经审计数据。

2023 年 6 月末发行人的多晶硅产成品库存有较大的短期订单覆盖比例，同时由于下游需求持续存在，合理预计 2023 年 6 月末多晶硅成品及原材料、半成品等存货将快速实现周转。根据前述存货数量、成本及各类多晶硅的短期订单价格/公开市场价格数据，经发行人初步估算，2023 年 6 月末多晶硅库存商品大约需计提 1.1 亿元的存货跌价准备，原材料、在产品/自制半成品及委托加工物资约需计提 3.5 亿元的存货跌价准备。同时，由于 2023 年上半年经审阅的发行人扣

除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润为 463,824.73 万元，故多晶硅存货跌价准备对发行人经营业绩的影响相对较小。

同时，由于 2023 年初以来，发行人的多晶硅库存量较低且周转快、库龄短，跌价引致的潜在亏损亦可伴随产品销售，较快结转反映至利润表。新增存货的潜在跌价亏损长期累积在资产负债表的可能性较低。

虽然 2023 年上半年多晶硅市场价格处于震荡下行周期，但自 2023 年 6 月下旬以来价格已呈现止跌企稳回升迹象，硅业分会于 2023 年 6 月 28 日、7 月 5 日及 7 月 12 日公告的市场价格较前一周环比基本持平，8 月初公告的各类别多晶硅市场价格较 7 月初增长 6.37%-8.36%。同时，2023 年新增库存周转销售较快且存量库存下降较快，未发生新增呆滞、冷背、残次等积压库存的情形。

故 2023 年新增存货的跌价风险总体可控。

三、合理预计多晶硅价格在 IPO 募投项目未来运营期内长期维持低位运行的可能性较低，故募投项目相关资产减值风险较小

若募投项目形成的资产组可收回金额（在项目持续经营前提下，以未来现金流量现值作为计量依据）小于其账面金额时，募投项目存在减值风险。因项目投资财务净现值系项目未来现金流量现值与账面投资成本的差额，可以近似反映项目资产减值风险的大小。

下表通过对募投项目运营期内（根据募投项目可行性研究报告，募投项目生产期预计为 15 年），假定不同多晶硅价格下的募投项目投资财务净现值进行敏感性分析：

项目	基本情况	多晶硅价格较基本情况，上浮或下降的情况			
		价格+5%	价格+10%	价格-5%	价格-10%
募投项目运营期内持续运行的多晶硅价格（含税）	6.19 万元/吨	6.50 万元/吨	6.81 万元/吨	5.88 万元/吨	5.57 万元/吨
募投项目运营期内持续运行的多晶硅价格（不含税）	5.48 万元/吨	5.75 万元/吨	6.02 万元/吨	5.20 万元/吨	4.93 万元/吨
项目投资税后财务净现值	接近于 0	242,425 万元	483,448 万元	-242,286 万元	-486,030 万元

未来现金流量现值与账面投资成本的差异	二者几乎相等	未来现金流量现值>项目账面投资成本	未来现金流量现值<项目账面投资成本
募投项目资产的减值风险	无需计提减值		存在减值风险，需计提募投项目资产的减值

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

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

虽然在多晶硅价格的短期剧烈波动中可能存在市场价格低于前述减值临界价格的情形，但未来多晶硅市场价格长期持续低于前述减值临界价格的可能性较低，具体而言：由于终端光伏装机需求的支撑，多晶硅市场需求实际处于增长状态，主流多晶硅企业的生产成本在 6 万元/吨上下浮动，因前述减值临界价格（含税价 6.19 万元/吨，不含税价为 5.48 万元/吨）已接近多晶硅生产成本，同时多晶硅生产企业尚有财务费用、管理费用等支出，该价位亦处于较多厂商多晶硅生产的盈亏平衡点以下，故大量厂商在低于减值临界价格的情况下长期维持多晶硅生产的可能性较低，多晶硅市场价格难以持续保持在此低位区间。

同时，在多晶硅生产工艺优化和技术进步的影响下，新建募投项目的生产成本总体可控，其单位折旧、硅耗、电耗较原有生产线更低，成本具有竞争优势，质量可以达到电子一级，满足 N 型硅料的品质要求。因此，发行人可以通过低成本、高质量的产品应对价格下降对盈利空间的挤占。

故预计未来发行人 IPO 募投项目形成资产不存在较大的减值风险。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施了以下核查程序：

1、查阅中国有色金属工业协会硅业分会 2023 年 1-7 月历次公开披露的多晶硅市场成交价统计数据及变动情况分析，了解多晶硅价格在 2023 年 1-7 月的变动情况及原因；

2、查阅《中国光伏产业发展路线图》、《2022-2023 年中国光伏产业年度报告》

等光伏行业报告及 2023 年国家能源局公布的太阳能发电装机/投资及海关总署公布的光伏产品出口数据，了解光伏下游需求、行业产能扩张情况及终端市场需求；同时获取发行人 2023 年一季度经审阅的财务报告及 2023 年 1-6 月的发行人业绩预计情况。结合前述资料，分析多晶硅价格短期下跌对业绩稳定性的影响及经营业绩下滑的风险；

3、获取发行人关于不同多晶硅市场价格区间下的业绩预计详细过程表，分析销量、价格、成本及期间费用等各项重要参数的合理性；

4、获取 2022 年末发行人存货跌价准备计提明细表、多晶硅存货情况（数量、金额）及 2023 年 1-6 月的多晶硅生产、销售及库存情况，评估多晶硅存货的跌价风险；

5、取得发行人 IPO 募投项目可行性研究报告及效益测算数据，获取不同多晶硅价格区间下项目盈利测算模型，评估募投项目相关资产的减值风险。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、在国内光伏装机增长及多晶硅下游产品出口增长的支撑下，多晶硅市场价格的短期剧烈波动对行业基本面不构成实质性影响。通过扩大多晶硅产销量及借助下游光伏、风电装机需求扩大电站收入及盈利，发行人在 2023 年一季度及上半年已实现较大的业绩规模，发行人存在较大的业绩基础以抵御未来价格下行周期中极端情况下可能出现的短期临时性亏损（如个别月份因售价与成本短期倒挂出现的单月亏损），为保证 2023 年全年经营业绩规模稳定提供了良好保障。

2、发行人关于 2023-2025 年不同多晶硅市场价格区间下的业绩预计中的销量、价格、成本及期间费用等各项重要参数，符合光伏行业发展现状、未来趋势及发行人历史期数据状况，具有合理性。

3、发行人 2022 年末的多晶硅库存在资产负债表日及资产负债表日后不存在减值迹象，期末多晶硅存货在报告期期后较快实现周转出清；2023 年新增存货的周转正常，库存量逐步下降，虽然截至 2023 年 6 月末的多晶硅库存因市场价格处于低点可能存在潜在减值，但因 2023 年初以来，库存周转较快、库存量相

对较低且多晶硅价格自 6 月下旬以来已止跌企稳回升，故新增库存的跌价风险总体可控。

4、虽然在多晶硅价格的短期剧烈波动中可能存在市场价格低于减值临界价格的情形，但合理预计多晶硅价格在 IPO 募投项目未来运营期内长期维持低位运行的可能性较低，故募投项目相关资产减值风险较小。

问题 6 关于高管薪酬

根据申报材料：（1）报告期各期，公司董事、监事、高级管理人员、核心技术人员（以下简称关键人员）薪酬合计分别为 2,527.05 万元、6,147.44 万元和 7,432.15 万元，部分关键人员 2022 年度薪酬远高于同行业可比上市公司，如发行人薪酬最高的三人张建新、银波、夏进京的薪酬（税前）分别为 963.92 万元、1,342.11 万元和 1,065.57 万元，而同行业可比公司大全能源薪酬最高的三名关键人员分别获得 674.11 万元、196.28 万元和 177.63 万元，华电新能源薪酬最高的三名关键人员分别获得 89.50 万元、81.25 万元和 77.03 万元；（2）中介机构对其他相关方进行了资金流水核查，但未核查报告期内离职人员如勉玉龙、何永健等人的银行流水；仅对单笔交易金额 30 万元以上的流水逐笔进行核查，并对 100 万元以上的交易获得支撑性证据。

请发行人说明：发行人部分现任董事、监事、高级管理人员及核心技术人员 2022 年度薪酬远高于同行业可比上市公司的合理性，提供的服务是否与薪酬相匹配，对前述人员的考核政策及实际执行情况，是否履行相应决策程序，是否存在异常资金循环。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见，并：（1）补充获取报告期内离职的其他相关方的银行流水并进行核查；（2）分主体汇总列示报告期各期其他相关方银行流水的流入、流出情况、获取的核查证据，是否与客户、供应商及其关联方、关键人员等存在关联关系、资金往来；涉及理财、借款往来、亲属往来等情形的，说明具体投向、底层资产、资金最终去向、还款资金来源及未来还款安排等；（3）说明如何保证其他相关方的账户完整性，核查标准是否合理，相关证据是否足以支持核查结论，中介机构对发行人其他相关方资金流水核查的方法是否合理。

【回复】

6-1 请发行人说明：发行人部分现任董事、监事、高级管理人员及核心技术人员 2022 年度薪酬远高于同行业可比上市公司的合理性，提供的服务是否与薪酬相匹配，对前述人员的考核政策及实际执行情况，是否履行相应决策程序，是否存在异常资金循环

【发行人说明】

一、公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员薪酬情况

报告期内，公司董事（独立非执行董事除外）、监事、高级管理人员及核心技术人员从公司获取的薪酬情况如下：

单位：万元

姓名	任职情况	主要负责工作 所属板块	年度薪酬（不含股份支付费用）		
			2022 年度	2021 年度	2020 年度
张建新	执行董事、董事长、新能源公司总经理	电站板块	212.75	836.27	266.58
银波	执行董事、总经理、核心技术人员	多晶硅板块	704.55	959.53	373.08
夏进京	执行董事、核心技术人员	多晶硅板块	801.54	495.55	162.29
张新	非执行董事	-	16.00	-	-
黄汉杰	非执行董事	-	16.00	-	-
郭俊香	非执行董事	-	16.00	-	-
陈奇军	监事会主席	-	8.00	-	-
韩数	监事	-	8.00	-	-
胡述军	监事	-	8.00	-	-
曹欢	职工代表监事	多晶硅板块	138.22	109.59	25.51
郭浩	职工代表监事	电站板块	28.80	54.56	-
胡海勇	副总经理、核心技术人员	多晶硅板块	574.66	314.85	134.52
甘新业	副总经理	多晶硅板块	379.83	479.72	228.58
杨龙	副总经理	多晶硅板块	190.50	356.62	145.11
李西良	副总经理	多晶硅板块	193.08	315.73	131.50
刘秀兵	副总经理	多晶硅板块	214.13	270.50	111.05
郑伟杰	总会计师	-	143.14	245.46	93.40

张娟	董事会秘书	-	96.91	117.33	35.17
范协诚	核心技术人员	多晶硅板块	372.92	172.12	82.29
周洪伟	核心技术人员	电站板块	100.66	116.71	114.55
合计			4,223.69	4,844.54	1,903.63

注 1：上表 2022 年度薪酬与招股说明书披露 2022 年度薪酬存在差异的原因系招股说明书披露薪酬包括股份支付费用，即董事、监事、高级管理人员及核心技术人员对获授的特变电工股票期权在 2022 年行权部分对应的行权价与市场价差额部分计入了上述人员当期薪酬。

注 2：公司非执行董事、非职工代表监事及部分高级管理人员负责的工作服务于公司整体，无法区分具体业务板块，因此未划入具体业务板块。

注 3：发行人风能、光伏电站的建设和运营业务（“电站板块”）主要通过子公司新能源公司及其子公司开展。

注 4：公司董事长张建新 2022 年薪酬较 2021 年降幅较大，主要原因系张建新同时系公司电站业务板块负责人，2022 年公司电站业务板块因受可再生能源补贴核查冲减补贴收入影响，2022 年电站业务板块净利润为负，根据考核政策，张建新 2022 年领取的薪酬大幅低于 2021 年。

二、发行人部分现任董事、监事、高级管理人员及核心技术人员 2022 年度薪酬远高于同行业可比上市公司的合理性，提供的服务是否与薪酬相匹配，对前述人员的考核政策及实际执行情况，是否履行相应决策程序

（一）公司与同行业公司关键人员薪酬比较情况和差异分析

报告期内，公司与同行业公司关键人员人均薪酬对比情况如下：

单位：万元

行业	可比公司	2022 年度 人均薪酬	2021 年度 人均薪酬	2020 年度 人均薪酬
多晶硅	通威股份	706.60	175.41	199.20
	协鑫科技	2,350.70	778.44	713.83
	大全能源	131.13	112.26	96.95
新能源电站建设/运营	华电新能源	44.91	27.99	未单独披露
	晶科科技	86.95	97.73	81.60
公司		211.19	242.22	100.19

注 1：目前，我国主要多晶硅企业包括通威股份、协鑫科技、大全能源、东方希望、亚洲硅业以及公司，其中，东方希望和亚洲硅业为非上市公司，因此，本次选取通威股份、协鑫科技、大全能源为同行业可比公司；新能源电站建设/运营相关公司数量较多，经综合考虑上市时间、企业性质等，本次选取了具有代表性的华电新能源、晶科科技作为同行业可比公司。

注 2：上表数据来自于相关公司年度报告、招股说明书等公开披露资料。

注 3：上表薪酬均不含股份支付费用，上表人员范围均不包括独立董事。

注 4：根据华电新能源招股说明书，其所列薪酬不包含社保公积金、任期激励等；协鑫

科技系港股上市公司，根据其年度报告，其仅单独披露董事和最高行政人员薪酬，故上表仅包括该等人员薪酬；通威股份、华电新能源、晶科科技未单独披露核心技术人员薪酬，故上表未包括其核心技术人员。

1、多晶硅领域同行业公司比较情况和差异分析

报告期内，公司关键人员人均薪酬处于行业中等水平：2022 年公司关键人员人均薪酬低于通威股份、协鑫科技，高于大全能源；2021 年公司关键人员人均薪酬低于协鑫科技，高于通威股份、大全能源；2020 年公司关键人员人均薪酬低于通威股份、协鑫科技，略高于大全能源。

报告期内，公司与同行业公司关键人员人均薪酬存在差异的主要原因：①各公司股权激励存在差异。通威股份系 A 股上市公司，协鑫科技系港股上市公司，大全能源系 A 股上市公司、其控股股东为美国纽约证券交易所上市公司，公司系 A 股拟上市公司、其控股股东为 A 股上市公司。由于各公司上市板块、上市时间不同，股权激励方式、数量、价格存在差异，导致各公司股权激励程度和效果存在差异。②各公司每年度具体考核指标设置及公司实际经营情况存在差异，从而导致具体薪酬存在差异。③协鑫科技披露口径存在差异，协鑫科技系港股上市公司，其仅单独披露董事和最高行政人员薪酬，因此，其关键人员人均薪酬较高。

2、新能源电站建设/运营领域同行业公司比较情况和差异分析

2020 年，公司与晶科科技关键人员人均薪酬差异不大（华电新能源未披露该年度关键人员薪酬）。2021 年、2022 年，公司关键人员人均薪酬高于同行业公司，该等差异的主要原因：①公司与华电新能源、晶科科技业务结构不同，公司主营业务除新能源电站建设/运营业务外，还包括多晶硅业务，报告期内，公司多晶硅业绩大幅增长，公司新能源电站建设/运营业务收入占比、毛利占比逐年下降，2021 年、2022 年多晶硅业务为公司主要利润来源，收益于多晶硅业绩大幅增长，公司关键人员薪酬相应增长，导致公司关键人员人均薪酬高于华电新能源、晶科科技。②各公司企业管理方式、薪酬体系设置存在差异，从而导致具体薪酬存在差异。③华电新能源披露口径存在差异，其披露薪酬不包含社保公积金、任期激励等，因此，其关键人员人均薪酬较低。

（二）公司部分关键人员 2022 年度薪酬具有合理性，处于行业中等水平

公司主营业务为高纯多晶硅的研发、生产和销售，以及风能、光伏电站的建设和运营。2022 年度，多晶硅及相关产品收入占公司收入比例为 70.62%；多晶硅及相关产品毛利占公司毛利比例为 88.71%，多晶硅业务系公司 2022 年度主要收入和利润来源。

公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员 2022 年度薪酬（不含股份支付费用）500 万元以上的人员共三名，分别为银波（704.55 万元）、夏进京（801.54 万元）、胡海勇（574.66 万元），均为公司多晶硅业务核心骨干人员。

从多晶硅领域同行业情况看，2022 年度，同行业公司通威股份薪酬最高的三名关键人员薪酬（不含股份支付费用，下同）分别为 8,652.91 万元、2,482.53 万元、638.73 万元；协鑫科技薪酬最高的三名关键人员薪酬分别为 5,698.20 万元、3,518.90 万元、2,419.70 万元；大全能源薪酬最高的三名关键人员薪酬分别为 674.11 万元、196.28 万元和 177.63 万元。综上可见，发行人该等关键人员薪酬处于行业中等水平。

从新能源电站建设/运营领域同行业情况看，2022 年度，同行业公司华电新能源薪酬最高的三名关键人员薪酬分别为 89.50 万元、81.25 万元和 77.03 万元，晶科科技薪酬最高的三名关键人员薪酬分别为 252.00 万元、198.43 万元、190.04 万元。发行人电站板块薪酬最高的三名关键人员薪酬分别为 212.75 万元、100.66 万元、28.80 万元。综上可见，发行人该等关键人员薪酬处于行业中等水平。

（三）公司关键人员获取薪酬与公司考核政策匹配，相关考核政策均有效执行，已履行相应决策程序

公司已制定明确的、稳定的薪酬考核制度，关键人员薪酬均有明确的、可预见的、可量化的薪酬标准、考核指标以及考评流程。

根据公司《组织绩效管理制度》《激励奖励管理制度》《业绩考核管理制度》《生产经营计划与分析管理制度》《经营目标责任书管理制度》《高级管理人员薪酬标准》等文件，公司高级管理人员等经营班子成员薪酬由职务薪资、业绩薪资、超额激励奖励三部分构成，具体如下：

项目	确定标准	主要影响因素	核算周期
----	------	--------	------

职务薪资	根据各岗位工作内容、难度及责任大小等确定	个人职务/职级	根据不同职务按月核算发放
业绩薪资	根据绩效考核指标、权重、指标计算确定	绩效考核指标，具体包括整体指标（公司财务情况）、个人指标（结合不同岗位，设置的个性化指标）	以季度为周期根据考核结果核算
超额激励奖励	根据年度实现的业绩优于年度目标程度、个人重点工作指标完成情况等确定		以年度为周期根据考核结果核算

以 2022 年度薪酬为例，2022 年年初，公司按照公司薪酬相关制度，结合公司经营业绩目标、历史薪酬、同行业公司薪酬等情况，经绩效方案策划、考评方案确定、考评方案实施等流程，最终确定员工薪酬方案；公司每位经营班子成员于年初分别签订岗位目标责任书、业绩薪资考核表（即“一人一表”），明确当年的具体考核指标、权重、指标计算方式等，公司按季度和年度进行考评结果确认、绩效沟通反馈，核算个人薪酬绩效。

公司董事、监事薪酬方案已分别于 2022 年 3 月 24 日、2022 年 3 月 25 日、2022 年 5 月 24 日经董事会薪酬与考核委员会会议、第四届董事会第四次会议、2021 年度股东周年大会审议通过；公司董事长、高级管理人员具体薪酬标准已于 2022 年 3 月 24 日经董事会薪酬与考核委员会会议审议通过。

2022 年，公司关键人员（不含独立非执行董事、未在公司任职的董事及监事）主要绩效考核指标具体如下：

姓名	职务	主要绩效考核指标
张建新	执行董事、董事长、新能源公司总经理	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：上网电量、风光资源获取量、工程项目管理、重点工作
银波	执行董事、总经理、核心技术人员	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：多晶硅产量、外部质量损失、成本管理、能耗、重点工作
夏进京	执行董事、核心技术人员	1、整体指标：利润、存货 2、个人指标：安全管理、产量、质量管理、设备事故、能耗、生产成本
曹欢	职工代表监事	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：外部质量损失、采购降成本、招标预算节支率、工程项目招标预算准确率等
郭浩	职工代表监事	1、整体指标：新增被诉案件标的额占全年销售收入额比例较上一年度改善度等 2、个人指标：标准合同模板成熟度、合规体系建设、重大评审差错率（合同、项目）等
胡海勇	副总经理、核心技术人员	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：新疆园区多晶硅产量、质量损失、成本管理等
甘新业	副总经理	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：多晶硅产销完成率、资金回收、合同签订

姓名	职务	主要绩效考核指标
杨龙	副总经理	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：成本管理、财务降本等
李西良	副总经理	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：创新项目执行率、年度专利受理数量、人才人员引进等
刘秀兵	副总经理	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：多晶硅产量、能耗、事故指标、安全管理
郑伟杰	总会计师	1、整体指标：利润、净资产收益率、收入等 2、个人指标：业财融合、成本管控、项目融资保障、融资成本等
张娟	董事会秘书	1、整体指标：利润、收入、经营性现金流等 2、个人指标：信息披露以及三会运作、投资者关系管理、规范运作等
范协诚	核心技术人员	1、整体指标：利润、存货 2、个人指标：安全管理、生产成本、能耗等
周洪伟	核心技术人员	1、整体指标：主营业务收入、利润、综合毛利 2、个人指标：产品质量管控、关键技术研究、新产品研发、技术能力提升等

2022 年公司薪酬最高的三人银波、夏进京、胡海勇的具体考核情况如下：

1、银波（执行董事、总经理、核心技术人员）

银波 2022 年薪酬 704.55 万元。根据公司考核政策，薪酬由职务薪资、业绩薪资、超额激励奖励三部分构成。

银波职务薪酬 150 万元，该等薪酬属于固定薪酬，具体职务薪酬金额参考岗位重要性、历史薪酬等于年初确定。

公司于年初确定年度考核指标以及业绩薪酬范围（即，折算比例满分及以上即获得范围最高值）。公司按季度核算折算比例。以四季度为例，四季度折算比例计算如下：

指标	年度权重 (注 1)	四季度权重 (注 2)	四季度指标完成率 (注 3)	四季度得分 (注 4)	四季度折算比例 (注 5)
利润/净资产收益率	20.00%	6.00%	144.2%	120.00	7.20%
收入	5.00%	1.50%	132.8%	130.00	1.95%
经营性净现金流	5.00%	1.50%	64.1%	0.00	0.00%
应收账款	5.00%	1.50%	110.1%	100.00	1.50%
存货	5.00%	1.50%	194.4%	100.00	1.50%
新疆园区多晶硅产量	12.00%	3.00%	112.9%	112.90	3.39%
内蒙古新特项目多晶硅产量	3.00%	3.00%	177.7%	120.00	3.60%

指标	年度权重 (注 1)	四季度权重 (注 2)	四季度指标完 成率(注 3)	四季度得分 (注 4)	四季度折算比 例(注 5)
外部质量损失	10.00%	2.50%	103.4%	98.30	2.46%
成本管理指标	15.00%	4.00%	95.7%	91.40	3.66%
能耗	10.00%	2.50%	78.0%	78.00	1.95%
重点工作	10.00%	2.50%	147.5%	147.50	3.69%
合计	100.00%	29.50%	-	-	30.89%

注 1：各项指标的年度权重于年初确定。

注 2：公司将各项的年度权重分配到四个季度。

注 3：计算指标完成率，即指标完成/指标计划。

注 4：根据考核细则，将完成率折算为得分。

注 5：根据四季度权重和得分，折算为相应比例，即折算比例=权重*得分/100。

公司结合考勤、同行业情况等对前述计算出的折算比例进行适当调整。考虑到 2022 年指标完成率较好，且未出现重大安全质量事故等负面情况，根据考核政策，银波 2022 年度获取业绩薪酬为业绩薪酬范围较高值。

由于 2022 年净资产收益率及利润指标超额完成，可核算超额激励奖励。根据考核政策，公司按照净资产收益率完成情况、同行业平均值、职务重要性等核算具体金额。

2、夏进京（执行董事、核心技术人员、内蒙古新特总经理）

夏进京 2022 年薪酬 801.54 万元。夏进京职务薪酬 100 万元，该等薪酬属于固定薪酬，具体职务薪酬金额参考岗位重要性、历史薪酬等于年初确定。根据考核政策，夏进京 2022 年考核指标为利润（10.00%）、存货（2.00%）、安全管理（5.00%）、产量（10.00%）、质量管理指标（7.00%）、设备事故管控（4.00%）、外部质量损失（4.00%）、能耗（4.00%）、生产成本（4.00%）、重点工作（50.00%，具体为内蒙古新特项目的建设、调试及运营指标），公司按季度/年度对其进行考核，业绩薪酬、超额激励奖励计算原则同上。

3、胡海勇（副总经理、核心技术人员）

胡海勇 2022 年薪酬 574.66 万元。胡海勇职务薪资 100 万元，该等薪酬属于固定薪酬，具体职务薪酬金额参考岗位重要性、历史薪酬等于年初确定。根据考核政策，胡海勇 2022 年考核指标为利润/净资产收益率（16.00%）、收入（1.50%）、

经营性净现金流（1.50%）、应收账款（1.50%）、存货（3.00%）、新疆园区多晶硅产量（6.00%）、外部质量损失（15.00%）、成本管理指标（8.00%）、能耗（7.50%）、督导单位利润（多晶硅事业部）（9.00%）、质量管理指标（6.50%）、重点工作（24.50%），公司按季度/年度对其进行考核，业绩薪酬、超额激励奖励计算原则同上。

结合年度薪酬标准、职务、绩效考核指标完成度等，公司按月/季/年分别核算了职务薪资、业绩薪资、超额激励奖励，相关考核政策均有效执行，关键人员薪酬与公司考核政策匹配。

综上，公司部分关键人员 2022 年度薪酬具有合理性，其获取的薪酬与其提供的服务以及公司考核政策匹配，考核政策有效执行，公司已履行相应决策程序。

三、是否存在异常资金循环

报告期内，关键人员获取的薪酬用于个人及家庭消费，缴纳员工持股平台出资款，购买房屋、车辆、股票、基金、银行理财产品等，不存在为公司代垫成本、费用等情形，不存在异常资金循环。

6-2 请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见，并：（1）补充获取报告期内离职的其他相关方的银行流水并进行核查；（2）分主体汇总列示报告期各期其他相关方银行流水的流入、流出情况、获取的核查证据，是否与客户、供应商及其关联方、关键人员等存在关联关系、资金往来；涉及理财、借款往来、亲属往来等情形的，说明具体投向、底层资产、资金最终去向、还款资金来源及未来还款安排等；（3）说明如何保证其他相关方的账户完整性，核查标准是否合理，相关证据是否足以支持核查结论，中介机构对发行人其他相关方资金流水核查的方法是否合理。

【中介机构核查说明】

一、申报会计师核查说明

（一）关于薪酬合理性的核查

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、查阅了通威股份、协鑫科技、大全能源、华电新能源等同行业公司公开披露的董事、监事、高级管理人员及核心技术人员薪酬情况。

2、取得并核查了发行人董事、监事、高级管理人员及核心技术人员签署的调查表，了解相关人员任职经历。

3、取得并核查了公司《组织绩效管理制度》《激励奖励管理制度》《业绩考核管理制度》《生产经营计划与分析管理制度》《经营目标责任书管理制度》等薪酬制度，相关董事会薪酬与考核委员会、董事会、股东大会会议文件。

4、访谈了发行人薪酬管理、业绩考核相关部门负责人，以了解发行人关键人员薪酬制定依据、业绩考核政策以及相关薪酬与同行业可比公司存在差异的原因等。

5、取得并核查了关键人员报告期内签署的岗位目标责任书、业绩薪资考核表等，以了解各关键人员各年度具体考核指标、权重、指标计算方式等；查阅了各关键人员季度/年度业绩薪资考核表，以核查关键人员实际获取薪酬与前述业绩考核政策是否匹配。

（二）补充获取报告期内离职的其他相关方的银行流水并进行核查

中介机构前次核查未获取银行流水的报告期内离职的其他相关方¹共 2 名，分别为勉玉龙（原安全总监）、何永健（原总机械师）。报告期内，该等人员共领取薪酬 78.89 万元、90.88 万元，占发行人同期营业收入、净利润比例极小。由于该等人员离职时间较早（勉玉龙于 2020 年 8 月离职、何永健于 2021 年 4 月离职），彼时发行人尚无明确上市计划，中介机构尚未启动银行流水核查工作，待其离职后中介机构获取其银行流水存在困难。经持续沟通和努力，本次中介机构已补充获取并核查了勉玉龙、何永健相关银行流水，具体核查情况参见本题第（三）、（四）项之回复。

¹ 其他相关方范围为发行人实际控制人、董事（独立非执行董事及外部董事除外）、监事、高级管理人员、关键岗位人员。

（三）分主体汇总列示报告期各期其他相关方银行流水的流入、流出情况、获取的核查证据，是否与客户、供应商及其关联方、关键人员等存在关联关系、资金往来；涉及理财、借款往来、亲属往来等情形的，说明具体投向、底层资产、资金最终去向、还款资金来源及未来还款安排等

经综合考虑核查效率和有效性，申报会计师本次选取单笔或短期连续多笔交易金额累计 5 万元及以上作为大额资金流水核查标准，核查了报告期内公司实际控制人、董事（独立非执行董事及 H 股投资机构提名的外部董事除外）、监事、高级管理人员、关键岗位人员以及报告期内曾任前述职务的人员等合计 196 个银行账户的资金流水。

经核查，该等人员报告期内流入、流出资金主要为领取薪酬、缴纳持股平台出资款、购买或出售房屋/车辆、买卖股票、购买或赎回公募基金及银行理财产品、配偶间相互转账、个人及家庭日常消费、亲朋间借款往来等；除由特变电工、特变集团提名的董事、监事在特变电工、特变集团及其关联方领取工资、奖金等情况外，报告期内上述人员与发行人主要客户、供应商及其关联方、关键人员不存在大额资金往来；上述人员报告期内个人银行资金流水不存在异常情形；公司内部控制健全有效，不存在体外资金循环形成销售回款、承担成本费用的情形。

（四）说明如何保证其他相关方的账户完整性，核查标准是否合理，相关证据是否足以支持核查结论，中介机构对发行人其他相关方资金流水核查的方法是否合理

1、账户完整性核查

为保证账户完整性，申报会计师执行了如下核查程序：①交叉核对相关人员本人不同银行账户资金互转记录，通过银行流水显示的对手方账户信息确认是否存在未提供的银行账户；②核对相关人员银行账户定期收取工资、奖金的记录，以确认是否存在其他银行账户收取工资或奖金；③取得了相关人员通过云闪付 APP 软件查询相关银行账户开立情况录屏记录；④取得了相关人员就银行账户完整性的承诺。

2、核查标准的合理性

经综合考虑核查效率和有效性，申报会计师本次重新确定了核查标准，具体为：对其他相关方报告期内银行流水进行逐笔核查，对单笔或短期连续多笔交易金额累计5万元及以上的流水进行重点核查并获取支撑性证据。

考虑到（1）报告期各期，公司营业收入分别为141.82亿元、225.23亿元和375.41亿元，扣除非经常性损益后归属于母公司股东的净利润分别为5.17亿元、48.61亿元和133.48亿元；（2）发行人业务模式、客户及供应商结构；（3）公司内部控制有效性以及相关自然人薪酬情况、消费水平、资金往来情况等因素；申报会计师本次确定的核查标准合理。

3、核查方法、程序以及获取的核查证据

根据《监管规则适用指引——发行类第5号》“5-15 资金流水核查”的规定，申报会计师采用了如下核查方法，并获得了相应的核查证据，具体情况如下：

（1）获取并核查了董事（独立非执行董事、外部董事除外）、监事、高级管理人员、核心技术人员、关键岗位人员报告期内个人银行流水明细、开户/销户证明等。

（2）为保证账户完整性，交叉核对相关人员本人不同银行账户资金互转记录，通过银行流水显示的对手方账户信息确认是否存在未提供的银行账户；核对相关人员银行账户定期收取工资、奖金的记录，以确认是否存在其他银行账户收取工资或奖金；取得了相关人员通过云闪付 APP 软件查询相关银行账户开立情况录屏记录；取得了相关人员就银行账户完整性的承诺。

（3）针对银行流水不同款项性质分别获取相应凭据：

①对于持股平台出资款项，核查了合伙协议、持股平台工商档案，重点关注了出资资金来源，是否存在股权代持情形。

②对于购房、装修、购车款项，核查了资金转出的交易对手方是否系房地产开发商、4S 店等单位，流水摘要是否体现购房、购车等类似表述，并进一步获取购房合同、装修合同、购车合同、发票、房产证等。

③对于买卖股票款项，核查了资金转出或转入的交易对手方是否系证券公司，

流水摘要是否体现银证转账等类似表述。

④对于买卖公募基金款项，核查了资金转出或转入的交易对手方是否系公募基金公司，摘要是否体现银证转账或基金购买等类似表述，并进一步获取产品说明书、公募基金购买截图等。

⑤对于买卖理财产品款项，核查了资金转出或转入的交易对手方是否系金融机构，摘要是否体现理财产品购买或赎回等类似表述，关注理财产品类型是否为固收型产品，并进一步获取产品说明书、理财产品购买截图等。

⑥对于借款往来，检查是否已结清，收取借款合同/借条/借据，并向相关人员了解借款原因、还款计划等，重点关注借款往来对象是否包括发行人客户、供应商，发行人持股平台出资对象。

⑦对于直系亲属往来，核查了交易对手方是否系配偶、父母、子女，针对报告期内大额的转出资金，进一步获取了配偶购买房屋、基金、理财产品的证明，配偶相关银行流水。

⑧对于日常消费，核查了资金转出的交易对手方名称是否系商场等主体，年均消费金额是否具有合理性。

（4）将大额银行流水交易对手方与发行人主要客户、供应商以及相关人员进行对比，核查是否存在重叠，重点关注与该等主体是否存在资金往来、是否存在异常资金往来情况。

（5）走访了发行人主要客户及供应商，以核查主要客户及供应商实际控制人、股东、董事、监事、高级管理人员、核心技术人员、关键经办人员及其近亲属与发行人董事、监事、高级管理人员、核心技术人员及其关联方是否存在关联关系、资金拆借或其他资金往来，并取得经客户、供应商盖章/签字确认的访谈问卷。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、公司董事、监事、高级管理人员及核心技术人员 2022 年度薪酬具有合理

性，处于行业中等水平；提供的服务与薪酬匹配，考核政策有效执行，已履行相应决策程序；上述人员所获取的薪酬不存在为公司代垫成本、费用等情形，不存在异常资金循环。

2、关于其他相关方银行流水核查的核查标准以及核查方法具有合理性，获取的相关证据足以支撑核查结论。

3、公司内部控制健全有效，不存在体外资金循环形成销售回款、承担成本费用的情形。

问题 7 关于应收账款

根据申报材料：（1）报告期各期末，公司应收账款账面余额分别为 45.86 亿元、61.03 亿元和 52.07 亿元，计提坏账准备 2.86 亿元、3.95 亿元和 5.47 亿元；（2）公司按账龄计提的应收账款坏账计提比例略低于同行业上市公司，各期应收账款期后（截至 2023 年 1 月 31 日）回款比例为 85.52%、60.76%和 4.76%。

请发行人说明：（1）报告期各期末的应收账款截至目前的回款情况、未回款部分是否逾期及未回款原因、后续还款安排；（2）报告期后应收账款情况、逾期情况及回款情况，同比、环比变动情况，与同行业公司及下游客户经营情况是否匹配，是否发生重大不利变化；（3）结合公司各账龄应收账款迁徙率、期后回款、逾期及实际损失率、前瞻性信息等情况，说明公司应收账款坏账准备计提是否充分。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

7-1 报告期各期末的应收账款截至目前的回款情况、未回款部分是否逾期及未回款原因、后续还款安排

一、报告期各期末应收账款截至目前的回款情况

报告期各期末的应收账款期后回款总体情况如下：

单位：万元

项目	2022 年末	2021 年末	2020 年末
应收账款余额	575,396.32	649,810.53	487,209.13
期后回款金额	144,498.64	439,490.80	421,212.09
期后回款占比	25.11%	67.63%	86.45%

注：期后回款统计截至 2023 年 6 月 30 日。

公司应收账款期后回款情况良好，期后回款主要为电站建设业务客户按照合同约定支付的工程进度款、电网公司客户支付的基础电费及电费补贴款。

（一）公司电站建设业务应收账款的期后回款情况

公司电站建设业务在报告期各期末的应收账款期后回款情况如下：

单位：万元

项目	2022 年末	2021 年末	2020 年末
应收账款余额	265,286.50	329,924.99	270,642.65
期后回款金额	79,917.52	233,067.91	230,059.52
期后回款占比	30.12%	70.64%	85.00%

注：期后回款统计截至 2023 年 6 月 30 日。

截至 2023 年 6 月末，2020 年末、2021 年末、2022 年末电站建设业务应收账款的期后回款比例分别为 85%、70.64%、30.12%。公司电站建设业务的主要客户为大型央企、地方国企、上市公司等资金雄厚、信用评级较高的优质客户或其下属单位，回款需根据客户当期预算及资金安排、内部审批流程完结后进行，故回款周期相对较长。

（二）公司电站运营业务应收账款的期后回款情况

公司电站运营业务在报告期各期末的应收账款期后回款情况如下：

单位：万元

项目	2022 年末	2021 年末	2020 年末
应收账款余额	248,970.83	258,618.55	165,318.50
期后回款金额	32,820.51	159,830.26	147,617.36
期后回款占比	13.18%	61.80%	89.29%

注：期后回款统计截至 2023 年 6 月 30 日。

公司电站运营业务应收账款构成如下：

单位：万元

项目	2022 年末		2021 年末		2020 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
基础电费	14,349.47	5.76%	14,667.54	5.67%	5,603.29	3.39%
可再生能源补贴	234,621.36	94.24%	243,951.01	94.33%	159,715.21	96.61%
合计	248,970.83	100.00%	258,618.55	100.00%	165,318.50	100.00%

公司电站运营业务应收账款主要系可再生能源补贴款，2022 年末应收账款期后回款比例较低，主要系可再生能源补贴资金主要来源于财政资金，由财政部下发到电网公司后转付给公司，补贴款项回款周期较长，通常需要 1-3 年左右，故 2022 年末电站运营业务应收账款的期后回款比例相对较低。

公司电站运营业务应收账款客户为电网公司，包括基础电费和可再生能源补贴，其中：基础电费一般会在电量上网结算次月由电网公司支付，结算周期较短；可再生能源补贴由国家电网、南方电网向财政部提出申请（地方独立电网企业由所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请），财政部根据国家电网、南方电网和省级相关部门的申请及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向国家电网、南方电网和省级财政部门拨付补助资金，国家电网、南方电网收到补贴资金后再兑付给公司（地方独立电网企业收到省级财政部门转付的补贴资金后再兑付给公司）。补贴资金来源于中央政府性基金预算资金，该等款项无信用风险，但由于款项回收期较长，公司考虑资金时间价值和谨慎性要求，将应收补贴电费按照 LPR 折现方式计提了坏账准备。

由于应收基础电费在电量上网结算次月就会收回，无回收风险，历史上也未出现过基础电费不能收回的情况，公司基于谨慎原则，将应收基础电费与应收补贴电费划分为同一组合，统一按照 LPR 折现方式计提了坏账准备，报告期各期末，应收基础电费计提坏账准备余额分别为 114.85、300.63、272.39 万元，对公司业绩影响较小。

二、未回款部分是否逾期及未回款原因、后续还款安排

2022 年末，发行人应收账款余额为 575,396.32 万元，截至 2023 年 6 月末，未回款部分金额为 430,897.69 万元。其中，未回款部分中已逾期金额为 45,145.38 万元，占比为 10.48%，系下游客户内部结算请款流程限制、电站建设并网的实

际进度未达计划要求等原因造成回款滞后。具体情况如下：

单位：万元

项目	2022 年末	截至 2023 年 6 月 30 日未回款金额	未回款部分中已逾期金额	未回款的逾期金额占比
应收账款余额	575,396.32	430,897.69	45,145.38	10.48%
其中：电站建设业务的应收账款	265,286.50	185,368.98	33,745.62	18.20%
电站运营业务的应收账款	248,970.83	216,150.32	主要系应收可再生能源发电补贴款，回收周期普遍较长	
其他产品及服务的应收账款	61,138.99	29,378.38	11,399.76	38.80%

未回款部分主要系电站运营业务和电站建设业务产生。截至 2023 年 6 月末，该等业务未回款金额占未回款总额的比例为 93.18%，未回款部分中已逾期金额占比为 10.48%。从具体构成来看：

1、截至 2023 年 6 月末，2022 年末电站建设业务应收账款的未回款金额为 185,368.98 万元，未回款占比相对较大。电站建设业务的大额未回款明细具体如下：

单位：万元

客户名称	2022 年末应收账款余额	2023 年 1-6 月的回款金额	截至 2023 年 6 月末的未回款金额
蔚县首奥新能源科技有限公司	21,687.41	2,942.02	18,745.38
固阳县长岚风力发电有限公司	17,531.16	12,621.61	4,909.55
石河子市惠雯光伏发电有限公司	10,884.59	-	10,884.59
木垒县嘉瑞光晟发电有限公司	13,432.10	2,853.47	10,578.63
新疆恒动风能有限公司	13,235.10	2,851.56	10,383.54
宁夏盐池县光扶电力有限公司	11,546.52	2,425.30	9,121.21
获嘉县汇能发电有限公司	8,325.21	-	8,325.21
三峡新能源肃北风电有限公司	8,920.24	3,157.78	5,762.45
石河子市坤鸣光伏发电有限公司	5,608.78	-	5,608.78
石河子市佳雯光伏发电有限公司	4,785.47	-	4,785.47
合计	115,956.58	26,851.74	89,104.81

电站建设业务应收账款存在大额未回款及部分逾期的主要原因系：（1）因部分电站项目建设完成后，暂未完成竣工验收备案等手续，同时因电站建设的下游客户为大型央企、地方国企、上市公司等大型企业，该等客户回款需根据当期预

算及资金安排并履行较长的内部审批流程后方能付款；（2）部分电站项目在建成后未能按原定计划投运并实现资金周转，公司考虑客户实际情况，同时也为保持与大型客户的良好合作关系，经协商后同意客户延期支付款项。

截至 2023 年 6 月末，2022 年末电站建设业务应收账款的期后回款比例为 30.12%，未回款金额的逾期金额占比为 18.20%。考虑前述合理因素，发行人的电站建设业务回款风险总体可控。待客户完成竣工验收及内部请款流程审批完成或电站投运后，电站建设业务后续将陆续回款，对公司正常的经营性现金流及财务状况不构成实质性影响。

2、截至 2023 年 6 月末，2022 年末电站运营业务应收账款的未回款金额为 216,150.32 万元，未回款占比为 86.82%，主要系发行人自主运营电站的应收可再生能源补贴款规模较大。期后回款比例相对较低，系补贴资金的发放周期较长（通常为 1-3 年）所致。

3、截至 2023 年 6 月末，2022 年末其他产品及服务的应收账款的未回款金额为 29,378.38 万元，未回款金额中逾期占比为 38.80%。其他产品及服务的应收账款主要系发行人销售逆变器、SVG 等电气设备产生，由于该等产品主要应用于电站项目及送电线路工程中，部分大型客户的电站项目建设进度及并网未完全达到计划要求，考虑到客户实际情况并维护客户关系，经协商后延迟回收款项，故未回款金额及逾期占比稍高。但报告期期后相关业务仍持续回款，对发行人逆变器、SVG 等其他业务的资金回笼不构成实质性影响。

7-2 报告期后应收账款情况、逾期情况及回款情况，同比、环比变动情况，与同行业公司及下游客户经营情况是否匹配，是否发生重大不利变化

2023 年 3 月末及 2023 年 6 月末，发行人应收账款余额分别为 580,344.91 万元、528,088.69 万元，较 2022 年期末余额总体呈下降趋势，报告期期后应收账款规模总体可控。具体情况如下：

一、报告期期后应收账款规模变动、逾期情况及同比、环比变动情况

（一）报告期期后应收账款规模变动、逾期情况同比变动情况

1、2023 年 3 月末和 2023 年 6 月末，发行人应收账款规模、逾期情况较上

年同期末未出现重大变化，同比变动情况具体如下：

单位：万元

项目	2022 年 3 月末	2023 年 3 月末		2022 年 6 月末	2023 年 6 月末	
	金额	金额	同比变动率	金额	金额	同比变动率
应收账款余额	581,609.62	580,344.91	-0.22%	618,019.48	532,013.96	-13.92%
1、电站建设业务的应收账款	213,769.65	254,428.65	19.02%	282,324.86	228,269.28	-19.15%
其中：信用期内	141,176.53	173,096.51	22.61%	218,089.50	160,276.43	-26.51%
信用期外	72,593.12	81,332.14	12.04%	64,235.36	67,992.86	5.85%
2、电站运营业务的应收账款	293,556.94	255,854.67	-12.84%	276,013.83	252,069.74	-8.67%
基础电费	27,600.36	19,222.44	-30.35%	13,830.56	14,793.58	6.96%
补贴电费	265,956.58	236,632.23	-11.03%	262,183.26	237,276.16	-9.50%
3、其他产品及服务	74,283.03	70,061.59	-5.68%	59,680.79	51,674.93	-13.41%
其中：信用期内	56,018.31	61,072.47	9.02%	42,511.63	36,135.26	-15.00%
信用期外	18,264.72	8,989.12	-50.78%	17,169.16	15,539.67	-9.49%

2023 年 3 月末、2023 年 6 月末应收账款规模较上年同期有所下降。其中，2023 年 6 月末电站建设业务和电站运营业务应收账款余额同比分别下降 19.15% 和 8.67%。报告期后应收账款总体规模未发生重大变动。

（二）报告期后应收账款规模、逾期情况及环比变动情况

2023 年 3 月末和 2023 年 6 月末，发行人应收账款规模、逾期情况及环比变动情况如下：

单位：万元

项目	2022 年末	2023 年 3 月末		2023 年 6 月末	
	金额	金额	环比变动率	金额	环比变动率
应收账款余额	575,396.32	580,344.91	0.86%	532,013.96	-8.33%
1、电站建设业务的应收账款	265,286.50	254,428.65	-4.09%	228,269.28	-10.28%
其中：信用期内	222,380.08	173,096.51	-22.16%	160,276.43	-7.41%
信用期外	42,906.42	81,332.14	89.56%	67,992.86	-16.40%
2、电站运营业务的应收账款	248,970.83	255,854.68	2.76%	252,069.74	-1.48%
基础电费	14,349.47	19,222.44	33.96%	14,793.58	-23.04%

补贴电费	234,621.36	236,632.23	0.86%	237,276.16	0.27%
3、其他产品及服务	61,138.99	70,061.59	14.59%	51,674.93	-26.24%
其中：信用期内	50,840.16	61,072.47	20.13%	36,135.26	-40.83%
信用期外	10,298.83	8,989.12	-12.72%	15,539.67	72.87%

注：2023 年 3 月末应收账款余额根据经信永中和审阅的财务数据填列，2023 年 6 月末数据未经审计或审阅。

2023 年上半年，发行人的应收账款规模稳中有降。其中，2023 年 6 月末的电站建设业务应收账款余额较 2022 年末下降 13.95%，2023 年 6 月末电站运营业务应收账款余额较 2022 年末仅略微增长 1.24%。

二、报告期期后应收账款回款情况及同比情况

报告期期后的应收账款回款情况及同比情况，具体如下：

单位：万元

项目	2022 年末	2021 年末	项目	2023 年 3 月末	2022 年 3 月末
一、应收账款期后回款整体情况					
应收账款余额	575,396.32	649,810.53	应收账款余额	580,344.91	581,609.62
期后 6 个月内的回款金额	143,601.73	234,156.58	期后 3 个月内的回款金额	123,789.22	107,058.19
期后 6 个月内回款占比	24.96%	36.03%	期后 3 个月内回款占比	21.33%	18.41%
二、电站建设业务应收账款期后回款情况					
应收账款余额	265,286.50	329,924.99	应收账款余额	254,428.65	213,769.65
期后 6 个月内的回款金额	79,917.52	172,518.55	期后 3 个月内的回款金额	77,139.52	58,443.97
期后 6 个月内回款占比	30.12%	52.29%	期后 3 个月内回款占比	30.32%	27.34%
三、电站运营业务应收账款期后回款情况					
应收账款余额	248,970.83	258,618.55	应收账款余额	255,854.68	293,556.94
期后 6 个月内的回款金额	32,820.51	13,475.75	期后 3 个月内的回款金额	24,503.77	17,238.93
期后 6 个月内回款占比	13.18%	5.21%	期后 3 个月内回款占比	9.58%	5.87%

因部分电站项目暂未完成竣工验收手续或建成后未能按原计划投运并实现资金周转，2022 年末电站建设业务应收账款期后回款比例相对较低。但报告期末及期后应收账款的回款情况与以前期间相比，未发生重大不利变化，发行人的应收账款回款风险总体可控。

三、报告期后应收账款变动情况与同行业公司及下游客户经营情况基本匹配，未发生重大不利变化

报告期后应收账款规模总体可控，回款正常。发行人应收账款主要系电站建设业务和电站运营业务产生。2023 年 3 月末，晶科科技、三峡能源等主要的电站业务同行业上市公司的应收账款账面价值，较 2022 年末有小幅增加。具体如下：

单位：万元

项目	主营业务情况	2023 年 3 月末应收账款账面价值	2022 年末应收账款账面价值	变动率
晶科科技	晶科科技主营业务主要为光伏电站运营和光伏电站 EPC，涉及太阳能光伏电站开发、投资、建设、运营和管理等，以及光伏电站 EPC 工程总承包、电站运营综合服务解决方案。	526,275.25	478,002.54	10.10%
正泰电器	正泰电器自 2016 年，其进入光伏发电业务，主营业务扩展至光伏电站的开发、建设、运营、EPC 工程总包及太阳能电池组件的制造及销售业务。	1,553,949.30	1,472,242.03	5.55%
天合光能	天合光能主要从事光伏产品的研发和生产业务，业务布局包括光伏产品、光伏系统及智慧能源三大板块。	1,444,494.38	1,321,000.68	9.35%
阳光电源	阳光电源从事太阳能、风能等可再生能源电源产品研发、生产、销售和服务以及新能源电站的开发、建设和运营。	1,469,310.62	1,380,404.03	6.44%
协鑫集成	协鑫集成主要为光伏电池组件及系统集成业务。	67,701.02	55,415.18	22.17%
三峡能源	三峡能源主要从事陆上风电、光伏发电、海上风电、中小水电业务。	2,971,505.92	2,672,803.77	11.18%
节能风电	节能风电主要从事风力发电项目开发、投资管理、建设施工、运营维护业务。	548,081.54	509,606.00	7.55%
天顺风能	天顺风能专业从事兆瓦级大功率风力发电塔架及其相关产品的生产、销售，已发展成集新能源设备制造、新能源开发、智慧能源系统等多元化产业集团公司。	434,717.97	408,962.01	6.30%
吉电股份	吉电股份主要业务涉及新能源、综合智慧能源、氢能、储能充换电及火电、供热、生物	960,808.99	866,821.79	10.84%

项目	主营业务情况	2023年3月末应收账款账面价值	2022年末应收账款账面价值	变动率
	质能、电站服务等领域。			

公司 2023 年 3 月末应收账款规模与 2022 年末基本持平，与前述经营电站业务的主要同行业上市公司的变动趋势基本一致。

同时，电站建设业务的主要客户为大型央企、地方国企、上市公司等优质客户或其下属单位，回款需根据客户当期预算及资金安排、内部审批流程完结后进行，回款周期相对较长；公司电站运营业务应收账款主要系可再生能源补贴款，可再生能源补贴资金主要来源于财政资金，由财政部下发到电网公司后转付给公司，补贴款项回款周期较长，通常需要 1-3 年左右的时间。

报告期期后，发行人的应收账款变动等情况，与同行业公司及下游客户经营情况基本匹配，未发生重大不利变化。

7-3 结合公司各账龄应收账款迁徙率、期后回款、逾期及实际损失率、前瞻性信息等情况，说明公司应收账款坏账准备计提是否充分。

一、按账龄组合计提的应收账款坏账准备

公司按账龄组合计提应收账款坏账准备的计提比例略低于同行业上市公司，但不影响公司坏账准备计提的充分性、会计政策的谨慎性，具体分析如下：

（一）除个别账龄结构偏长的同行业公司，公司按账龄组合的应收账款坏账准备实际计提比例与同行业可比公司较为接近

单位：万元

公司	应收账款组合	2022.12.31			2021.12.31			2020.12.31		
		应收账款余额	坏账准备	计提比例	应收账款余额	坏账准备	计提比例	应收账款余额	坏账准备	计提比例
晶科科技	光伏电站 EPC 业务组合	27,103.70	12,877.41	47.51%	37,095.23	11,358.15	30.62%	33,946.26	3,102.35	9.14%
正泰电器	太阳能光伏行业非国内电网和电力公司组合	428,843.02	48,378.86	11.28%	396,816.48	35,395.37	8.92%	207,585.22	23,387.51	11.27%
阳光电源	应收客户款项（未区分业务类别）	1,500,804.70	120,550.85	8.03%	954,349.59	79,535.44	8.33%	726,380.39	67,831.47	9.34%
天合光能	应收客户款项（未区分业务类别）	1,383,342.82	62,342.14	4.51%	861,544.66	47,558.23	5.52%	458,819.05	39,006.74	8.50%
协鑫集成	以逾期天数与违约损失率对照表为基础计算其与其信用损失的应收账款组合	84,580.40	38,382.04	45.38%	109,878.60	62,769.53	57.13%	141,107.62	46,078.10	32.65%

公司	应收账款组合	2022.12.31			2021.12.31			2020.12.31		
		应收账款余额	坏账准备	计提比例	应收账款余额	坏账准备	计提比例	应收账款余额	坏账准备	计提比例
发行人	账龄组合	326,425.50	35,000.38	10.72%	391,191.98	28,563.82	7.30%	321,890.63	21,456.18	6.67%

报告期各期末，发行人按账龄组合计提应收账款坏账准备的总体计提比例分别为 6.67%、7.30%和 10.72%，与正泰电器、阳光电源、天合光能较为接近。晶科科技、协鑫集成按照账龄组合的坏账准备实际计提比例远高于发行人，主要系其账龄结构差异较大所致。2020-2022 年，公司与晶科科技、协鑫集成按账龄组合的应收账款中各账龄段金额占比情况对比如下：

公司	年度	1 年以内占比	1-2 年占比	2-3 年占比	3-4 年占比	4-5 年占比	5 年以上占比	占比合计
晶科科技	2022 年	5.58%	5.51%	16.29%	55.22%	15.29%	2.10%	100.00%
	2021 年	7.58%	14.97%	51.03%	24.87%	1.39%	0.17%	100.00%
	2020 年	39.61%	54.26%	4.45%	1.46%	0.18%	0.03%	100.00%
协鑫集成	2022 年	账龄按逾期天数进行划分，截至 2022 年末，按账龄组合计提坏账准备的应收账款中，未逾期应收账款占比 55.26%、逾期 1 年内的应收账款占比 0.28%、逾期 1-2 年应收账款占比 0.62%、逾期 2-3 年应收账款占比 1.41%、逾期 3-4 年应收账款占比 2.33%、逾期 4 年以上 40.10%。						
	2021 年	截至 2021 年末，按账龄组合计提坏账准备的应收账款中，未逾期应收账款占比 27.17%、逾期 1 年内的应收账款占比 8.51%、逾期 1-2 年应收账款占比 9.88%、逾期 2-3 年应收账款占比 9.41%、逾期 3-4 年应收账款占比 30.14%、逾期 4 年以上 14.90%。						
	2020 年	截至 2020 年末，按账龄组合计提坏账准备的应收账款中，未逾期应收账款占比 28.85%、逾期 1 年内的应收账款占比 11.24%、逾期 1-2 年应收账款占比 18.67%、逾期 2-3 年应收账款占比 28.64%、逾期 3-4 年应收账款占比 5.98%、逾期 4 年以上 6.62%。						
发行人	2022 年	60.85%	24.99%	4.02%	0.41%	4.82%	4.92%	100.00%
	2021 年	77.25%	9.59%	1.81%	5.08%	5.75%	0.52%	100.00%
	2020 年	69.63%	13.41%	8.81%	7.42%	0.23%	0.50%	100.00%

数据来源：同行业上市公司定期报告。

由上表可知，发行人的按账龄组合计提坏账准备的应收账款账龄相对较短，报告期各期 2 年以内账龄占比均超过 80%。而晶科科技、协鑫集成账龄较长的应收账款占比普遍较大，晶科科技除 2020 年外，2 年以上账龄占比超过 70%；协鑫集成逾期 2 年以上的应收账款占比超过 40%。发行人与晶科科技、协鑫集成的账龄结构差异，导致坏账准备总体计提比例相差较大。

（二）发行人按账龄组合计提的坏账准备较为充分，与按照迁徙率法模拟测算预期信用损失相比较，具有谨慎性

1、发行人过去 5 年的应收账款历史账龄数据

单位：万元

账龄	2018.12.31	2019.12.31	2020.12.31	2021.12.31	2022.12.31
1 年以内	148,478.75	156,235.50	224,137.53	302,203.08	198,617.79
1-2 年	45,319.58	27,458.65	43,159.71	37,526.77	81,584.25
2-3 年	2,662.82	32,473.25	28,359.28	7,088.07	13,108.80
3-4 年	2,983.26	1,350.54	23,896.20	19,865.71	1,324.31
4-5 年	1,558.37	180.40	726.37	22,484.51	15,721.18
5 年以上	1,277.52	654.49	1,611.55	2,023.83	16,069.17
合计	202,280.31	218,352.83	321,890.63	391,191.98	326,425.50

因公司存在部分特殊应收账款可能导致迁徙率计算出现偏差：①个别应收账款与客户存在诉讼，且诉讼周期较长，最新判决结果显示公司已胜诉且处于正常回款进度中；②因收购等原因导致的合并范围主体增加，进而增加应收账款余额。上述因素将导致迁徙率计算出现偏差，为保证迁徙率的真实、准确，需对上述因素进行剔除，剔除部分的应收账款余额占比仅为 8%-11%。剔除上述因素影响，修正后账龄情况如下：

单位：万元

账龄	2018.12.31	2019.12.31	2020.12.31	2021.12.31	2022.12.31
1 年以内	148,478.75	156,235.50	224,137.53	302,203.08	198,617.79
1-2 年	45,319.58	24,548.87	43,159.71	37,526.77	81,584.25
2-3 年	2,662.82	10,352.20	14,514.21	7,088.07	13,108.80
3-4 年	2,983.26	1,350.54	4,275.47	8,630.41	1,324.31
4-5 年	1,558.37	180.4	726.37	1,743.01	2,999.62
5 年以上	1,277.52	654.49	728.55	1,435.50	2,539.76
小计	202,280.31	193,322.00	287,541.84	358,626.85	300,174.54
剔除部分的应收账款余额	-	25,030.83	34,348.79	32,565.13	26,250.96
按账龄组合的应收账款余额	202,280.31	218,352.83	321,890.63	391,191.98	326,425.50

2、发行人截至 2022 年的平均迁徙率

根据前述 2018-2022 年账龄结构数据，测算发行人应收账款迁徙率情况如下：

账龄	序号	2018 年至 2019 年迁徙率	2019 年至 2020 年迁徙率	2020 年至 2021 年迁徙率	2021 年至 2022 年迁徙率	平均迁徙率
1 年以内	A	16.53%	27.62%	16.74%	27.00%	21.97%
1-2 年	B	22.84%	59.12%	16.42%	34.93%	33.33%
2-3 年	C	50.72%	41.30%	59.46%	18.68%	42.54%
3-4 年	D	6.05%	53.78%	40.77%	34.76%	33.84%
4-5 年	E	23.08%	87.26%	98.66%	79.90%	72.23%
5 年以上	F	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

3、结合迁徙率计算预期信用损失率

公司假定 5 年以上的应收账款收回的可能性较低，确定其坏账计提比例为 100%，在此基础上，根据应收账款的迁徙率并考虑前瞻性影响下计算的预期信用损失情况如下：

账龄	序号	历史损失率	前瞻性提高比例	前瞻性预计损失比例
1 年以内	$G=A*B*C*D*E*F$	0.76%	5.00%	0.80%
1-2 年	$H=B*C*D*E*F$	3.47%	5.00%	3.64%
2-3 年	$I=C*D*E*F$	10.40%	5.00%	10.92%
3-4 年	$J=D*E*F$	24.44%	5.00%	25.66%
4-5 年	$K=E*F$	72.23%	5.00%	75.84%
5 年以上	$L=F$	100.00%	-	100.00%

4、对比使用迁徙率模型模拟计算的预期信用损失率下计提的坏账准备与目前公司坏账准备计提方式计提的账龄组合坏账准备的差异

单位：万元

账龄	2022 年 12 月 31 日余额	目前使用的预期信用损失率	坏账准备	迁徙率模型模拟计算的预期信用损失	前瞻性与预计损失差异
1 年以内	198,617.79	2.00%	3,972.36	1,588.14	2,384.21
1-2 年	81,584.25	5.00%	4,079.21	2,968.66	1,110.55
2-3 年	13,108.80	20.00%	2,621.76	1,431.13	1,190.63
3-4 年	1,324.31	30.00%	397.293	339.86	57.44
4-5 年	2,999.62	50.00%	1,499.81	2,274.89	-775.08
5 年以上	2,539.76	100.00%	2,539.76	2,539.76	-
小计	300,174.54	-	15,110.20	11,142.44	3,967.75

账龄	2022 年 12 月 31 日余额	目前使用的 预期信用损 失率	坏账准备	迁徙率模型模 拟计算的预期 信用损失	前瞻性与预 计损失差异
剔除部分的 应收账款	26,250.96	-	已计提坏账准备 19,890.18 万元		3,967.75
合计	326,425.50	-	35,000.38	31,032.62	3,967.75

如上表所述，公司按照现有方式计提的坏账准备，实际大于根据迁徙率模型模拟计算的预期信用损失，公司应收账款坏账准备计提具有谨慎性。

二、应收可再生能源补贴计提的坏账准备合理性

（一）公司应收可再生能源补贴坏账准备计提情况

报告期内，公司电费及补贴款组合的应收账款金额分别为 165,318.50 万元、258,618.55 万元和 239,714.25 万元，其中，该组合中主要系应收可再生能源补贴，报告期各期末占比分别为 96.61%、94.33%和 94.24%；而应收基础电费金额及占比较低，账龄较短，且结算周期通常在 1 个月。

公司结合账龄对电费及补贴款组合账面余额按照报告期内五年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计算坏账准备。期末电费及补贴款组合的坏账准备余额分别为 7,132.47 万元、10,915.76 万元和 10,471.08 万元，各期末的坏账计提比例分别为 4.31%、4.22%和 4.37%。

（二）各期末公司与同行业可比公司的应收可再生能源补贴账龄对比

2020-2022 年末，公司与三峡能源等从事电站运营业务的可比公司的应收可再生能源补贴账龄情况比较如下：

公司名称	1 年以 内占比	1-2 年占 比	2-3 年占 比	3-4 年占 比	4-5 年占 比	5 年以 上占比	占比合 计
一、2022 年末应收补贴款组合或相关应收账款组合的各区间账龄金额占比							
三峡能源	48.75%	27.50%	12.91%	7.24%	2.37%	1.22%	100.00%
太阳能	35.26%	27.33%	21.98%	11.12%	3.60%	0.71%	100.00%
节能风电	48.84%	29.83%	15.21%	5.68%	0.45%	-	100.00%
华电新能源	57.06%	21.58%	8.37%	12.98%			100.00%
发行人	41.28%	32.29%	13.57%	11.44%	1.40%	0.01%	100.00%
二、2021 年末应收补贴款组合或相关应收账款组合的各区间账龄金额占比							

公司名称	1 年以内占比	1-2 年占比	2-3 年占比	3-4 年占比	4-5 年占比	5 年以上占比	占比合计
三峡能源	46.35%	28.27%	18.37%	4.56%	2.22%	0.23%	100.00%
太阳能	34.06%	29.61%	25.60%	9.24%	1.37%	0.13%	100.00%
节能风电	48.03%	29.41%	21.94%	0.62%	-	-	100.00%
华电新能源	43.30%	28.26%	21.57%	6.86%			100.00%
发行人	50.99%	21.86%	21.39%	5.69%	0.08%	-	100.00%

三、2020 年末应收补贴款组合或相关应收账款组合的各区间账龄金额占比

三峡能源	38.50%	38.03%	17.57%	4.61%	1.29%	-	100.00%
太阳能	38.83%	33.55%	18.41%	6.41%	2.52%	0.28%	100.00%
节能风电	48.03%	29.41%	21.94%	0.62%			100.00%
华电新能源	51.25%	34.46%	10.70%	3.58%			100.00%
发行人	40.88%	35.02%	18.10%	6.00%	-	-	100.00%

注：1、三峡能源应收可再生能源补贴款的账龄比例系引用其财务报告附注中“新能源补贴款组合”数据，因三峡能源未披露 2020 年末的应收新能源补贴款的账龄数据，故仅以 2020 年 9 月末的数据替代分析；2、同行业公司太阳能的账龄比例系引用其财务报表附注中“电力销售应收账款组合”数据；3、因节能风电、华电新能源未单独披露补贴款或电费及补贴款组合的账龄结构，且该等公司以电站运营业务为主，故以其整体账龄替代分析；4、发行人的账龄比例系引用电费及补贴款组合的账龄比例

报告期各期末，发行人三年以内及三年以上账龄的占比分别为 87.14%-94.24%、5.77%-12.85%，与同行业可比公司的账龄结构基本相似。发行人应收可再生能源补贴款的回收情况与同行业公司相比，不存在显著差异。

（三）公司与同行业可比公司的应收可再生能源补贴的坏账准备计提情况

报告期各期末，公司与三峡能源等同行业公司，各账龄区间段的应收可再生能源补贴或相关应收账款组合的坏账准备计提情况具体如下：

公司	年度	1 年以内	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上	整体计提比例
三峡能源	2022 年末	0.30%	3.31%	6.50%	9.60%	12.59%	15.48%	3.08%
	2021 年末	0.30%	3.35%	6.59%	9.73%	12.75%	15.68%	3.06%
	2020 年 9 月末	-	3.61%	7.08%	10.43%	13.66%	-	3.27%
太阳能		电力销售应收账款组合计提比例均为 1%						
节能风电		电力销售应收账款（国内）组合计提比例均为 1%						
华电新能源		按照预期信用损失法，可再生能源补贴组合按 1%进行计提						
发行	2022 年末	1.90%	3.73%	7.18%	10.40%	13.40%	16.21%	4.37%

公司	年度	1 年以内	1-2 年	2-3 年	3-4 年	4-5 年	5 年以上	整体计提比例
人	2021 年末	2.05%	4.02%	7.72%	11.15%	14.34%	-	4.22%
	2020 年末	2.05%	4.02%	7.72%	11.15%	-	-	4.31%

注：1、三峡能源系结合补贴款账龄，对应收新能源补贴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；2、发行人在电费及补贴款组合中，结合账龄，对电费及补贴款组合账面余额按照报告期内五年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计算预期信用损失。3、因三峡能源未披露 2020 年报，仅以 2020 年 9 月末的数据替代分析。

公司各期末电费及补贴款组合的坏账准备比例分别为 4.31%、4.22%和 4.37%，高于三峡能源等同行可比公司。同时，公司各账龄段的补贴款坏账计提比例亦高于该等同行可比公司。故公司对应收可再生能源补贴的坏账准备计提政策具有谨慎性。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、获取报告期各期末的应收账款截至 2023 年 6 月末的回款情况明细，分析各主要业务的期后回款占比及回款周期较长的原因；了解 2022 年末主要应收账款截至 2023 年 6 月 30 日仍未回款部分是否逾期及未回款原因，后续还款安排。

2、获取报告期期后应收账款规模变动明细、逾期账款明细及回款统计数据，进行同比、环比分析，并结合同行业公司及下游客户经营情况，判断是否存在重大不利变化。

3、分析发行人与同行业可比公司的按账龄组合的应收账款坏账准备实际计提比例及差异原因，模拟测算发行人若按照迁徙率法计提的预期信用损失，与账龄组合计提的坏账准备进行比较，验证发行人计提坏账准备的谨慎性。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、发行人报告期各期末的应收账款期后回款情况正常，未回款原因及后续回款安排合理，与下游客户的特点及经营情况相符，未回款部分对发行人正常的

经营性现金流及财务状况不构成实质性影响。

2、报告期后（2023 年 3 月末和 2023 年 6 月末）发行人应收账款规模、逾期情况较 2022 年末及 2022 年同期期末未发生重大变化。

3、除个别账龄结构偏长的同行业公司，公司按账龄组合的应收账款坏账准备实际计提比例与同行业可比公司较为接近。公司按照现有方式计提的坏账准备，实际大于根据迁徙率模型模拟计算的预期信用损失，公司应收账款坏账准备计提具有谨慎性。

问题 8 关于股份支付

根据申报材料：报告期各期，公司管理费用中股份支付费用分别为 1,833.08 万元、1,358.20 万元、2,167.61 万元，未说明计入其他成本费用中的情况；涉及 2 项股权激励，分别为 2019 年授予的特变电工股票期权和 2022 年实施的员工持股计划，其中，2022 年实施的员工持股计划的股份支付费用公允价值的确定依据为银信资产评估有限公司出具的估值报告。

请发行人说明：历次股权激励对象岗位类别分布情况、激励数量、激励方式、服务期限或其他行权条件约定（如是否约定上市等条件、员工离职是否需要回售）、激励价格及股权公允价值、股份支付的确认及分摊情况，会计处理是否符合企业会计准则规定，2022 年股份支付公允价值的确定未参照发行人二级市场价格的合理性。

请保荐机构、申报会计师核查并发表明确意见，说明：（1）结合发行人二级市场价格、同行业可比公司估值水平、估值报告各参数依据充分性及公司业绩情况等因素，说明发行人 2019 年期权激励、2022 年实施员工持股计划相关股份公允价值确定依据的合理性；（2）对授予日、等待期等其他关键参数依据充分性的核查情况。

【回复】

【发行人说明】

一、历次股权激励对象岗位类别分布情况、激励数量、激励方式、服务期限或其他行权条件约定（如是否约定上市等条件、员工离职是否需要回售）、激励价格及股权公允价值、股份支付的确认及分摊情况，会计处理是否符合企业会计准则规定

为了进一步建立、健全公司长效激励机制，吸引和留住优秀人才，有效地将股东利益、公司利益和核心团队个人利益结合在一起，报告期内，控股股东特变电工通过股票期权及公司通过员工持股计划实施了股权激励，具体情况如下：

（一）2019 年特变电工授予激励对象股票期权

2019 年 2 月 21 日，特变电工发布《特变电工股份有限公司 2019 年股票期权激励计划（草案）》及《特变电工股份有限公司 2019 年股票期权激励计划实施考核管理办法》；2019 年 5 月 8 日，特变电工 2019 年第十次临时董事会会议、2019 年第四次临时监事会会议审议通过了《关于调整公司 2019 年股票期权激励计划首次授予激励对象名单及授予数量的议案》《关于公司 2019 年股票期权激励计划向激励对象首次授予股票期权的议案》及其他相关议案；2019 年 5 月 21 日，特变电工 2019 年第十一次临时董事会会议、2019 年第五次临时监事会会议审议通过了《关于调整公司 2019 年股票期权激励计划首次授予激励对象名单及授予数量的议案》及其他相关议案；2019 年 6 月 19 日特变电工发布了《特变电工股份有限公司 2019 年股票期权激励计划首次授予登记完成的公告》；2019 年 7 月 12 日特变电工 2019 年第十五次临时董事会会议审议通过了《特变电工股份有限公司关于调整 2019 年股票期权激励计划首次授予股票期权行权价格的公告》。

特变电工实际向 2,023 名激励对象授予登记了 29,610 万份股票期权（首次授予股票期权 29,142 万份，预留 468 万份），其中：首次授予的股票期权中对在新特能源任职的激励对象授予 6,968.00 万份。

项目	具体情况
激励对象	公告激励计划时在特变电工及分子公司任职的董事、高级管理人员、核心管理人员和核心业务（技术）人员。
授予期权数量	首次授予股票期权 29,142 万份，预留 468 万份。
授予日及行权价格	首次授予股票期权授予日为 2019 年 5 月 8 日，行权价格为 7.46 元/股；预留股票期权授予日为 2020 年 3 月 5 日，行权价格为 7.27 元/股。

项目	具体情况
	2022年6月,首次授予的行权价格最终调整为6.505元/股,预留授予的行权价格最终调整为6.315元/股。
期权公允价值的确定依据	基于B-S股票期权定价模型测算授予日特变电工向激励对象授予的期权公允价值。
行权期	1、首次授予的股票期权的行权期及行权时间安排: 第一个行权期自授予日起16个月后的首个交易日起至授予日起28个月内的最后一个交易日当日止,行权比例为30%;第二个行权期自授予日起28个月后的首个交易日起至授予日起40个月内的最后一个交易日当日止,行权比例为30%;第三个行权期自授予日起40个月后的首个交易日起至授予日起52个月内的最后一个交易日当日止,行权比例为40%。 2、预留授予的股票期权的行权期及行权时间安排: 第一个行权期自授权日起16个月后的首个交易日起至授权日起28个月内的最后一个交易日当日止,行权比例为50%;第二个行权期自授权日起28个月后的首个交易日起至授权日起40个月内的最后一个交易日当日止,行权比例为剩余50%。
业绩考核指标	1、首次授予的考核年度为2019-2021年三个会计年度,每个会计年度考核一次,业绩考核指标如下: 第一个行权期以2018年度归属于上市公司股东的净利润为基准,2019年度归属于上市公司股东的净利润比2018年度增长不低于10%;第二个行权期以2018年度归属于上市公司股东的净利润为基准,2020年度归属于上市公司股东的净利润比2018年度增长不低于20%;第三个行权期以2018年度归属于上市公司股东的净利润为基准,2021年度归属于上市公司股东的净利润比2018年度增长不低于30%; 2、预留部分各年度业绩考核目标: 第一个行权期以2018年度归属于上市公司股东的净利润为基准,2020年度归属于上市公司股东的净利润比2018年度增长不低于20%;第二个行权期以2018年度归属于上市公司股东的净利润为基准,2021年度归属于上市公司股东的净利润比2018年度增长不低于30%。
股份支付费用计算方法	按照所授予股票期权数量并考虑预计员工离职率因素后将股份支付费用在等待期内进行摊销确认。采用B-S股票期权定价模型计算每份期权公允价值的影响因素包括每股期权的行权价格、授予日特变电工股票的收盘价格、股价波动率、期权有效期及无风险利率等。各期股份支付费用=各期股票期权数量×截至本期累计摊销率×股票期权的单位公允价值×(1-预计员工离职率)-前期已确认的股份支付费用。
会计处理	股份支付费用在股权激励计划的各个等待期内确认,计入管理费用。

1、激励对象岗位类别分布情况、激励数量、激励方式

特变电工首次授予的股票期权中对在新特能源任职的激励对象授予6,968.00万份。其中:管理类岗位5,454.00万份,技术类岗位326万份、生产类岗位885万份、研发类岗位152万份、营销类岗位151万份。本次激励计划采取

的激励形式为股票期权，股票来源为特变电工向激励对象定向发行的特变电工 A 股普通股股票。在新特能源任职的激励对象所在岗位类别分布及数量等具体情况如下：

岗位类别	人数	授予股票期权数量（万份）
管理类	238	5,454
技术类	24	326
生产类	76	885
研发类	14	152
营销类	14	151
合计	366	6,968

2、服务期限或其他行权条件约定（如是否约定上市等条件、员工离职是否需要回售）

（1）服务期限约定

①首次授予股票期权服务期限及行权比例

行权期	行权时间	服务期限	行权比例
第一期	2020 年 9 月至 2021 年 8 月	2019 年 5 月至 2020 年 8 月	30%
第二期	2021 年 9 月至 2022 年 8 月	2019 年 5 月至 2021 年 8 月	30%
第三期	2022 年 9 月至 2023 年 8 月	2019 年 5 月至 2022 年 8 月	40%

②预留股票期权服务期限及行权比例

行权期	行权时间	服务期限	行权比例
第一期	2021 年 7 月至 2022 年 6 月	2020 年 3 月至 2021 年 6 月	50%
第二期	2022 年 7 月至 2023 年 6 月	2020 年 3 月至 2022 年 6 月	50%

（2）行权条件

各期行权条件主要包含期权激励授予方及激励对象合规和绩效层面考核要求：

①授予方特变电工未发生以下任一情形：最近一个会计年度财务会计报告被注册会计师出具否定意见或者无法表示意见的审计报告；最近一个会计年度财务报告内部控制被注册会计师出具否定意见或无法表示意见的审计报告；上市后最

近 36 个月内出现过未按法律法规、《公司章程》、公开承诺进行利润分配的情形；法律法规规定不得实行股权激励的；中国证监会认定的其他情形。

②激励对象未发生以下任一情形：最近 12 个月内被证券交易所认定为不适当人选；最近 12 个月内被中国证监会及其派出机构认定为不适当人选；最近 12 个月内因重大违法违规行为被中国证监会及其派出机构行政处罚或者采取市场禁入措施；具有《公司法》规定的不得担任公司董事、高级管理人员情形的；法律法规规定不得参与上市公司股权激励的；中国证监会认定的其他情形。

③授予方特变电工业绩考核要求

首次授予的考核年度为 2019-2021 年三个会计年度，每个会计年度考核一次，业绩考核指标如下：

行权期	业绩考核目标
第一个行权期	以 2018 年度归属于上市公司股东的净利润为基准，2019 年度归属于上市公司股东的净利润比 2018 年度增长不低于 10%
第二个行权期	以 2018 年度归属于上市公司股东的净利润为基准，2020 年度归属于上市公司股东的净利润比 2018 年度增长不低于 20%
第三个行权期	以 2018 年度归属于上市公司股东的净利润为基准，2021 年度归属于上市公司股东的净利润比 2018 年度增长不低于 30%

预留部分各年度业绩考核目标如下表所示：

行权期	业绩考核目标
第一个行权期	以 2018 年度归属于上市公司股东的净利润为基准，2020 年度归属于上市公司股东的净利润比 2018 年度增长不低于 20%
第二个行权期	以 2018 年度归属于上市公司股东的净利润为基准，2021 年度归属于上市公司股东的净利润比 2018 年度增长不低于 30%

同时，激励对象所在的分公司、子公司、项目公司需至少完成与特变电工签订的《经营业绩责任书》中利润总额业绩指标的 80%，未达标的分公司、子公司、项目公司的激励对象获授的股票期权不得行权；但如果分公司、子公司未达标，其下属的项目公司达标，视为该项目公司达标，该项目公司的激励对象获授的股票期权可以行权。

④个人层面考核要求

根据《考核管理办法》，激励对象个人各期考核结果只有达到合格以上股票期权才能行权，具体要求如下：

个人考核结果	行权比例
优秀	100%
良好	100%
合格	行权 80%，剩余股票期权注销
不合格	注销

该次股权激励行权不涉及约定上市等条件。激励对象因辞职、公司裁员而离职的，其已行权股票不作处理，已获授但尚未行权的股票期权不得行权，由期权授予方进行注销；激励对象因退休离职不再在公司任职，其已获授的权益完全按照退休前规定的程序进行，且董事会可以决定其个人绩效考核条件不再纳入行权条件；激励对象因执行职务丧失劳动能力而离职的，其获授的权益将完全按照丧失劳动能力前规定的程序进行，且董事会可以决定其个人绩效考核条件不再纳入行权条件；激励对象非因执行职务丧失劳动能力而离职的，其已行权股票不作处理，已获授但尚未行权的股票期权不得行权，由期权授予方进行注销。

3、激励价格及股票期权公允价值、股份支付的确认及分摊情况、会计处理是否符合企业会计准则规定

（1）激励价格

发行人首次授予股票期权授予日为 2019 年 5 月 8 日，《特变电工股份有限公司 2019 年股票期权激励计划（草案）》约定行权价格为 7.46 元/股；预留股票期权授予日为 2020 年 3 月 5 日，《特变电工股份有限公司关于向激励对象授予 2019 年股票期权激励计划预留股票期权的公告》约定行权价格为 7.27 元/股。2022 年 6 月，特变电工发布《特变电工股份有限公司调整 2019 年股票期权激励计划行权价格的公告》，由于在股票期权激励计划公告当日至激励对象完成股票期权行权期间，公司有派息事项，应对股票期权行权价格进行相应的调整，首次授予的行权价格最终调整为 6.505 元/股，预留授予的行权价格最终调整为 6.315 元/股。

（2）股票期权公允价值

发行人以 Black-Scholes 模型（B-S 模型）作为定价模型，以 2019 年 5 月 8 日（授予日）作为计算基准日，对首次授予的股票期权公允价值进行了测算，计算得出每份期权的公允价值分别为 0.75 元、1.04 元、1.27 元。

(3) 股份支付的确认及分摊情况、会计处理是否符合企业会计准则规定

根据《企业会计准则应用指南第 11 号—股份支付》的规定，等待期内每个资产负债表日，企业应当根据最新取得的可行权职工人数变动等后续信息作出最佳估计，修正预计可行权的权益工具数量。在可行权日，最终预计可行权权益工具的数量应当与实际可行权数量一致。根据上述权益工具的公允价值和预计可行权的权益工具数量，计算截至当期累计应确认的成本费用金额，再减去前期累计已确认金额，作为当期应确认的成本费用金额。

公司在等待期内的每个资产负债表日，对可行权权益工具数量的最佳估计为基础，按照权益工具授予日的公允价值，将当期取得的服务计入相关成本或费用和资本公积，公司的会计处理符合企业会计准则的规定。

公司在 2019 年至 2022 年分别确认股份支付费用 1,260.82 万元、1,833.08 万元、1,358.20 万元和 447.24 万元。计算过程详见下表：

年度	分期	期权公允价值 (元/份)	预计行权数量 (万份)	行权比例	1-离职率	已等待时间 (月)	锁定期 (月)	以前年度已确认股份支付费用 (万元)	当期股份支付费用(万元)
2019 年	第一期	0.75	6,875.00	/	/	/	/	-	-
	第二期	1.04	6,875.00	30%	96%	8	28	-	589.24
	第三期	1.27	6,875.00	40%	96%	8	40	-	671.58
	小计							-	1,260.82
	预留股份分摊费用							-	-
	总计							-	1,260.82
2020 年	第一期	0.75	6,875.00	/	/	/	/	-	-
	第二期	1.04	6,875.00	30%	93%	20	28	589.24	841.30
	第三期	1.27	6,875.00	40%	93%	20	40	671.58	958.86
	小计							1,260.82	1,800.16
	预留股份分摊费用							-	32.92
	总计							1,260.82	1,833.08
2021 年	第一期	0.75	6,875.00	/	/	/	/	-	-
	第二期	1.04	6,875.00	30%	89%	28	28	1,430.54	477.65
	第三期	1.27	6,875.00	40%	89%	32	40	1,630.45	855.09
	小计							3,060.99	1,332.74

年度	分期	期权公允价值 (元/份)	预计行权数量 (万份)	行权比例	1-离职率	已等待时间 (月)	锁定期 (月)	以前年度已确认股份支付费用 (万元)	当期股份支付费用 (万元)
	预留股份分摊费用							32.92	25.46
	总计							3,093.90	1,358.20
2022 年	第一期	0.75	6,875.00	/	/	/	/	-	-
	第二期	1.04	6,875.00	30%	89%	28	28	1,908.19	-
	第三期	1.27	6,875.00	40%	84%	40	40	2,485.54	444.45
	小计							4,393.73	444.45
	预留股份分摊费用							58.38	2.79
	总计							4,452.11	447.24

注：因 2019 年度业绩目标未实现，第一个行权期未行权，未确认相应股份支付费用

(二) 公司 2022 年实施员工持股计划授予公司股份

经 2022 年第三次临时董事会、2022 年第一次临时股东大会审议通过，公司通过设立 11 个员工持股平台并受让特变电工持有的公司部分内资股股份的方式实施员工持股计划。2022 年 5 月 5 日，特变电工与 11 个员工持股平台签署了《股份转让协议》，特变电工将其持有的公司 2,994 万股内资股股份（占新特能源总股本的 2.09%）转让给 11 个员工持股平台。

本次员工持股计划的参与人员包括公司董事、监事、高级管理人员、中层管理人员、核心技术人员及核心业务人员等合计 500 人。本次股份转让价格主要参考公司最近一次发行内资股股份的价格，转让价格为 13.73 元/股，本次股权激励的基本情况如下：

项目	具体情况
激励对象	公司董事、监事、高级管理人员、中层管理人员、核心技术人员、核心业务人员及经董事会认定的其他参与人员
股份数量	2,994.00 万股
授予日及授予价格	2022 年 5 月 5 日，授予价格为 13.73 元/股
股份支付费用公允价值的确定依据	根据银信资产评估有限公司出具的银信评报字[2022]沪第 0765 号估值报告确定每股公允价值为 20.29 元。
锁定期	自授予日至本公司 A 股上市之日起 36 个月（公司未实现 A 股上市且届时不再有 A 股上市规划除外）。
市盈率	对应 2021 年市盈率为 5.17
股份支付费用计算方法	根据银信资产评估有限公司出具的银信评报字[2022]沪第 0765 号估值报告确定每股公允价值，减去授予价格，乘以授予股份数量确

项目	具体情况
	定，再根据股份支付协议约定的服务期在各期进行分摊。
会计处理	股份支付费用在股权激励计划的各个锁定期内按月进行摊销，计入管理费用、在建工程等。

1、激励对象岗位类别分布情况、激励数量、激励方式

发行人向公司董事、监事、高级管理人员、中层管理人员、核心技术人员及核心业务人员等共授予 2,994.00 万股，其中：管理类岗位 2,171.15 万股，技术类岗位 68.50 万股、生产类岗位 474.50 万股、研发类岗位 170.00 万股、营销类岗位 109.85 万股。激励对象通过持股平台持有公司股份，持股平台作为股东记载于公司股东名册，激励对象为持股平台合伙人。各激励对象通过持有合伙企业的合伙份额拥有相应股份。激励对象岗位类别分布及数量等具体情况如下：

岗位类别	人数	激励数量（万股）
管理类	267	2,171.15
技术类	21	68.50
生产类	135	474.50
研发类	48	170.00
营销类	29	109.85
合计	500	2,994.00

2、服务期限或其他行权条件约定（如是否约定上市等条件、员工离职是否需要回售）

根据公司 2022 年第三次临时董事会、2022 年第一次临时股东大会审议通过的《公司 2022 年员工持股计划》，激励对象通过本次员工持股计划取得股份的锁定期为自授予日至公司 A 股上市之日起 36 个月（公司未实现 A 股上市且届时不再有 A 股上市规划除外）。公司在 2022 年 5 月合理预计完成首次公开发行并上市的时间为 2023 年 6 月，故公司 2022 年员工持股计划的锁定期为 2022 年 5 月至 2026 年 6 月。

若公司届时仍未实现 A 股上市且不再有 A 股上市规划，激励对象可通过其所在合伙企业决定是否将其所持公司股份转让给特变电工或其他第三方，转让价格由双方协商确定。对于员工离职的，激励对象应按照授予价格将其所持有的标

的股份转至其所在合伙企业的普通合伙人或普通合伙人指定的第三人。

3、激励价格及股权公允价值、股份支付的确认及分摊情况、会计处理是否符合企业会计准则规定

(1) 激励价格

员工持股计划股份来源为特变电工持有的公司 2,994 万股内资股股份，公司主要参考公司最近一次发行内资股股份的价格，确定授予价格为 13.73 元/股。

(2) 股权公允价值

发行人聘请银信资产评估有限公司对公司股东全部权益价值进行了评估，以确定权益工具的公允价值。银信资产评估有限公司出具的银信评报字[2022]沪第 0765 号估值报告采用收益法及市场法进行了评估，最终选取收益法结果确定公司每股股票公允价值为 20.29 元。

(3) 股份支付的确认及分摊情况、会计处理是否符合企业会计准则规定

公司将股权公允价值与股权激励计划授予价格之间的差额，按照股份支付进行会计处理，确认股份支付费用，将股份支付费用在等待期内分摊。员工持股计划授予价格为每股内资股人民币 13.73 元，每股股票公允价值为 20.29 元，两者差额 6.56 元确认为每股股份支付费用，股数 2,994.00 万股，本次股份支付费用总额为 19,651.74 万元。

根据 2021 年 5 月 18 日财政部颁布的《股份支付准则应用案例-以首次公开募股成功为可行权条件》，针对以首次公开募股成功为可行权条件的股权激励计划，拟上市公司应当合理估计未来成功完成首次公开募股的可能性及完成时点，将授予日至该时点的期间作为等待期，并在等待期内每个资产负债表日对预计可行权数量作出估计，确认相应的股权激励费用。公司在 2022 年 5 月合理预计完成首次公开发行并上市的时间为 2023 年 6 月，故公司 2022 年员工持股计划的锁定期为 2022 年 5 月至 2026 年 6 月。

根据评估确定的每股价值、每股授予价格、授予数量及锁定期，平均计算得出各期应分摊的股份支付费用如下：

年度	分摊月份（月）	分摊金额（万元）
2022 年	8	3,144.28
2023 年	12	4,716.42
2024 年	12	4,716.42
2025 年	12	4,716.42
2026 年	6	2,358.21
合计	50	19,651.74

注：2022 年度股份支付费用金额与管理费用中股份支付金额差异 1,423.90 万元，是因为 2022 年度部分股份支付费用分别计入营业成本 793.69 万元、研发费用 112.37 万元、销售费用 441.97 万元、在建工程 75.87 万元。

综上，公司的会计处理符合企业会计准则的规定。

二、2022 年股份支付公允价值的确定未参照发行人二级市场价格的合理性

公司 2022 年实施员工持股计划授予的公司股份为特变电工持有的公司 2,994 万股内资股股份，占新特能源总股本的 2.09%。银信资产评估有限公司采用收益法及市场法对股份公允价值进行了评估，最终选择收益法结果确定公允价值的理由如下：

收益法通过将被评估单位预期收益资本化或折现以确定评估对象价值，从公司预期收益的角度来估算公司价值，反映了公司各项资产的综合获利能力。在公司持续经营及报告所列假设前提下，采用收益法评估后公司股东全部权益价值为 2,902,000.00 万元。

市场法通过市值估算法确定评估对象价值的评估方法，反映的是市场对评估对象的即期价值，这种价值往往会受到宏观经济、政府管控、行业发展、市场情绪、价格变化幅度、交易量变化、交易频率等多种因素的影响且有一定的波动性。银信资产评估有限公司以公司在港股上市基准日收盘股价作为参考，并考虑 A 股对港股基准日平均溢价率确定每股市场价，再乘以公司总股本确定企业股权价值为 2,147,996.00 万元。

由于员工持股计划授予的公司股份为控股股东特变电工持有的内资股股份，股份性质与公司二级市场公开流通的港股性质有所区别，且二级市场股票在港股的估值、流动性等方面与 A 股存在较大差异，股票价格的波动性对估值亦有所影响，公司二级市场股票价格对确认授予的内资股股份公允价值参考意义较为有

限，因此股份支付公允价值的确定未参照发行人二级市场价格。

【中介机构核查情况】

一、对前述发行人说明事项的核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、获取发行人控股股东特变电工股票期权激励计划及发行人员工持股计划相应的董事会、监事会、股东大会会议文件，包括股权激励计划、员工持股计划、考核管理办法、激励计划名单、行权价格公告等，确认股票期权激励计划及发行人员工持股计划的授予对象、授予价格、激励数量、行权价格、行权条件、授予日、行权期、等待期等内容。检查了行权条件是否约定上市，员工离职期权或股份处理方案等条款约定。

2、查阅发行人历次股份支付费用测算明细表，对股份支付金额进行重新计算，确认历次股份支付的计提金额和分摊情况；复核股权激励计划的执行情况、股份支付费用所计入的期间及会计处理是否符合企业会计准则的规定。

3、访谈发行人管理人员及财务人员，查阅了资产评估公司出具的股权公允价值评估报告，复核权益工具公允价值的计量方法及模型相关参数设定，了解发行人股份支付费用公允价值确定依据。

二、结合发行人二级市场价格、同行业可比公司估值水平、估值报告各参数依据充分性及公司业绩情况等因素，说明发行人 2019 年股权激励、2022 年实施员工持股计划相关股份公允价值确定依据的合理性；对授予日、等待期等其他关键参数依据充分性的核查情况

（一）结合发行人二级市场价格、同行业可比公司估值水平、估值报告各参数依据充分性及公司业绩情况等因素，说明发行人 2019 年股权激励、2022 年实施员工持股计划相关股份公允价值确定依据的合理性

1、2019 年股权激励公允价值的合理性

发行人以 Black-Scholes 模型（B-S 模型）对首次授予的股票期权公允价值进行了测算，主要参数选取及计算过程如下：

项目	参数及公式	第一期	备注	第二期	备注	第三期	备注
股票的现行价格 (元)	S_0	7.200		7.200		7.200	
期权的行权价格 (元)	X	7.640		7.640		7.640	
连续复利的年化 无风险利率	r_c	2.81%	国债 16 个月 年收益率	3.13%	国债 28 个月 年收益率	3.21%	国债 40 个月 年收益率
期权到期日前的 时间长度(年)	t	1.33	16 个月计	2.33	28 个月计	3.33	40 个月计
连续复利的按年 计算的股票收益 率方差	σ^2	28.20%		28.05%		28.20%	
股利收益率	δ	2.36%		2.36%		2.36%	
计算过程:							
	$d_1 = [\ln(S_0/X) + (r - \delta + \sigma^2/2) * t] / [\sigma * \sqrt{t}]$	(0.00)		0.12		0.20	
	$d_2 = d_1 - \sigma * \sqrt{t}$	(0.33)		(0.31)		(0.32)	
	$N(d_1)$	0.50		0.55		0.58	
	$N(d_2)$	0.37		0.38		0.38	
期权公允价值	$S_0 * \exp(-\delta * t) * N(d_1) - X * \exp(-r_c * t) * N(d_2)$	0.75		1.04		1.27	

上述模型参数取值公允，期权公允价值确定具有合理性。

2、2022 年实施员工持股计划相关股份公允价值确定依据的合理性

发行人聘请银信资产评估有限公司对公司股东全部权益价值进行了评估，以确定权益工具的公允价值。银信资产评估有限公司采用了收益法及市场法进行评估，并出具了《新特能源股份有限公司因会计核算需要拟了解员工持股激励计划所涉及新特能源股份有限公司股东全部权益价值项目资产评估报告》（银信评报字（2022）沪第 0765 号）。

（1）市场法估值

鉴于发行人为香港上市公司，在一定程度上可反映企业市场价值，故参考发行人在港股的市值进行评估测算。评估机构采用发行人在港股 2022 年 4 月 30 日前 30 日平均股价作为基准，测算截至评估基准日 2022 年 4 月 30 日的权益评估值为 2,147,996.00 万元。

（2）收益法估值

收益法以未来若干年度内的企业自由净现金流量作为依据，采用适当折现率折现后加总计算得出营业性资产价值，然后加上溢余资产价值、非经营性资产价值、减去有息债务、非经营性负债价值，加上长期股权投资评估价值，得出股东全部权益价值。计算公式如下：

股东全部权益价值=企业自由净现金流量折现值+溢余资产+非经营性资产价值-非经营性负债-有息债务+长期股权投资价值。

企业自由现金流量的预测=息前税后净利润+折旧摊销-资本性支出-营运资金增加额。

评估长期股权投资价值时，针对拥有控制权且被投资单位正常经营的长期股权投资，对被投资单位采用收益法评估，以被投资单位评估后的股东全部权益乘以持股比例确定长期股权投资的评估值。对非控股权、非正常经营及未开展经营活动的投资单位，采用评估基准日净资产乘以持股比例确定长期股权投资的评估值。

发行人主营业务主要包括多晶硅生产和销售及风能、光伏电站的建设和运营两方面，评估所涉及关键参数分别包括以下几点：

①多晶硅生产和销售部分评估

涉及多晶硅生产和销售的公司主要为新特能源本部、内蒙古新特和晶体硅公司，关键参数主要包含自由现金流、折现率及溢余资产等。

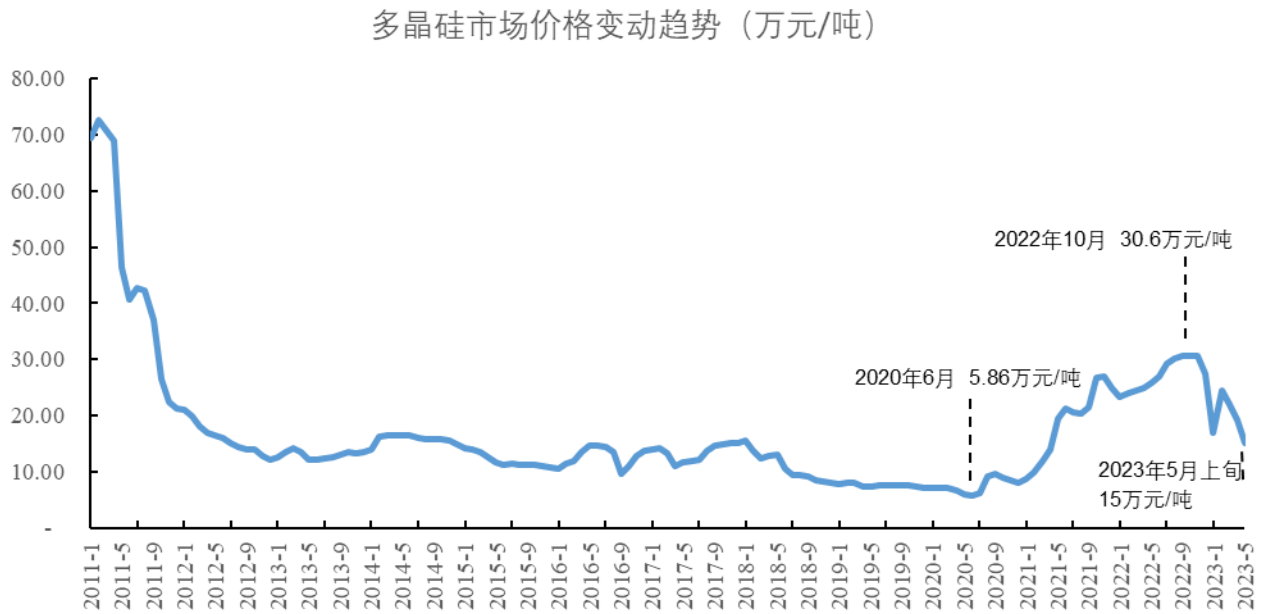
A.预测期企业自由现金流

评估机构通过发行人历史财务报表数据分析以及对行业市场调研，根据发行人经营历史、未来发展等综合情况对公司收入、成本、期间费用、资本性支出等项目作出预测，计算出预测期内各年度企业自由净现金流量，关键参数包括多晶硅预测销售单价、销量、单位生产成本及期间费用等，相关参数取值如下：

a.多晶硅预期销售单价

受多晶硅产能扩张周期较长导致的阶段性供需不匹配等因素影响，自 2021 年多晶硅价格加速上涨。根据硅业分会数据，评估基准日 2022 年 4 月 30 日前后

最近的 4 月 27 日及 5 月 11 日的多晶硅（致密料）市场均价分别为 25.33 万元/吨、25.87 万元/吨。近 10 余年来的国内多晶硅市场价格的长期变动趋势如下：



数据来源：Wind

根据评估机构在评估基准日的预计，随着多晶硅企业新增产能陆续投产，2022 年下半年多晶硅供需关系将趋于平衡，销售价格将呈下降趋势，随着新增产能进一步释放，评估机构预计 2023 年价格会逐步下调至合理水平后保持相对平稳，预计 2023 年多晶硅销售均价为 7.08 万元/吨（不含税），2024 年及以后年度多晶硅销售均价维持在 6.37 万元/吨（不含税）。评估基准日至 2023 年 6 月末，多晶硅预测及实际销售单价对比如下所示：

单位：万元/吨

期间	多晶硅预测销售均价 （不含税）	多晶硅实际销售均价 （不含税）	差额	差异率
2022 年 5-12 月	12.26	24.96	12.70	103.59%
2023 年 1-6 月	7.08	14.56	7.48	105.65%

评估基准日后，多晶硅的实际销售价格与评估报告预测价格存在差异。

一方面，多晶硅市场价格受到供给投放预期、短期需求变动及市场情绪等多重因素影响，短期内市场价格波动较大，与评估基准日的假设存在差异。2022 年，受制于产能扩张周期较长，多晶硅短期内依然呈现供不应求的状况，多晶硅销售价格实际上基本在高位运行。2023 年上半年随着多晶硅市场供应进一步增

加，价格整体呈震荡下行趋势，主要多晶硅产品市场价格由 2023 年初的 15.35—15.77 万元/吨（不含税），逐步下调至 2023 年 6 月下旬的 5.49-6.52 万元/吨（不含税），截至 2023 年 6 月末的市场价格与评估报告预测销售价格较为接近。

另一方面，2022 年多晶硅市场价格维持 20 万元/吨以上的高位运行状态，系阶段性供给短缺造成的短期现象，并不具有可持续性。从过去 10 余年的价格周期来看，除补贴政策变化或海外贸易政策诱发的剧烈波动外，其余平稳期的多晶硅价格基本维持在 10-15 万元/吨的区间。同时，未来期间多晶硅行业的阶段性高毛利将逐步压缩并回归行业平均收益，由于多晶硅生产属于精细化工生产过程，结合多晶硅行业整体生产成本（目前约 6 万元/吨上下浮动）和精细化工领域约 30%的平均毛利率，在行业超额收益挤出后，多晶硅行业将在 10 万元/吨（含税）左右的价位实现行业平均收益，并达成市场均衡。

在评估基准日，评估机构对后续市场价格的预测区间与多晶硅市场价格合理区间接近，具有合理性。

b.多晶硅预测单位生产成本

报告期内，公司多晶硅主营业务成本主要包括直接材料、直接人工、能源和动力、制造费用，该四项成本占总成本的 95%以上。评估机构主要参考公司多晶硅历史生产成本（2020-2022 年多晶硅单位销售成本分别为 4.79 万元/吨、6.01 万元/吨及 6.86 万元/吨），并考虑未来节能增效技术升级改造情况等预测未来单位生产成本。评估机构预计 2022 年 5-12 月多晶硅平均单位生产成本为 6.09 万元/吨，考虑到公司将持续优化多晶硅生产工艺控制，提高产能利用率，降低单位生产能耗和物耗，预测 2023 年及以后年度多晶硅平均单位生产成本在 4.84 万元/吨-4.91 万元/吨之间。评估基准日至 2023 年 6 月末，预测及实际单位生产成本对比如下所示：

单位：万元/吨

期间	多晶硅预测平均单位 生产成本	多晶硅实际平均单位 生产成本	差额	差异率
2022 年 5-12 月	6.09	6.58	0.49	8.05%
2023 年 1-6 月	4.91	7.04	2.13	43.38%

2022 年 5-12 月，多晶硅预测平均单位生产成本与实际成本较为接近。从 2023

年上半年实际情况看，主要受制于内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目尚处于达产后前期运营阶段，因生产工艺磨合等原因，导致部分月度产量不稳定，单位产量分摊的固定成本较大，故短期内对公司多晶硅整体生产成本的摊薄效应相对有限，导致公司 2023 年上半年多晶硅实际生产成本高于预测成本，未来满产并平稳生产后，预计成本将有所降低。

c.多晶硅预测销量

基于公司整体实际产能状况及内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目投产后预计新增产能，评估机构预估 2022 年 5-12 月产量为 10.08 万吨，2023 年及以后年度每年产量为 20 万吨，预期当期生产多晶硅全部销售。评估基准日至 2023 年 6 月末，预测及实际销量对比如下所示：

单位：万吨

期间	多晶硅预测销量	多晶硅实际销量	差额	差异率
2022 年 5-12 月	10.08	7.61	-2.47	-24.50%
2023 年 1-6 月	10.00	8.61	-1.39	-13.90%

自 2022 年 11 月以来，由于多晶硅价格波动较大且未来走势尚不明朗，短期内多晶硅厂商与下游硅片生产企业成交意愿不确定性增强，加之内蒙古新特 10 万吨项目因前期的产能爬坡和生产流程磨合阶段导致产量不稳定，故公司多晶硅出货量低于预测值。

d.多晶硅生产企业期间费用预测

期间费用主要包括销售费用、管理费用及研发费用，因利息支出/收入不影响企业自由现金流，故未考虑财务费用。2020-2022 年归属于多晶硅业务的期间费用（不含财务费用）分别为 24,294.62 万元、52,613.13 万元及 68,287.14 万元。销售费用及管理费用主要基于公司当年度预算测算，预期未来各期保持稳定；研发费用总额据公司预计约为当期多晶硅预测收入 3%。评估机构预测 2022 年 5-12 月期间费用为 46,962.54 万元，2023 年及以后年度每年期间费用预测为 50,882.59 万元-52,062.44 万元之间。评估基准日至 2023 年 6 月末，预测及实际期间费用对比如下所示：

单位：万元

期间	预测期间费用	实际期间费用	差额	差异率
2022 年 5-12 月	46,962.54	54,918.89	7,956.35	16.94%
2023 年 1-6 月	26,031.22	22,231.14	-3,800.08	-14.60%

注：2023 年 1-6 月预测期间费用按照 2023 年全年预测费用折算，2023 年 1-6 月实际期间费用数据系未经审计数据，统计范围为涉及多晶硅生产的新特能源本部、内蒙古新特和晶体硅公司。

2022 年 5-12 月及 2023 年 1-6 月期间费用预测与实际差异率分别为 16.94% 和-14.60%，差异幅度相对有限。2022 年 5-12 月差异，主要系 2022 年多晶硅业务利润大幅上升，相应管理人员的薪酬有所提高，管理费用较预算有所增加；2023 年 1-6 月期间费用差异主要系预测的研发费用系按照当年预计多晶硅收入的一定比例计算，实际研发费用支出受研发项目阶段、研发人员投入等多个因素影响，故实际研发费用与预测研发费用存在一定差异。

B. 折现率的确定

按照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》规定的要求，折现率口径与预期收益口径需一致，加权平均资本成本（WACC）匹配企业自由现金流，本次评估采用加权平均资本成本作为折现率。加权平均资本成本是期望的权益资本成本和债权回报率的加权平均值，其中：权益资本成本根据资本资产定价模型（CAPM）确定，债权回报率按基准日中长期贷款利率 4.60%确定。资本资产定价模型（CAPM）相关参数如下：

参数	数值	选取依据
无风险收益率	2.84%	10 年期国债到期收益率平均值
市场风险溢价	6.16%	以沪深 300 为基本指数，对市场风险溢价进行测算
风险系数	1.0831	以行业剔除财务杠杆调整的平均 Beta 值为基础，再根据评估基准日的资本结构测算
企业特定风险调整系数	3.50%	综合考虑经营规模、融资条件、资本流动性以及公司的治理结构等
权益资本成本	13.01%	根据以上参数计算

由权益资本成本和债券回报率加权计算得出折现率为 11.60%。

C. 溢余资产

溢余资产主要为多余货币资金及与预测收益现金流不直接相关的其他资产等，新特能源本部、内蒙古新特和晶体硅公司溢余资产合计为 238,786.43 万元。

②风能、光伏电站建设的评估

涉及风能、光伏电站建设业务的主体系发行人子公司新能源公司本部，该主体主要从事 EPC 模式和自主开发模式的电站建设业务。关键参数主要包含自由现金流、折现率等。

A.预测期企业自由现金流

评估机构通过发行人历史财务报表数据分析以及对行业市场调研，根据发行人经营历史、在手订单合同等对公司收入、成本、期间费用等项目作出预测，计算出预测期内各年度企业自由净现金流量，关键参数包括新能源公司本部收入、成本及期间费用等，预测期相关参数取值如下：

单位：万元

期间	2022 年 5-12 月	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
主营业务收入	1,092,463.72	1,219,215.05	1,239,312.10	1,234,021.81	1,233,838.90	1,233,838.90
主营业务成本	970,569.31	1,096,160.36	1,110,981.12	1,109,156.56	1,110,901.93	1,110,901.93
期间费用（不含财务费用）	78,334.98	98,440.46	101,953.90	104,353.14	106,659.25	108,584.59

注：1、预测期的收入、成本及期间费用数据系新能源公司本部的财务数据（未考虑发行人合并范围内抵消的影响）；2、期间费用主要包括销售费用、管理费用及研发费用，因利息支出/收入不影响企业自由现金流，故未考虑财务费用。

2020-2022 年发行人电站建设业务收入为 740,685.20-776,143.71 万元，同期电站建设业务成本为 618,123.62-673,469.06 万元，同期期间费用为 61,976.81-87,730.40 万元。由于预测期相关数据未考虑发行人内部合并抵消的影响，且发行人未来电站建设业务规模预计将继续扩大，故前述预测参数具有合理性。

B.折现率的确定

本次评估采用加权平均资本成本作为折现率。折现率为 11.11%。

③风能、光伏电站运营的评估

电站运营业务为新能源公司下属的发电项目公司开展，关键参数主要包含自由现金流、折现率及溢余资产等。

在评估假设前提下，评估机构以未来若干年度内的发电项目公司自由净现金

流量作为依据，采用适当折现率折现后加总计算得出发电项目公司企业自由现金流量折现值，然后加上溢余资产、非经营性资产，减去非经营性负债、付息负债即可得出股东全部权益价值。

A.预测期企业自由现金流的主要参数

a.主营业务收入的估算

发电项目公司的收入来源全部为发电收入，本次对发电项目公司的收入预测采取以下方式：发电项目公司收入=上网电量×电价，其中：上网电量=装机容量×有效发电小时。

装机容量：按项目核准或备案容量确定。

2022 年 5-12 月的有效发电小时计算：结合企业历史三年的发电情况，2022 年的发电量参考历史三年的平均发电量，计算得出 2022 年全年的有效发电小时，扣除 2022 年 1-4 月的实际发电小时，计算得出 2022 年 5-12 月的有效发电小时。

2023 年及以后年度发电小时计算：对于光伏项目，2023 年及以后年度发电小时则按每年衰减 0.7%计算；对于风电项目，2023 年及以后年度均按 2022 年有效发电小时计算。

电价：以批复电价为基础，考虑企业历史经营过程中存在协商电价，因此基础电费结算电价按照 2021 年不含税结算电价确定，补贴电价按不含税补贴电价进行未来年度测算（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 号规定，补贴电价按补贴周期 20 年和有效利用小时数孰低进行预测）。

b.主营业务成本的估算

运营成本为电费、折旧摊销、机物料、安全费、劳动服务费等费用。本次评估中，对各类费用预测如下：

对于电费，按照发电项目公司预计发生规模进行预测。

对于折旧，根据各类资产折旧年限进行折旧。

对于摊销费用，按照资产原值、并遵循当前会计政策进行预测。

对于其他费用，2022 年 5-12 月按照发电项目公司预计发生规模进行预测，考虑未来成本费用的增长故每三年考虑一定的增长，增长率为 3%。

c.管理费用估算

发电企业的管理费用主要为办公费、业务招待费、审计费等，本次评估中，对于上述费用，2022 年 5-12 月按照发电项目公司的预计支出规模进行预测；考虑未来成本费用的增长故每三年考虑一定的增长，增长率为 3%。

d.财务费用的估算

发电项目公司历史年度财务费用主要为利息支出、利息收入、资占费和手续费。对于利息支出，根据长期借款合同的预期还款计划和借款利率，计算各年的利息费用支出；对于其他费用，金额较小，未来年度不再进行预测。

e.折旧摊销的估算

发电项目公司折旧费主要为固定资产折旧费，本次评估，以基准日固定资产账面原值、折旧年限、残值率等估算现有固定资产未来经营期的折旧额。

发电项目公司摊销费主要为租赁土地的成本摊销和外购软件的摊销，本次评估，按照企业执行的摊销政策，以基准日账面原值、摊销年限、估算未来经营期的摊销额。

B.折现率的确定

采用税后折现率即加权平均资本成本确定，发电项目公司本次评估的主要折现率区间为 7.62%-8.59%。

前述关键评估参数确定具有合理性，基于上述评估方法及关键参数选择，得出全部权益价值在 2022 年 4 月 30 日的评估结果为 2,902,000.00 万元。

(3) 评估结果的选取及合理性

根据《监管规则适用指引—发行类第 5 号》关于增资或转让股份形成的股份支付确定公允价值应综合考虑以下因素：（1）入股时期，业绩基础与变动预期，市场环境变化；（2）行业特点，同行业并购重组市盈率、市净率水平；（3）股份支付实施或发生当年市盈率、市净率等指标；（4）熟悉情况并按公平原则自愿交

易的各方最近达成的入股价格或股权转让价格，如近期合理的外部投资者入股价，但要避免采用难以证明公允性的外部投资者入股价；（5）采用恰当的估值技术确定公允价值，但要避免采取有争议的、结果显失公平的估值技术或公允价值确定方法，如明显增长预期下按照成本法评估的净资产或账面净资产。判断价格是否公允应考虑与某次交易价格是否一致，是否处于股权公允价值的合理区间范围内。

①入股时期，业绩基础与变动预期，市场环境变化

2022 年员工持股计划授予日为 2022 年 5 月 5 日，2020 年、2021 年发行人分别实现净利润 82,821.21 万元和 538,401.10 万元，2021 年净利润同比上升 550.08%。得益于 2021 年以来多晶硅价格的快速上涨，发行人业绩随之大幅提升。由于多晶硅价格受阶段性供需错配等影响波动较大，属短期市场行情，市场法通过市值估算法确定评估对象价值，反映的是市场对评估对象的即期价值，若采用市场法估值，短期内多晶硅市场价格的波动对股权公允价值的评估可能产生一定程度的干扰，收益法从发行人预期收益的角度来估算发行人价值，反映了发行人各项资产的综合获利能力，更能合理揭示评估时点的股权价值，以其作为本次经济行为价值参考依据较为合理。

②行业特点，同行业并购重组市盈率、市净率水平及股份支付实施或发生当年市盈率、市净率等指标

A.与同行业公司并购重组市盈率的对比情况

2022 年 5 月，公司实施员工持股计划时，由于无法通过公开渠道获知同行业并购重组交易案例，无法对同行业并购市场的交易价格做出分析。后续通过查询青海股权交易中心的产权公告获知，2022 年 12 月，红狮控股集团有限公司收购了亚洲硅业 7.5985%和 4.5766%的股权，转让价格分别为 8.86 亿元和 5.34 亿元，亚洲硅业 2021 年的净利润为 13.71 亿元，该转让价格对应的市盈率为 8.51 倍。

发行人实施 2022 年员工持股计划时，按经评估的公允价值与 2021 年归属于母公司股东净利润计算的市盈率为 5.18 倍。评估机构自 2022 年 1 月进场开展评估工作，2022 年 3-4 月确定具体评估参数，并于 2022 年 7 月 15 日出具评估报告。在确定评估参数时，当时多晶硅市场价格自 2020 年第三季度上涨以来已处于价

格高位（24.36-25.33 万元/吨，含税），基于当时情况预计多晶硅在 2022 年下半年将处于下行趋势，故评估机构预计 2022 年 5-12 月多晶硅销售均价为 12.26 万元/吨（不含税），预计 2023 年多晶硅销售均价为 7.08 万元/吨（不含税），预计 2024 年及以后年度多晶硅销售均价维持在 6.37 万元/吨（不含税）。2022 年 11 月亚洲硅业原股东启动交易并在青海股权交易中心挂牌转让，由于多晶硅价格在 2022 年下半年持续上涨，此时的多晶硅价格已接近本轮上行阶段的最高点（2022 年 11 月多晶硅市场价格基本处于 30 万元/吨左右，含税），较 2022 年 5 月发行人实施股权激励时的多晶硅价格（约 25 万元/吨左右，含税）亦有增长，市场基本面亦有变化，导致其交易时按转让价格计算的市盈率较高。同时，发行人与亚洲硅业的主营业务结构、规模存在不同，不宜参照亚洲硅业并购重组市盈率确定发行人股份的公允价值，故发行人未采用同行业公司并购重组市盈率确定公允价值。

若发行人参考亚洲硅业股权交易的估值，测算 2022 年股权激励的股份支付费用，与现行计算的股份支付费用的差异对各期业绩影响有限，具体详见本题回复之“中介机构核查情况”之“二、（一）、2、（3）、⑤股份支付公允价值的不同估算方式对发行人经营业绩的影响”之“C.参照亚洲硅业并购重组市盈率测算”。

B.对发行人和同行业可比公司估值水平进行对比分析

同行业上市公司	主营业务、主要产品或服务	2022 年 5 月 5 日收盘价（元）	2021 年度每股收益（元）	2021 年末每股净资产（元）	2022 年 5 月 5 日静态市盈率（倍）	2022 年 5 月 5 日市净率（倍）	2021 年归属于母公司所有者的净利润（万元）	2022 年归属于母公司所有者的净利润（万元）	2022 年 5 月 5 日滚动市盈率（倍）	2022 年末滚动市盈率（倍）
发行人（H 股）	多晶硅的研发、生产和销售，风能、光伏电站的建设和运营	16.68	3.92	14.01	4.26	1.19	495,526.48	1,331,482.79	2.69	1.60

一、主要经营多晶硅业务的同行业公司

协鑫科技（H 股）	硅片；电力；多晶硅；加工费用	2.41	0.21	12.30	11.48	0.20	508,395.20	1,603,030.70	10.49	4.70
-----------	----------------	------	------	-------	-------	------	------------	--------------	-------	------

通威股份	饲料、食品及相关业务;太阳能电池、组件及相关业务;高纯晶硅及化工;光伏电力	40.72	1.82	8.33	22.37	4.89	820,792.08	2,572,644.72	14.60	7.24
大全能源	高纯多晶硅及副产品	55.10	3.25	8.55	16.95	6.44	572,384.24	1,912,087.13	11.22	6.24
同行业公司市盈率/市净率的平均值		-	-	-	16.93	3.84	-	-	12.10	6.06

二、主要经营电站业务的同行业公司

晶科科技	光伏电站开发运营转让业务;光伏电站 EPC 业务	4.57	0.13	4.12	35.15	1.11	36,101.39	20,924.84	32.10	47.19
正泰电器	配电电器;终端电器;控制电器;电源电器;电子电器;仪器仪表;建筑电器;控制系统;太阳能电池组件;光伏电站运营;光伏电站工程承包	33.21	1.58	14.89	21.02	2.23	340,063.80	402,326.32	18.47	15.52
阳光电源	光伏逆变器等电力转换设备;电站投资开发;储能系统;风电变流器;光伏电站发电	63.62	1.08	10.54	58.91	6.04	158,270.74	359,341.00	58.80	77.65
天合光能	光伏组件;系统产品;电站业务;智能微网及多能系统;发电业务及运维	52.08	0.87	8.09	59.86	6.44	180,423.17	368,002.18	53.32	45.35
协鑫集成	组件;系统集成包;电池片;保理;太阳能发电	2.79	-0.34	0.39	-8.21	7.15	-198,288.07	5,931.80	-8.72	-10.02
节能风电	风力发电	4.15	0.15	2.13	27.67	1.95	76,753.78	163,022.68	25.77	22.7
三峡能源	风力发电;光伏发电;水力发电	5.81	0.23	2.41	25.26	2.41	564,236.69	715,547.59	25.17	22.17

吉电股份	火电产品；风电产品；光伏产品；热力产品；运维及其他	6.32	0.17	3.75	37.18	1.69	45,037.89	67,171.50	40.10	30.78
天顺风能	风塔及相关产品；叶片；风力发电	9.50	0.73	4.31	13.01	2.20	130,950.68	62,814.41	20.27	41.18
太阳能	太阳能电力销售；太阳能产品销售	6.82	0.39	4.95	17.49	1.38	118,084.66	138,653.91	17.70	24.93
同行业公司市盈率/市净率的平均值		-	-	-	28.73	3.26	-	-	28.30	31.75

发行人 2022 年实施的员工持股计划受让于特变电工持有的公司部分非流通内资股股份，公司 H 股股份占比仅为 26.31%，占比较低，不具有代表性。

协鑫科技为 H 股上市公司，协鑫科技除经营多晶硅业务及电站业务外，硅片业务占比较大(2021 年协鑫科技硅片收入占其营业收入的比重约为 43%)。在多晶硅价格上行周期，硅片业务盈利能力整体弱于多晶硅，2021 年协鑫科技光伏材料毛利率为 32.90%，当期发行人、大全能源及通威股份的多晶硅相关业务毛利率为 60.00%-66.69%，故协鑫科技 2021 年每股收益较低，导致其 H 股静态市盈率相对高于发行人，与发行人不具有可比性。

其余同行业上市公司为 A 股上市公司，各同行业公司主营业务结构、规模等不同，尤其是受 2021 年下半年以来多晶硅价格快速上涨的影响，以多晶硅生产和销售为主营业务的通威股份、大全能源 2021 年及 2022 年归属于母公司所有者的净利润和股价浮动比例较大，市盈率和市净率亦产生较大波动且存在较大差异，市盈率和市净率的取值范围和取值时点等因素对股份公允价值的确定影响较大。发行人实施员工持股计划存在较长锁定期，参考同行业可比公司单一时点的市盈率和市净率难以客观准确反映发行人股份的实际公允价值。

同时，上述同行业部分上市公司也实施了股权激励，其估值及股份支付费用确定亦存在差异，具体如下：

同行业上市公司	主要业务	上市前的股权激励情况	限制性股票的公允价值确定	限制性股票公允价值对应的市盈率情况
---------	------	------------	--------------	-------------------

大全能源	多晶硅	大全能源控股股东开曼大全（大全能源美股上市主体）于 2018 年 6 月 6 日及 2019 年 1 月 6 日向大全能源董事、高管和其他管理人员授予了开曼大全限制性股票（NYSE，代码：DQ）	对于限制性股票，大全能源采用授予日开曼大全在美股纳斯达克市场的收盘价格作为公允价值，以此为依据计算股份支付费用	-
		大全能源于 2022 年 9 月向董事、高管及其他核心人员授予大全能源 A 股第二类限制性股票，授予日 2022 年 9 月 9 日，授予价格 33 元/股，授予日大全能源 A 股收盘价 56.44 元/股。	大全能源选择 Black-Scholes 模型计算第二类限制性股票的公允价值，并于 2022 年 9 月 9 日用该模型对授予的 2,366.00 万股第二类限制性股票进行测算。 根据测算，授予日每股第二类限制性股票的公允价值为 58.24 元/股	滚动市盈率为 10.27 倍(参照前四个季度的每股收益计算)；静态市盈率 17.92 倍(以 2021 年每股收益计算)
天合光能	组件、电站业务	2017 年 12 月，常州锐创投资合伙企业(有限合伙)等五个员工持股平台受让天合光能 3.9955% 股权。该等持股平台受让股份在天合光能上市起 36 个月内不能转让。 由于与五个员工持股平台在同一时间受让天合光能股权的还有十二家外部法人主体，受让价格与持股平台的受让价格一致。该等受让价格获得了包括鼎晖弘韬在内的知名投资机构的认可。员工持股平台和上述法人主体受让发行人的股权在福建产权交易所履行了招拍挂程序。故该次股权激励未确认股份支付费用	未确认股份支付费用，员工持股平台入股价格为 1.76 元/股	4.76 倍（以入股当年 2017 年每股收益计算的动态市盈率）

上表同行业公司中，天合光能主营业务以电站及组件业务为主，且其实施股权激励时间与发行人 2022 年股权激励的间隔较长；大全能源在 IPO 前的股权激励系向员工授予其控股股东开曼大全的限制性股票等，而大全能源 2022 年 9 月实施股权激励，此时多晶硅市场价格已处于历史高位，市场对其业绩预期较高，同时直接向员工授予的其 A 股第二类限制性股票，主要依赖于业绩指标等进行分批解禁，而发行人 2022 年授予的限制性股票系控股股东原持有的发行人内资股，需在上市完成 36 个月后方能解禁流通，二者具有较大差别。故该等同行业公司实施股权激励时的估值不具有参考性。

因此，公司难以通过相关比率乘数的修正准确测算被评估单位的价值，不适宜采用市场法评估。

③熟悉情况并按公平原则自愿交易的各方最近达成的入股价格或股权转让

价格，如近期合理的外部投资者入股价，但要避免采用难以证明公允性的外部投资者入股价

发行人实施员工持股计划前 1 年内，存在三次增资或股权转让情形，分别为：2021 年 8 月，公司发行 62,695,126 股 H 股，发行价格为 16.50 港元/股；2021 年 9 月，特变电工以 13.73 元/股的价格认购公司发行的 167,304,874 股内资股；2021 年 12 月，特变集团受让新疆宏联持有的新特能源 25,616,800 股内资股股份，参考新特能源 2021 年 9 月 30 日单位净资产值及最近一次发行内资股股份价格，本次转让价格确定为 13.73 元/股。

由于上述 2021 年 8 月增资系 H 股增资、2021 年 9 月向特变电工定向发行内资股及 2021 年 12 月特变集团受让发行人内资股股份亦参照同期 H 股发行价进行定价，故上述增资或股权转让价格对确定 2022 年股份支付公允价值不具有参考性（2022 年 5 月员工持股计划的授予价亦参照公司 2021 年 8 月 H 股发行价格确定）。

发行人实施员工持股计划前后未引入相关战略投资者入股，不存在近期合理的 PE 入股价，且员工持股计划授予的股份为控股股东特变电工持有的内资股股份，股份性质与发行人二级市场公开流通的港股性质有所区别，故不存在熟悉情况并按公平原则自愿交易的各方最近达成的入股价格或股权转让价格。

④采用恰当的估值技术确定公允价值，但要避免采取有争议的、结果显失公平的估值技术或公允价值确定方法，如明显增长预期下按照成本法评估的净资产或账面净资产

随着光伏政策的持续推进，光伏行业处于快速发展阶段，多晶硅需求量大幅增长，发行人凭借深厚的技术储备，产品品质和成本处于行业领先地位，故未选取成本法评估资产价值，采用被评估单位预期收益资本化或折现以确定评估对象公允价值更为合理适用。

⑤股份支付公允价值的不同估算方式对发行人经营业绩的影响

若发行人 2022 年员工持股计划的股份支付公允价值采用其他方法估算，则与现行方式的差异具体如下：

项目	确定及计算方法	发行人每股股票公允价值	员工持股计划每股授予价格	每股股份支付费用	股份支付费用总额
现行采用的公允价值确定方式	评估报告估值	20.29 元/股	13.73 元/股	6.56 元/股	19,651.74 万元
参照授予日发行人 H 股市价的测算	参照授予日新特能源 H 股收盘价	15.53 元/股		1.80 元/股	5,389.20 万元
参照发行人 A 股 IPO 模拟估值的测算（注①）	假设不存在 IPO 超募且不行使超额配售选择权，发行人本次 A 股 IPO 模拟发行价	29.33 元/股		15.60 元/股	46,706.40 万元
参照亚洲硅业并购重组市盈率测算	按 2022 年 12 月并购重组交易价格对应 2021 年净利润的市盈率计算	29.49 元/股		15.76 元/股	47,182.52 万元
参照同行业 2022 年 5 月 5 日加权平均静态市盈率测算（注②）	按照发行人各业务板块收入占比加权计算同行业 2022 年 5 月 5 日平均静态市盈率	79.96 元/股		66.23 元/股	198,279.48 万元
参照同行业加权平均市净率测算（注②）	按照发行人各业务板块收入占比加权计算同行业 2022 年 5 月 5 日平均市净率	51.41 元/股		37.68 元/股	112,817.03 万元
参照同行业 2022 年 5 月 5 日加权平均滚动市盈率测算（注②）	按照发行人各业务板块收入占比加权计算同行业 2022 年 5 月 5 日平均滚动市盈率	66.09 元/股		52.36 元/股	156,764.27 万元
参照同行业 2022 年末加权平均滚动市盈率测算（注②）	按照发行人各业务板块收入占比加权计算同行业 2022 年末平均滚动市盈率	53.34 元/股		39.61 元/股	118,599.14 万元

注：①根据 2022 年 3 月 15 日、2023 年 3 月 22 日召开的公司董事会会议决议和 2022 年 5 月 5 日、2023 年 5 月 10 日召开的公司股东大会会议决议，公司拟首次公开发行不超过 30,000 万股（行使超额配售选择权之前）的人民币普通股（A 股），募投项目的募集资金投资额为 880,000.00 万元。假设不存在 IPO 超募资金且不行使超额配售选择权，且 IPO 募集资金为 880,000.00 万元，则发行人本次 IPO 模拟发行价为 29.33 元/股。前述计算过程仅系 2022 年员工持股计划股份支付费用模拟测算。②2022 年，发行人多晶硅及相关产品、电站建设及运营和其他部分收入比例分别为 70.62% 和 29.38%，多晶硅同行业公司 2022 年 5 月 5 日平均静态市盈率、平均市净率、2022 年 5 月 5 日滚动市盈率和 2022 年末滚动市盈率分别为 16.93 倍、3.84 倍、12.10 倍和 6.06 倍，电站建设及运营同行业公司 2022 年 5 月 5 日平均静态市盈率、平均市净率、2022 年 5 月 5 日滚动市盈率和 2022 年末滚动市盈率分别为 28.73 倍、3.26 倍、28.30 倍和 31.75 倍，计算得出同行业 2022

年 5 月 5 日加权平均静态市盈率、加权平均市净率、2022 年 5 月 5 日加权平均滚动市盈率、2022 年末加权平均滚动市盈率分别为 20.40 倍、3.67 倍、16.86 倍和 13.61 倍，按照发行人 2021 年度每股净收益 3.92 元和每股净资产 14.01 元，计算发行人每股公允价值分别为 79.96 元、51.41 元、66.09 元和 53.34 元。

上表不同测算方式对发行人的影响：

A.参照授予日发行人 H 股市价的测算

年度	实际确认股份支付费用（万元）	参照授予日发行人 H 股市价的测算的股份支付费用（万元）	差异（万元）
2022 年	3,144.28	862.27	2,282.01
2023 年	4,716.42	1,293.41	3,423.01
2024 年	4,716.42	1,293.41	3,423.01
2025 年	4,716.42	1,293.41	3,423.01
2026 年	2,358.21	646.70	1,711.51
合计	19,651.75	5,389.20	14,262.55

参照授予日发行人 H 股市价测算的股份支付公允价值低于公司按评估公允价值的股份支付费用，发行人 2022 年实施的员工持股计划受让于特变电工持有的公司部分非流通内资股股份，公司 H 股股份占比仅为 26.31%，占比较低，不具有代表性。

B.参照发行人 A 股 IPO 模拟估值的测算

年度	实际确认股份支付费用（万元）	参照发行人 A 股 IPO 模拟估值的测算的股份支付费用（万元）	差异（万元）
2022 年	3,144.28	7,473.02	-4,328.74
2023 年	4,716.42	11,209.54	-6,493.12
2024 年	4,716.42	11,209.54	-6,493.12
2025 年	4,716.42	11,209.54	-6,493.12
2026 年	2,358.21	5,604.77	-3,246.56
合计	19,651.75	46,706.40	-27,054.65

假设不存在 IPO 超募资金且不行使超额配售选择权，且 IPO 募集资金为 880,000.00 万元，则发行人本次 IPO 模拟发行价为 29.33 元/股（根据公司股东大会审议通过发行方案之日同行业公司大全能源的滚动市盈率 11.22 倍作为参考，考虑二级市场市盈率普遍高于一级市场，故取整按 10 倍市盈率及公司 2021 年扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润 48.61 亿元近似计算公司发行后

的整体估值为 486.10 亿元,募集资金 88 亿元需发行 3.16 亿股,取整发行 3 亿股,则模拟计算发行价为 29.33 元/股)。如参照发行人 A 股 IPO 模拟估值的测算,2022 年测算差异仅占公司 2022 年归属于母公司股东的净利润的 0.33%,影响较小,由于公司的业绩规模较大,对以后期间的影响亦较小。

C.参照亚洲硅业并购重组市盈率测算

年度	实际确认股份支付费用(万元)	按亚洲硅业并购重组市盈率模拟测算的股份支付费用(万元)	差异(万元)
2022 年	3,144.28	7,549.20	-4,404.92
2023 年	4,716.42	11,323.80	-6,607.38
2024 年	4,716.42	11,323.80	-6,607.38
2025 年	4,716.42	11,323.80	-6,607.38
2026 年	2,358.21	5,661.90	-3,303.69
合计	19,651.75	47,182.52	-27,530.77

如参照亚洲硅业 2022 年 12 月并购重组市盈率(8.51 倍)测算,2022 年测算差异仅占公司 2022 年归属于母公司股东的净利润的 0.33%,影响较小。

根据发行人 2023 年 1-6 月财务报表审阅报告,发行人归属于母公司股东的净利润为 475,896.87 万元,按上表测算差异,2023 年需增加 6,607.38 万元股份支付费用,仅占 2023 年 1-6 月归属于母公司股东的净利润的 1.39%,影响较小。

根据公司初步预计的未来三年业绩情况,发行人 2023 年至 2025 年归属于母公司股东的净利润区间下限分别为 57.64 亿元、52.18 亿元、37.18 亿元,根据上表测算,2023 年至 2025 年每年均需增加股份支付费用 6,607.38 万元,占 2023 年至 2025 年归属于母公司股东的净利润区间下限的比例分别为 1.15%、1.27%、1.78%,故上述测算差异对发行人未来业绩的影响较小。

D.参照同行业 2022 年 5 月 5 日加权平均静态市盈率、加权平均市净率、2022 年 5 月 5 日加权平均滚动市盈率、2022 年末加权平均滚动市盈率测算

a.参照 2022 年 5 月 5 日同行业加权平均静态市盈率测算:

年度	实际确认股份支付费用(万元)	参照 2022 年 5 月 5 日同行业加权平均静态市盈率测算股份支	差异(万元)
----	----------------	------------------------------------	--------

		付费用（万元）	
2022 年	3,144.28	31,724.72	-28,580.44
2023 年	4,716.42	47,587.08	-42,870.66
2024 年	4,716.42	47,587.08	-42,870.66
2025 年	4,716.42	47,587.08	-42,870.66
2026 年	2,358.21	23,793.54	-21,435.33
合计	19,651.75	198,279.48	-178,627.73

b.参照 2022 年 5 月 5 日同行业加权平均市净率测算：

年度	实际确认股份支付费用（万元）	参照 2022 年 5 月 5 日同行业加权平均市净率测算股份支付费用（万元）	差异（万元）
2022 年	3,144.28	18,050.73	-14,906.45
2023 年	4,716.42	27,076.09	-22,359.67
2024 年	4,716.42	27,076.09	-22,359.67
2025 年	4,716.42	27,076.09	-22,359.67
2026 年	2,358.21	13,538.04	-11,179.83
合计	19,651.75	112,817.03	-93,165.28

c.参照同行业 2022 年 5 月 5 日加权平均滚动市盈率测算：

年度	实际确认股份支付费用（万元）	参照同行业 2022 年 5 月 5 日加权平均滚动市盈率测算股份支付费用（万元）	差异（万元）
2022 年	3,144.28	25,082.28	-21,938.00
2023 年	4,716.42	37,623.42	-32,907.00
2024 年	4,716.42	37,623.42	-32,907.00
2025 年	4,716.42	37,623.42	-32,907.00
2026 年	2,358.21	18,811.71	-16,453.50
合计	19,651.75	156,764.27	-137,112.52

d.参照同行业 2022 年末加权平均滚动市盈率测算：

年度	实际确认股份支付费用（万元）	参照同行业 2022 年末加权平均滚动市盈率测算股份支付费用（万元）	差异（万元）
2022 年	3,144.28	18,975.86	-15,831.58
2023 年	4,716.42	28,463.79	-23,747.37

2024 年	4,716.42	28,463.79	-23,747.37
2025 年	4,716.42	28,463.79	-23,747.37
2026 年	2,358.21	14,231.90	-11,873.69
合计	19,651.75	118,599.14	-98,947.39

2021 年下半年以来，受多晶硅价格快速上涨的影响，以多晶硅生产和销售为主营业务的协鑫科技、通威股份、大全能源等同行公司的盈利规模及股价均呈现较大幅度的波动，导致加权平均市盈率和市净率产生较大波动且存在较大差异，如单一参考评估基准日同行业可比公司加权平均静态市盈率或市净率难以客观准确反映发行人股份的实际公允价值。

综上，发行人 2022 年实施员工持股计划选取收益法评估值作为公允价值具有合理性。

（二）对授予日、等待期等其他关键参数依据充分性的核查情况

1、2019 年特变电工授予激励对象股票期权

（1）授予日核查情况

2019 年 2 月 21 日，特变电工 2019 年第五次临时董事会会议、2019 年第一次临时监事会会议审议通过了《<特变电工股份有限公司 2019 年股票期权激励计划（草案）>及其摘要》及其他相关议案。2019 年 5 月 8 日，特变电工 2019 年第十次临时董事会会议、2019 年第四次临时监事会会议审议通过了《关于调整公司 2019 年股票期权激励计划首次授予激励对象名单及授予数量的议案》、《关于公司 2019 年股票期权激励计划向激励对象首次授予股票期权的议案》及其他相关议案，确定 2019 年 5 月 8 日为 2019 年股票期权激励计划首次授予股票期权的授予日。2020 年 3 月 5 日，特变电工 2020 年第二次临时董事会会议、2020 年第一次临时监事会会议审议通过了《关于向激励对象授予 2019 年股票期权激励计划预留股票期权的议案》，确定 2020 年 3 月 5 日为 2019 年股票期权激励计划预留股票期权的授予日。

（2）等待期核查情况

根据特变电工 2019 年第五次临时董事会会议、2019 年第一次临时监事会会

议通过的《<特变电工股份有限公司 2019 年股票期权激励计划（草案）>及其摘要》，首次授予股票期权激励共分为三期，等待期分别自授予日起 16 个月、28 个月及 40 个月；预留授予股票期权激励共分为两期，等待期分别自授予日起 16 个月及 28 个月，等待期列示如下：

项目	行权期	等待期
首次授予股票期权	第一期	2019 年 5 月至 2020 年 8 月
	第二期	2019 年 5 月至 2021 年 8 月
	第三期	2019 年 5 月至 2022 年 8 月
预留股票期权	第一期	2020 年 3 月至 2021 年 6 月
	第二期	2020 年 3 月至 2022 年 6 月

2、发行人 2022 年实施员工持股计划

（1）授予日核查情况

发行人 2022 年 3 月 15 日召开的 2022 年第三次临时董事会会议、2022 年 5 月 5 日召开的 2022 年第一次临时股东大会审议及批准了关于建议采纳发行人 2022 年员工持股计划的议案。2022 年 5 月 5 日，特变电工与 11 个员工持股平台签署了《股份转让协议》，特变电工将其持有的发行人 2,994 万股内资股股份（占新特能源总股本的 2.09%）转让给 11 个员工持股平台，授予日确定为 2022 年 5 月 5 日。

（2）等待期核查情况

根据发行人 2022 年第三次临时董事会、2022 年第一次临时股东大会审议通过的《公司 2022 年员工持股计划》，激励对象通过员工持股计划取得股份的锁定期为自授予日至发行人 A 股上市之日起 36 个月（公司未实现 A 股上市且届时不再有 A 股上市规划除外）。发行人在 2022 年 5 月合理预计完成首次公开发行并上市的时间为 2023 年 6 月，故发行人 2022 年员工持股计划的等待期为 2022 年 5 月至 2026 年 6 月。

（三）核查程序

保荐机构、申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、获取发行人 B-S 模型测算表以及评估公司出具的评估报告、评估说明等，了解股票期权和员工持股计划股票公允价值评估模型。

2、查阅亚洲硅业并购重组估值及发行人二级市场价格并计算同行业上市公司估值水平作为参照，复核了相关权益工具公允价值的计算过程与预测期企业自由现金流、折现率等参数的选取依据。

3、查阅了控股股东特变电工及发行人董事会、监事会、股东大会会议文件中关于 2019 年特变电工授予股票期权及发行人 2022 年员工持股计划有关授予日、等待期等关键参数的规定。

三、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、2019 年股票期权激励采用 Black-Scholes 模型（B-S 模型）作为公允价值定价模型，2022 年员工持股计划采用银信资产评估有限公司收益法计算结果确定公允价值，参数设定合理；发行人股份支付的确认及分摊金额计算准确，会计处理符合企业会计准则的规定。

2、2022 年股份支付公允价值未参照发行人二级市场价格主要由于所授予内资股股份在股份性质、流动性、估值水平、价格波动性等方面与发行人二级市场公开流通股票存在一定差异，二级市场股票价格参考意义有限，采用收益法计算公允价值具有合理性。

3、发行人 2019 年期权激励、2022 年实施员工持股计划相关股份公允价值确定依据具有合理性；授予日、等待期等其他关键参数的确定依据充分。

问题 9 关于关联交易

根据申报材料：报告期各期，公司关联采购分别为 11.97 亿元、13.99 亿元和 30.14 亿元，关联销售分别为 6.52 亿元、5.76 亿元和 15.69 亿元，公司在招股说明书中披露了减少和规范关联交易的承诺及相应措施。

请发行人说明：（1）报告期内关联交易的金额和占比不断提高的原因，是

否符合上述承诺内容；（2）关联交易的必要性、合理性、定价公允性，发行人下一步减少关联交易的具体措施。

请保荐机构、发行人律师、申报会计师核查并发表明确意见。

【回复】

【发行人说明】

9-1 报告期内关联交易的金额和占比不断提高的原因，是否符合上述承诺内容

一、报告期内关联交易的金额和占比不断提高的原因

（一）报告期内关联采购的金额和占比不断提高的原因

报告期内，公司关联采购的总体情况如下：

单位：万元

类别	2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	占同类采购比重（%）	金额	占同类采购比重（%）	金额	占同类采购比重（%）
煤炭及配套运输	50,113.55	92.17	39,065.34	82.93	35,097.63	83.69
电缆	49,015.19	62.01	27,786.58	56.30	6,071.75	39.77
变压器	63,866.26	70.95	25,249.38	55.63	25,248.31	66.17
工程服务	52,330.54	11.32	31,187.84	9.71	38,164.80	11.16
光伏支架	13,270.50	16.61	5,751.08	9.55	6,678.88	15.45
其他	72,762.22	2.96	10,894.83	0.76	8,435.49	0.57
合计	301,358.26	-	139,935.05	-	119,696.86	-

报告期内，公司主要关联采购为煤炭及配套运输、电缆、变压器、工程服务、光伏支架，其采购的金额及占比不断提高，主要原因是：

1、煤炭及配套运输

报告期内，公司对煤炭及配套运输的关联采购金额分别为 35,097.63 万元、39,065.34 万元、50,113.55 万元，占同类采购比重分别为 83.69%、82.93%、92.17%。

公司自备电厂生产需稳定的煤炭供应，而关联方天池能源拥有两座露天煤矿，

煤炭总储量超过 120 亿吨，年产能达 7,000 万吨，煤炭供应稳定，同时地域优势明显，运输成本较低，报告期内公司多晶硅产量不断扩大，电力需求增加，自备电厂发电量提升导致煤炭消耗量增长，加之煤炭采购价格不断上升，因此，公司报告期内向关联方采购煤炭及配套运输的金额及占比不断提高。

2、电缆和变压器

报告期内，公司对电缆的关联采购金额分别为 6,071.75 万元、27,786.58 万元、49,015.19 万元，占同类采购额的比例分别为 39.77%、56.30%、62.01%；对变压器的关联采购金额分别为 25,248.31 万元、25,249.38 万元、63,866.26 万元，占同类采购额的比例分别为 66.17%、55.63%、70.95%。

公司在风能、光伏电站建设及多晶硅建设项目中需使用电缆、变压器等输变电产品，而关联方特变电工作为输变电行业的龙头企业，在电缆及变压器市场享有领先地位，其产品在品牌、质量、产能保障、交货期等方面具有相对优势，加之报告期内各期公司均有较大规模的多晶硅生产线项目建设投入，如内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目及新疆多晶硅生产线 3.4 万吨技改项目于 2021 年下半年开工建设并于 2022 年上半年建设完成，以及年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（一期）于 2022 年开工建设，2021 年和 2022 年为上述项目的建设期，建设期内采购了大量的电缆产品，导致采购金额增加。因此，报告期内公司向关联方采购电缆及变压器的金额和占比总体呈现增长趋势。待公司前述多晶硅生产线项目建成后，变压器和电缆的关联采购金额及比例将大幅减少。

3、工程服务

公司采购工程服务以非关联采购为主。报告期内各期，工程服务关联采购金额分别为 38,164.80 万元、31,187.84 万元、52,330.54 万元，占同类采购总额的比重分别为 11.16%、9.71%和 11.32%，占比变动较小。2021 年，内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目投入建设，采购工程服务增加，但公司风能电站建设项目有所减少，综合导致整体金额略有下降。2022 年，公司向关联方采购的工程服务金额大幅增长，主要系公司年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（一期）于 2022 年开工建设，项目投资和工程建设规模较大所致。

4、光伏支架

公司采购光伏支架以非关联采购为主。报告期内，公司向关联方新疆众和采购的光伏支架金额为 6,678.88 万元、5,751.08 万元、13,270.50 万元，占同类采购的比重分别为 15.45%、9.55%、16.61%，存在一定波动，主要受公司光伏电站建设项目量变化和新疆众和中标情况的影响所致。

5、其他关联采购

报告期内，公司其他类别的关联采购具体情况如下：

单位：万元

交易内容	2022 年度	2021 年度	2020 年度
配电控制设备	28,958.90	1,360.75	2,475.24
塔筒	14,661.08	1,961.66	-
商品房	10,094.73	-	-
自动化系统	7,202.63	1,686.28	1,854.96
设计服务	2,499.00	2,999.16	1,693.68
调相机	3,036.38	-	-
其他	6,309.49	2,886.96	2,411.61
合计	72,762.21	10,894.81	8,435.49

报告期内，公司其他类别的关联采购主要是配电控制设备、塔筒、商品房等采购金额分别为 8,435.49 万元、10,894.81 万元、72,762.21 万元，2022 年关联采购额大幅增长，主要原因是：

（1）2022 年多晶硅项目建设对配电控制设备需求增长，如内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目及新疆多晶硅生产线 3.4 万吨技改项目于 2021 年下半年开工建设并于 2022 年上半年建设完成，以及年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（一期）于 2022 年开工建设，向新疆特变电工自控设备有限公司等关联方采购配电控制设备和自动化控制系统等；

（2）新能源公司因 2022 年建设内蒙古包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目（标段二）16 万千瓦风电场区、乌鲁木齐县托里乡 100MW 风电项目、丰宁大滩新隆 60 兆瓦风电场项目等项目，因上述项目并网时间要求工期较短，对塔筒交付时间要求较高，关联方内蒙古特变电工装备有限公司能够满足产品交付时间及质量要求，通过招标确定其为塔筒供应商，导致塔筒采购金额增长；

(3) 为满足内蒙古新特员工的住宿需求并提高居住水平, 2022 年内蒙古新特向关联方包头特变电工康养置业有限责任公司购入 200 余套商品房及配套地下室, 作为员工宿舍和专家公寓;

(4) 2022 年, 为提升内蒙古自营电站项目上网电量, 根据电网公司要求, 风盛正镶白旗特高压外送 200MW 风电场项目、锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目投资建设分布式调相机系统, 以改善其弃风情况, 通过招标方式向关联方采购调相机系统。

(二) 报告期内关联销售的金额和占比不断提高的原因

报告期内, 公司的关联销售总体情况如下:

单位: 万元

项目	2022 年度			2021 年度			2020 年度		
	金额	占关联销售总额的比例	占营业收入的比例	金额	占关联销售总额的比例	占营业收入的比例	金额	占关联销售总额的比例	占营业收入的比例
向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务等	146,423.38	93.30%	3.98%	45,535.79	79.08%	2.02%	58,195.00	89.22%	4.10%
向新疆众和及其子公司销售金属硅与工业水等	6,490.07	4.14%	0.18%	5,622.92	9.77%	0.25%	4,521.40	6.93%	0.32%
向控股股东特变电工及其子公司销售 SVG 产品及提供运输服务等	1,439.99	0.92%	0.04%	4,201.11	7.30%	0.19%	1,618.61	2.48%	0.11%
其他关联销售	2,585.53	1.65%	0.07%	2,221.19	3.86%	0.10%	892.25	1.37%	0.06%
合计	156,938.97	100.00%	4.26%	57,581.01	100.00%	2.56%	65,227.26	100.00%	4.60%

由上表可知, 报告期内公司关联销售金额分别为 65,227.26 万元、57,581.01 万元、156,938.97 万元, 占营业收入的比例分别为 4.60%、2.56%、4.26%。报告期内关联销售金额增长, 主要是向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务的关联销售收入增长所致。

在电站建设自主开发模式下, 除少量合营企业或联营企业系与合作方共同设立外, 公司通常单独设立并控制电站项目公司, 由于部分电站项目客户先购买项目公司控股权, 公司继续持有项目公司部分股权, 项目公司成为公司的联营企业或合营企业, 若 EPC 总承包合同尚未履行完毕, 公司将继续按照 EPC 总承包合同的约定为该项目公司提供相关建设服务, 导致后续建设服务形成关联销售。受

电站项目控股权转让时间、项目规模、合同金额、完工进度等因素影响，导致该类关联销售金额在报告期内呈现较大的波动。

2022 年向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务关联销售金额为 146,423.38 万元，较 2021 年大幅增长，主要原因是合作开发电站项目在 2022 年实现 EPC 总承包收入 100,473.45 万元所致，具体情况如下：

单位：万元

客户名称	交易对象	公司与交易对象的关联关系	交易标的	2022 年	2021 年	2020 年
湖北能源	公安县竹瑞晟鑫新能源有限公司	报告期内公司曾持股 40%的联营企业，2022 年 12 月已将所持股权转让给湖北能源	荆州市公安县狮子口 150MW 农光互补项目	55,545.97	-	-
三峡集团	固阳县长岚风力发电有限公司	报告期内公司持股 40%的联营企业	包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目（标段二）16 万千瓦风电场区	36,911.11	-	-
华电集团	华电霍城新能源有限公司	报告期内公司曾持股 40%的联营企业，截至期末，公司持股比例已降至 0.53%	霍城 70MW 光伏发电项目	8,016.37	-	-
合计				100,473.45	-	-

上述项目系公司与合作方共同组建项目公司，公司持有少数股权，项目公司设立后为公司的联营企业。上述项目在 2022 年开工建设，公司中标后根据 EPC 合同约定、预算总成本、履约进度确认相应 EPC 总承包收入，导致对联营企业的关联销售较 2021 年有较大增长。

除向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务外，报告期内其余关联销售金额合计分别为 7,032.26 万元、12,045.22 万元、10,515.59 万元，占营业收入的比重分别为 0.49%、0.54%、0.29%，受关联方需求影响存在一定波动，总体金额和占比较小。

二、报告期内关联交易的金额和占比不断提高符合减少和规范关联交易的承诺

（一）公司关联交易具有合理性和必要性

报告期内，公司关联交易具有必要性和合理性，具体分析详见本题回复“9-2 关联交易的必要性、合理性、定价公允性，发行人下一步减少关联交易的具体措施”，属于确有必要且无法回避的关联交易。公司对该类关联交易的年度上限已履行相应的董事会审议、股东大会批准程序，且履行了信息披露义务。

（二）控股股东、实际控制人未利用控股股东、实际控制人地位及影响谋求发行人及其子公司在业务合作等方面给予优于市场第三方的权利；未利用控股股东、实际控制人地位及影响谋求与发行人及其子公司达成交易的优先权利

公司采购商品或劳务时，通常采用邀请招标的方式进行。由需求部门发起采购需求，经审批后由采购部门组织招标采购，向合格供应商名录中的厂商发出投标邀请，确保满足技术及质量标准的参标单位不少于 5 家。由各部门评标专家组成的评标委员会，按照评标规则对参标单位进行打分评价，并根据各项得分进行综合排名，再由采购部门发起定标流程，经相关部门审核、董事会秘书就是否违反关联交易相关规定发表意见以及公司总经理审批后定标，最终确定供应商，在履行协议审批流程后签署采购协议，根据协议约定内容开展采购行为。

另外，公司在采购露天煤及配套运输服务时：（1）在 2019 年及以前，公司采用竞争性谈判的方式进行采购，其中露天煤为新疆天池能源销售有限公司（以下简称“新疆天池能源”）和神华新疆能源有限责任公司（已更名为国家能源集团新疆能源有限责任公司，以下简称“神华能源”）两家供应商，配套运输服务由新疆能源和新疆神华中顺物流有限责任公司、玛纳斯县九洲恒昌物流有限公司三家供应商提供。在采购前，由需求部门发起采购需求，经审批后由采购部门与各供应商分别进行谈判，并将谈判结果报相关部门审核、董事会秘书就是否违反关联交易相关规定发表意见以及公司总经理审批，最终确定供应商。（2）从 2020 年开始，由于神华能源的母公司与中國國電集團公司進行合併，合併後其煤炭供應優先滿足集團內部需求，不再向公司供應露天煤，因此公司開始採用單一來源的方式分別向新疆天池能源和新疆能源採購露天煤及配套運輸服務。由需求部門

定期发起采购需求，经审批后由采购部门通过谈判、对比同区域、同行业采购价格等方式与对方商定采购价格，经相关部门审核、董事会秘书就是否违反关联交易相关规定发表意见以及公司总经理审批后签署采购协议，在关联交易框架协议范围内进行。

对于关联交易还需履行以下程序：（1）对于日常性关联交易，公司最长每3年与关联方签署关联交易框架协议约定关联交易内容及年度预计金额上限，协议经董事会秘书审核、董事会或股东大会审议通过后签署生效，在指定网站披露并严格执行；（2）若执行过程中主要条款发生重大变化，或协议期限届满需要续签，或新发生未纳入已签署日常性关联交易协议的事项，或实际发生金额已经达到预计年度上限的80%或可能超出上限时，公司应修订、重新签订或续签关联交易协议，并履行相应的决策程序及信息披露义务；（3）对于偶发性关联交易，公司在交易前应将协议草案提交董事会秘书审核，在按规定履行董事会或股东大会决策程序及信息披露义务后，方可签署协议执行。报告期内，公司严格按照上述采购程序开展关联采购。

（三）控股股东、实际控制人及其控制的企业（发行人及子公司除外）以市场公允价格与发行人及其子公司进行交易，不存在利用该类交易从事任何损害发行人及其子公司利益的行为

公司采用招标、竞争性谈判、单一来源等形式进行采购，通过评标、比价、谈判等方式确定向供应商的采购价格。

在采购程序中，公司公平对待关联供应商与非关联供应商，在符合相关技术及质量标准的条件下，公司将优先考虑采购价格以有效控制成本；在采购价格相当的情况下，公司将综合考虑支付条款、供货及时性、保修条款等决策因素。同时，采购价格原则上不得高于公司预算价，其中工程类采购预算价按造价规则编制，设备类采购预算价通过参考历史价格数据、向不同供应商询比价、根据投标价分解测算设备采购预算等方式制定。另外，如为关联采购，还应遵守关联交易管理办法的相关规定。

对关联采购和关联销售的定价公允性分析详见本题回复“9-2、一、关联采购的必要性、合理性、定价公允性”和“9-2、二、关联销售的必要性、合理性、

定价公允性”。

此外，报告期内，控股股东、实际控制人在报告期内不存在通过委托管理、借款、代偿债务、代垫款项或者其他方式非经营性占用发行人及其子公司资金，发行人及其子公司未对控股股东、实际控制人提供违规担保。

综上，公司在报告期内关联交易的金额和占比不断提高，符合招股说明书中披露的减少和规范关联交易的承诺。

9-2 关联交易的必要性、合理性、定价公允性，发行人下一步减少关联交易的具体措施

一、关联采购的必要性、合理性、定价公允性

报告期内，公司主要向关联方采购煤炭及配套运输、电缆、变压器、工程服务、光伏支架，各类采购具有必要性和合理性，定价公允，具体分析如下：

（一）煤炭及配套运输关联采购

报告期内，公司对煤炭及配套运输的关联采购金额分别为 35,097.63 万元、39,065.34 万元、50,113.55 万元，占同类采购比重分别为 83.69%、82.93%、92.17%。

1、关联采购的必要性、合理性

报告期内各期，公司向关联方天池能源采购煤炭及配套运输的金额、价格及数量的变化情况如下：

项目	2022年度		2021年度		2020年度
	数值	增幅	数值	增幅	数值
采购金额（万元）	50,113.55	28.28%	39,065.34	11.30%	35,097.63
采购数量（万吨）	246.54	7.74%	228.84	4.20%	219.60
采购单价（元/吨）	203.27	19.07%	170.71	6.81%	159.82
其中：煤炭价格（元/吨）	134.11	36.72%	98.09	11.12%	88.27

为满足多晶硅生产的电力需求并降低用电成本，基于新疆丰富的煤炭资源，公司于 2011 年起投资建设了一座 2×350MW 的热电联产自备电厂，2013 年投入使用，并采购煤炭用于自备电厂发电。报告期内，公司向关联方采购煤炭的金额逐年增加，是受煤炭价格上涨和采购量增加的共同影响，其中价格上涨为主要影

响因素。

在进行电厂锅炉设计时，公司综合考虑周边的煤炭储量情况、交通运输资源 and 经济效益测算，选择以邻近的准东地区的露天煤作为设计煤种，并依据其热值、挥发分、灰分等数据确定锅炉的主要运行参数、性能数据、受热面结构形式等，因此锅炉运行时耗用的煤炭以露天煤为主，同时掺烧一定比例的井工煤，以提高燃烧效率、稳定燃烧热值、保障安全运行。

公司关联方天池能源在准东地区拥有两座露天煤矿，煤炭总储量超过 120 亿吨，核定年产能 7,000 万吨，具有明显的地域及规模优势，且天池能源与公司合作多年，煤炭供应稳定，符合公司锅炉煤种要求，保证了自备电厂生产的连续性。另外，公司同时向天池能源子公司新疆能源采购煤炭的配套运输，主要原因因为新疆能源采用公路及铁路联运形式为公司提供运输服务，与单独的汽车运输相比，公铁联运更具价格优势，且安全性高，受天气及交通拥堵的影响较小，充分保障了煤炭供应的稳定性。

因此，上述关联交易发生的原因合理，具有必要性。

2、定价公允性

报告期内，公司向关联方与非关联方采购煤炭及配套运输的金额、价格情况如下：

单位：万元、元/吨

年份	类别	关联采购		非关联采购		采购合计	
		金额	价格	金额	价格	金额	价格
2022 年	露天煤	50,113.55	203.27	-	-	50,113.55	203.27
	井工煤	-	-	4,254.58	463.11	4,254.58	463.11
	合计	50,113.55	203.27	4,254.58	463.11	54,368.13	212.60
2021 年	露天煤	39,065.34	170.71	-	-	39,065.34	170.71
	井工煤	-	-	8,040.11	329.01	8,040.11	329.01
	合计	39,065.34	170.71	8,040.11	329.01	47,105.45	185.99
2020 年	露天煤	35,097.63	159.82	-	-	35,097.63	159.82
	井工煤	-	-	6,839.98	262.01	6,839.98	262.01
	合计	35,097.63	159.82	6,839.98	262.01	41,937.60	170.68

如上表所示，公司向关联方的采购价格低于非关联方，主要系采购的煤炭品种不同所致，公司从关联方采购的煤炭主要为露天煤，从非关联方采购的主要为井工煤。公司自备电厂的锅炉运行时耗用的煤炭以露天煤为主，同时掺烧一定比例的井工煤，以提高燃烧效率、稳定燃烧热值、保障安全运行。由于井工煤相对露天煤而言，热值较高、开采难度较大、开采成本较高，且新疆地区井工煤相对较少、市场供应紧缺，因此采购价格高于露天煤。

为进一步对关联采购露天煤的价格公允性进行分析，以下从采购端和销售端两个维度进行分析：（1）采购端：对公司从关联方和非关联方采购相同规格型号产品的价格或可比市场价格进行对比分析；（2）销售端：对关联方向公司和其他方销售相同规格型号产品的价格进行对比分析。具体分析如下：

（1）采购端

2019 年，公司除向关联方采购露天煤外，还向神华新疆能源有限责任公司（已更名为国家能源集团新疆能源有限责任公司，以下简称“神华能源”）采购露天煤。从 2020 年开始，由于神华能源的母公司与 中国国电集团公司进行合并，合并后其煤炭供应优先满足集团内部需求，不再向公司供应露天煤，即公司从 2020 年起采用单一来源方式向关联方采购露天煤。2019 年的煤炭及配套运输采购进行对比分析如下：

单位：万元、万吨、元/吨

类别	关联方			非关联方			价格差异率
	金额	数量	价格	金额	数量	价格	
煤炭及配套运输 (露天煤)	25,725.14	191.07	134.64	2,864.09	21.36	134.09	0.41%

如上所示，公司向关联方和非关联方采购的露天煤及配套服务的价格差异较小，关联采购定价具有公允性。

2020 年、2021 年及 2022 年，公司向关联方采购露天煤的价格与新疆准东地区同类产品报价的比较情况如下：

单位：大卡/公斤、元/吨

年份	煤矿名称	煤炭热值	煤炭销售价格(含税，不含运费)	备注
----	------	------	-----------------	----

年份	煤矿名称	煤炭热值	煤炭销售价格(含税, 不含运费)	备注
2022 年	天池能源南露天煤矿	4300-4400	150.00	-
	新疆宜化矿业有限公司准东露天煤矿	4800-5000	170.00	-
	国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿	4800-4900	150.00	-
2021 年	天池能源南露天煤矿	4300-4400	105.00	1 月 1 日-11 月 10 日价格
			150.00	11 月 11 日-12 月 31 日价格
	新疆宜化矿业有限公司准东露天煤矿	4800-5000	105.00	1-9 月价格
		4800-5000	180.00	10-12 月价格
	国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿	4800-4900	125.00	1-9 月价格
		4800-4900	165.00	9-12 月价格
2020 年	天池能源南露天煤矿	4300-4400	100.00	-
	新疆宜化矿业有限公司准东露天煤矿	4800-5000	110.00	-
	国家能源集团新疆矿业有限责任公司红沙泉一号露天煤矿	4800-4900	105.00	-

注：①上表中天池能源南露天煤矿为公司向关联方采购煤炭的所属煤矿。②由于各个煤矿的运输距离、承运方式不同，因此上表中仅对不含运费的煤炭价格进行对比。③2022 年红沙泉一号露天煤矿的煤炭采购价格偏低，主要系国家能源集团新疆矿业有限责任公司响应国家煤炭价格调控政策，下调煤炭销售价格所致。

如上所示，公司向关联方采购露天煤的价格与新疆准东地区同类产品市场价格相比略低，主要系关联方露天煤矿产出的煤炭热值相对较低所致，与市场行情相符，关联采购定价具有公允性。

（2）销售端

报告期内，公司的露天煤向关联方新疆天池能源销售有限公司进行采购，并由关联方新疆能源提供配套运输服务。根据关联方提供的销售收入明细，在其客户中选择采购品类与公司相近的露天煤客户及运达地点与公司相近的运输服务客户作为其他方，进行对比分析如下：

单位：元/吨

年份	采购内容	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
2020 年度	露天煤	88.27	86.99	1.48%

年份	采购内容	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
	运输服务	71.55	68.76	4.06%
2021 年度	露天煤	98.09	104.83	-6.43%
	运输服务	72.63	68.85	5.49%
2022 年度	露天煤	132.74	141.59	-6.25%
	运输服务	69.54	68.81	1.06%

如上所示，关联方向公司和其他方销售露天煤和配套运输的价格整体差异较小，价格变动趋势一致，关联采购定价具有公允性。

（二）电缆、变压器采购

报告期内，公司向关联方采购电缆、变压器的总体情况如下：

单位：万元

类别	2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	占同类采购比例	金额	占同类采购比例	金额	占同类采购比例
电缆	49,015.19	62.01%	27,786.58	56.30%	6,071.75	39.77%
变压器	63,866.26	70.95%	25,249.38	55.63%	25,248.31	66.17%

1、关联采购的必要性、合理性

公司在风能、光伏电站建设及多晶硅建设项目中需使用电缆、变压器等输变电产品，报告期内该类别的关联采购占比较高，主要原因是：

（1）报告期内，公司进行了多晶硅项目建设、技术改造，投资规模较大，包括晶体硅公司 3.6 万吨多晶硅项目、新疆 3.4 万吨多晶硅生产线技术改造项目、内蒙古 10 万吨多晶硅项目、年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（IPO 募投项目）一期等，因多晶硅项目建设需要，电缆及变压器的采购需求较大，且对性能等级、供给能力的要求较高；

（2）特变电工作为输变电行业领先的企业，在电缆、变压器市场处于领先地位，特变电工及其子公司因其产品价格、质量、供货周期及付款条件等方面具有相对优势，获取了公司部分订单。

因此，公司向特变电工采购变压器及电缆等产品的原因合理，具有必要性。

待公司多晶硅项目建成后，变压器和电缆的关联采购金额及比例将大幅减少。

2、电缆采购定价公允性

报告期内，公司向关联方与非关联方采购电缆的金额、占比及价格情况如下：

单位：万元、%、元/米

年份	关联采购			非关联采购			合计		
	金额	占比	价格	金额	占比	价格	金额	占比	价格
2022年	49,015.19	62.01	46.06	30,028.08	37.99	13.44	79,043.26	100.00	23.97
2021年	27,786.58	56.30	35.78	21,569.09	43.70	10.57	49,355.67	100.00	17.52
2020年	6,071.75	39.77	106.57	9,196.23	60.23	10.19	15,267.98	100.00	15.91

如上表所示，公司向关联方的采购价格高于非关联方，主要系采购的电缆品种不同所致。

公司从关联方采购的主要为多晶硅项目和风能电站项目建设所需的相关电缆，从非关联方采购的主要为光伏电站建设所需的相关电缆。由于多晶硅项目建设所需电缆应满足电压等级高、材质为铜芯、截面积大、阻燃等级高等要求，相关电缆产品价格较高；部分风能电站项目使用了单台容量较大的风机，其对配套电缆的截面积要求较高且以铜芯为导体，因此采购价格较高；而光伏电站建设项目主要使用光伏专用电缆，其电压等级低、截面积小、无其他特殊要求，因此采购单价较低。另外，报告期内各期公司均有较大规模的多晶硅项目建设，因此报告期内公司向关联方采购电缆产品的价格均高于非关联方。

此外，公司在 2020 年度向关联方采购电缆的价格较高，主要是受风电行业抢装潮影响，公司在 2020 年下半年建设了较多风能电站，部分风能电站使用了单台容量较大的风机，因而向关联方采购了较多大截面铜芯电缆，加之 2020 年下半年铜原材料价格快速上涨，使得采购价格较高，拉高了当年关联方采购均价。

为进一步分析关联采购的定价公允性，以下从采购端和销售端两个维度进行分析：（1）采购端：对公司从关联方和非关联方采购相同规格型号产品的价格进行对比分析；（2）销售端：对关联方向公司和其他方销售相同规格型号产品的价格进行对比分析。具体分析如下：

（1）采购端

报告期内，公司向关联方和非关联方采购的相同型号电缆产品的价格对比分析如下：

单位：元/米

产品规格型号	2022 年			2021 年			2020 年		
	关联方价格	非关联方价格	价格差异率	关联方价格	非关联方价格	价格差异率	关联方价格	非关联方价格	价格差异率
ZC-YJY23-26/35kV-3×300	694.55	669.87	3.68%	610.79	624.08	-2.13%	641.21	608.06	5.45%
ZC-YJY23-1.8/3kV-3×300	575.58	530.46	8.51% ^注						
ZC-YJLHY23-26/35KV-3×95	136.20	135.38	0.61%						
ZC-YJLHY23-1.8/3kV-3×150	48.93	46.91	4.30%	47.60	44.17	7.76%			
ZC-KVVP2-22-4×4	15.73	14.85	5.95%				9.58	10.43	-8.15%
ZR-YJV-0.6/1KV-3×2.5	6.12	6.49	-5.67%						
ZC-YJY23-0.6/1kV-3×240+1×120				629.04	608.88	3.31%			
ZC-YJY23-0.6/1KV-3×300				485.24	476.19	1.90%			
ZC-YJY23-26/35KV-1×400				252.04	262.12	-3.85%			
ZC-KVVP2-22-10×2.5				19.65	21.26	-7.54%	17.50	18.77	-6.74%
ZC-YJV-0.6/1KV-3×4				10.57	10.11	4.54%			
ZRC-YJV22-26/35kV-3×70							180.23	176.10	2.35%
ZR-YJLHV22-26/35kV-3×70							121.57	122.00	-0.36%

注：该产品的关联方采购价格与非关联方价格相比较，主要系关联方采购部分主要集中在 2022 年上半年，而非关联采购部分主要集中在下半年，随着 2022 年下半年铜价下跌，铜芯电缆的市场价格有所下降。

风能、光伏电站及多晶硅项目建设时，需要根据装机规模、电流要求、所处环境、并网条件等具体情况进行最优设计，由于各项目的技术方案各不相同，导致所需电缆产品的规格型号众多，公司向关联方和非关联方采购相同规格型号电缆产品的情形较少。

电缆产品的采购价格受到产品类型、导体类型、电缆芯数、截面面积、绝缘材料、护套材料、电压等级、阻燃、耐火等级等多项因素的影响，不同规格型号的电缆产品之间的价格差异较大，每米价格从几元到几百元不等，公司向关联方与非关联方采购电缆的细分类别不同，导致了各年度关联方与非关联方的综合采购均价存在一定差异。

对于相同规格型号的电缆产品，公司向关联方和非关联方的采购价格差异较小，主要系采购时点不同使得铜、铝等材料成本有所波动，以及采购数量不同使

得议价能力存在差异等因素所致，整体差异率较小，不存在重大异常情况，关联采购定价具有公允性。

(2) 销售端

报告期内，公司的电缆产品主要向关联方特变电工和特变电工山东鲁能泰山电缆有限公司（以下简称“鲁缆公司”）进行采购，采购金额占关联方电缆采购总额之比超过 90%。电缆产品规格型号繁多，特变电工及鲁缆公司的主要客户是电力及电网客户，同时期其他客户定制与发行人同规格型号的产品较少，根据特变电工和鲁缆公司提供的销售收入明细，选择与公司采购相同规格型号电缆产品的其他方，对销售价格进行对比分析如下：

①特变电工

单位：元/米

年份	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
2020 年	FS-YJLHV33-26/35kV-3×185	252.44	252.43	0.00%
	NH-YJVP22-0.6/1kV-2×4	10.35	10.49	-1.27%
	NH-YJVP22-0.6/1kV-2×6	12.57	12.57	-0.05%
	YJV-0.6/1kV-4×10+1×6	25.26	25.24	0.07%
	YJV-26/35kV-1×120	79.70	81.11	-1.73%
	ZCVR-450/750V-1×1.0	0.69	0.69	-0.26%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×120+2×70	245.18	240.82	1.81%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×4	7.65	7.74	-1.18%
	ZC-YJV-0.6/1kV-4×4	10.43	10.13	2.91%
	ZC-YJV22-0.6/1kV-5×16	42.46	42.63	-0.40%
	ZC-YJV22-0.6/1kV-5×6	17.43	17.13	1.79%
	ZC-YJV22-26/35kV-3×50	147.54	145.66	1.29%
2021 年	BVR-450/750V-1×6	4.06	3.96	2.66%
	NH-YJV-0.6/1kV-3×2.5	7.56	7.54	0.28%
	RVV-300/500V-2×1.5	2.99	2.94	1.79%
	WDZC-YJY-0.6/1kV-3×50+1×25	121.35	122.77	-1.16%
	ZA-YJV22-0.6/1kV-5×6	21.31	21.78	-2.15%
	ZC-KVVP2-22-450/750V-14×1.5	21.20	20.89	1.52%
	ZC-KVVP-450/750V-4×1.5	8.52	8.35	2.07%

年份	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
	ZC-KYJVP-450/750V-10×1.5	18.42	17.92	2.77%
	ZC-KYJVP-450/750V-4×1.5	8.37	8.33	0.51%
	ZC-RVV-300/500V-4×2.5	8.24	8.11	1.56%
	ZCVR-450/750V-1×10	7.73	7.66	0.92%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×150+1×70	320.70	322.30	-0.50%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×16+1×10	39.73	39.20	1.36%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×185+1×95	402.80	396.90	1.48%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×240	448.47	449.76	-0.29%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×25+2×16	72.07	71.39	0.96%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×35+1×16	78.68	78.39	0.37%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×35+2×16	90.42	88.84	1.78%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×50+1×25	106.75	107.66	-0.85%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×50+2×25	122.94	122.74	0.16%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35	148.29	151.31	-2.00%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+2×50	237.89	232.54	2.30%
	ZC-YJV-0.6/1kV-4×35+1×16	105.55	107.15	-1.49%
	ZC-YJV-0.6/1kV-4×4	12.19	11.97	1.81%
	ZC-YJV-0.6/1kV-4×6	16.70	16.77	-0.37%
	ZC-YJV-0.6/1kV-5×10	35.53	34.56	2.80%
	ZC-YJV-0.6/1kV-5×4	14.28	14.53	-1.74%
	ZC-YJV22-0.6/1kV-5×10	35.58	36.45	-2.41%
	ZC-YJV22-0.6/1kV-5×4	15.26	15.53	-1.76%
	ZC-YJV22-1.8/3kV-3×70	151.33	151.33	0.00%
	ZC-YJV-8.7/10kV-3×150	324.10	324.39	-0.09%
	ZC-YJY23-0.6/1kV-2×10	16.85	17.33	-2.78%
2022 年	ZA-YJY23-0.6/1kV-4×4	15.11	15.22	-0.73%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-3×50+2×25	132.24	130.54	1.31%
	ZC-BVR-450/750V-1×6	4.01	3.97	1.10%
	ZC-BVR-450/750V-1×35	24.12	24.54	-1.74%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-3×70+1×35	163.06	161.34	1.07%
	ZC-BVR-450/750V-1×25	17.64	17.68	-0.23%
	ZA-BV-450/750V-1×2.5	1.68	1.66	1.24%

年份	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
	ZC-BVR-450/750V-1×120	86.38	85.19	1.39%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-3×150+1×70	346.14	344.41	0.50%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-3×95+1×50	221.64	224.69	-1.36%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-3×95+2×50	257.95	254.75	1.25%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-4×120+1×70	359.37	365.96	-1.80%
	ZA-YJY23-0.6/1kV-3×185+1×95	430.44	431.88	-0.33%
	ZA-YJV-0.6/1kV-5×10	37.58	36.85	2.00%
	ZC-YJV22-8.7/10kV-3×70	193.39	195.06	-0.86%
	ZC-YJV-8.7/10kV-3×95	219.49	223.49	-1.79%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×150+2×70	363.98	364.57	-0.16%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×4+1×2.5	11.25	11.05	1.78%
	NH-YJV-0.6/1kV-3×6	14.03	13.96	0.44%
	ZC-YJV22-0.6/1kV-4×2.5	9.61	9.48	1.33%
	ZC-BV-450/750V-1×50	31.05	30.85	0.66%
	ZAN-YJV-0.6/1kV-3×2.5	8.73	8.65	1.02%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+2×50	232.53	233.41	-0.37%
	ZA-YJV-0.6/1kV-3×35+2×16	82.63	83.43	-0.96%
	60227IEC01(BV)-450/750V-1×6	3.81	3.84	-0.85%
	ZA-BVR-450/750V-1×10	6.26	6.37	-1.81%
	ZC-YJLHY23-26/35kV-3×400	249.65	254.59	-1.94%
	ZC-KVVP2-22-450/750V-4×2.5	11.52	11.66	-1.20%
	ZC-KVVP2-22-450/750V-7×2.5	17.60	17.65	-0.25%
	ZC-YJLHY23-26/35kV-3×240	197.61	200.54	-1.46%

②鲁缆公司

单位：元/米

年份	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
2020 年	BVR-450/750V-1×1.5	0.75	0.79	4.64%
	ZC-BVR-450/750V-1×6	2.81	2.77	-1.28%
	BVR-450/750V-1×6	2.84	2.83	-0.34%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×25	38.00	36.65	-3.55%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×35	51.42	52.96	3.01%

年份	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
2021 年	ZC-BVR-450/750V-1×6	4.04	4.03	-0.35%
	BVR-450/750V-1×16	10.54	10.37	-1.65%
	ZC-BVR-450/750V-1×25	17.76	17.28	-2.73%
	ZC-KVVP22-450/750V-4×1.5	9.10	9.28	2.00%
	BVR-450/750V-1×4	2.80	2.62	-6.16%
2022 年	VV-0.6/1kV-1×120	69.46	66.81	3.96%
	BVR-450/750V-1×6	3.72	3.94	-5.64%
	ZC-YJV22-8.7/10kV-3×120	283.45	296.43	-4.38%
	ZC-YJV-0.6/1kV-3×1.5	5.04	4.81	4.91%
	ZC-YJV-0.6/1kV-2×4	8.96	8.45	6.04%
	ZC-YJLY23-0.6/1kV-3×300	94.70	93.79	0.97%

如上所示，特变电工和鲁缆公司向公司和其他方销售电缆产品的价格差异较小，关联采购定价具有公允性。

3、变压器采购定价公允性

报告期内，公司向关联方与非关联方采购变压器的金额、占比及价格情况如下：

单位：万元、%、万元/台

年份	关联采购			非关联采购			合计		
	金额	占比	价格	金额	占比	价格	金额	占比	价格
2022年	63,866.26	70.95	72.08	26,150.83	29.05	32.73	90,017.10	100	53.42
2021年	25,249.38	55.63	48.93	20,136.69	44.37	26.9	45,386.07	100	35.89
2020年	25,248.31	66.17	39.33	12,909.89	33.83	27.18	38,158.21	100	34.16

风能、光伏电站及多晶硅项目建设时，所需变压器产品通常需要根据电站的装机容量及电压等级、上级电网的电流电压要求、项目地点的海拔、盐雾、风沙等环境条件以及其他个性化需求进行定制设计与生产，因此变压器产品基本上都需要单独制定技术规范。变压器产品的价格根据其装机容量、电压等级、冷却形式、能效等级、线圈结构、外壳材料以及排油充氮、光纤测温、平衡绕组、有载调压等定制化需求的不同而存在较大差异。

公司从关联方采购的主要为多晶硅项目相关特种变压器，从非关联方采购的

主要为普通变压器。由于多晶硅项目为连续生产系统，对于电力供应的稳定性和安全性要求极高，其所用到的还原炉变压器需要随着多晶硅的不同生产过程调节电压、电流和电抗值，其性能的优劣直接影响到多晶硅的纯度和最终质量。该变压器采用多绕组结构，调压级差较大，过载能力强，输出功率恒定，同时定制化要求较高，制造工艺复杂，生产周期较长，因此其市场价格高于普通变压器，加之报告期内各期公司均有较大规模的多晶硅项目建设，使得报告期内公司向关联方采购变压器产品的价格高于非关联方。

为进一步分析关联采购的定价公允性，以下从采购端和销售端两个维度进行分析：（1）采购端：对公司从关联方和非关联方采购相同规格型号产品的价格进行对比分析；（2）销售端：对关联方向公司和其他方销售相同规格型号产品的价格进行对比分析。具体分析如下：

（1）采购端

报告期内，公司向关联方和非关联方采购的相同型号变压器产品的价格对比分析如下：

单位：万元/台

产品规格型号	2022 年			2021 年			2020 年		
	关联方价格	非关联方价格	价格差异率	关联方价格	非关联方价格	价格差异率	关联方价格	非关联方价格	价格差异率
ZGS-3150/38.5	26.33	28.94	-9.03%						
ZGS-3125/35	23.93	25.38	-5.71%						
SZ11-100000/110				254.65	234.51	8.58%	243.13	238.27	2.04%
SZ11-50000/110				183.19	161.52	13.41%	176.64	167.33	5.56%
ZGS-M-3300/35				29.39	32.01	-8.18%			
96_91100406567				29.03	29.03	0.00%			
S11-3600/35				26.50	26.81	-1.19%			
S11-2800/35							25.34	27.17	-6.75%
TC3125KFT-600/37							23.25	23.11	0.62%

如上表所示，由于变压器产品的技术参数复杂、定制化需求多样、所适用环境不同，因此公司向关联方和非关联方采购相同规格型号变压器产品的情形更少，采购价格存在细微差异，主要系相同规格型号产品的内部配件、外壳材料、能耗等级、性能参数定制等有所不同所致，整体差异率较小，不存在重大异常情况，

关联采购定价具有公允性。

另外，不同规格型号的变压器产品之间的价格差异较大，每台价格从几十万元到上百万元不等，因此公司向关联方与非关联方采购变压器的细分类别不同，导致了各年度关联方与非关联方的综合采购均价存在一定差异。

（2）销售端

报告期内，公司的变压器产品主要向关联方特变电工、特变电工湖南电气有限公司（以下简称“湖南电气”）、天津市特变电工变压器有限公司（以下简称“天津特变”）和特变电工智能电气有限公司（以下简称“智能电气”）进行采购，采购金额占关联方变压器采购总额之比超过 85%。根据上述公司提供的销售收入明细，选择与公司采购相同规格型号变压器产品的其他方进行对比分析。由于变压器产品价格受铜、硅钢片、变压器油等原材料价格波动影响较大，同一规格型号产品在不同时间段价格差异较大，且其技术参数复杂、定制化程度较高，关联方在同一期间内向公司和其他方销售相同规格型号的情形较少，为增加对比分析样本，将报告期内各期的销售收入与数量加总后，对各规格型号变压器产品在报告期内的销售均价进行对比分析如下：

单位：万元/台

关联方	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
特变电工	ZGS11-4000/35	36.28	34.12	-5.96%
	ZGS11-4200/35	36.55	35.40	-3.15%
	SZ11-50000/110	184.07	189.90	3.17%
	ZGS11-2800/35	22.45	20.80	-7.36%
湖南电气	SZ11-50000/110	161.77	170.55	5.43%
	ZGS11-Z.G-2500/35	21.82	21.98	0.74%
	YBW-40.5-4000	31.33	28.80	-8.06%
	YBW-40.5-3600	26.50	28.32	6.88%
	SH15-400/10	3.73	3.79	1.36%
天津特变	SCB14-2500/10 $\pm 2 \times 2.5$	27.08	25.81	-4.68%
	ZGS11-2500/37 $\pm 2 \times 2.5$	18.25	19.21	5.30%
	XBJ1-2500/38.5 $\pm 2 \times 2.5$	37.78	34.89	-7.65%
	XBJ1-3125/37 $\pm 2 \times 2.5$	20.35	20.28	-0.36%

关联方	产品规格型号	关联方向公司销售价格	关联方向其他方销售价格	价格差异率
	ZGS11-3125/37 ±2×2.5	18.54	17.76	-4.22%

注：报告期内智能电气主要向公司销售多晶硅项目建设所需的还原炉变压器，该类产品由于定制化程度极高，未向其他方进行销售，因此上表中未对智能电气进行分析。

如上所示，上述关联方向公司和其他方销售变压器产品的价格差异较小，价格差异主要系产品内部配件、外壳材料、能耗等级、性能参数定制的不同所致，不存在重大异常，关联采购定价具有公允性。

（三）工程服务关联采购

报告期内各期，公司向关联方采购工程服务的金额分别为 38,164.80 万元、31,187.84 万元和 52,330.54 万元，占同类采购的比例分别为 11.16%、9.71%和 11.32%。

报告期内，公司关联采购工程服务的采购对象、采购金额、用途及具体采购内容如下：

单位：万元

序号	关联供应商	2022 年	2021 年	2020 年	用途	具体采购内容
1	中丝路建设投资有限公司（以下简称“中丝路公司”）	6,686.11	8,527.49	-	多晶硅项目建设	2021 年：内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目园区内的围墙、预制厂房及临时办公室及其他零星工程； 2022 年：内蒙古新特员工宿舍及专家公寓的精装修项目
		9,747.71	-	-	多晶硅项目建设	年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目（一期）园区内的道路、围墙、预制厂房及临时办公室及其他零星工程
		2,155.96	1,190.12	286.24	多晶硅项目建设	2020 年：新特能源污水深度处理循环利用工程建设； 2021 年：晶体硅公司 2.4 万吨技改项目相关的土建工程； 2022 年：新特能源厂区绿化景观改造、员工公寓及办公区、生活区维修工程
		1,643.48	4,272.02	-	电站项目建设、产业园项目建设	2021 年：新能源装备制造产业园项目土建和电气安装工程施工服务； 2022 年：包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦光伏示范项目光伏区临时工程、新能源装备制造产业园项目土建

序号	关联供应商	2022 年	2021 年	2020 年	用途	具体采购内容
						工程施工服务
		257.57	854.74	1,497.26	其他	产业园土建、电气设备安装等零星工程
	小计	20,490.82	14,844.37	1,783.49	-	-
2	特变电工国际工程有限公司	1,013.76	1,148.19	-	多晶硅项目建设	内蒙古新特 10 万吨多晶硅项目的高压进线出线、箱变、低压配电盘柜等基础设施，接线施工，设备的安装调试，管道附件安装等施工。
		-	1,944.70	2,900.17	多晶硅项目建设	晶体硅公司 3.6 万吨多晶硅建设项目地下管网建设
		10,228.17	-	-	多晶硅项目建设	220KV 变电站的建设，包含工程设计、建筑、安装及设备采购
		523.70	-	-	电站项目建设	巴州若羌县米兰 50MW 风电项目、特变电工木垒老君庙风电场 100MW 项目电气安装工程施工服务
		3,373.32	4.96	19,496.50	电站项目建设	2020 年：布尔津县 150MW 风电项目、特变电工木垒老君庙风电场 100MW 项目电气安装工程施工服务； 2021 年：布尔津县 150MW 风电项目电气安装工程施工服务； 2022 年巴州若羌县米兰 50MW 风电项目、特变电工木垒老君庙风电场 100MW 项目电气安装工程施工服务
		396.31	-	183.49	其他	零星工程
	小计	15,535.26	3,097.86	22,580.16	-	-
3	沈阳特变电工电气工程有限公司	5,778.79	2,706.43	2,155.96	电站项目建设	2020 年：统原宏燊木垒老君庙一、二期 99MW 风电场工程、八师石河子 600MW 光伏项目-220KV 升压站土建工程施工服务； 2021 年：风电平价上网及张家口国际可再生能源技术创新实验实证基地一期 100MW 风电项目土建工程施工服务； 2022 年：包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目（标段二）16 万千瓦风电场区、三峡能源肃北马鬃山第二风电场 C 区二期 100MW 风电项目、巴州若羌县米兰 50MW 风电项目土建工程施工服务
4	特变电工沈阳变压器集团有限公司	3,292.94	92.62	-	电站项目建设	辽宁省铁岭市西丰县柏榆镇 100MW 竞价风电项目风机箱变基础工程、机组及箱变安装工程施工服务

序号	关联供应商	2022 年	2021 年	2020 年	用途	具体采购内容
5	特变电工湖南工程有限公司	-	1,236.14	221.54	电站项目建设	黄骅南大港区 120MW 渔光互补项目一期 30MW 项目土建及进场道路排水沟施工工程
6	特变电工（德阳）电力工程有限公司	8.81	12.76	-	电站项目建设	新疆哈密风电基地二期景峡第六风电场 A 区 200MW 工程总承包一标段电气安装工程施工服务
7	新疆特变电工国际成套工程承包有限公司（以下简称“国际成套公司”）	7,143.19	9,197.67	11,299.67	电站项目建设、产业园项目建设	2020 年：特变电工张家口产业园、特变电工奇台县 100 兆瓦风电项目、八师石河子市 223 兆瓦光伏示范项目（惠雯）土建工程施工服务； 2021 年：特变电工沽源县 180MW 光伏示范项目、八师石河子市 223 兆瓦光伏示范项目（惠雯）土建工程施工服务； 2022 年：湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目土建工程施工服务
8	特变电工股份有限公司	80.73	-	123.98	其他	零星工程
-	合计	52,330.54	31,187.84	38,164.80	-	-

1、关联采购的必要性、合理性

变电站和升压站的建设是将风能、光伏电站建设与主电网联接的关键。特变电工建设了大量的输变电成套工程，在建设变电站和升压站领域具有丰富的经验。特变电工及其子公司由于工程品质、工期、服务能力等均符合公司合格供应商的要求，并相较于独立第三方更了解公司的需求和要求，具有较强的协同效应。

特变集团下属子公司中丝路公司、国际成套公司具有丰富的土建基础建设、安装经验，一直提供优质土建基础建设、装修、安装等配套服务。公司工程项目的三通一平、围墙及综合楼建设及宿舍装修等亦需要该等服务，并通过招标程序采购。中丝路公司、国际成套公司凭借其所提供高质量的服务和具竞争力的价格，参与了部分招标并获取订单。

因此，向特变电工及其子公司、特变集团下属子公司采购工程服务的原因合理，具有必要性。

2、定价公允性

报告期内，公司从关联方采购工程服务总体情况如下：

单位：万元

类别	2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	占同类采购比重（%）	金额	占同类采购比重（%）	金额	占同类采购比重（%）
工程服务	52,330.54	11.32	31,187.84	9.71	38,164.80	11.16

由于工程服务的项目种类众多，工程内容、技术含量及收费水平差异较大，计量单位口径不一，因此工程服务的采购价格不具有可比性。在采购端，公司严格按照招投标采购程序，确定工程服务的供应商和采购价格。

报告期内，公司的工程服务主要向关联方特变电工国际工程有限公司（以下简称“国际工程公司”）、新疆特变电工国际成套工程承包有限公司（以下简称“国际成套公司”）以及中丝路建设投资集团有限公司（以下简称“中丝路公司”）进行采购，采购金额占关联方工程服务采购总额之比超过 85%。

由于工程服务种类众多、数量口径不一，不存在内容完全相同的工程项目，使得工程劳务价格不具有可比性，因此在获取上述关联方提供的销售收入明细后，对上述关联方向公司和其他方销售工程服务的毛利率水平进行对比分析如下：

单位：万元

关联方	序号	客户名称	是否为发行人及其子公司	工程项目名称	销售收入	销售成本	毛利率
国际工程公司	1	新能源公司	是	特变电工木垒老君庙 100MW 风力发电项目	9,311.88	8,704.40	6.52%
	2	新能源公司	是	布尔津风电工程项目	13,758.94	11,831.87	14.01%
	3	晶体硅公司	是	3.6 万吨多晶硅项目临建道路项目	5,108.21	4,333.80	15.16%
	4	晶体硅公司	是	3.6 万吨多晶硅项目地下管网项目	3,860.29	3,266.58	15.38%
	5	内蒙古新特	是	内蒙古新特一期 10 万吨高纯多晶硅项目-监控工程	184.78	159.23	13.83%
	6	内蒙古新特	是	内蒙古新特高纯多晶硅厂前区项目	1,252.37	1,139.45	9.02%
	7	菲 律 宾 JOBIN-SQM,INC.	否	菲律宾苏比克光伏项目 Phase3B	13,845.54	12,514.99	9.61%
	8	菲 律 宾 JOBIN-SQM,INC.	否	菲律宾苏比克光伏项目 Phase3A	11,459.95	9,481.55	17.26%
	9	乌鲁木齐恒信民生建筑安装有限公司	否	乌准产业园一期二级泵站工程分包项目	351.91	302.04	14.17%
	10	乌鲁木齐恒信民生建筑安装有限公司	否	乌准产业园二期一级泵站工程分包项目	157.23	134.95	14.17%

关联方	序号	客户名称	是否为发行人及其子公司	工程项目名称	销售收入	销售成本	毛利率
	11	新疆能源	否	将军戈壁二号露天煤矿火车装车站场地硬化及道路工程项目	2,105.13	1,815.89	13.74%
	12	天池能源	否	新疆天池能源南露天煤矿大门项目启动	305.27	245.38	19.62%
	13	天池能源	否	天池能源北一电厂 1 号 2 号机组 2021 年土建修缮工程项目	136.80	119.11	12.93%
	14	天池能源	否	喀什煤炭储运基地项目	2,443.12	2,055.51	15.87%
	15	天池能源	否	将军戈壁二号露天煤矿新增供水管线工程项目启动	132.83	114.10	14.10%
	16	天池能源	否	将军戈壁二号露天煤矿一期工程行政福利区围墙及矿区围栏项目	28.85	24.47	15.19%
	17	天池能源	否	天池能源南矿仓外筒壁保温层更换项目	486.12	406.88	16.30%
	18	天池能源	否	南矿六公里道路	1,027.51	881.91	14.17%
国际成套公司	19	特变电工张家口能源科技有限公司	是	河北张家口市工业产业园钢结构厂房建设工程	590.13	531.12	10.00%
	20	新能源公司	是	第八师石河子市一三六团 600MW 光伏示范项目	3,494.38	3,173.57	9.18%
	21	新能源公司	是	恒动木垒光伏园区 100 兆瓦光伏发电项目支架基础及升压站建安工程	1,451.95	1,356.21	6.59%
	22	新能源公司	是	湖北省天门市净潭乡 100MW 风电项目	1,071.25	1,017.68	5.00%
	23	新能源公司	是	特变电工沽源 180MW 光伏+7.5MW 储能项目 220KV 升压站工程	2,984.81	2,825.30	5.34%
	24	新能源公司	是	特变电工奇台县 100MW 风力发电项目 110kV 外送线路施工	3,452.54	3,210.65	7.01%
	25	新能源公司	是	新疆华电木垒大石头 200MW 风力发电项目 EPC 工程总承包	7,444.50	6,397.42	14.07%
	26	新疆昌吉特变能源有限责任公司	否	天池能源昌吉 2×35 万千瓦热电厂项目材料库及综合检修楼工程	148.38	139.92	5.71%
	27	新疆永安天泰电力有限责任公司	否	第二师农网改造升级鸿泰 110 千伏变电站至幸福滩 110 千伏变电站 110 千伏输电线路工程	953.90	901.32	5.51%
	28	特变电工	否	第十四师 2020 年农网改造升级 47 团、224 团、	1,448.37	1,292.55	10.76%

关联方	序号	客户名称	是否为发行人及其子公司	工程项目名称	销售收入	销售成本	毛利率
				225 团、一牧场、皮山农场配网工程			
	29	国网内蒙古东部电力有限公司呼伦贝尔供电公司	否	国网内蒙古东部电力有限公司呼伦贝尔供电公司 110KV 西乌日图等 5 座变电站基础设施大修施工	1,316.55	1,184.48	10.03%
	30	霍尔果斯市卫生和计划生育委员会	否	霍尔果斯市强电扩建项目	476.94	405.40	15.00%
	31	霍尔果斯市卫生和计划生育委员会	否	霍尔果斯市人民医院强电项目	664.12	585.08	11.90%
	32	嘉峪关市发展和改革委员会	否	嘉峪关市嘉西光伏产业园 110KV 配套送出工程	4,012.15	3,749.57	6.54%
	33	肃州区总寨镇人民政府	否	肃州区东洞-总寨戈壁生态农业产业园 110KV 输变电 EPC 项目	2,241.24	1,821.92	18.71%
	34	特变电工	否	塔吉克胡占德 500kV 变电站主控楼基础加固工程	391.87	344.44	12.10%
	35	特变电工	否	塔吉克金矿 110 变电站和氯化钠库工程施工	780.68	649.04	16.86%
	36	特变电工	否	塔吉克金矿装车仓工程	6,583.95	5,868.17	10.87%
	37	特变电工	否	塔吉克斯坦东杜奥巴金矿采选工程零星工程	232.61	197.72	15.00%
	38	特变电工	否	塔吉克斯坦库河东金矿氧化矿采选工程水源地项目	349.37	321.08	8.10%
	39	特变电工	否	塔吉克斯坦库河东金矿氧化矿采选工程吸附冶炼系统及附属设施基建项目	4,201.16	3,748.92	10.76%
	40	特变电工	否	塔吉克斯坦库河东金矿氧化矿采选项目零星工程	269.17	225.96	16.05%
	41	宁夏天元锰业集团有限公司	否	天元锰业项目	2,437.05	2,028.97	16.74%
	42	特变电工	否	武宣平鼓山 87MW 风电场工程预装式升压站 EPC 总承包项目	398.59	378.66	5.00%
	43	新疆交通建设管理局	否	烟墩公路配套房、35KV 及 10KV 配电化建设工程	294.18	240.18	18.36%
中丝路公司	44	新特能源	是	高纯多晶硅产业升级建设项目源水土建工程	709.72	652.94	8.00%
	45	承德光晟能源科技有限公司	是	河北承德产业园项目	965.81	812.88	15.83%

关联方	序号	客户名称	是否为发 行人及其 子公司	工程项目名称	销售 收入	销售 成本	毛利率
	46	内蒙古新特	是	内蒙古新特—一期 10 万吨高纯绿色能源循环经济建设	8,527.49	7,751.11	9.10%
	47	宁夏光煜科技有限公司	是	宁夏红寺堡项目	242.96	218.66	10.00%
	48	承德光晟能源科技有限公司	是	特变电工承德新能源装备制造一期项目精装修工程	193.41	174.07	10.00%
	49	承德光晟能源科技有限公司	是	特变电工承德新能源装备制造一期项目联合站房、门卫室、户外工程	543.65	511.03	6.00%
	50	承德光晟能源科技有限公司	是	特变电工承德新能源装备制造一期项目绿化工程	135.18	121.66	10.00%
	51	新疆新天润房地产开发有限公司	否	B02 地块 C 区景观项目（一标段）工程	734.17	622.91	15.15%
	52	特变电工衡阳变压器有限公司	否	GIS 设备智能工厂水电安装工程	724.77	625.69	13.67%
	53	昌吉丝路智城工程建设有限公司	否	昌吉高新区标准厂房建设项目	1,834.86	1,577.99	14.00%
	54	昌吉高新技术产业开发区管理委员会	否	昌吉高新区标准厂房建设项目	1,651.38	1,486.24	10.00%
	55	昌吉市中屯工程管理服务服务有限公司	否	昌吉市头屯河沿岸综合整治工程区域内基础设施 PPP 项目（二期）工业遗址公园项目	5,811.93	4,997.22	14.02%
	56	乌鲁木齐特变旭日房地产开发有限公司	否	都市花园公共区域精装修工程	149.31	133.44	10.63%
	57	乌鲁木齐特变旭日房地产开发有限公司	否	都市花园景观项目	1,091.15	939.31	13.92%
	58	特变电工新疆电缆有限公司	否	高新区新缆厂办公楼装修项目	612.51	541.35	11.62%
	59	霍尔果斯市卫生和计划生育委员会	否	霍尔果斯项目	6,417.95	5,883.59	8.33%
	60	吉木萨尔县文化体育广播电视和旅游局	否	吉木萨尔县北庭故城旅游景区基础设施建设—北庭故城遗址保护利用设施建设项目	3,195.80	2,787.04	12.79%
	61	新疆君豪置业房地产有限公司	否	君豪轻纺城项目	3,398.06	3,118.28	8.23%
	62	新疆德福房地产开发有限公司	否	六工幸福小镇二期景观工程	562.35	480.42	14.57%
	63	中铁十五局集团第四工程有限公司	否	蒙特厂前区装修项目	5,639.74	5,046.53	10.52%

关联方	序号	客户名称	是否为发行人及其子公司	工程项目名称	销售收入	销售成本	毛利率
	64	昌吉特变房地产开发有限公司	否	山水云间展示区景观项目	537.82	463.63	13.80%
	65	昌吉特变房地产开发有限公司	否	世纪广场南苑商业展示区园林景观及外网工程	297.25	267.52	10.00%
	66	昌吉特变房地产开发有限公司	否	世纪广场南苑销售中心精装修项目	275.23	247.71	10.00%
	67	新疆诸建建筑工程有限公司	否	水磨沟区便民警务站建设工程	141.65	125.49	11.41%
	68	新疆新天润房地产开发有限公司	否	丝路寰球港二期景观项目	397.43	372.37	6.31%
	69	特变电工科技投资有限公司	否	特变电工天津武清区创业总部基地员工餐厅装饰装修工程	182.60	164.34	10.00%
	70	特变电工科技投资有限公司	否	特变电工天津武清区金瑞园 1#栋装饰装修工程	2,129.05	1,789.27	15.96%
	71	特变电工衡阳变压器有限公司	否	特变电工云集 5G 科技产业园项目职工餐厅装修工程	534.22	481.16	9.93%
	72	新疆特变电工康养置业有限公司	否	特变金满城景观工程	457.77	410.00	10.44%
	73	新疆特变电工康养置业有限公司	否	特变金满城墙保温项目	818.90	734.82	10.27%
	74	新疆特变电工康养置业有限公司	否	特变世纪广场四期（19#20#21#22#楼）外墙保温及涂料工程施工	688.07	617.22	10.30%
	75	新疆德福房地产开发有限公司	否	特变幸福小镇二期户外给排水消防外网工程	284.34	256.87	9.66%
	76	特变电工京津冀置业有限公司	否	天津武清区特变·中央湖项目施工总承包（一标段）	2,600.45	2,369.74	8.87%
	77	无锡耀辉房地产开发有限公司	否	无锡崇安寺 5 号地块二标段精装修工程项目	1,675.15	1,498.81	10.53%
	78	新疆德福房地产开发有限公司	否	幸福小镇项目幸福农场工程	131.89	119.50	9.40%
	79	特变电工集团（湖南）电气科技有限公司	否	云集产业园办公楼展厅装修工程	606.61	545.95	10.00%
	80	新疆特变电工康养置业有限公司	否	赞比亚项目	1,035.48	931.94	10.00%
	81	中疆物流阜康有限公司	否	中疆物流（阜康园区）项目	349.20	299.20	14.32%
	82	中疆物流阜康有限公司	否	中疆物流魏家泉项目	138.50	117.72	15.00%

如上所示，上述关联方向公司和其他方销售工程服务的毛利率水平均处于 5%-20% 的区间范围内，均属于工程服务项目正常毛利水平，关联采购定价具有

公允性。

（四）光伏支架关联采购

报告期内，公司向关联方新疆众和采购光伏支架，采购金额分别为 6,678.88 万元、5,751.08 万元和 13,270.50 万元，占同类采购的比例分别为 15.45%、9.55% 和 16.61%。

1、关联采购的必要性、合理性

光伏支架是光伏电站建设所必须的配套设备，其材质主要为铝合金、碳钢及不锈钢。新疆众和是国内最大的高纯铝生产企业之一，凭借其产品质量和品牌知名度，具有稳定的客户基础。公司与新疆众和已经形成了稳定的合作关系。

因此，公司向新疆众和采购光伏支架的原因合理，具有必要性。

2、定价公允性

报告期内，公司向关联方和非关联方采购的光伏支架产品的价格对比分析如下：

单位：万元、吨、元/吨

年份	关联方			非关联方			价格差异率
	金额	数量	价格	金额	数量	价格	
2020 年	6,678.88	9,305.86	7,177.07	36,549.43	50,841.01	7,188.97	-0.17%
2021 年	5,751.08	7,645.34	7,522.34	54,475.73	72,911.28	7,471.51	0.68%
2022 年	13,270.50	19,378.48	6,848.06	66,613.49	93,763.08	7,104.45	-3.61%

如上表所示，报告期内各期，公司向关联方与非关联方采购光伏支架的价格差异率分别为-0.17%、0.68%和-3.61%，价格差异较小，关联采购定价具有公允性。其中 2022 年价格差异率略有增加，主要受 2022 年下半年钢、铝等原材料价格下降和公司向关联方与非关联方采购时间差异的影响。由于已对公司向关联方采购的所有光伏支架产品进行了整体价格分析，故未再从销售端进行补充分析。

综上，公司向关联方和非关联方采购相同规格型号产品的价格差异较小，关联方向公司和其他方销售相同规格型号产品的价格或毛利率水平接近，关联采购定价具有公允性。

（五）其他类别采购

报告期内，公司其他类别的关联采购金额分别为 8,435.49 万元、10,894.81 万元、72,762.21 万元，主要包括配电控制设备、塔筒、商品房、自动化系统等采购，占其他类别采购总额的比例分别为 0.57%、0.76%、2.96%，占比较小，对公司财务状况和经营成果不构成重大影响。

1、关联采购的必要性和合理性

（1）配电控制设备和自动化系统

2022 年，公司向关联方采购的配电控制设备、自动化系统等金额较大，主要系当期内蒙古 10 万吨多晶硅项目、新疆多晶硅项目产线技改、年产 20 万吨高端电子级多晶硅绿色低碳循环经济建设项目建设需要，采购了大量开关柜、铜软连接、桥架等配电控制相关设施设备及自动化系统。

配电控制设备和自动化系统主要新疆特变电工自控设备有限公司、特变电工云集电气有限公司和南京电研电力自动化股份有限公司采购。新疆特变电工自控设备有限公司从事 35kV 及以下高低压开关成套设备、断路器、环网柜等智能电气装备的研发与生产，产品广泛应用于电源、电网、石油石化、轨道交通、数据中心、新能源、城市建设等领域和国家重点项目。特变电工云集电气有限公司是行业内极少数具备 1000kV 特高压开关研制能力的企业之一，能够生产全系列高压开关类产品。南京电研电力自动化股份有限公司是专业从事电力系统及工业领域自动化系统设备研究、开发制造、系统集成、技术服务的高新技术企业，公司产品涵盖变电站综合自动化系统、智能变电站系统、配网自动化系统、调相机系统、储能 EMS 系统、能效管理系统、在线监测系统、模块化变电站、移动变电站、继电保护及自动化装置、充电站(桩)、电力电子设备等。上述三家供应商的产品能够有效满足公司建设项目的需求，交易发生的原因合理，具有必要性。

（2）塔筒

公司因电站项目建设需要向关联方内蒙古特变电工能源装备有限公司采购塔筒。内蒙古特变电工能源装备有限公司是专业从事兆瓦级风力发电塔架制造、销售及服务的企业，拥有年产 8 万吨风电塔筒的产能，主要产品有常规塔、大直

径分片塔和高强钢柔性塔，拥有内蒙古包头、山西等生产基地，产能居于行业领先水平，其制造能力强、生产自动化程度高、产品质量较优，是金风科技、远景能源、明阳智能等知名风机厂商的合格塔筒供应商，为国家能源集团、三峡新能源、中国电建等大型电力投资公司提供产品及服务。2022 年，新能源公司建设内蒙古包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目（标段二）16 万千瓦风电场区、乌鲁木齐县托里乡 100MW 风电项目、丰宁大滩新隆 60 兆瓦风电场项目等项目，因上述项目并网时间要求工期较短，对塔筒交付时间要求较高，关联方内蒙古特变电工装备有限公司能够满足产品交付时间及质量要求，通过招标确定其为塔筒供应商，导致塔筒采购金额增长，交易发生原因合理，具有必要性。

（3）调相机

2022 年，为提升内蒙古自营电站项目上网电量，根据电网公司要求，风盛正镶白旗特高压外送 200MW 风电场项目、锡林郭勒新园新能源有限公司 200MW 风电项目投资建设分布式调相机系统，以改善其弃风情况。南京电研电力自动化股份有限公司一直为公司供应综合自动化系统、储能系统、二次设备等产品，因产品、服务质量优，系新能源公司 A 类供应商。2022 年公司通过招标确定南京电研公司为调相机系统解决方案的供应商，交易发生原因合理，具有必要性。

（4）商品房

2022 年，为保障内蒙古 10 万吨多晶硅项目顺利达质达产及平稳运行，满足内蒙古新特员工的住宿需求并提高居住水平，内蒙古新特向关联方包头特变电工康养置业有限责任公司购入 200 余套商品房及配套地下室，作为员工宿舍和专家公寓，交易金额合计为 10,094.73 万元，截至报告期末相关价款已支付，内蒙古新特购买上述商品房交易的原因合理，具有必要性。

2、定价公允性

（1）采购配电控制设备和自动化系统、塔筒、调相机

公司采购商品或服务时，一般采用邀请招标方式进行。公司向合格供应商名录中的厂商发出投标邀请，由各部门评标专家组成的评标委员会按照评标规则对参标单位进行打分评价，并根据各项得分进行综合排名，经定标后确定最终供应

商和采购价格。在采购程序中，公司公平对待关联供应商与非关联供应商，在均符合相关技术及质量标准的条件下，公司将考虑采购价格以有效控制成本；在采购价格相当的情况下，公司将综合考虑保修条款、支付条款、供货及时性等因素。因此，公司对关联方的采购定价具有公允性。

（2）采购商品房

2022 年，公司向关联方采购商品房的关联采购价格参考当地与目标房屋的质量、地理位置或小区环境相当的商品房及地下室以及目标房屋所在小区的其他商品房及地下室市场化销售的历史成交均价确定，具有公允性。

二、关联销售的必要性、合理性、定价公允性

报告期内，公司关联销售主要包括向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务、向新疆众和及其子公司销售金属硅与工业水等、向控股股东特变电工及其子公司销售 SVG 产品及提供运输服务等，其发生原因合理、具有必要性，定价公允，具体分析如下：

（一）向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务

报告期内，公司电站建设关联销售的情形仅在电站建设业务的自主开发模式下发生，公司向合营企业和联营企业销售金额分别为 58,195.00 万元、45,535.79 万元和 146,423.38 万元，占各期营业收入的比例分别为 4.10%、2.02%、3.98%。除少量合营企业或联营企业系与合作方共同设立外，公司的合营企业与联营企业原为公司控股子公司，系公司的电站建设业务自主开发模式下设立的项目子公司，公司通过出售该项目子公司股权的形式获得电站建设收入，部分情形下，收购方未完全收购项目子公司 100%股权，使得公司仍保留少数股权，从而成为公司的合营企业或联营企业，通常公司会继续寻求机会将剩余股权全部转让。公司向该等合营企业和联营企业提供新能源电站建设服务，系电站建设业务自主开发模式下，部分电站项目在 EPC 总承包合同尚未履行完毕时，即实现了项目公司控股权变更，公司因需继续履行原电站建设 EPC 总承包合同义务，而在合并报表层面确认的收入。

1、电站建设服务关联销售的必要性、合理性

在电站建设业务的自主开发模式下，公司寻找项目资源，除少量合营企业或联营企业系与合作方共同设立外，公司通常单独设立并控制电站项目公司，并在完成电站项目批复等前置审批程序后，通常由公司子公司新能源公司参与电站项目公司的招投标或议标邀请，中标后签署 EPC 总承包合同，提供电站建设服务，直至电站项目完工并网发电。基于电站预期收益、客户经营战略等因素，客户可能在公司原 EPC 合同尚未履行完毕前购买电站的情形。如果客户仅购买项目公司控股权，公司继续持有项目公司部分股权，项目公司成为公司的联营企业或合营企业，若 EPC 总承包合同尚未履行完毕，公司将继续按照 EPC 总承包合同的约定为该项目公司提供相关建设服务，在此情形下，公司提供的相关建设服务则属于关联销售。

同时，由于发行人对持有的该等合营企业、联营企业股权，按照权益法进行会计核算，发行人在确认电站建设收入时，需抵消该项顺流交易的未实现内部交易损益。在电站项目并网运营后，相关资产投入使用并计提折旧，因此以前在权益法核算下因顺流交易抵消的未实现内部交易损益已经逐步实现，公司需分期转回以前期间的累计未实现内部交易损益。在发行人持有该等项目公司少数股权期间内，因上述内部交易损益的实现而确认的收入，仍被认定为关联销售。

2022 年向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务关联销售金额为 146,423.38 万元，较 2021 年大幅增长，主要原因是合作开发电站项目在 2022 年实现 EPC 总承包收入 100,473.45 万元所致，具体参见本题回复“9-1、一、（二）（二）报告期内关联销售的金额和占比不断提高的原因”。对合作开发电站项目的关联销售系与公司基于维护与电站建设业务主要客户的长期合作关系，在项目公司设立之初即持有少数股权，与客户合作开发电站项目，开发完成后通常将所持项目公司股权转让给客户，是电站建设自主开发模式的一种特殊情形，具有合理性和必要性。

因此，公司向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务的原因合理，具有必要性。

2、电站建设服务关联销售定价公允性

公司向合营企业及联营企业提供电站建设服务，系自主开发模式下提供电站

建设服务合同义务的延续，与向其他第三方业主提供电站建设服务的流程、工作内容等基本一致，合同定价公允。

报告期内，公司电站建设业务交易对象、具体关联关系、交易标的、EPC合同单价及电站装机容量如下：

客户名称	交易对象 (联营企业/合营企业)	公司与交易对象的关联关系	交易标的(电站项目的建设服务)	电站设计装机容量	EPC 合同单价(万元/MW)	关联销售收入		
						2020 年	2021 年	2022 年
湖北能源	公安县竹瑞晟鑫新能源有限公司	报告期内公司曾持股 40%的联营企业, 2022 年 12 月已将所持股权转让给湖北能源	荆州市公安县狮子口 150MW 农光互补项目	150MW	451.65	-	-	55,545.97
三峡集团	固阳县长岚风力发电有限公司	报告期内公司持股 40%的联营企业	包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目(标段二) 16 万千瓦风电场区	160MW	551.98		-	36,911.11
国家电投	道县清洁能源开发有限公司	2019 年 11 月, 该项目公司接受国家电投增资后, 变更为公司持股 30%的联营企业	湖南省永州市道县月岩一期风电场(50MW)工程	50MW	703.36	22,163.48	1,053.74	764.16
	吉木乃新特风电有限公司	报告期前, 该项目公司接受国家电投增资后, 变更为公司持股 49%的联营企业	吉木乃风电场一期(报告期前已完工并网)	49.5MW	668.12	646.55	646.55	646.55
	江永晟华能源开发有限公司	2019 年 12 月, 该项目公司接受国家电投增资后, 变更为公司持股 49%的联营企业	湖南省永州市江永县铜山岭 100MW 风电项目一期	50MW	708.50	17,527.80	1,086.25	805.34
	江永清洁能源开发有限公司	2019 年 9 月, 该项目公司接受国家电投增资后, 变更为公司持股 30%的联营企业	湖南省永州市江永县竹塘岭风电场(50MW)工程	50MW	709.02	16,384.40	926.40	1,179.78
	江永鑫风新能源开发有限公司	2021 年 12 月, 公司向国家电投转让项目公司控股权, 转让后公司间接持有项目公司 49%股权	湖南省永州市江永县铜山岭二期 50MW 风电项目	50MW	692.43	-	-	14,180.14
	五凌江永电力有限公司	报告期内公司持股 30%的联营企业	湖南省永州市江永县上江圩风电场 70MW	70MW	635.66	799.15	1,143.36	575.58

客户名称	交易对象 (联营企业/合营企业)	公司与交易对象的关联关系	交易标的(电站项目的建设服务)	电站设计装机容量	EPC 合同单价(万元/MW)	关联销售收入		
						2020 年	2021 年	2022 年
大唐发电	四川甘孜大唐国际新能源有限责任公司	报告期内公司持股 50%的合营企业	四川省甘孜州甘孜县火古龙 50MW 光伏发电项目 (报告期前已完工并网)	50MW	677.73	673.62	686.33	673.63
华电集团	华电霍城新能源有限公司	报告期内公司曾持股 40%的联营企业,截至期末,公司持股比例已降至 0.53%	霍城 70MW 光伏发电项目(注)	70MW	155.91	-	-	8,016.37
	西安兴武风力发电有限公司	2020 年 11 月,公司向华电集团转让该等项目公司 60%股权,项目公司变更为公司持股 40%的联营企业。2022 年上半年,公司已转让项目剩余股权	武陟县兴武 50MW 分散式风电多能互补项目	50MW	787.55	-	20,316.29	13,803.20
	西安吴城新能源发电有限公司		舞阳县新能 45MW 分散式风电多能互补项目	45MW	787.62	-	19,634.42	13,321.56
国能新疆甘泉堡综合能源有限公司		自 2021 年开始,公司持有其 10%股权	甘泉堡经济技术开发区增量配电网试点项目规划设计服务	-	-	-	42.45	-
合计						58,195.00	45,535.79	146,423.38

注: ①在公司转让项目公司剩余股权后,项目公司不再继续被认定为关联方。②霍城 70MW 光伏发电项目为甲方提供主要材料,故合同单价偏低。

从公司向联营企业/合营企业提供电站建设服务的具体定价来看：

（1）公司存在报告期前转让已建成电站，且在报告期内继续持有项目公司少数股权的情况。在此情形下，公司因分期转回前期抵消的电站建设未实现内部交易损益，而在报告期内确认的收入，被认定为关联销售。该等电站项目在报告期前较早时期已完工并网（如 2013 年-2016 年），彼时光伏风能电站属于高补贴高成本项目，且近十年中国风能、光伏电站建设成本总体呈持续下降趋势，故该等电站项目相较于报告期内开工的同类项目，其 EPC 合同单位造价普遍较高；

（2）报告期内开工建设的关联电站项目主要系风能电站，该等电站项目合同单位造价约为 600-800 万元/MW。报告期内公司以自主开发模式开工建设其他风能电站项目的合同单位造价约为 500-800 万元/MW。因电站项目建造受到地理位置及环境、装机规模、施工条件、土地成本、并网条件、设备规格、项目工期、工程覆盖范围等多重因素影响，导致电站项目的单位造价存在差异。同时，风能电站建设成本普遍较光伏电站更高。

公司向合营企业、联营企业的电站建设业务回款结算政策与其他客户一致，不存在通过放宽信用政策扩大收入的情形。除 EPC 总承包合同关于权利义务约定外，公司及子公司与合营企业、联营企业不存在其他核心权利义务约定。

综上，公司与合营企业、联营企业的交易定价公允，不存在利用向合营企业、联营企业的关联电站建设交易调节利润或输送利益的情形。

（二）向新疆众和及其子公司销售金属硅与工业水等

报告期内，公司向新疆众和及其子公司主要销售金属硅、工业水等，各期关联销售金额分别为 4,521.40 万元、5,622.92 万元和 6,490.07 万元，整体金额较小，占各期公司营业收入的比例仅为 0.32%、0.25%和 0.18%，对公司经营业绩影响较小。

1、金属硅关联销售的合理性、必要性与公允性

新疆众和是国内最大的高纯铝生产企业之一，金属硅系其生产高硅变形铝硅合金等铝合金产品的原材料之一。新疆众和向公司采购金属硅，主要系公司与国内主要金属硅供应商长期合作，供应稳定性较好，同时公司在金属硅采购方面具

有较强的议价能力。因此，公司向新疆众和销售金属硅的原因合理，具有必要性。

公司向新疆众和销售金属硅产品的价格系按照产品型号并参考市场价格协商确定，其与市场价格对比情况如下：

年度	向关联方销售的主要金属硅的单位均价（含税，元/吨）	金属硅公开市场平均单价（元/吨）	差异率
2022 年度	19,274.19	21,300.00	-9.51%
2021 年度	23,097.33	25,206.25	-9.13%
2020 年度	12,012.30	12,504.17	-4.09%

注：金属硅公开市场平均单价来源于 Wind。

公司向新疆众和销售金属硅定价公允，其价格与公开市场平均单价差异率在 10% 以内，其价格差异主要系销售规模、当期金属硅市场价格波动幅度等影响导致，不存在利用关联交易调节利润或输送利益的情形。

2、工业水关联销售的合理性、必要性与公允性

公司与新疆众和的部分生产厂区同处乌鲁木齐甘泉堡工业园区内，且公司在该处建有水处理工厂，可以就近供水并保证供应稳定性，故新疆众和向公司采购工业水。因此，公司向新疆众和销售工业水的原因合理，具有必要性。

公司工业水的关联销售价格约在 5 元/吨上下浮动，系参照市场价格经双方协商确定，定价较为公允，不存在利用关联交易调节利润或输送利益的情形。

（三）向控股股东特变电工及其子公司销售 SVG 产品及提供运输服务等

报告期内，公司向特变电工及其子公司主要销售 SVG 产品及提供运输服务等，各期关联销售金额分别为 1,618.61 万元、4,201.11 万元和 1,439.99 万元，整体金额较小，占各期公司营业收入的比例仅为 0.12%、0.19% 和 0.04%，对公司经营业绩影响较小。

1、关联销售的合理性、必要性

公司控股股东特变电工及特变沈变等子公司，系输变电行业的龙头企业，主营变压器、电线电缆等产品和输变电成套集成业务。而 SVG 作为无功补偿装置，主要应用于电网系统、轨道交通牵引供电系统及发电系统，具有电能质量调节、稳定电压等作用。公司拥有 SVG 产品的多项发明专利，在该领域具有技术先进性，特变电工及其子公司向公司采购 SVG，应用于下游输变电等领域。公司生

产的 SVG 产品满足关联企业产品需求，具有销售的合理及必要性。同时，公司为特变电工及其子公司提供电缆等运输服务，主要为确保相关运输服务的及时性与稳定性。

因此，公司向特变电工及其子公司销售 SVG 产品及提供运输服务等的原因合理，具有必要性。

2、定价公允性

公司向特变电工及其子公司销售 SVG 产品的价格区间主要位于 75 万元/台至 200 万元/台之间,系参照市场价格协商确定。其与公司向非关联方销售的同种型号 SVG 产品的价格差异率在 10%以内,价格差异的主要原因为 SVG 在安装位置、冷却方式、直挂方式等存在差异,价格差异处于合理区间,定价公允;同时,公司提供运输服务的价格主要参照市场价格,并考虑运输里程、货物体积等因素综合协商确定。

因此，公司向特变电工及其子公司销售 SVG 产品及提供运输服务的定价公允，不存在利用关联交易调节利润或输送利益的情形。

三、发行人下一步减少关联交易的具体措施

（一）关于减少关联采购的具体措施

报告期内，公司对煤炭、变压器和电缆的关联采购金额占同类别采购总额的比例较高，就未来减少公司该等关联采购的措施，公司已作出相关承诺并在招股说明书中披露，具体如下：

1、为降低煤炭及配套运输的关联采购规模，公司承诺：自 2023 年起，每年从关联方天池能源采购煤炭的数量不超过 2019 年至 2021 年向天池能源采购煤炭数量的平均数，即每年采购不超过 213 万吨。

2、为降低电缆、变压器的关联采购规模，公司承诺：自 2023 年起，公司及下属子公司每年因电站建设和运营业务向关联方采购变压器金额不超过当年电站建设和运营业务采购变压器总金额的 30%；因电站建设和运营业务向关联方采购电缆的金额亦不超过当年电站建设和运营业务采购电缆总金额的 30%。

（二）关于关联销售的安排

报告期各期，公司关联销售金额占各期营业收入的比例均未超过 5%。公司的关联销售主要为向合营企业与联营企业提供新能源电站建设服务，该类交易是由电站建设业务自主开发业务模式决定，未来仍将持续发生，但预计对公司营业收入整体影响较小。

【中介机构核查情况】

一、核查程序

申报会计师实施的主要核查程序如下：

1、获取发行人对关联方和非关联方的采购明细，按类别统计各类关联采购和非关联采购的金额、比例、价格等情况，分析关联采购在报告期内的金额和占比变动情况；结合发行人报告期内多晶硅生产线建设情况，了解发行人对煤炭及配套运输、电缆、变压器及其他关联采购增长的原因；获取发行人对关联方的销售明细，分析关联销售在报告期内的金额和占比变动情况，分析其变动原因。

2、访谈发行人董事会秘书、采购部门负责人，了解关联采购的背景、合理性、必要性，关联采购的采购程序、定价机制和主要决策因素，以及同类产品服务不同年份采购金额波动较大的原因；了解和分析公司向联营企业、合营企业提供电站建设业务的原因及合理性，取得发行人关联电站建设业务的交易明细及相关电站项目公司的财务报表，并抽取发行人在报告期内的部分关联电站建设合同、款项支付凭证等交易凭证，对交易定价、回款结算约定及其他核心条款进行核查。

3、获取并审阅发行人关联交易管理办法、招标采购管理制度等，抽取并查阅发行人在报告期内的关联采购合同、招投标相关资料等，确认关联采购的采购程序、定价机制和主要决策因素。

4、获取新疆准东地区煤炭产品的市场价格，对比分析发行人向关联方的采购价格是否公允；获取发行人对关联方和非关联方的采购明细，对比发行人从关联方和非关联方的采购价格，以及获取涉及关联采购的关联方的销售明细，对比关联方向发行人和其他方的销售价格或毛利率水平，验证关联采购定价的公允性。

5、结合报告期内发行人多晶硅产量、多晶硅项目投资建设情况、电站项目建设量等业务数据，确认同类产品服务不同年份采购金额波动较大的合理性。

6、获取发行人出具的《关于向关联方采购煤炭、变压器和电缆的承诺函》，分析其减少关联采购相关措施的合理性。

二、核查结论

经核查，申报会计师认为：

1、报告期内发行人关联采购和关联销售的金额和占比不断提高的原因具有合理性，符合发行人在招股说明书中披露的减少和规范关联交易的相关承诺。

2、发行人关联采购、关联销售具有合理性、必要性，关联交易定价公允；发行人关于减少关联采购的措施具有合理性。

（本页无正文，为《信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）关于新特能源股份有限公司首次公开发行股票并在沪市主板上市申请文件的第二轮审核问询函之回复》之签字盖章页）。

信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：

张以



中国注册会计师：

李珊珊



中国 北京

2023年8月17日