（上接D77版）

我国发电量结构中，风电、光伏的发电量占比也快速上升。根据国家统计局及中国电力联合会的数据，2024年我国风力发电量占总发电量比例为9.9%，光伏发电量占总发电量比例为8.3%，风电及光伏合计发电量占比达到18.2%，高于全球的平均水平，对比2016年上升13个百分点，增速亦快于全球平均水平。

随着全球和中国风电及光伏装机量持续增加，光伏和风电供电的稳定性和可靠性逐步提升，风电和光伏在总电力供应量中的比重有望进一步提升。

2016-2024年全国风力、光伏发电量占比

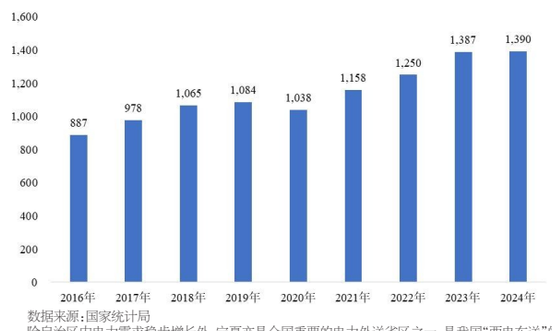
数据来源：国家统计局、中国电力联合会

（3）宁夏电力需求量保持稳定增长，外送电量持续增长

宁夏地区电力消费量保持稳定增长，2024年电力消费量达到1,390亿千瓦时，相比2016年增加56.7%。宁夏自治区区内的发电量和电力需求量基本匹配，供需关系较为稳定。

单位：亿千瓦时

宁夏回族自治区电力消费量



数据来源：国家统计局

除自治区内电力需求稳步增长外，宁夏亦是全国重要的电力外送省区之一，是我国“西电东送”的重要送端，2024年全年宁夏外送电量达到906亿千瓦时。目前宁夏已建成±660千伏银东直流输电工程、灵州-绍兴±800千伏特高压直流输电工程。截至2024年底，宁夏已利用银东直流、灵绍直流等电力外送大通道，已累计向华东华北地区输送电量超7,800亿千瓦时，形成了“内供”“外送”两个市场。目前，宁夏正在积极推进建设±800千伏“宁电入湘”工程，该工程计划2025年完成全部调试工作，正式投产。“宁电入湘”工程是中国第一条以开发沙漠光伏大基地、输送新能源为主的特高压输电通道，项目建成后，将通过该线路将宁夏的“沙戈荒”新能源电力向湖南输送，进一步打开宁夏新能源电力的外送空间。

宁夏地区电力外送的目的地主要包括山东、浙江、湖南等地，上述地区均存在明显的电力供给不足的问题。2024年山东省用电缺口（全社会用电量与省内总发电量的差额）达到1,546亿千瓦时，浙江省电力缺口达到1,796亿千瓦时，为全国用电缺口最大的两个省份。2024年湖南省亦存在约474亿千瓦时的用电缺口。

单位：亿千瓦时

山东、浙江、湖南发用电差额情况

数据来源：国家统计局

因此，标的公司所属的宁夏地区电力需求预计将稳固增长，同时随电网输配电能力进一步强化，宁夏电网向外输送新能源电力的能力将进一步提高，而宁夏电网对外输送的主要目的地山东、浙江和湖南等地均存在明显的供电缺口。宁夏地区对应的下游电力需求广阔，对于新增的新能源发电项目预计具备较强的消纳能力。

（4）宁夏储能需求有望逐渐提升

宁夏储能电站主要分布在电网侧，主要投资企业“五大六小”发电集团及宁夏电投、宝丰能源、银星能源等宁夏地方企业，调峰市场的主要需求端产生于新能源发电供给端的消纳需求，由于新能源电站发电量及占比不断提高，调峰市场需求不断提升。

随着新能源发电在我国电力供应系统中的应用不断增加，为了确保电网的稳定性和可靠性，各地均出台了相关政策对新能源电站配置储能进行要求。自2021年起，我国已有26个省份相继发布了新能源配置储能的相关政策。总体来看，各地光伏电站配储的规模要求介于装机容量的5%-30%之间，配置时间大多为2-4小时，少数地区为1小时。

2021年7月，自治区发改委发布《关于加快促进储能健康有序发展的通知》，提出“力争到2025年全区储能设施容量不低于新能源装机规模的10%、连续储能时长2小时以上。”2024年11月，自治区发改委发布《关于促进储能健康发展的通知》，提出“增量新能源项目应在首次并网前完成储能配置工作，国网宁夏电力公司核实储能配置规模后予以并网；存量新能源项目（2021年12月31日前并网）未配储或配储租赁到期后未续租的，在新能源消纳困难时优先弃电至装机容量的10%，鼓励时长超过4小时及以上的大容量（功率×时长）、安全、高效储能建设。”

2、行业政策变化

（1）国家持续出台对于新能源发电的支持政策

为实现碳达峰、碳中和目标，不断提升新能源发电比例是必经之路。自2020年9月习近平总书记在第七十五届联合国大会上首次提出碳达峰、碳中和目标以来，我国持续出台相关政策，支持新能源行业发展。2021年全国两会期间，碳达峰、碳中和首次被写入政府工作报告，要求各行业制订好2030年前碳排放达峰行动方案，进而加快实现“十四五”规划中推动绿色低碳发展的既定目标。2022年3月5日，国务院总理李克强在政府工作报告中指出要有序推进碳达峰、碳中和工作，持续改善生态环境，推动绿色低碳发展，推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，提升电网对可再生能源发电的消纳能力。《2030年前碳达峰行动方案》《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”可再生能源发展规划》等一系列政策出台，大力支持风电、光伏发电建设。

（2）宁夏出台多项政策，支持新能源发电项目发展

国家发展改革委、国家能源局等九部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出，要以风光资源为基础、以灵活调节电源为支撑、以特高压输电通道为载体，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部的沙漠、戈壁、荒漠地区，建设一批生态友好、经济优越的大型风电光伏基地。目前西部地区已成为全国新能源建设发展的主战场，宁夏已成为国家“西电东送”的网架枢纽和电源基地。

从宁夏的发展规划来看，《宁夏回族自治区能源发展“十四五”规划》提出，“加快发展太阳能发电。坚持集中开发和分布开发并举、扩大外送和就地消纳相结合的原则，...建设一批百万千瓦级光伏基地。...“十四五”期间，光伏发电成为全区电力增量主体，装机规模实现翻番，到2025年达到3,250万千瓦以上，“稳步推进集中式风电项目建设。...到2025年，全区风电装机规模达到1,750万千瓦以上。”

（3）政策支持新型储能并网调度

2024年4月12日，国家能源局发布《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，新型储能可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压、备用、黑启动、惯量响应等多种功能，是构建新型电力系统的重要支撑技术。政策鼓励存量新型储能开展技术改造，具备接受调度指令能力，以市场化方式促进新型储能调用，加快推进完善新型储能参与电能量市场和辅助服务市场有关细则，通过灵活有效的市场化手段，促进新型储能“一体多用、分时复用”，进一步丰富新型储能的市场化商业模式。

随着电力市场改革推进，储能收益模式有望进一步凸显。在中长期风光装机量占比持续提升大背景下，电力系统对于灵活性资源需求持续增加，现货峰谷价差拉大、辅助服务收益增厚等将驱动储能收益率与装机需求，行业迎来健康良性的发展。

3、自身产能结构变化

报告期各期末，标的公司已并网新能源发电项目和储能电站的装机容量如下：

项目类型	2025年3月末装机容量	2024年末装机容量	2023年末装机容量
光伏电站	430.00MW	430.00MW	330.00MW
风电场	248.50MW	248.50MW	248.50MW
储能电站	300MW/600MWh	200MW/400MWh	200MW/400MWh

报告期内，标的公司持续推进新能源发电项目和储能电站建设，光伏电站和储能电站并网规模稳步提升，新增投运项目具体情况如下：

序号	项目名称	项目类型	装机容量	投运时间
1	宁东复合光伏电站	光伏电站	200.00MW	2023年
2	宁东储能电站一期	储能电站	100MW/200MWh	2023年
3	青龙山共享储能电站一期	储能电站	100MW/200MWh	2023年
4	中卫复合光伏电站	光伏电站	100.00MW	2024年
5	青龙山共享储能电站二期	储能电站	100MW/200MWh	2025年

随着上述电站的投运，报告期内标的公司光伏和储能业务收入整体呈现增长趋势。

4、量化分析各类型业务收入变动的原因及合理性

报告期内，标的公司按产品划分的主营业务收入构成情况如下：

单位：万元

项目	2025年1-3月		2024年度		2023年度	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
风电业务	4,750.41	46.12%	18,760.21	48.22%	20,457.68	61.83%
光伏业务	3,331.94	32.35%	11,873.37	30.52%	10,248.88	30.98%
储能业务	2,216.80	21.52%	8,269.88	21.26%	2,378.50	7.19%
合计	10,299.15	100.00%	38,903.46	100.00%	33,085.06	100.00%

报告期内，标的公司主营业务收入分别为33,085.06万元、38,903.46万元及10,299.15万元，呈持续增长趋势。

结合前述分析，下游行业需求及行业政策变化、自身产能结构变化等因素对收入变动的影响具体如下：

（1）下游行业需求

近年来，全社会用电量持续增长，电力需求旺盛。标的公司所在的宁夏电力需求量和外送电量亦持续增长。同时，随着宁夏新能源发电量占比提升，储能配储的市场需求有望逐渐提升，调峰市场的需求将进一步提升。

受益于宁夏地区电力和储能需求的持续增长，标的公司报告期内主营业务收入亦总体保持增长趋势。

（2）行业政策变化

由前述可知，近年来，国家和宁夏均持续出台支持政策，鼓励新能源发电和储能行业发展，良好的政策环境为报告期内标的公司营业收入的增长创造了良好的发展机遇。

（3）自身产能结构变化

1）风电业务

报告期内，标的公司风电业务收入分别为20,457.68万元、18,760.21万元及4,750.41万元。报告期内，标的公司风电业务并网装机规模未发生变化，因此，标的公司风电业务收入变动未受到产能结构变动影响。

2）光伏业务

报告期内，标的公司光伏业务收入分别为10,248.88万元、11,873.37万元及3,331.94万元，收入增长主要系光伏电站并网装机规模增长所致。具体分析如下：

2024年，标的公司光伏业务收入为11,873.37万元，较2023年增长1,624.49万元，增幅为15.85%，主要系光伏电站并网装机容量增加带动上网电量增加所致。2023年初，标的公司已并网的光伏电站包括太阳山光伏电站一期、太阳山光伏电站二期、太阳山光伏电站三期，合计装机容量为130.00MW，2023年标的公司新增宁东复合光伏电站投产，2024年新增中卫复合光伏电站投产，截至2024年底标的公司并网光伏电站装机容量合计为430.00MW，较2023年初大幅增加。受装机容量增加影响，2024年光伏业务上网电量为608,896.01MWh，较2023年增加61.48%。因此，在已并网装机规模增长的推动下，2024年标的公司光伏业务收入总体增长了15.85%。

2025年1-3月，标的公司光伏业务收入为3,331.94万元，占2024年光伏业务收入的28.06%。2025年1-3月标的公司光伏业务并网装机规模较上年同期未发生变化，但2024年一季度中卫复合光伏电站处于并网初期，发电量不稳定，2025年1-3月并网发电稳定，因此发电量较高，受此影响，2025年1-3月标的公司光伏业务收入较上年同期有所增长。

（3）储能业务收入变动的原因及合理性

报告期内，标的公司储能业务收入分别为2,378.50万元、8,269.88万元及2,216.80万元，收入增长主要系储能电站并网装机规模增长所致。

2023年，标的公司宁东储能电站一期、青龙山共享储能电站一期陆续投产，因此储能业务收入相对较低。2024年，上述储能电站运行期间较2023年增加，因此储能业务收入相应增长。2025年1-3月，青龙山共享储能电站二期开始投运，因此，储能业务实现的收入较上年同期有所增长。

（三）结合装机规模、弃风弃光率、市场化上网电量占比、核定电价变动趋势等因素，进一步分析营业收入变动的合理性，并与同行业可比公司进行对比

1、装机规模

报告期内，标的公司装机规模情况具体参见本题回复之“一/（二）/3、自身产能结构变化”。报告期内，随着光伏电站和储能电站逐步投运，标的公司光伏和储能业务收入整体呈现增长趋势。

2、弃风弃光率

标的公司现有新能源电站均受国电网宁夏的统一调度，弃风弃光现象主要受区域内电网调度影响，报告期内标的公司主要发电项目弃风弃光率和宁夏地区整体弃风弃光率整体保持一致。根据国电网宁夏的相关数据，2022年、2023年和2024年宁夏地区弃风率分别为1.5%、2.2%和2.4%，弃光率分别为2.6%、3.6%和4.7%，电力消纳情况良好。

3、市场化上网电量占比

报告期内，标的公司风电、光伏业务的市场化上网电量占比如下：

项目类型	2025年1-3月	2024年度	2023年度
风电业务	84.45%	85.72%	86.40%
光伏业务	94.38%	95.10%	89.90%
合计	90.52%	91.45%	88.01%

由上表可知，报告期内，风电业务市场化交易电量占比已处于较高水平，占比变化相对较小，光伏业务2024年、2025年1-3月市场化交易电量占比较2023年有所提高。

4、核定电价变动趋势

标的公司涉及可再生能源补贴的项目上网电价包括补贴电价和基础电价两部分，无补贴项目上网电价即为基础电价。标的公司已建成的发电项目中，太阳山风电场一期、太阳山风电场二期、太阳山风电场五六期、灵武风电场一期、太阳山光伏电站一期、太阳山光伏电站二期、太阳山光伏电站三期属于有可再生能源发电补贴项目，标的公司宁东复合光伏电站及中卫复合光伏电站属于平价上网项目，无可再生能源补贴。

报告期内，标的公司各新能源发电项目上网电价如下：

单位：元/千瓦时

项目	平均上网电价（不含税）		
	2025年1-3月	2024年	2023年
太阳山风电场一期	0.46	0.49	0.47
太阳山风电场二期	0.48	0.50	0.48
太阳山风电场五六期	0.43	0.48	0.45
灵武风电场一期	0.49	0.48	0.47
太阳山光伏电站一期	0.93	0.94	0.96
太阳山光伏电站二期	0.80	0.80	0.83
太阳山光伏电站三期	0.15	0.17	0.19
宁东复合光伏电站	0.16	0.14	0.21
中卫复合光伏电站	0.16	0.14	0.21

报告期内，标的公司风电场平均上网电价整体保持稳定，2024年标的公司光伏电站因宁夏地区峰谷价差拉大导致市场化交易电价下降，2025年1-3月，标的公司装机规模较大的两个光伏电站宁东复合光伏电站通过合约调整时段优化了电力出力区间，中卫复合光伏电站签署了《省间绿色电力双边协商交易协议》，市场化交易电价有所上升。

5、进一步分析营业收入变动的合理性

（1）装机规模

报告期内，标的公司装机规模对营业收入变动的影响具体参见本题回复之“一/（二）/4/（3）自身产能结构变化”。

（2）弃风弃光率

如前所述，报告期内，标的公司和宁夏的弃风弃光率均保持在较低水平，电力消纳情况良好。因此，弃风弃光率对标的公司报告期内营业收入变动不存在重大影响。

（3）市场化上网电量占比

报告期内，标的公司风电业务的市场化交易电量占比分别为86.40%、85.72%和84.45%，已处于较高水平，占比变化相对较小。因此，市场化交易电量占比对标的公司报告期风电业务收入变动不存在重大影响。

报告期内，标的公司光伏业务的市场化交易电量占比分别为89.90%、95.10%和94.38%，光伏业务2024年、2025年1-3月市场化交易电量占比较2023年有所提高。光伏发电时间主要集中在谷段（9:00-17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易申报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网价格较2023年下降。因此，2024年，标的公司光伏业务的市场化交易电量上升及市场化交易电价下降，拉低了2024年光伏业务的收入增长率。2025年1-3月，标的公司光伏业务市场化交易电量占比变化相对较小，对光伏业务收入变动不存在重大影响。

（4）核定电价变动趋势

报告期内，标的公司风电场平均上网电价分别为0.46元/千瓦时、0.48元/千瓦时、0.45元/千瓦时，整体保持稳定，对风电业务营业收入变动影响较小。

报告期内，标的公司光伏电站平均上网电价分别为0.27元/千瓦时、0.19元/千瓦时、0.20元/千瓦时。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降了0.08元/千瓦时，主要原因系：一是2023-2024年陆续投产的宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站系平价上网项目，中央财政不再补贴，因此上网电价相对较低，同时上述电站规模相对较大，2024年上述电站上网电量占光伏发电业务总上网电量的比例由2023年的43.67%进一步提升到了68.24%，因此拉低了光伏业务平均上网电价；二是2024年光伏业务市场化交易电量占比增加，由2023年的89.90%提升到了95.10%，光伏发电时间主要集中在谷段（9:00-17:00），谷段电价相对平段、峰段电价较低，2023年宁夏谷段交易申报价格为不超过平段价格的80%，2024年以来，宁夏对电力中长期交易价格规则进行进一步更新，要求谷段电力交易申报价格不超过平段价格（不超过基准电价）的70%，宁夏峰谷价差拉大造成2024年光伏市场化交易的平均上网价格较2023年下降；三是2024年光伏电站辅助服务和考核费用等累计扣除金额较2023年有所增加。2024年，标的公司光伏业务平均上网电价较2023年下降，拉低了2024年光伏业务收入的增长率。2025年1-3月，标的公司光伏电站的平均上网电价变动较小，对光伏业务营业收入变动影响较小。

6、与同行业可比公司进行对比

报告期内，国民经济持续发展带动用电需求增长，受政策支持新能源行业发展迅速，同行业可比公司营业收入大多实现增长，具体如下：

单位：万元

证券简称	证券代码	2024年		2023年
		收入金额	增长率	收入金额
嘉泽新能	601619.SH	242,191.47	0.79%	240,304.35
立新能源	001258.SZ	97,067.85	-1.93%	98,976.86
浙江新能	600032.SH	496,130.95	9.68%	452,341.71
金开新能	600821.SH	361,217.18	8.55%	332,774.83
三峡能源	600905.SH	2,971,704.44	12.20%	2,648,547.24
同行业可比公司增长率均值		/	5.86%	/

2024年度，标的公司营业收入为39,094.63万元，较2023年度增长6,009.12万元，增长率为18.16%，与同行业可比公司收入变动趋势一致。标的公司2024年营业收入增长率高于同行业可比公司增长率均值，主要原因系标的公司收入规模相对较小，且2024年新投产项目较多，因此收入增长率相对较高。

（四）说明已并网发电并确认收入的可再生能源发电项目是否均已纳入补贴清单及合规清单，相关金额回收周期是否可合理预估，并说明补贴款项是否符合收入确认的条件

1、说明已并网发电并确认收入的可再生能源发电项目是否均已纳入补贴清单及合规清单

截至报告期末，标的公司共有9个在运营的新能源发电项目。其中，7个项目确认可再生能源补贴，2个项目属于平价上网项目，不涉及可再生能源补贴。上述各项目基本情况如下：

序号	项目类型	项目名称	装机容量（MW）	是否确认补贴收入
1	风力发电	太阳山风电场一期	49.5	是
2		太阳山风电场二期	49.5	
3		太阳山风电场五六期	100	
4		灵武风电场	49.5	
5	光伏发电	太阳山光伏电站一期	10	
6		太阳山光伏电站二期	20	
7		太阳山光伏电站三期	100	
8		宁东复合光伏电站	200	否，平价上网项目
9		中卫复合光伏电站	100	

根据2021年6月国家发改委发布的《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），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。根据2022年4月国家发改委下发的《关于2022年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》，2022年，对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目，延续平价上网政策。

宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站分别于2021年、2022年备案，适用上述平价上网政策，因此中央财政不再补贴，实行平价上网，不涉及纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单（以下简称“补贴清单”）或可再生能源发电补贴合规项目清单（以下简称“合规清单”）。

除平价上网项目外，标的公司其他7个有补贴项目均已纳入补贴清单及合规清单，具体情况如下：

项目名称	装机容量（MW）	纳入补贴清单情况		是否纳入合并清单情况
		是否纳入补贴清单	纳入补贴清单的文件名/公示批次	
太阳山风电场一期	49.5	是	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第三批）的通知（财建[2012]1067号）	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
太阳山风电场二期	49.5	是	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知（财建[2016]669号）	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
太阳山风电场五六期	100	是	国家电网2020年补贴清单第一批	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
灵武风电场	49.5	是	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知（财建[2016]669号）	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
太阳山光伏电站一期	10	是	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第三批）的通知（财建[2012]1067号）	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
太阳山光伏电站二期	20	是	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知（财建[2016]669号）	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
太阳山光伏电站三期	100	是	国家电网2024年补贴清单第七批	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单

2、相关金额回收周期是否可合理预估

标的公司与国电网宁夏签署的购售电合同中均明确了电费结算与支付条款，并明确了电费的结算方式，主要条款如下：

（1）电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。

（2）购电人依据电力交易机构结算依据出具电费结算单。电费结算单应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务补偿考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。

（3）售电人在双方确认电费结算单后2个工作日内及时、足额向购电人开具增值税专用发票，并以特快专递或专人等方式送达购电方（以收到时间为准）。购售双方经协商一致同意，在电费确认日后10个工作日内，由购电人将当期电费全额支付给售电人。

（4）可再生能源发电企业中央财政补贴及地方财政补贴资金的支付按照相关法规政策的规定执行。

标的公司根据上述合同约定收取电费收入。其中，基础电费收入由国电网宁夏按月支付，其回收周期可以合理预估。对于补贴电费收入，补贴资金来源是可再生能源发展基金，可再生能源发展基金来源为国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金按付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金。电网企业收到补助资金后，一般应当在10个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。鉴于应收可再生能源补贴款的资金来源为国家财政资金，由国家信用保障，因此其无法回收的可能性较低。但可再生能源补贴电费受国内可再生能源政策的不断调整及多轮补贴核查工作等因素影响，目前发放周期较长，因此其回收周期难以准确预估。

3、说明补贴款项是否符合收入确认的条件

（1）风力发电、光伏发电项目确认电价补贴收入和时点的相关规定

根据财政部2012年12月发布的《可再生能源电价附加有关会计处理规定》（财会[2012]24号），可再生能源发电企业销售可再生能源电量时，按实际收到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的电价收入，贷记“主营业务收入”科目，按专用发票上注明的增值税额，贷记“应交税费--应交增值税（销项税额）”科目。

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

根据上述规定，标的公司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均可以享受补贴电价。标的公司应于销售可再生能源电量时，即项目发电投产并网发电之日起确认可再生能源补贴收入。

（2）补贴收入确认符合会计准则规定

根据《企业会计准则第14号—收入（2017年修订）》（财会[2017]22号）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。

电投新能源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，具体如下：

收入准则相关规定	电投新能源的具体情况	是否符合
（一）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；	标的公司并网发电的项目，均与客户签订购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并约定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。	是
（二）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务；	报告期内，标的公司与其客户签订的购售电合同中，明确了双方的权利和义务。其中购电人的主要义务为按照购售电合同的约定购买电人电厂机组的电能；售电人的主要义务为按照购售电合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。购电人的权利为按照国家标准、电力行业标准运行输变电设施，实施电力调度等；售电人的权利为运行电厂发电机组，将符合国家标准和电力行业标准的电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。	是
（三）该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款；	标的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，主要条款如下： （1）电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。 （2）购电人依据电力交易机构结算依据出具电费结算单。电费结算单应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务补偿考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。 （3）售电人在双方确认电费结算单后2个工作日内及时、足额向购电人开具增值税专用发票，并以特快专递或专人等方式送达购电方（以收到时间为准）。购售双方经协商一致同意，在电费确认日后10个工作日内，由购电人将当期电费全额支付给售电人。 （4）可再生能源发电企业中央财政补贴及地方财政补贴资金的支付按照相关法规政策的规定执行。	是
（四）该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额；	电投新能源履行已签署的购售电合同属于商业行为，能够为企业带来现金流量的增加，具有商业实质。	是
（五）企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	补贴电费资金来源是可再生能源发展基金，可再生能源发展基金来源为国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入，因此补贴电费资金来源系国家财政资金，预计到期不能收回的可能性极小。因此，电投新能源因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	是

综上，电投新能源可再生能源发电项目补贴款收入确认符合收入确认的条件。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、访谈标的公司财务负责人及标的公司主要客户，查阅《置入资产模拟审计报告》、购售电合同、电费结算单、上网电价批复、新能源发电行业的相关政策文件、所在地区电力交易相关规则等，抽取大额收入进行细节测试，了解各业务的收入确认方法、依据、确认时点、销售结算方式，分析收入确认政策的合理性；查阅同行业可比公司的收入确认政策，并与标的公司进行对比。

2、通过网络公开渠道查询宁夏电力需求情况、风能太阳能资源情况，查阅新能源发电及储能行业的行业政策及行业研究报告，查阅光伏、风电、储能等主营业务的并网通知、收入明细、结算单等，了解标的公司主营业务收入的变动原因及合理性。

3、通过网络公开渠道查询宁夏地区弃风弃光率，根据结算单统计市场化上网电量占比，查阅上网电价的政策及标的公司上网电价批复，查阅同行业可比公司年报，计算其收入变动率，并与标的公司进行对比。

4、通过财政部网站、国网新能源云网站等查询电投新能源电站项目纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单的情况、纳入可再生能源发电补贴合规项目清单情况；查阅《可再生能源电价附加有关会计处理规定》《财会[2012]24号》《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》等关于新能源电站上网电价、补贴电价、收入确认的各项政策文件。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、会计师认为：

1、报告期内，标的公司收入确认方法和时点准确、依据充分，与同行业可比公司的收入确认政策基本一致，符合企业会计准则关于确认收入的条件，收入确认政策具有合理性。

2、报告期内，标的公司各类型业务收入变动具有合理性。

3、报告期内，标的公司营业收入变动具有合理性，与同行业可比公司收入变动趋势一致。

4、标的公司已并网发电并确认收入的新能源发电项目中，除平价上网项目不涉及补贴外，其他项目均已纳入补贴清单及合规清单；标的公司基础电费回款周期较短，可合理预估，补贴电费无法回收的可能性较低，可再生能源补贴电费受国内可再生能源政策的不断调整及多轮补贴核查工作等因素影响，目前发放周期较长，因此其回收周期难以预估；标的公司补贴款项符合收入确认条件。

4、关于毛利率

披露文件显示：报告期内，电投新能源主营业务的毛利率分别为51.63%、39.03%和41.61%，整体呈下降趋势，2024年降幅较大。

请你公司：（1）区分业务毛利率、毛利率贡献率及毛利率贡献率的变动率，逐年分析风电、光伏单价、单位成本变动情况、新能源发电补贴变动情况及其对毛利率变动的影响。（2）说明相关业务毛利率水平及变动情况与同行业可比公司是否存在较大差异。（3）结合电场（站）类型、销售区域等，补充说明产品价格变动情况、是否与行业趋势一致，并进一步量化分析毛利率波动原因。

请独立财务顾问和会计师核查并发表意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）区分业务毛利率、毛利率贡献率及毛利率贡献率的变动率，逐年分析风电、光伏单价、单位成本变动情况、新能源发电补贴变动情况及其对毛利率变动的影响

报告期内，标的公司主营业务的毛利率、毛利率贡献率及毛利率贡献率的变动率情况如下：

单位：%

业务类型	2025年1-3月				2024年度				2023年度		
	毛利率	收入占比	毛利率贡献率	毛利率贡献率的变动率	毛利率	收入占比	毛利率贡献率	毛利率贡献率的变动率	毛利率	收入占比	毛利率贡献率
风电业务	56.56	46.12	62.69	-3.27	53.40	48.22	65.96	-2.48	57.15	61.83	68.45
光伏业务	28.87	32.35	22.45	4.15	23.40	30.52	18.30	-6.73	41.71	30.98	25.03
储能业务	28.72	21.52	14.86	-0.88	28.90	21.26	15.74	9.21	46.83	7.19	6.52
主营业务	41.61	100.00	100.00	-	39.03	100.00	100.00	-	51.63	100.00	100.00

注1：毛利率贡献率=某类业务收入占主营业务收入的比例×该类业务毛利率/主营业务毛利率；

注2：毛利率贡献率的变动率=本期毛利率贡献率-上期毛利率贡献率。

报告期内，标的公司主营业务毛利率分别为51.63%、39.03%和41.61%。其中，风电业务是标的公司的主要毛利来源，报告期内该业务毛利率贡献率在60%以上。

报告期内，标的公司风电、光伏单价、单位成本变动情况、新能源发电补贴变动情况及其对毛利率变动的影响分析具体如下：

1、风电业务单价、单位成本变动情况、新能源发电补贴变动情况及其对毛利率变动的影响分析

报告期内，标的公司风电业务毛利率分别为57.15%、53.40%和56.56%，其中，2024年较2023年下降了3.75个百分点，2025年1-3月有所回升。

标的公司风电业务报告期内的平均上网电价、单位成本及其对毛利率变动的影响情况如下：

项目	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
毛利率	金额	56.56%	53.40%	57.15%
	变动额	3.16%	-3.75%	/
	变动比例	5.92%	-6.57%	/
上网电量（MWh）	金额	104,703.19	388,768.11	443,828.19
	变动额	-284,064.92	-55,060.08	/
	变动比例	-73.07%	-12.41%	/
平均上网电价（元/千瓦时）	金额	0.45	0.48	0.46
	变动额	-0.03	0.02	/
	变动比例	-5.98%	4.69%	/
	平均上网电价变动对毛利率的影响	-2.96%	1.92%	/
单位成本（元/千瓦时）	金额	0.20	0.22	0.20
	变动额	-0.03	0.03	/
	变动比例	-12.36%	13.86%	/
	单位成本变动对毛利率的影响	6.13%	-5.67%	/
新能源发电补贴（万元）	金额	2,784.87	10,298.06	11,798.23
	变动额	-7,513.19	-1,500.17	/
	变动比例	-72.96%	-12.72%	/

注1：变动额=本期金额-上期金额；

注2：变动比例=（本期金额-上期金额）/上期金额；

注3：平均上网电价变动对毛利率的影响=（本期平均上网电价-上期单位成本）/本期平均上网电