

**四川省新能源动力股份有限公司
发行股份购买资产并募集配套资金
申请的审核问询函专项说明**

目 录

- 一、关于川能风电毛利率高于同行业可比公司的问题…………… 第 1—14 页
- 二、关于补贴电费坏账准备计提政策及关联交易的问题……… 第 14—35 页
- 三、关于评估相关事项的问题…………… 第 35—66 页
- 四、关于标的公司业绩真实性专项核查意见的问题…………… 第 66 页

问询函专项说明

天健函〔2023〕11-31号

深圳证券交易所:

我们已对《关于四川省新能源动力股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》（审核函〔2023〕130002号，以下简称问询函）所提及的四川省新能源动力股份有限公司（以下简称川能动力或公司）财务事项进行了审慎核查，并出具了《四川省新能源动力股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函专项说明》（天健函〔2023〕11-22号）。因川能动力补充了最近一期财务数据，我们为此作了追加核查，现汇报如下：

一、申报文件显示：（1）报告期各期，四川省能投风电开发有限公司（以下简称川能风电）综合毛利率分别为74.15%、71.34%和69.60%，其中主要业务风力发电毛利率分别为74.36%、71.56%和69.75%，其综合毛利率和风力发电毛利率水平均显著高于同行业可比公司水平；2020年和2021年川能风电风力发电平均利用小时数分别为3,216小时、3,023小时，均显著高于同行业可比公司水平。（2）川能风电的毛利率及发电平均利用小时数高于同行业水平主要因为，川能风电项目地处四川省风能资源丰富、电力消纳能力强的区域，具有地理区位优势。请上市公司结合川能风电所处地理位置、地理条件等自然资源优势与可比公司的具体差异情况，平均利用小时数对毛利率水平的影响、上网电价水平、参与市场化交易程度、营业成本构成、固定资产投资规模及折旧年限对营业成本的影响，并对比可比公司的前述各项因素等，进一步补充说明川能风电报告期内风力发电毛利率水平和发电平均利用小时数均显著高于同行业可比公司的原因及合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。（问询函第二条）

（一）四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数较高

发电设备的平均利用小时数，是一定时期内平均发电设备容量在满负荷运行条件下的运行小时数，即为某一期间内发电量 / 某一期间内的平均发电设备容量，反映的是发电设备的利用率情况。就风力发电而言，影响风电利用小时数的因素主要包括风速、电网消纳条件等。

1. 川能风电所处凉山州等地风力资源优势

川能风电的风电场位于四川省凉山州和攀枝花市。2020年、2021年、2022年1-9月、2022年及2023年1-4月，川能风电位于凉山州的风电场营业收入占全部风电场营业收入的比例分别为77.08%、84.81%、86.75%、87.12%和87.26%，系标的公司营业收入的主要来源；位于攀枝花市的风电场营业收入合计占比分别为22.92%、15.19%、13.25%、12.88%和12.74%。川能风电风电场主要集中在凉山州，凉山州地处四川省西南部，风资源量大、开发条件好，是四川省最优质的风能区域之一；攀枝花市山地分布广泛、地貌类型复杂，地处亚热带湿润季风气候区域，在大气环流的作用下形成了全市气候区域性差异大、立体气候明显、气候类型多、气象要素的时空分布复杂的特点，因而其南部部分区域亦存在丰富的风能资源。

(1) 四川省的优质风力资源主要集中在凉山州

在全国风能资源版图上，四川省是第IV类资源区，整体上看相对其他省份并不突出。但就四川省省内而言，局部地区仍具有领先的风能资源，主要集中在凉山州地区。四川省平均风速总体呈“盆地内较小，西北部高原、西南部山区部分地区及东部小部分地区较大”的地域性分布特点。

《凉山彝族自治州“十四五”清洁能源产业发展规划（征求意见稿）》指出：凉山州高原与河谷相间，包括了河谷风能、高原风能等多种类型风能资源，属于我国优质风能资源区。风能资源季节性强，冬春季具有开发价值，全年有风时间基本在5个月以上，出现大风的日数可达61天以上，大部分地区年平均风速达6~7米/秒，风向稳定，开发利用条件好。全州17县（市）均具备可开发风电资源，其中安宁河流域其特殊的地形产生了狭管效应，为大风的产生提供了有利条件，风速最大。

(2) 凉山州的风力资源在全国范围相比亦具有较为明显的优势

根据中国气象局风能太阳能中心组织编制的《2022年中国风能太阳能资源年景公报》披露的数据，2022年各省（区、市）70米高度层风能资源平均值如

下:

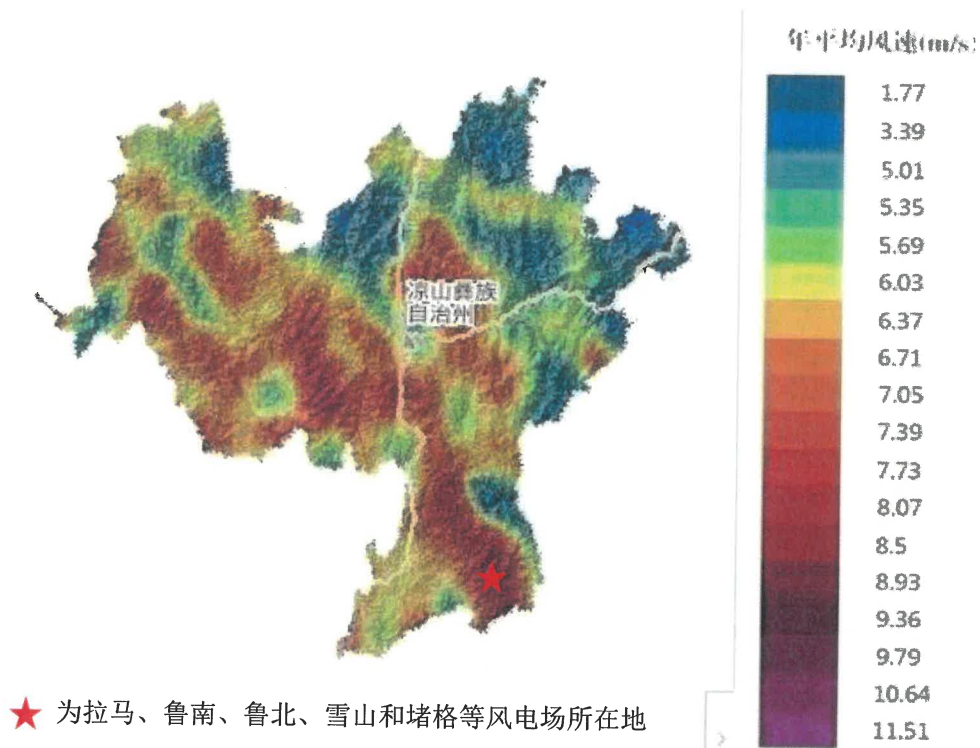
序 号	省 份	平均风速 (m/s)
1	内蒙古	6.47
2	吉林	6.13
3	黑龙江	6.03
4	西藏	5.97
5	辽宁	5.78
6	青海	5.69
7	上海	5.63
8	甘肃	5.45
9	宁夏	5.28
10	新疆	5.23
11	山东	5.22
12	天津	5.11
13	广西	5.11
14	江苏	5.09
15	河北	5.06
16	山西	4.99
17	海南	4.90
18	安徽	4.85
19	河南	4.83
20	四川	4.76
21	广东	4.71
22	贵州	4.67
23	陕西	4.61
24	江西	4.58
25	北京	4.54
26	浙江	4.54

27	湖南	4.52
28	云南	4.51
29	福建	4.36
30	湖北	4.33
31	重庆	4.04

凉山州地区大部分地区年平均风速达6~7米/秒，与全国风力资源优越的省份的年平均风速接近，风资源禀赋良好。

(3) 川能风电大部分项目集中在凉山州，优于同行业上市公司多区域的项目布局

根据北极星风力发电网，凉山州风资源分部图谱及川能风电重要风电场的位置如下图所示：



由上图可以看出，凉山州部分地区的风速较高，川能风电的拉马风电场、鲁南风电场、鲁北风电场、雪山风电场和堵格风电场等多个风电场项目建于凉山州风速较高的区域。最近三年，川能风电测量的各个风电场的平均风速如下：

名称	项目所在地	平均风速 (m/s)		
		2022年	2021年	2020年
拉马风电场	四川省凉山州会东县	6.22	6.33	6.65

鲁南风电场	四川省凉山州会东县	6.26	6.56	7.27
鲁北风电场	四川省凉山州会东县	6.36	7.16	6.85
绿荫塘风电场	四川省凉山州会东县	6.36	6.48	6.79
雪山风电场	四川省凉山州会东县	6.53	6.41	8.15
堵格一期风电场	四川省凉山州会东县	6.40	6.46	6.04
淌塘一期风电场	四川省凉山州会东县	6.70	5.12	-
井叶特西风电场	四川省凉山州美姑县	5.72	5.99	-
沙马乃托一期风电场	四川省凉山州美姑县	7.05	6.35	-
大面山一期风电场	四川省攀枝花市盐边县	4.12	4.40	4.46
大面山二期风电场	四川省攀枝花市盐边县	4.67	4.92	5.03
大面山三期风电场	四川省攀枝花市盐边县	4.73	5.03	5.19

此外，中国电力企业联合会科技开发服务中心对2021年年度全国风电场生产运行指标进行了统计，通过对电量指标和设备运行水平指标进行综合评价，评选出的四川区域优胜风电场如下。在11家获评A级风电场中，川能风电有5个风电场入选，且同时包揽了前二名，具体情况如下：

序号	所属公司	风电场名称	年利用小时数（小时）	风电机组可利用小时率（%）	总得分	评级
1	四川省能投风电开发有限公司	堵格风电场	3,776.10	99.74	113.95	5A
2	四川省能投风电开发有限公司	雪山风电场	3,669.51	99.61	113.03	5A
3	广州发展新能源股份有限公司	美姑黄茅埂风电场	3,565.85	99.61	111.87	4A
4	华能新能源股份有限公司	华能宁南一期（梁子乡）风电场	3,667.80	99.10	111.71	4A
5	华能新能源股份有限公司	华能宁南二期（绿荫塘）风电场	3,485.02	99.24	110.39	4A
6	四川华电新能源有限公司	青天铺风电场	3,225.00	99.77	109.48	4A
7	华能新能源股份有限公司	华能会理二期（长海子）风电场	3,446.41	99.18	109.22	3A
8	中国大唐集团四川分公司	海口风电场	3,108.87	99.74	108.04	3A
9	四川省能投风电开发有限公司	绿荫塘风电场	3,266.74	98.86	107.77	3A
10	四川省能投风电开发有限公司	鲁北风电场	3,171.08	99.23	107.67	3A
11	四川省能投风电开发有限公司	井叶特西风电场	3,008.16	99.57	106.94	3A

同行业上市公司未披露各风电项目具体风速，结合其项目所在省份，根据《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2016〕2729号）总结其风资源等级情况如下表：

名称	项目所在地	风资源等级			
		I	II	III	IV

银星能源	宁夏、内蒙古	√		√	
龙源电力	黑龙江、辽宁、吉林、内蒙古、江苏、福建、甘肃、新疆等	√	√	√	√
中闽能源	福建、黑龙江				√
三峡能源	辽宁、吉林、黑龙江、河北、福建、广东、河北、贵州、浙江、安徽、江西、新疆等	√	√	√	√
节能风电	甘肃、新疆、河北、广东等	√	√	√	√
嘉泽新能	宁夏、河南、河北、山东			√	
金开新能	新疆、黑龙江、辽宁、河北、山东、广西			√	√
江苏新能	江苏				√

由上表可知，同行业上市公司大多在全国多个地区开发项目，各地风资源情况差异较大；而川能风电 2022 年收入占比达 87.12% 的项目位于凉山州，凉山州的风资源水平达到了 I 类资源区的标准，因而标的公司资源禀赋优于同行业上市公司。

2. 四川省电网电力消纳优势

四川省的电网建设相对完善，电力需求较大，2020 年至 2022 年风电利用率均为 100%，处于全国各省份的第一梯队。根据全国新能源消纳监测预警中心统计的数据，2020 年至 2022 年各省份的风电利用率情况如下表所示：

序号	省份	2022 年	2021 年	2020 年
1	上海	100.00%	100.00%	100.00%
2	江苏	100.00%	100.00%	100.00%
3	浙江	100.00%	100.00%	100.00%
4	安徽	100.00%	100.00%	100.00%
5	福建	100.00%	100.00%	100.00%
6	湖北	100.00%	100.00%	100.00%
7	重庆	100.00%	100.00%	100.00%
8	四川	100.00%	100.00%	100.00%
9	西藏	100.00%	100.00%	100.00%
10	广西	100.00%	100.00%	100.00%
11	海南	100.00%	100.00%	100.00%
12	北京	100.00%	100.00%	99.70%
13	天津	100.00%	100.00%	99.80%

14	江西	99.90%	99.90%	100.00%
15	广东	99.90%	100.00%	100.00%
16	云南	99.90%	99.90%	99.40%
17	贵州	99.70%	99.50%	99.70%
18	辽宁	98.50%	98.00%	99.00%
19	宁夏	98.50%	97.60%	97.80%
20	山西	98.30%	97.50%	97.00%
21	黑龙江	98.20%	98.10%	99.50%
22	河南	98.20%	98.30%	99.80%
23	山东	97.90%	98.50%	96.80%
24	湖南	97.40%	99.00%	94.50%
25	陕西	95.80%	97.70%	96.70%
26	河北	95.60%	95.40%	95.30%
27	新疆	95.40%	92.70%	89.70%
28	吉林	95.20%	97.10%	97.60%
29	甘肃	93.80%	95.90%	93.60%
30	蒙西	92.90%	91.10%	93.00%
31	青海	92.70%	89.30%	95.30%
32	蒙东	90.00%	97.60%	97.70%
33	全国平均	96.80%	96.90%	96.50%

川能风电已建成的风电运营项目均位于四川省，四川省最近三年均不存在弃风的情形。同行业可比上市公司中，除了江苏新能，其他公司均存在弃风情况，具体如下：

名称	项目所在地	最近三年是否存在弃风情况
银星能源	宁夏、内蒙古	2021年年报及2022年年报披露存在弃风情况，未披露具体数据；2020年的情况未披露
龙源电力	黑龙江、辽宁、吉林、内蒙古、江苏、福建、甘肃、新疆等	重组报告书披露2020年、2021年1-6月的弃风率为4.99%、5.39%；后续未披露2021年7月至今的弃风数据
中闽能源	福建、黑龙江	2021年年报及2022年年报披露黑龙江地区的风电项目存在弃风情况，2022年年报披露

		黑龙江地区三个项目弃风率为 2.68%；2020 年的情况未披露
三峡能源	辽宁、吉林、黑龙江、河北、福建、广东、河北、贵州、浙江、安徽、江西、新疆等	招股说明书披露 2020 年 1-9 月的弃风率为 6.98%；后续未披露 2020 年 10 月至今的弃风数据
节能风电	甘肃、新疆、河北、广东等	2022 年年报披露 2020 年、2021 年、2022 年的弃风率为 6.52%、11.05%和 8.26%
嘉泽新能	宁夏、河南、河北、山东	《公开发行可转换公司债券 2022 年跟踪评级报告》披露 2021 年的弃风率达到 9.03%，未披露其他年度数据
金开新能	新疆、黑龙江、辽宁、河北、山东、广西	重组报告书披露 2020 年之前存在弃风情况，未披露 2020 年至今的弃风数据
江苏新能	江苏	无弃风
川能风电	四川	无弃风

综上所述，四川省内优质风力资源主要集中在凉山州，其风力资源优势突出，而川能风电的主要项目位于凉山州，占据当地的优质风力资源。同时，四川省电力消纳优势明显，报告期内不存在弃风情况。因此，川能风电的风电业务利用小时数较高。

（二）平均利用小时数高和上网电价高共同导致川能风电毛利率高于同行业可比公司平均水平

1. 收入成本的各项参数与毛利率的勾稽关系

川能风电的毛利率构成要素如下表所示：

项 目	计算公式
营业收入	销售电量[平均发电设备容量*平均利用小时数*(1-电损率)]*平均上网电价
营业成本	折旧摊销成本+其他成本（人工成本+维修成本+其他变动成本）
毛利率	(营业收入-营业成本)/营业收入

由上表可知，川能风电的毛利率为“ $[\text{平均发电设备容量} \times \text{平均利用小时数} \times (1 - \text{电损率})] \times \text{平均上网电价} - \text{折旧摊销成本} - \text{其他成本} / [\text{平均发电设备容量} \times \text{平均利用小时数} \times (1 - \text{电损率})] \times \text{平均上网电价}$ ”。其中，平均发电设备容量与标的公司自身的生产经营规模相关，除此之外的其他指标中，平均上网电价和平均利用小时数对毛利率的影响显著，其次折旧摊销成本亦对毛利率有一定影响，其他成本对毛利率的影响程度较弱。具体可见以下敏感性分析：

（1）平均上网电价对毛利率影响的敏感性分析

平均上网电价的变化会导致毛利率显著变化，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022年）
1	平均上网电价降低 20%	-10.11%
2	平均上网电价降低 10%	-4.49%
3	平均上网电价提升 10%	3.68%
4	平均上网电价提升 20%	6.74%

(2) 平均利用小时数变化对毛利率影响的敏感性分析

平均利用小时数的变化会导致毛利率显著变化，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022年）
1	平均利用小时数下降 20%	-10.11%
2	平均利用小时数下降 10%	-4.49%
3	平均利用小时数提升 10%	3.68%
4	平均利用小时数提升 20%	6.74%

注：平均利用小时数的变化将引起标的公司发电量变化，发电量变化对标的公司折旧摊销成本、人工成本、维修成本及其他变动成本的变化影响均不显著，因此假设平均利用小时数变化只影响营业收入，不影响营业成本

(3) 折旧摊销成本变化对毛利率影响的敏感性分析

折旧摊销成本的变化会导致毛利率变化，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022年）
1	折旧摊销成本下降 20%	6.86%
2	折旧摊销成本下降 10%	3.43%
3	折旧摊销成本提升 10%	-3.43%
4	折旧摊销成本提升 20%	-6.86%

(4) 其他成本变化对毛利率影响的敏感性分析

其他成本的变化引起的毛利率变化不显著，具体如下：

序号	项目	对毛利率的影响（2022年）
1	其他成本下降 20%	1.23%
2	其他成本下降 10%	0.61%
3	其他成本提升 10%	-0.61%
4	其他成本提升 20%	-1.23%

2. 与同行业可比上市公司毛利率影响因素的对比分析

(1) 平均上网电价差异分析

川能风电于 2022 年参与电力市场化交易，市场化交易电力价格略低于平均上网电价，具体如下表所示：

单位：元/千瓦时

项目	市场化交易电量占比	平均上网电价(含税)	市场化交易电量的平均电价(含税)
2023年1-4月	99.90%	0.60	0.60
2022年度	50.88%	0.57	0.55
2022年1-9月	51.14%	0.56	0.55
2021年度	不适用	0.55	-
2020年度	不适用	0.57	-

同行业可比上市公司的电价及市场化交易情况如下：

单位：元/千瓦时

可比公司	市场化交易电量占比	年平均电价(含税)		
		2022年	2021年	2020年
银星能源	未披露	0.58	0.56	0.54
龙源电力	未披露	0.54	0.56	0.55
中闽能源	25.94%	0.64	0.66	0.63
三峡能源	40.58%	0.58	0.52	0.53
节能风电	54.44%	0.50	0.46	0.46
嘉泽新能	56.98%	0.55	0.53	0.52
金开新能	30.51%	0.51	0.53	0.55
江苏新能	未披露	0.58	0.53	0.52
平均值	-	0.56	0.54	0.54
中位数	-	0.57	0.53	0.53
川能风电	-	0.57	0.55	0.57

[注] 同行业上市公司未披露 2023 年 1-4 月数据，故未予对比

川能风电的平均电价总体高于同行业上市公司平均值，主要系四川省处于风能 IV 类资源区，同时项目核准时间普遍较早，其适用较高的核准电价。同行业可比上市公司中，中闽能源的电力价格显著高于其他公司，主要系其业务中海上风电业务占比较高，海上风电的电价普遍高于陆上风电。

1) 国家政策对于电价的规定

由于全国各地的风资源存在差异，国家相关政策将全国各个省市划分为四类风能资源区，根据不同的风资源区确定电力价格。区域划分情况如下：

项目	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区	IV 类资源区	相关文件
2009 年-2015 年	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格(2009)1906号)

	拉玛依市、石河子市		其他地区,新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区,宁夏回族自治区	
2016年-2017年	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区,新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	河北省张家口市、承德市,内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市,甘肃省嘉峪关市、酒泉市	吉林省白城市、松原市,黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区,甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区,新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区,宁夏回族自治区	《关于完善陆上风电上网标杆电价政策的通知》(发改价格〔2015〕3044号)
2018年至今	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区,新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	河北省张家口市、承德市,内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市,甘肃省嘉峪关市、酒泉市,云南省	吉林省白城市、松原市,黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区,甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区,新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区,宁夏回族自治区	《关于调整光伏发电上网电价的公告》(发改价格〔2016〕2729号)

四川省整体的风能资源相对其他省份并不突出,处于IV类资源区。国家对各类资源区制定的电力价格不同,其中四川省所在的IV类资源区的风电价格最高。2009年至今,国家发改委等部门通过政策逐步调整陆上风电的标杆上网价格,具体情况如下:

单位:元/千瓦时

序号	适用核准时间节点 [注]	适用建设时间节点	标杆上网价格(含税)				相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区	
1	2009年8月后	-	0.51	0.54	0.58	0.61	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906号)
2	2015年后	-	0.49	0.52	0.56	0.61	《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的公告》(发改价格〔2014〕3008号)
	2015年前	2016年后投运					

3	2016年后	-	0.47	0.50	0.54	0.60	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》(发改价格〔2015〕3044号)
	2016年前	2017年底前仍未开工					
4	2018年后	-	0.40	0.45	0.49	0.57	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格〔2016〕2729号)
	2018年前	2019年底前仍未开工					
5	2019年7月后	-	0.34	0.39	0.43	0.52	《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882号)
	2020年后	-	0.29	0.34	0.38	0.47	
	2018年前	2020年底前仍未完成并网	全部实现平价上网, 国家不再补贴				
	2019年初至2020年底	2021年底前仍未完成并网					
	2021年后	-					

2) 相比于同行业可比上市公司, 川能风电所在区域获批的电价较高

同行业可比上市公司中, 仅中闽能源、江苏新能与川能风电相同, 陆上风电项目全部处于IV类资源区, 取得的核准电价相对较高, 相关具体情况如下:

名称	项目所在地	所处的资源区域
银星能源	宁夏、内蒙古	I类资源区、III类资源区
龙源电力	黑龙江、辽宁、吉林、内蒙古、江苏、福建、甘肃、新疆等	I类资源区、II类资源区、III类资源区、IV类资源区
中闽能源	福建、黑龙江	IV类资源区
三峡能源	辽宁、吉林、黑龙江、河北、福建、广东、河北、贵州、浙江、安徽、江西、新疆等	I类资源区、II类资源区、III类资源区、IV类资源区
节能风电	甘肃、新疆、河北、广东等	I类资源区、II类资源区、III类资源区、IV类资源区
嘉泽新能	宁夏、河南、河北、山东	III类资源区等
金开新能	新疆、黑龙江、辽宁、河北、山东、广西	III类资源区、IV类资源区等
江苏新能	江苏	IV类资源区
川能风电	四川	IV类资源区

(2) 平均利用小时数差异分析

川能风电的平均利用小时数高于同行业可比上市公司平均值, 原因具体参见“ (一) 四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数较高”。最近三年同行业可比上市公司的风电平均利用小时数数据如下:

名称	利用小时数 (小时/年)		
	2022年	2021年	2020年
银星能源	1,469	1,697	1,456
龙源电力	2,296	2,366	2,239

中闽能源	3,255	2,772	2,737
三峡能源	2,262	2,314	2,237
节能风电	2,276	2,369	2,250
嘉泽新能	2,585	2,517	1,596
金开新能	2,577	2,546	2,305
江苏新能	2,237	2,609	2,040
平均值	2,370	2,399	2,108
中位数	2,286	2,443	2,238
川能风电	3,053	3,023	3,216

(3) 折旧摊销成本差异分析

标的公司的单位装机量投资规模和折旧政策与同行业可比上市公司不存在显著差异，具体如下：

单位：万千瓦时

项 目	装机容量 (万千瓦时)	设备原值(万元)	单位装机量投资 (元/千瓦时)	折旧年限
银星能源	150.63	988,604.11	6,563.13	8-20年
龙源电力	3,110.78	19,763,875.35	6,353.35	5-35年
中闽能源	95.73	1,007,071.16	10,519.91	8-20年
三峡能源	2,652.14	15,107,031.86	5,696.17	5-32年
节能风电	532.53	3,701,108.14	6,950.10	5-25年
嘉泽新能	192.60	784,426.86	4,072.83	20年
金开新能	375.40	1,959,338.74	5,219.34	20年
江苏新能	131.00	1,159,863.22	8,853.92	10-20年
平均数	-	-	6,778.59	-
中位数	-	-	6,458.24	-
川能风电	92.18	620,022.83	6,726.22	10-20年

注：同行业可比上市公司数据参考 2022 年年报数据

由上表可知，同行业可比上市公司的风电业务单位装机量投资规模平均数为 6,778.59 元/千瓦时，中位数为 6,458.24 元/千瓦时，折旧年限在 5-35 年区间。川能风电的单位装机量投资为 6,726.22 元/千瓦时，折旧年限为 10-20 年，与同行业可比上市公司不存在显著差异。因此，川能风电的单位装机量投资规模、折旧年限等营业成本影响要素未导致其毛利率与同行业可比上市公司产生明显差异。

综上所述，四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数高于同行业公司；而平均利用小时数高和上网电价高又共同导致川能风电毛利率高于同行业公司。影响营业收入的四川省凉山州风资源优

势、电力消纳能力、主管部门核准的电价和国家电网的收入确认均有客观数据支撑；影响营业成本的单位投资和折旧政策符合行业惯例。因而标的公司毛利率和发电平均利用小时数高于同行业上市公司具备合理性。

(三) 核查程序和核查结论

1. 核查程序

我们实施了以下主要核查程序：

(1) 查询 2020 年至 2022 年各省份的风电利用率情况、同行业可比上市公司弃风情况、四川省凉山州风力资源情况，并通过分析四川省电网电力消纳优势及凉山州风力资源优势判断川能风电平均利用小时数较高是否具有合理性；

(2) 对川能风电收入成本构成要素进行分析，并执行平均上网电价、平均利用小时数、折旧及摊销、人工及维护等成本对毛利率影响的敏感性分析；

(3) 查询同行业可比上市公司市场交易电量占总销售电量比例、平均上网电价、平均利用小时数等毛利率的影响因素，分析核实川能风电毛利率较高是否具有合理性。

2. 核查结论

经核查，我们认为四川省凉山州等地风力资源优势及电网电力消纳优势促使川能风电平均利用小时数高于同行业可比公司；而平均利用小时数高和上网电价高又共同导致川能风电毛利率高于同行业可比公司。影响营业收入的四川省凉山州风资源优势、电力消纳能力、主管部门核准的电价和国家电网的收入确认均有客观数据支撑；影响营业成本的单位投资和折旧政策符合行业惯例。标的公司毛利率和发电平均利用小时数高于同行业可比公司具备合理性。

二、申请文件显示：（1）川能风电、美姑能源和盐边能源的应收账款账面价值均逐年增加，应收账款按款项性质主要划分为标杆电费和补贴电费，其中补贴电费账龄较长且未计提坏账准备。同行业公司中，对标杆电费计提坏账准备的公司家数占比为 66.22%，对补贴电费计提坏账准备的公司家数占比为 53.70%。

（2）2020 年度，川能风电向关联方四川能投物资产业集团有限公司（以下简称能投物产）采购金额为 8,049.93 万元，主要为会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备，申请文件称川能风电向能投物产采购设备，可以获得更加宽松的款项支付政策，并减轻人力负担。请上市公司补充说明：（1）请结合补贴电费相

关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间、预计收款时间等情况，以及同行业关于标杆电费和补贴电费相关应收账款的坏账准备计提政策，说明上市公司未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备的合理性，并按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标经营业绩的和评估结果的影响情况；（2）请结合川能风电向能投物产采购的主要设备内容及价格，并对比同期无关联第三方采购价格，以及能投物产对非关联方的信用政策情况，说明相关关联采购价格的公允性和信用政策的合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。（问询函第五条）

（一）请结合补贴电费相关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间、预计收款时间等情况，以及同行业关于标杆电费和补贴电费相关应收账款的坏账准备计提政策，说明上市公司未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备的合理性，并按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标经营业绩的和评估结果的影响情况

1. 未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备具有合理性，按照同行业平均坏账准备计提比例计提坏账准备对交易标的的经营业绩影响较小，对评估结果无影响

（1）未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备具有合理性

1) 补贴电费金额确认依据充分，不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回

① 补贴项目及补贴电价均符合相关的政策文件的规定，除最新投产的淌塘一期已公示合规并正在办理中，其他项目均已纳入补贴清单

根据财政部、国家发改委及国家能源局联合发布的《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号，修订前为《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》）等的相关规定，可再生能源发电项目纳入补贴清单的主要条件包括：A. 按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；B. 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；C. 全部机组并网时间符合补助补贴要求。

川能风电确认补贴电费收入的项目，均符合上述政策文件纳入补贴清单的规定，具体如下：

A. 项目已完成核准、备案

川能风电已投产、取得补贴项目的核准、备案情况如下：

单位：元/千瓦时

投资主体	序号	项目名称	核准/备案时间	核准/备案文号
风电项目				
会东能源	1-1	拉马风电场	2012年12月	川发改能源〔2012〕1417号
	1-2	鲁南风电场	2012年12月	川发改能源〔2012〕1418号
	1-3	鲁北风电场	2015年4月	川发改能源〔2015〕270号
	1-4	绿荫塘风电场	2015年9月	川发改能源〔2015〕665号
	1-5	雪山风电场	2015年12月	川发改能源〔2015〕942号
	1-6	堵格一期风电场	2016年12月	川发改能源〔2016〕692号
	1-7	淌塘一期风电场	2021年7月	川发改能源〔2021〕588号
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2015年12月	川发改能源〔2015〕944号
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2013年12月	川发改能源〔2013〕1385号
	3-2	大面山二期风电场	2015年4月	川发改能源〔2015〕202号
	3-3	大面山三期风电场	2015年12月	川发改能源〔2015〕961号
光伏项目				
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2016年10月	川投资备〔2016-510422-44-03-023921-BQFG〕-0063号
	3-5	红山光伏发电项目	2014年10月	川投资备〔51042214102901〕0062号
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目（自发自用）	2016年11月	川投资备〔2016-510403-44-03-047180-BQFG〕0004号
攀枝花水电屋顶光伏项目（余电上网）		2016年11月	川投资备〔2016-510403-44-03-047180-BQFG〕0004号	

注：截至目前，川能风电共有12个已运营风电项目、4个已运营光伏项目和2个在建风电项目。其中，已运营风电项目中除沙马乃托一期风电场因于2018年前核准，2020年底前未完成并网，根据《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）不予补贴外，其余11个已运营风电项目可以取得补贴；集控屋顶光伏项目未被纳入2020年财政补贴规模，根据《国家发展改革委关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2020〕511号）不予补贴，其余3个已运营光伏项目可以取得补贴；2个在建项目小街一期风电场、淌塘二期风电场不予补贴

B. 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

a. 国家政策对于电价的规定

根据《可再生能源法》及《可再生能源发电有关管理规定》，可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点

和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整和公布。

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，2006年及以后获得政府主管部门批准或核准建设的可再生能源发电项目，实行政府定价和政府指导价两种形式。政府指导价即通过招标确定的中标价格。可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

2009年至今，国家发改委等部门通过政策逐步调整陆上风电、光伏发电的标杆上网价格。其中，陆上风电具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	适用核准时间节点 [注]	适用建设时间节点	标杆上网价格（含税）				相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区	
1	2009年8月后	-	0.51	0.54	0.58	0.61	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906号）
2	2015年后	-	0.49	0.52	0.56	0.61	《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008号）
	2015年前	2016年后投运					
3	2016年后	-	0.47	0.50	0.54	0.60	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号）
	2016年前	2017年底前仍未开工					
4	2018年后	-	0.40	0.45	0.49	0.57	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2016〕2729号）
	2018年前	2019年底前仍未开工					
5	2019年7月后	-	0.34	0.39	0.43	0.52	《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号）
	2020年后	-	0.29	0.34	0.38	0.47	

[注] 如无特别说明，“XX年/月后”指该年/月的第一日后，“XX年/月前”指该年/月最后一日前；“XX年/月底”指该年/月最后一日，下同

集中式光伏发电具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	适用核准时间节点	适用建设时间节点	标杆上网价格			相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	
1	2011年7月前	2011年12月前	1.15			《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2011〕1594号）
	-	2011年12月前				

序号	适用核准时间节点	适用建设时间节点	标杆上网价格			相关文件
			I类资源区	II类资源区	III类资源区	
	2011年7月后	-	1.00			
	2011年7月前	2011年12月后				
2	2013年9月后	-	0.90	0.95	1.00	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
	2013年9月前	2014年后				
3	2016年后	-	0.80	0.88	0.98	《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号）
	2016年前	2016年6月底前未全部投运				
4	2017年后	-	0.65	0.75	0.85	《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2016〕2729号）
	2017年前	2017年6月底前未全部投运				
5	-	2018年后投运	0.55	0.65	0.75	《关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规〔2017〕2196号）
6	--	2018年6月后投运	0.50	0.60	0.70	《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823号）
7	-	2019年7月后投运	0.40	0.45	0.55	《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2019〕761号）

注：2019年7月以后集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价

根据《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，对分布式光伏发电实施按照全电量补贴的政策，其中分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。分布式光伏发电补贴的具体情况如下：

单位：元/千瓦时

序号	分布式光伏模式	时间节点	补贴单价	相关文件
1	享受中央财政投资补贴之外的所有分布式光伏发电项目	2013年9月后投运和在运行的项目	0.42	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638号）
2	余电上网工商业分布式	2018年后投运的项目	0.37	《关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规〔2017〕2196号）
	全额上网工商业分布式		参考当地光伏标杆电价	
	户用分布式		0.42	
3	余电上网工商业分布式	2018年6月后投运的项目	0.32	《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823号）
	全额上网工商业分布式		参考当地光伏标杆电价	
	户用分布式		0.32	
4	余电上网工商业分布式	纳入2019年财政补贴规	0.10	《关于完善光伏发电上网电价机制

序号	分布式光伏模式	时间节点	补贴单价	相关文件
	全额上网 工商业分布式	模的新增项目	参考当地光 伏标杆电价	有关问题的通知》(发改价格〔2019〕 761号)
	户用分布式		0.18	

注：全额上网工商业分布式项目“参考当地光伏标杆电价”是指整体上网电价，而非仅补贴

b. 川能风电的已投产、取得补贴项目电价符合国家可再生能源价格政策规定，已经价格主管部门核准、备案

截至报告期末，川能风电已投产、取得补贴项目电价符合国家可再生能源价格政策，上网/补贴电价已经价格主管部门核准、备案，具体情况如下：

单位：元/千瓦时

投资主体	序号	项目名称	标杆电价	补贴电价 [注 1]	核准/备案时间	核准/备案文号
风电项目						
会东能源	1-1	拉马风电场	0.4012	0.2088	2013年10月	川发改价格函〔2013〕1372号
	1-2	鲁南风电场	0.4012	0.2088	2013年10月	川发改价格函〔2013〕1372号
	1-3	鲁北风电场	0.4012	0.2088	2015年8月	川发改价格函〔2015〕728号
	1-4	绿荫塘风电场	0.4012	0.2088	2015年11月	川发改价格函〔2015〕1158号
	1-5	雪山风电场	0.4012	0.2088	2016年2月	川发改价格函〔2016〕156号
	1-6	堵格一期风电场	0.4012	0.1988	2016年12月	川发改价格函〔2016〕36号 川发改能源〔2016〕692号
	1-7	淌塘一期风电场[注 2]	0.4012	0.1150	2019年12月	川发改能源〔2019〕575号
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	0.4012	0.2088	2015年12月	川发改能源〔2015〕944号
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	0.4012	0.2088	2014年3月	川发改价格函〔2014〕230号
	3-2	大面山二期风电场	0.4012	0.2088	2015年8月	川发改价格函〔2015〕728号
	3-3	大面山三期风电场	0.4012	0.2088	2015年12月	川发改能源〔2015〕961号
光伏项目						
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	0.4012	0.4668	2017年2月	川发改价格函〔2017〕140号
	3-5	红山光伏发电项目	0.4012	0.5488	2014年1月	川发改价格函〔2014〕28号
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用)[注 3]	0.7565/ 0.5100	0.4200	2016年11月	备案号：川投资备〔2016-510403-44-03-047180-B0FG〕0004号

投资主体	序号	项目名称	标杆电价	补贴电价 [注 1]	核准/备案时间	核准/备案文号
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	0.4012	0.4200	2016年11月	川投资备(2016-510403-4 4-03-047180-B0FG) 0004 号

[注 1] 若核准/备案文件规定了每千瓦时补贴电价，或根据相关政策及核准/备案时间能够确定补贴价格，则补贴电价为根据上述文件直接确定的价格；若核准/备案文件规定了上网电价，则补贴电价为上网电价减去现阶段标杆上网电价（0.4012 元/千瓦时）后的部分

[注 2] 根据核准文件，淌塘一期通过竞价上网申请补贴 0.115 元/千瓦时

[注 3] 自发自用部分，2020 年 1 月至 2022 年 8 月，按照与四川省能投攀枝花水电开发有限公司签署的《屋顶分布式光伏发电项目能源管理合同》（PZH-JS-QT-111），以 0.7565 元/千瓦时进行结算；自 2022 年 9 月起，双方同意按照合同约定，以 0.5100 元/千瓦时进行结算。分布式光伏项目按照发电量而非上网电量结算补贴，因此自发自用和余电上网部分均享受补贴

C. 全部机组并网时间符合补贴要求

川能风电各个取得补贴项目均按照政策规定的时间完成了并网，具体如下：

投资主体	序号	项目名称	并网时间
风电项目			
会东能源	1-1	拉马风电场	2014-08-31
	1-2	鲁南风电场	2014-09-02
	1-3	鲁北风电场	2016-12-07
	1-4	绿荫塘风电场	2017-12-03
	1-5	雪山风电场	2018-10-13
	1-6	堵格一期风电场	2020-09-24
	1-7	淌塘一期风电场	2021-10-30
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2020-12-15
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2016-01-14
	3-2	大面山二期风电场	2018-01-12
	3-3	大面山三期风电场	2020-03-08
光伏项目			
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2017-06-29
	3-5	红山光伏发电项目	2015-07-11
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用)	2017-6-30

		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	
--	--	-----------------------	--

D. 补贴项目纳入补贴清单的进展情况

综上，川能风电确认补贴电费收入的项目，均符合相关政策文件规定纳入补贴清单。川能风电各补贴项目纳入补贴目录清单的时间如下：

投资主体	序号	项目名称	纳入目录时间
风电项目			
会东能源	1-1	拉马风电场	2016-08-24
	1-2	鲁南风电场	2016-08-24
	1-3	鲁北风电场	2020-08-31
	1-4	绿荫塘风电场	2020-08-31
	1-5	雪山风电场	2020-08-31
	1-6	堵格一期风电场	2023-03-17
	1-7	淌塘一期风电场	办理中
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2023-03-17
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2018-06-11
	3-2	大面山二期风电场	2020-08-31
	3-3	大面山三期风电场	2021-07-15
光伏项目			
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2020-09-30
	3-5	红山光伏发电项目	2018-06-11
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (自发自用)	2020-11-30
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)	

其中，标的公司就淌塘一期风电场已提交申请电费补贴的资料，根据国家电网有限公司于2023年1月发布的《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》，正在申请纳入补贴目录的淌塘一期风电场在合规项目清单中，符合纳入补贴清单的条件，相关事项正在办理过程中。

② 补贴电量在合理利用小时数及投产时间范围内，符合相关政策规定

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》之规定：

“一、项目合理利用小时数……（一）风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52,000 小时。

（二）光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。

三、补贴标准……按照 5 号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。”

根据《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号），四川省属于风电 IV 类资源区、光伏 II 类资源区。

因此，川能风电的风电项目补贴可持续时间为项目并网 20 年内且不超过 36,000 小时；光伏项目补贴可持续时间为项目并网 20 年内且不超过 26,000 小时。目前川能风电各个项目取得的补贴均在上述时间及数量范围内。

截至 2022 年 9 月 30 日，涉及补贴各电厂投产时间及累计补贴小时数情况如下表：

投资主体	序号	项目名称	并网时间	并网时间（年）	累计补贴小时数
风电项目					
会东能源	1-1	拉马风电场	2014-08-31	8.09	22,461.42
	1-2	鲁南风电场	2014-09-02	8.08	25,453.91
	1-3	鲁北风电场	2016-12-07	5.82	18,424.08
	1-4	绿荫塘风电场	2017-12-03	4.83	15,741.64
	1-5	雪山风电场	2018-10-13	3.97	14,793.62
	1-6	堵格一期风电场	2020-09-24	2.02	7,087.93
	1-7	淌塘一期风电场	2021-10-30	0.92	3,080.47
美姑能源	2-1	井叶特西风电场	2020-12-15	1.79	5,065.18
盐边能源	3-1	大面山一期风电场	2016-01-14	6.72	12,200.39
	3-2	大面山二期风电场	2018-01-12	4.72	12,358.59
	3-3	大面山三期风电场	2020-03-08	2.56	13,083.93

光伏项目					
盐边能源	3-4	金安农风光互补发电项目	2017-06-29	5.26	8,074.51
	3-5	红山光伏发电项目	2015-07-11	7.23	11,675.71
	3-6	攀枝花水电屋顶光伏项目 (发自自用)	2017-6-30	5.25	5,381.91
		攀枝花水电屋顶光伏项目 (余电上网)			

由上表可知，标的公司涉及的各项补贴项目并网时间均未满 20 年，且累计已享受补贴小时数尚未到达全生命周期合理利用小时数。

③ 补贴电费金额确认依据充分

报告期内，川能风电各项目取得的补贴电费金额=结算电量*补贴单价，由上述分析可知，标的公司补贴项目、补贴单价和补贴电量均符合相关政策规定，补贴电费金额确认依据充分，不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回。

2020 年、2021 年、2022 年 1-9 月、2022 年和 2023 年 1-4 月，川能风电、美姑能源和盐边能源的结算电量及补贴金额如下：

单位：万元

公司名称	2023 年 1-4 月		2022 年		2022 年 1-9 月		2021 年		2020 年	
	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额	结算电量	补贴金额
川能风电	138,695.35	22,495.33	257,744.22	49,963.21	184,094.65	35,724.84	235,522.80	49,213.66	164,086.55	35,072.00
美姑能源	30,127.72	4,144.56	47,674.61	9,954.46	31,518.28	6,581.02	55,032.79	11,490.85	3,136.19	654.84
盐边能源	18,725.75	3,789.64	35,375.73	8,269.33	26,541.81	6,196.39	37,849.35	8,789.88	41,422.96	9,553.73

2) 已确认补贴电费和标杆电费期后回款情况良好，未对补贴及标杆电费计提坏账准备与同行业上市公司不存在显著差异，具备合理性

① 补贴电费期和标杆电费后回款情况良好

针对补贴电费，电网企业根据本级电网目录内项目并网发电情况，按照国家有关部门的要求定期提出可再生能源电价附加补助资金申请。国家相关部门确定发放补贴的时间范围，财政部将补贴款拨付电网企业，电网企业再根据发放补贴的时间范围内川能风电下属项目公司目录内各项目的应补贴电量，将对应的电费补贴款支付给项目公司，无固定回款期限。

截至 2022 年 9 月 30 日，应收账款补贴账面余额及 2022 年 10 月-2023 年 3

月回款情况如下：

单位：万元

公司名称	2022年9月30日账面余额	2022年10月-2023年3月回款金额	回款比例（%）
川能风电	145,675.38	83,880.87	57.58
美姑能源	17,936.04	-	-
盐边能源	35,125.96	27,225.56	77.51

截至2022年12月31日，川能风电、美姑能源及盐边能源的应收账款补贴账面余额分别为76,288.14万元、21,245.42万元及10,008.28万元；截至2023年4月30日，川能风电、美姑能源及盐边能源的应收账款补贴账面余额分别为101,674.20万元、25,895.11万元及14,290.58万元，2023年1月-2023年6月未取得补贴回款，主要系可再生能源发展专项资金较少在上半年办理补贴款项发放事项。

报告期各期末，各标的公司标杆电费和补贴电费应收账款期末余额截至2023年6月末的回款情况如下表：

单位：万元

公司名称	款项性质	2023.4.30 账面余额	截至 2023.6.30 回款率	2022.12.31 账面余额	截至 2023.6.30 回款率	2021.12.31 账面余额	截至 2023.6.30 回款率
川能 风电	标杆电费	31,796.05	78.02%	13,484.99	100.00%	22,052.00	100.00%
	补贴电费	101,674.20	0.00%	76,288.14	0.00%	121,205.62	77.50%
	合计	133,470.25	18.59%	89,773.13	15.02%	143,257.62	80.97%
美姑 能源	标杆电费	5,861.65	87.90%	3,452.98	100.00%	5,437.37	100.00%
	补贴电费	25,895.11	0.00%	21,245.42	0.00%	11,657.79	0.00%
	合计	31,756.76	16.22%	24,698.40	13.98%	17,095.16	31.81%
盐边 能源	标杆电费	3,896.06	87.92%	1,646.31	100.00%	2,764.00	100.00%
	补贴电费	14,290.58	0.00%	10,008.28	0.00%	31,693.46	94.18%
	合计	18,186.64	18.83%	11,654.59	14.13%	34,457.46	94.65%

报告期末，川能风电、美姑能源及盐边能源应收标杆电费和补贴电费账龄情况如下：

单位：万元

公司	款项性质	2023.4.30	账龄
----	------	-----------	----

名称		账面余额	1年以内	1-2年	2-3年	3-4年	4-5年
川能风电	标杆电费	31,796.05	31,796.05				
	补贴电费	101,674.20	59,336.94	32,772.13	9,553.87	10.62	0.64
	合计	133,470.25	91,132.99	32,772.13	9,553.87	10.62	0.64
美姑能源	标杆电费	5,861.65	5,861.65				
	补贴电费	25,895.11	10,327.88	10,239.79	5,327.44		
	合计	31,756.76	16,189.53	10,239.79	5,327.44		
盐边能源	标杆电费	3,896.06	3,896.06				
	补贴电费	14,290.58	13,037.19	1,233.57	8.56	10.62	0.64
	合计	18,186.64	16,933.25	1,233.57	8.56	10.62	0.64

由上表可知，截至报告期末，川能风电标杆电费账龄均为1年以内，补贴电费账龄在2年以内占比达90.59%，标杆电费和补贴电费的回款情况良好。

最近三年标的公司应收账款补贴的周转情况如下表：

项目	公司名称	2022年	2021年	2020年	平均
当年补贴收入 (万元)	川能风电	43,527.61	42,485.18	30,973.74	38,995.51
	美姑能源	8,632.45	9,151.39	579.50	6,121.11
	盐边能源	7,224.65	7,790.68	8,414.76	7,810.03
项目	公司名称	2022年	2021年	2020年	平均
年末应收补贴 款余额(万元)	川能风电	76,288.14	120,871.54	83,651.95	93,603.88
	美姑能源	21,245.42	11,323.71	1,148.68	11,239.27
	盐边能源	10,008.28	31,693.47	27,197.81	22,966.52
项目	公司名称	2022年	2021年	2020年	平均
当年应收补贴 周转天数(天)	川能风电	826.64	878.55	852.59	852.59
	美姑能源	688.55	248.73	361.75	433.01
	盐边能源	1,053.42	1,379.55	1,029.45	1,154.14

由上表可知，川能风电最近三年的平均回款周期约853天，折算为2.34年。

本次评估已假设标的公司的应收补贴电费的账面余额在两年后收回，经测算补贴电费的实际回款情况和评估假设的差异对评估结果影响如下表：

单位：万元

名称	2年回款估值	2.34年回款估值	差异额	差异率
盐边能源	97,623.29	96,179.93	-1,443.36	-1.48%
美姑能源	133,981.16	132,133.38	-1,847.78	-1.38%
川能风电	646,780.53	640,495.21	-6,285.32	-0.97%
交易作价	226,520.95	224,082.77	-2,438.18	-1.08%

由上表可知，补贴电费的实际回款情况和评估假设的差异对评估结果和交易作价影响比例较小，本次评估假设具备合理性。

② 上市公司未对标杆电费和补贴电费计提坏账准备与电力行业上市公司会计政策不存在显著差异

经查询中国证监会行业分类为“CSRC 电力、热力生产和供应业”的 86 家上市公司，剔除 B 股和不涉及发电的供热企业以及川能动力自身后，主营业务涉及电力的上市公司 74 家，其定期报告披露的对于应收补贴电费以及标杆电费的款项计提减值准备执行情况汇总如下：

电费类型		家数/占比
标杆电费	总家数	74.00
	计提坏账准备家数	49.00
	计提坏账准备家数占比	66.22%
	未计提坏账准备家数	25.00
	未计提坏账准备家数占比	33.78%
补贴电费	总家数	54.00
	计提坏账准备家数	29.00
	计提坏账准备家数占比	53.70%
	未计提坏账准备家数	25.00
	未计提坏账准备家数占比	46.30%

关于标杆电费，74 家电力行业上市公司中，计提坏账准备的占比为 66.22%，未计提坏账准备的占比为 33.78%；关于补贴电费，涉及补贴电费的 54 家电力行业上市公司中，计提坏账准备的占比为 53.70%，未计提坏账准备的占比为 46.30%。各标的公司对应收账款坏账准备计提政策与电力行业公司不存在显著差异。

综上所述，标的公司补贴金额的确认依据充分，不会导致已确认金额因不符

合补贴规定而无法收回；已确认补贴电费期后回款情况良好，未对补贴及标杆电费计提坏账准备与电力行业上市公司不存在显著差异，具备合理性。

2. 按照同行业平均坏账准备计提比例计提坏账准备对交易标的的经营业绩影响较小，对评估结果无影响

(1) 按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标的的经营业绩影响较小

1) 同行业公司的坏账计提情况

根据重组报告书“第九章、三、标的资产的财务状况、盈利能力及未来趋势分析”财务分析选取的同行业上市公司，其对于电费计提的坏账准备比例如下：

可比公司	基础电费综合计提比例 (%)	补贴电费综合计提比例 (%)
银星能源	0.25	0.25
龙源电力	-	-
中闽能源	3.97	3.97
三峡能源	0.35	3.08
节能风电	1.00	1.00
嘉泽新能	1.56	1.56
金开新能	-	-
江苏新能	-	3.95
平均值	0.89	1.83
中位数	0.30	1.28

注：同行业上市公司基础电费及补贴电费综合计提比例参考其 2022 年年报数据

2) 按照同行业平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标的的经营业绩影响

截至 2022 年 9 月 30 日，按照同行业可比上市公司平均坏账准备计提比例计提坏账的坏账准备金额如下：

单位：万元

公司名称	应收电费性质	2022.9.30 账面余额	按行业中位数测算坏账	按行业平均数测算坏账	利润总额	行业中位数测算坏账占利润总额比例 (%)	行业平均数测算坏账占利润总额比例 (%)

川能 风电	基础电费	8,961.77	26.89	79.87	48,831.16	0.06	0.16
	补贴电费	145,675.38	1,864.64	2,658.58		3.82	5.44
	合计	154,637.14	1,891.53	2,738.45		3.87	5.61
美姑 能源	基础电费	2,575.14	7.73	22.95	8,744.11	0.09	0.26
	补贴电费	17,936.04	229.58	327.33		2.63	3.74
	合计	20,511.18	237.31	350.28		2.71	4.00
盐边 能源	基础电费	1,258.76	3.78	11.22	4,250.46	0.09	0.26
	补贴电费	35,125.96	449.61	641.05		10.58	15.08
	合计	36,384.72	453.39	652.27		10.67	15.34

截至 2022 年 12 月 31 日，按照同行业可比上市公司平均坏账准备计提比例计提坏账的坏账准备金额如下：

单位：万元

公司名称	应收电费性质	2022.12.31 账面余额	行业中位数 测算坏账	行业平均数 测算坏账	利润总额	行业中位数 测算坏账占 利润总额比例 (%)	行业平均数 测算坏账占 利润总额比例 (%)
川能 风电	基础电费	13,484.99	40.45	120.18	73,559.26	0.05	0.16
	补贴电费	76,288.14	976.49	1,392.26		1.33	1.89
	合计	89,773.13	1,016.94	1,512.44		1.38	2.05
美姑 能源	基础电费	3,452.98	10.36	30.77	14,525.03	0.07	0.21
	补贴电费	21,245.42	271.94	387.73		1.87	2.67
	合计	24,698.40	282.30	418.50		1.94	2.88
盐边 能源	基础电费	1,646.31	4.94	14.67	7,362.33	0.07	0.20
	补贴电费	10,008.28	128.11	182.65		1.74	2.48
	合计	11,654.59	133.05	197.32		1.81	2.68

截至 2023 年 4 月 30 日，按照同行业可比上市公司平均坏账准备计提比例计提坏账的坏账准备金额如下：

单位：万元

公司名称	应收电费性质	2023.4.30 账面余额	行业中位数 测算坏账	行业平均数 测算坏账	利润总额	行业中位数 测算坏账占利润 总额比例 (%)	行业平均数 测算坏账占利润 总额比例 (%)
------	--------	----------------	---------------	---------------	------	------------------------------	------------------------------

川能风电	基础电费	31,796.05	95.39	282.98	55,716.45	0.17	0.51
	补贴电费	101,674.20	1,301.43	1,860.64		2.34	3.34
	合计	133,470.25	1,396.82	2,143.62		2.51	3.85
美姑能源	基础电费	5,861.65	17.58	52.17	9,426.84	0.19	0.55
	补贴电费	25,895.11	331.46	473.88		3.52	5.03
	合计	31,756.76	349.04	526.05		3.70	5.58
盐边能源	基础电费	3,896.06	11.69	34.67	6,129.00	0.19	0.57
	补贴电费	14,290.58	182.92	261.52		2.98	4.27
	合计	18,186.64	194.61	296.19		3.18	4.83

注：上表根据同行业可比上市公司坏账准备计提比例中位数和平均数测算的坏账占利润总额的影响系根据 2022 年 9 月 30 日、2022 年 12 月 31 日和 2023 年 4 月 30 日应收账款总额计算的。若考虑持续按上述比例计提，应收账款坏账准备对报告期利润的影响金额会更小

综上，按照同行业可比上市公司 2022 年度平均坏账准备计提比例平均数计提坏账准备，川能风电 2023 年 1-4 月合并层面相应坏账准备占利润总额的比例为 3.85%，对交易标的经营业绩无重大不利影响。

(2) 是否计提坏账准备对交易标的评估结果无影响

本次收益法评估选取的模型为自由现金流模型，自由现金流的计算公式如下：

公式①：自由现金流=营业收入-营业成本-税金及附加-管理费用-财务费用+其他收益-所得税+利息支出×(1-所得税税率)-营运资金追加+折旧+摊销-资本性支出=营业收入-营运资金追加+……

公式②：其中营业收入=当期补贴电费收入+当期标杆及市场化电费收入=当期补贴电费收入+……；

公式③：其中营运资金追加=当期营运资金占用-上期营运资金占用=(当期流动资产-当期流动负债)-(上期流动资产-上期流动负债)=(当期应收补贴账款余额+其他当期流动资产-当期流动负债)-(上期应收补贴账款余额+其他上期流动资产-上期流动负债)=当期应收补贴账款余额-上期应收补贴账款余额+……=(当期补贴电费收入+上期补贴电费收入)-(上期补贴电费收入+上上期补贴电费收入)+……=当期补贴电费收入-上上期补贴电费收入+……

将③和②代入①可得：

$$\begin{aligned} \text{自由现金流} &= \text{营业收入} - \text{营运资金追加} + \dots\dots \\ &= (\text{当期补贴电费收入} + \dots\dots) - (\text{当期补贴电费收入} - \text{上上期补贴电费收入} \\ &\quad + \dots\dots) + \dots\dots \\ &= \text{上上期补贴电费收入} + \dots\dots \end{aligned}$$

由以上收益法的测算原理可知，在测算自由现金流量时，虽然当期补贴电费收入通过营业收入体现为加项，但在测算当期营运资金追加的时候同样通过流动资产体现为加项，营业收入与营运资金追加相减，则当期补贴电费收入被抵销，不会对当期自由现金流产生影响。而评估假设上上期补贴电费收入形成的应收补贴电费账面余额在当期能够全额收回，已合理考虑时间价值对评估结果的影响。

由于应收补贴电费来自国家财政资金，违约风险较小，会计处理中，是否计提信用减值损失更主要出于时间价值方面的考虑。由于评估模型已考虑时间价值对估值的影响，因而按照应收补贴电费的账面余额测算其对营运资金追加的影响，会计上是否对补贴款计提坏账准备仅影响应收账款的账面价值，但不会对其账面余额产生影响，因而是否计提坏账准备不会对评估值产生影响。

(二) 请结合川能风电向能投物产采购的主要设备内容及价格，并对比同期无关联第三方采购价格，以及能投物产对非关联方的信用政策情况，说明相关关联采购价格的公允性和信用政策的合理性

1. 价格公允性

报告期内，川能风电向能投物产采购商品，主要为会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备及部分价值较低的备品备件采购。

报告期内，川能风电仅向川能动力、能投物产采购其他输变电设备，无同期无关联第三方采购情况。会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备系经公开招标取得，参与招投标各方及其报价情况如下：

序号	投标方名称	投标报价 (万元)	是否 关联方
1	四川铁投广润物流有限公司	8,951.99	否
2	四川能投物资产业集团有限公司	8,716.40	是
3	四川安昌达商贸有限公司	8,876.70	否
最高限价		8,959.24	-

如上表所示，会东能源淌塘一期建设期的其他输变电设备采购中，能投物产

报价与其他无关联第三方报价、最高限价的差异率均小于 5%，川能风电对能投物产关联采购的价格具有公允性。

报告期内，除能投物产外，川能风电还向四川科陆新能电气有限公司、四川振翔力天科技有限公司等无关联第三方采购备品备件。由于备品备件品类繁杂、型号众多且大部分价值较低，选取同时期、同型号（或相似型号）且设备单价较高（大于等于 3,000 元）的具体设备进行价格对比如下：

序号	合同名称	签署时间	供应商	设备名称	合同支付条款	合同总价(万元)	供货周期(天)	设备单价(元)	价格差异率[注]
1-1	大面山一期风机变频器紧缺备件采购合同	2021年7月	能投物产	机侧功率模块(2.0MW)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%	16.99	40	38,448.80	3.77%
1-2	大面山一期风电场风机变频器备件采购合同	2021年2月	四川科陆新能电气有限公司	机侧功率模块(2.0MW高原型机测功率单元)	签署: 100%	19.88	6	37,000.00	
2-1	大面山一期风机变频器紧缺备件采购合同	2021年7月	能投物产	网侧功率模块(2.0MW)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%		40	35,339.20	3.79%
2-2	大面山一期风电场风机变频器备件采购合同	2021年2月	四川科陆新能电气有限公司	网侧功率模块(2.0MW高原型机测功率单元)	签署: 100%	19.88	6	34,000.00	
3-1	大面山风电场及光伏电站第一批备件采购项目	2021年7月	能投物产	保护测控装置CPU插件(HF-XBJK2000W配套)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%	65.88	45	4,200.00	1.79%
3-2	大面山风电场紧缺备件采购合同	2021年5月	北京安贝德科技发展有限公司	二期箱变保护测控装置CPU插件(HF-XBJK2000W配套)	交货: 100%	5.38	30	4,125.00	
4-1	四川省能投盐边新能源开发有限公司2022年大面山风电场及光伏电站第一批备件及工器具采购项目	2022年4月	能投物产	发电机润滑油泵PICO(2185201410124)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%	105.20	40	5,693.00	5.93%
4-2	四川省能投盐边新能源开发有限公司2022年大面山风电场及光伏电站第二批备件及工器具采购项目	2022年10月	能投物产	发电机润滑油泵PICO(2185201410124)	签署: 30% 交货: 60% 质保金: 10%	32.00	40	6,000.00	

序号	合同名称	签署时间	供应商	设备名称	合同支付条款	合同总价(万元)	供货周期(天)	设备单价(元)	价格差异率[注]
4-3	大面山风电场备件采购合同	2022年3月	四川振翔力天科技有限公司	发电机润滑泵 PICO (与序列号 2185 201410124 产品型号一致)	交货: 100%	2.83	15	5,500.00	

[注] 根据合同, 签署后 10 日内支付签署阶段款项; 涉及质保金的, 质保期为 1 年; 价格差异率= (向能投物产采购均价-向第三方采购均价) / 向能投物产采购均价

如上表所示, 川能风电向能投物产和无关联第三方在同时期采购的同型号 (或相似型号) 设备的价格差异率较低, 向能投物产采购的价格略高于第三方价格主要系向能投物产采购通常拥有更高的合同总价, 更长的供货及支付周期, 以及更严格的质保金条款。综上, 川能风电对能投物产关联采购的价格具有公允性。

1. 信用政策合理性

(1) 相较于直接采购, 川能风电向贸易商能投物产采购, 以获得更宽松的信用政策和减小采购成本

报告期内, 川能风电向贸易商能投物产采购设备, 相较于直接采购能够获得更加宽松的信用政策, 以减轻资金压力。报告期内, 川能风电向能投物产采购发生额主要来自《凉山州会东县淌塘风电场项目主要设备、材料采购合同》, 该合同所涉价值较高的主要材料和能投物产与其上游的供应商的付款安排对比如下:

川能风电 供应商	设备名称及川能风电 采购价	能投物产 供应商	合同付款安排	
			川能风电与能投物产的 合同	能投物产与供 应商的合同
能投物产	升压站电缆、风电场电 缆、导地线 (2,312.79 万元)	特变电工(德阳)电 缆股份有限公司	预付款: 30% 到货款: 所有集电线路塔 材、线缆及附属材料到货 交接后 20%; 所有箱变及 电缆、GIS、主变、无功 补偿及其他设备到货交 接后 25% 验收款: 15% 结清款: 10%	预付款: 30% 到货款: 45% 验收款: 15% 结清款: 10%
	塔材、地脚螺栓 (1,713.36 万元)	重庆广仁铁塔制造 有限公司		预付款: 30% 到货款: 45% 验收款: 15% 结清款: 10%
	箱式变电站及其附属设 备 (1,364.22 万元)	特变电工股份有限 公司新疆变压器厂		预付款: 30% 到货款: 45% 验收款: 15% 结清款: 10%
	220kV 主变压器、站用 接地变兼小电阻成套装 置 (567.10 万元)	正泰电气股份有限 公司		预付款: 30% 到货款: 45% 验收款: 15% 结清款: 10%

川能风电 供应商	设备名称及川能风电采 购价	能投物产 供应商	合同付款安排	
			川能风电与能投物产的 合同	能投物产与供 应商的合同
	无功补偿设备 (423.15 万元)	辽宁荣信兴业电力 技术有限公司		预付款：10% 到货款：60% 验收款：25% 结清款：5%

如上所示，能投物产向上游供应商采购的合同与川能风电向能投物产采购的合同付款安排差异主要在到货款阶段。对于川能风电而言，到货款分为“集电线路塔材、线缆及附属材料”和“箱变及电缆、GIS、主变、无功补偿及其他设备”两个包，每个包内的全部设备均到货后，川能风电才达到支付条件；对于能投物产而言，各子合同的到货款独立于其他合同，因此在设备到货后，能投物产即负有支付义务。由于设备具有分批到货的特点，因此川能风电对到货款的支付时间和支付比例均低于能投物产，即能投物产为川能风电提供了更加宽松的信用政策。此外，川能风电通过向贸易商能投物产采购，避免了与上游的供应商签署多个合同，降低了采购的人力成本，同时加快了采购进度，具有合理性。

(2) 能投物产对外信用政策与对川能风电信用政策不存在重大差异

能投物产前述与川能风电签署的协议和其对其他关联方、非关联方的销售协议付款安排对比如下：

序 号	合同名称	签署时间	客户名称	付款安排
与川能风电签署的合同				
1-1	凉山州会东县淌塘风电场项目主要设备、材料采购合同	2021 年 3 月	会东能源	预付款：30% 到货款：所有集电线路塔材、线缆及附属材料到货交接后 20%；所有箱变及电缆、GIS、主变、无功补偿及其他设备到货交接后 25%； 验收款：15% 结清款：10%
1-2	大面山一期风机变频器紧缺备件采购合同	2021 年 7 月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
1-3	大面山风电场及光伏电站第一批备件采购项目	2021 年 7 月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
1-4	四川省能投盐边新能源开发有限公司 2022 年大面山风电场及光伏电站第一批备件及工器具采购项目	2022 年 4 月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
1-5	四川省能投盐边新能源开发有限公司 2022 年大面山风电场及光伏电站第二批备件及工器具采购项目	2022 年 10 月	盐边能源	预付款：30% 到货验收款：60% 结清款（质保金）：10%
与其他关联方签署的合同				

序号	合同名称	签署时间	客户名称	付款安排
2-1	简阳市河东污水处理厂及配套管网项目设备总承包采购合同	2020年6月	简阳市兴泽给排水有限公司	预付款：30% 到货款：30% 验收款：35% 结清款（质保金）：5%
2-2	2022年农村电网巩固提升工程10kV及以下项目设备和材料采购合同	2022年10月	四川省水电投资经营集团有限公司	预付款：30% 到货验收款：67% 结清款（质保金）：3%
与非关联方签署的合同				
3-1	2019年农网改造升级工程、农网改造升级工程有关冕宁县计划调整项目EPC总承包一标段	2019年11月	四川省送变电建设有限责任公司	预付款：20% 到货款：65% 验收款：5% 竣工结算款：7% 结清款（质保金）：3%
3-2	2020年度农网改造升级工程35kV及以上项目EPC总承包三标段设备物资采购合同	2020年6月	成蜀电力集团有限公司	预付款：20% 到货款：65% 验收款：5% 竣工结算款：7% 结清款（质保金）：3%

如上所示，各合同由于采购内容、供货周期、签署时间等有所不同，在付款阶段的设置及各阶段的比例上存在一定差异，但整体比例差异较小。能投物产对非关联方销售的信用政策与向川能风电销售的信用政策不存在重大差异。

综上，能投物产作为贸易商，向川能风电提供优于直采的信用政策，系贸易商的特点所致；且其对外部第三方销售的信用政策与向川能风电销售的信用政策不存在重大差异，信用政策具有合理性。

（三）核查程序和核查结论

1. 核查程序

我们实施了以下主要核查程序：

（1）检查《可再生能源电价附加资金管理办法》等补贴电费政策文件、川能风电各风电及光伏项目的核准备案文件、价格主管部门的核准及备案、并网时间，核实川能风电已纳入电费补贴范围项目是否符合补贴电费的政策规定；

（2）检查报告期各期补贴电费的收款情况；

（3）查询同行业上市公司对标杆电费和补贴电费的坏账准备计提政策和计提情况，对比分析与川能风电是否存在重大差异；

（4）按照同行业上市公司平均坏账准备计提比例量化分析计提坏账准备对交易标的经营业绩是否存在重大影响；

（5）检查川能风电向能投物产和无关联第三方在同时期采购的同型号（或相似型号）设备的价格情况，核实是否存在重大差异；

(6) 检查能投物产对无关联第三方信用政策与对川能风电信用政策, 核实是否存在重大差异。

2. 核查结论

经核查, 我们认为: (1) 川能风电按照国家政策规定确认补贴电费收入; 补贴电费金额确认依据充分, 不会导致已确认金额因不符合补贴规定而无法收回; 国家政策对补贴预计可持续期间进行了明确的规定; 补贴电费无固定回款周期, 付款方为可再生能源发展专项资金, 其系国家财政专项资金, 不能收回的可能性较小, 标的公司历史年度的补贴电费亦未出现坏账损失; 标杆电费和补贴电费的坏账计提政策与同行业公司不存在显著差异。因此, 标的公司的坏账准备计提政策具有合理性; (2) 按照同行业平均坏账准备计提比例计提坏账准备, 对交易标的的经营业绩影响较小, 对评估结果无影响; (3) 川能风电向能投物产进行关联采购的价格具有公允性, 信用政策具有合理性。

三、申请文件显示: (1) 2020 年川能风电股权转让中, 川能风电评估以 2019 年 12 月 31 日为基准日, 采用收益法评估, 股东全部权益价值为 207, 165. 91 万元; 本次交易的评估以 2022 年 9 月 30 日为基准日, 采用收益法评估, 股东全部权益价值为 646, 780. 53 万元。本次交易评估与前次评估差异 439, 614. 62 万元, 估值差异率 212. 20%。本次评估中, 折现率差异对川能风电股东全部权益评估值的影响较大, 约为 10 亿元。(2) 收益法评估中, 根据《2023 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》, 2023 年风电项目保量保价利用小时暂按 800 小时确定, 光伏项目保量保价利用小时暂按 600 小时确定, 并假设 2023 年及以后保障利用小时数不变。根据《2022 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》的相关规定, 2022 年风电项目保量保价利用小时暂按 1, 800 小时确定, 光伏项目保量保价利用小时暂按 1, 300 小时确定, 2023 年四川省风光保量保价利用小时数与 2022 年相比存在较大降幅。(3) 收益法评估中, 会东能源和美姑能源优先电量、盐边能源的光伏余电上网部分的预测单价均为保障性收购标杆上网电价 0. 4012 元/千瓦时, 2023 年及未来预测期市场化电价均根据 2023 年交易标的电力交易对手方报价的具体情况预计。(4) 前次评估对于在建风电场的利用小时数采用可研报告的数据进行预测, 前述在建风电厂分别于 2020 年至 2021 年间投产, 在本次评估基准日时已达到投产状态, 本

次评估根据该等各风电场自投产以来的完整年的利用小时平均数进行预测，两次评估的利用小时数预测有较大差异。本次评估截至日后在建的小街一期和淌塘二期的有效利用小时数系根据可研报告数据进行预测。（5）川能风电 2020 年风电业务平均利用小时数为 3,216 小时，2021 年平均利用小时数为 3,023 小时，同比下降 6%；盐边能源 2020 年风电业务平均利用小时数为 2,334 小时，2021 年平均利用小时数为 2,103 小时，同比下降 10%。（6）收益法评估中，售电量预测均假设扣除电损后可全部实现并网销售。（7）本次评估纳入评估范围的新能源发电项目新增 4 项，其中风电 3 项，为淌塘一期风电项目、小街一期风电项目和淌塘二期风电项目，本次配套募集资金分别用于小街一期建设项目、淌塘二期建设项目和补充流动资金。（8）市场法评估中，川能风电的可比对象选取了中闽能源、节能风电和江苏新能，美姑能源可比交易案例均是风电项目，盐边能源的可比交易案例是同时运营风电和光伏项目的交易案例。请上市公司补充披露：（1）各交易标的截至目前的预测营业收入和实际业绩实现情况，是否与预测数据存在较大差异，对评估作价的影响；（2）按照保障利用小时数、市场交易小时数以及对应的标杆价格、补贴价格、市场交易价格列示预测期营业收入的详细测算过程；（3）已运营电厂在发电量和有效利用小时数之间的换算比例，以及不同电厂换算比例存在不一致的原因；（4）报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况；（5）交易标的的风电项目结束补贴日期的测算过程，盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况。请上市公司补充说明：（1）结合前后两次评估中川能风电的经营情况、资产负债结构、评估参数等的变化情况，说明前后两次评估差异较大的原因及合理性；结合本次评估中同行业 BETA（无财务杠杆）和债务成本的测算过程，以及与前次评估存在差异的具体情况，说明前述参数变动的合理性；（2）结合四川省关于风光项目保量保价利用小时数以及风光项目参与市场交易相关政策的变化情况等，说明本次收益法评估中关于 2023 年及以后风光保障利用小时数保持不变的假设是否合理谨慎，是否符合政策导向和电力市场发展趋势，并结合标杆电价和市场交易电价的差异情况说明上述假设对收益法评估结果的影响；（3）结合四川省标杆电价的变化情况，说明交易标的的标杆电价在预测期保持不变的合理性；结合报告期内四川省市场化交易销售均价的年度、月度变化情况、风电、光伏参与市场化竞争情况等说明 2023 年以及未来市场化电价预测是否合理谨慎；（4）本次评估中已投产的在建

项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因，前述因素在本次可研报告预测中是否仍然存在，并结合小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况、周边项目或地区的相关风力发电有效利用小时数情况说明相关预测的合理性；（5）请结合交易标的报告期内平均有效利用小时数的变化趋势，说明其平均有效利用小时数呈现下降趋势的合理性，收益法评估中有效利用小时数预测的是否符合上述趋势，预测是否谨慎；（6）结合四川省风力、光伏发电项目的规划情况、未来装机容量、电网消纳能力、下游电力需求等情况，说明售电量的预测是否谨慎，是否考虑弃风、弃光因素，收益法评估过程中是否考虑该因素的影响；（7）结合交易标的各项目报告期内的电损比率具体情况，补充说明预测期电损比率的合理性，在建的淌塘二期风电场电损比率显著低于淌塘一期的合理性；（8）请结合可比交易案例的风电与光伏等收入结构与交易标的对比情况，说明上述选择是否具有可比性。请独立财务顾问、会计师和评估师核查并发表明确意见。（问询函第六条）

（一）各交易标的截至 2022 年 12 月 31 日的预测营业收入和实际业绩实现情况不存在较大差异，对评估作价影响较小

各交易标的截至 2022 年 12 月 31 日的预测营业收入和实际业绩实现情况如下表：

单位：万元/%

经营主体	经营指标	预测数据	实际数据	差异额	差异率
川能风电 [注]	营业收入	-	-	-	-
	净利润	-2,917.35	-2,844.16	73.19	-2.51
会东能源	营业收入	85,446.98	86,272.25	825.27	0.97
	净利润	50,899.62	51,779.50	879.88	1.73
美姑能源	营业收入	30,233.61	30,453.96	220.35	0.73
	净利润	14,018.75	14,525.03	506.28	3.61
盐边能源	营业收入	19,270.10	19,768.21	498.11	2.58
	净利润	6,535.58	6,942.54	406.96	6.23

[注] 川能风电系采用收益法评估，预测营业收入和业绩数据分别由本部和下属经营主体构成，上表列示的川能风电相关数据为川能风电本部数据

由上表可知，预测营业收入和实际业绩实现情况较为接近，对评估作价影响较小。公司已在《重组报告书》“第六章一（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

(二) 按照保障利用小时数、市场交易小时数以及对应的标杆价格、补贴价格、市场交易价格列示预测期营业收入的详细测算过程

1. 省调项目

交易标的预测期各省调项目营业收入与利用小时数和电价的关系如下（以下电价不含增值税）：

营业收入=保障利用小时数×装机容量×（标杆电价+补贴电价）+市场交易小时数×装机容量×（市场交易电价+补贴电价）

就保障利用小时数，根据四川省经信厅《2023 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》，2023 年风电项目保障利用小时数为 800 小时，光伏项目保障利用小时数为 600 小时，全部分配至丰期（5-10 月）。川能风电保障利用小时数优先分配至 6-10 月，若分配后仍有剩余，则分配至 5 月（采用该等分配模式的原因主要系 6-10 月为丰水期，水电发电量较大导致市场化价格较低（通常在 0.12 元/千瓦时水平），因而将高电价（0.35 元/千瓦时）的保障利用小时优先分配至 6-10 月，有助于提高整个丰期的均价，实现收益最大化）。除此之外，其余为市场交易小时数，市场交易小时数=有效利用小时数-保障利用小时数。

根据《重组报告书》“第六章一（二）4（5）4）②A（B）电价预测”披露的预测期市场化电价情况，相同水期的市场化交易价格相同，即枯水期（12-4 月）为 0.35 元/千瓦时（不含税），平水期（5 月和 11 月）0.23 元/千瓦时（不含税），丰水期（6-10 月）0.12 元/千瓦时（不含税）。

根据本次评估假设，鉴于各电场 2023 年及以后保障利用小时数保持稳定，市场化交易电价保持不变，因而以每个经营主体两家电场的 2023 年营业收入为例，列示具体测算过程如下：

主体	电场	项目	12-4 月	5、11 月	6-10 月
会东能源	拉马风电场	保障利用小时数（小时）	797.29		
		市场交易小时数（小时）	1,737.13	248.77	0.00
		装机容量（万千瓦）	4.95		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.3550		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1848		
	营业收入（万元）	7,197.92			
	堵格一	保障利用小时数（小时）	800.00		

	期风电场	市场交易小时数（小时）	1,995.08	676.14	319.65
		装机容量（万千瓦）	10.00		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.3550		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1759		
		营业收入（万元）	18,318.74		
		美姑能源	井叶特西风电场	保障利用小时数（小时）	800.00
市场交易小时数（小时）	1,580.52			495.31	53.82
装机容量（万千瓦）	16.80				
标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.3550				
市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35			0.23	0.12
补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1848				
营业收入（万元）	25,049.11				
沙马乃托一期风电场	保障利用小时数（小时）		800.00		
	市场交易小时数（小时）		1,834.15	681.83	433.23
	装机容量（万千瓦）		5.00		
	标杆电价（元/千瓦时，不含税）		0.3550		
	市场交易电价（元/千瓦时，不含税）		0.35	0.23	0.12
	补贴电价（元/千瓦时，不含税）		0.00		
	营业收入（万元）		5,618.92		
盐边能源	大面山一期风电场	保障利用小时数（小时）	716.14		
		市场交易小时数（小时）	924.87	92.67	0.00
		装机容量（万千瓦）	4.60		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.3550		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.1848		
		营业收入（万元）	4,209.63		
	金安农风光互补发电项目	保障利用小时数（小时）	600.00		
		市场交易小时数（小时）	691.64	255.21	0.00
		装机容量（万千瓦）	2.00		
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.3550		
		市场交易电价（元/千瓦时，不含税）	0.35	0.23	0.12
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.4131		
		营业收入（万元）	2,298.74		

注：保障利用小时数低于 800 小时的情形系丰期（5-10 月）合计利用小时数低于 800 小时所致

2. 地调项目

交易标的预测期各地调项目不涉及市场化交易，亦不涉及保障利用小时数，

其营业收入与利用小时数和电价的关系如下（以下电价不含增值税）：

营业收入=有效利用小时数×装机容量×[标杆电价（或合同电价，发自自用部分）+补贴电价]

其中有效利用小时数根据历史数据预测并考虑每年 0.6%的组件衰减，电价预测参见《重组报告书》“第六章一（四）4（2）1）②B 地调项目”。以 2023 年营业收入为例，各地调项目营业收入的具体测算过程如下：

主体	电场	项目	数据
盐边能源	红山光伏项目	有效利用小时数（小时）	1,617.03
		装机容量（万千瓦）	0.20
		售电量（万千瓦时）	317.13
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.36
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.49
		营业收入（万元）	266.61
	攀水电屋顶光伏项目	有效利用小时数（小时）	1,018.57
		装机容量（万千瓦）	0.023
		向国网攀枝花售电量（万千瓦时）	1.68
		向能投攀水电售电量（万千瓦时）	21.16
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.36
		合同电价（元/千瓦时，不含税）	0.45
		补贴电价（元/千瓦时，不含税）	0.37
	营业收入（万元）	18.63	
	集控中心屋顶光伏项目	有效利用小时数（小时）	599.99
		装机容量（万千瓦）	0.017
		售电量（万千瓦时）	10.20
		标杆电价（元/千瓦时，不含税）	0.36
营业收入（万元）		3.62	

公司已在《重组报告书》“第六章一（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

（三）已运营电厂在发电量和有效利用小时数之间的换算比例，以及不同电厂换算比例存在不一致的原因

发电量既和发电机组的工作时长相关，也和发电机组本身的规模（即装机容量）相关。有效利用小时数的计算公式如下：

有效利用小时数×装机容量=上网电量=发电量×（1-电损率）

因而，发电量和有效利用小时数之间的换算比例（以下简称换算比例）=发电量/有效利用小时数=装机容量/（1-电损率），已运营各电场预测期装机容量、

电损率以及换算比例如下表：

电 场	装机容量（万千瓦）	电损率（%）	换算比例（万千瓦）
拉马风电场	4.95	2.92	5.10
鲁南风电场	4.95	3.41	5.12
鲁北风电场	4.95	4.34	5.17
绿荫塘风电场	7.75	1.40	7.86
雪山风电场	8.50	2.70	8.74
堵格一期风电场	10.00	1.63	10.17
淌塘一期风电场	12.48	3.94	12.99
小街一期风电场	16.00	3.00	16.49
淌塘二期风电场	12.00	3.00	12.37
井叶特西风电场	16.80	2.61	17.25
沙马乃托一期风电场	5.00	3.87	5.20
大面山一期风电场	4.60	2.53	4.72
大面山二期风电场	10.00	2.02	10.21
大面山三期风电场	2.20	3.12	2.27
金安农风光互补发电项目	2.00	4.72	2.10
红山光伏发电项目	0.20	1.94	0.20
攀枝花水电屋顶光伏项目	0.02	-	0.02
集控屋顶光伏项目	0.02	-	0.02

注：除分布式光伏以外的电场，其发电量系厂内电表数据，售电量系送出线路末端国网公司接入接口数据，电损率由以上两个数据计算；分布式光伏（攀枝花水电屋顶光伏项目和集控屋顶光伏项目）不涉及送出工程，发电量和售电量均由国网公司安装的电表统计，因此不涉及电损。

不同电场在发电量和有效利用小时数之间的换算比例差异系各电场装机容量和电损率不同所致。公司已在《重组报告书》“第六章一（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

（四）报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况

标的公司补贴电价和保障性收购标杆电价为固定价格，市场化交易电价系根据合同确定。交易标的自 2022 年开始签署市场化交易合同，2022 年和 2023 年，各结算单元按水期的平均合同电价（含税）情况如下表：

经营主体	单位：元/千瓦时					
	会东能源		美姑能源		盐边能源	
结算单元	拉马	金格	井叶特西	兴达	红和	金安
涉及电场	拉马、鲁南、	堵格一	井叶特西	沙马乃托	大面山一	金安农风

	鲁北、绿荫塘、雪山	期、淌塘一期		一期	期、二期、三期	光互补
2023 年度合同价格（含税）						
枯水期	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
平水期	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
丰水期	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
2022 年度合同价格（含税）						
枯水期	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
平水期	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
丰水期	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13

注：相同水期的市场化交易价格一般相同，因而未按月而是按照水期列示合同价格；不同交易对手方在同一水期的报价在小数点后两位以内不存在差异，因而未分别列示多个合同。

公司已在《重组报告书》“第六章一（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

（五）交易标的风电项目结束补贴日期的测算过程，盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况

1. 省调项目结束补贴日期的测算过程

四川省为风力发电 IV 类资源区、光伏发电 II 类资源区，根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，四川省风力发电全生命周期合理利用小时数为 36,000.00 小时，光伏发电全生命周期合理利用小时数为 26,000.00 小时。预测期省调项目结束补贴日期即为合理利用小时数届满的时间。具体测算过程如下：（1）以项目全生命周期合理利用小时数乘以装机容量计算出全生命周期补贴电量；（2）以全生命周期补贴电量减去自投产以来至某预测日期累计上网电量，直至该数据为零，则该日期为结束补贴日期。

各省调项目结束补贴日期的测算过程如下：

电 场	装机容量 (万千瓦)	全生命周期 补贴电量(万 千瓦时)	结束补贴前 一年末累计 上网电量(万 千瓦时)	结束补贴当 年补贴电量 (万千瓦时)	结束补 贴年份
拉马风电场	4.95	178,200.00	169,885.28	8,314.72	2027
鲁南风电场	4.95	178,200.00	176,998.44	1,201.56	2026
鲁北风电场	4.95	178,200.00	175,312.31	2,887.69	2028
绿荫塘风电场	7.75	279,000.00	278,714.50	285.50	2029
雪山风电场	8.50	306,000.00	288,917.41	17,082.59	2028

堵格一期风电场	10.00	360,000.00	346,293.53	13,706.47	2030
淌塘一期风电场	12.48	449,280.00	431,754.44	17,525.56	2031
小街一期风电场	16.00	-	-	-	-
淌塘二期风电场	12.00	-	-	-	-
井叶特西风电场	16.80	604,800.00	590,589.95	14,210.05	2033
沙马乃托一期风电场	5.00	-	-	-	-
大面山一期风电场	4.60	165,600.00	157,625.04	7,974.96	2035
大面山二期风电场	10.00	360,000.00	358,103.07	1,896.93	2032
大面山三期风电场	2.20	79,200.00	76,762.53	2,437.47	2036
金安农风光互补发电项目	2.00	52,000.00	49,921.45	2,078.55	2034

注：小街一期风电场、淌塘二期风电场和沙马乃托一期风电场为无补贴项目

下面以拉马风电场为例列示具体测算过程：拉马风电场于2014年开始发电，装机容量4.95万千瓦。首先以项目全生命周期合理利用小时数36,000.00小时乘以装机容量4.95万千瓦，计算出全生命周期补贴电量为178,200.00万千瓦时。各年度补贴电量及剩余补贴电量具体如下：

单位：万千瓦时

年度	售电量	享受补贴电量	本年度结束后剩余补贴电量
全生命周期			178,200.00
2014年	4,564.58	4,564.58	173,635.42
2015年	12,507.92	12,507.92	161,127.50
2016年	14,036.52	14,036.52	147,090.97
2017年	13,833.88	13,833.88	133,257.10
2018年	12,815.94	12,815.94	120,441.16
2019年	13,849.74	13,849.74	106,591.41
2020年	15,337.98	15,337.98	91,253.43
2021年	14,298.96	14,298.96	76,954.47
2022年1-9月	9,938.52	9,938.52	67,015.95
2022年	3,594.16	3,594.16	63,421.79
2023年	13,776.77	13,776.77	49,645.03
2024年	13,776.77	13,776.77	35,869.26
2025年	13,776.77	13,776.77	22,091.49
2026年	13,776.77	13,776.77	8,314.72
2027年	13,776.77	8,314.72	-

由上表可知，拉马风电场于2027年达到全生命周期合理利用小时数。

公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

2. 盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况

盐边能源的地调项目为红山光伏、攀水电屋顶光伏、集控中心屋顶光伏三个项目，其中集控中心屋顶光伏项目不享受补贴。

红山光伏项目和攀水电屋顶光伏项目（余电上网部分）标杆上网电价均为 0.4012 元/千瓦时。根据四川省发展和改革委员会发布的《四川省发展和改革委员会关于盐边县红格赖山垭口光伏电站上网电价的通知》，核定红山光伏项目上网电价为 0.95 元/千瓦时，因而红山光伏项目补贴电价为 0.5488 元/千瓦时，即 $(0.95-0.4012)$ 元/千瓦时；根据《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》（发改价格〔2013〕1638 号）文件，分布式光伏补贴标准为 0.42 元/千瓦时，因此，分布式光伏项目攀水电屋顶光伏项目补贴电价即为 0.4200 元/千瓦时。

公司已在《重组报告书》“第六章、一、（七）其他情况说明”补充披露相关内容。

（六）两次评估差异主要系装机容量、利用小时数、折现率、所得税率以及净资产等方面的差异所致，具备合理性；本次评估中同行业 BETA（无财务杠杆）和债务成本与前次评估存在差异具备合理性

1. 两次评估差异较大的原因及合理性

本次评估以 2022 年 9 月 30 日为基准日，采用收益法评估，川能风电股东全部权益价值为 646,780.53 万元；前次评估以 2019 年 12 月 31 日为基准日，采用收益法评估，川能风电股东全部权益价值为 207,165.91 万元，本次评估与前次评估差异为 439,614.62 万元。

评估机构在进行收益法评估时，对于评估基准日标的公司的资产和负债，要按照经营性和非经营性进行重分类，对两次评估基准日川能风电的资产和负债重分类及对应评估结果汇总如下表：

单位：万元

资产 负债 重分 类	序号	项 目	前次评估	本次评估	两次差异
---------------------	----	-----	------	------	------

原始 财务 数据 (1)	(5)	总资产	547,553.03	885,579.31	338,026.28
	(6)	总负债	346,664.62	521,085.55	174,420.93
	(7)	净资产	200,888.41	364,493.76	163,605.35
	(8)	少数股东权益	15,652.55	49,017.81	33,365.26
	(9)	归母净资产	185,235.86	315,475.95	130,240.09
资产 重分 类(2)	(10)	经营性资产负债账面价值	437,835.25	743,081.50	305,246.25
	(11)	溢余和非经营性资产负债账面价值	-2,757.42	70,810.91	73,568.33
	(12)	有息负债账面价值	234,189.42	449,398.65	215,209.23
	(8)	少数股东权益	15,652.55	49,017.81	33,365.26
	(9)	归母净资产	185,235.86	315,475.95	130,240.09
评估 结果 (3)	(13)	经营性资产负债评估值	461,618.39	1,123,041.50	661,423.11
	(14)	溢余和非经营性资产负债评估值	-2,757.42	71,087.74	73,845.16
	(15)	有息负债评估值	234,189.42	449,398.65	215,209.23
	(16)	少数股东权益评估值	17,505.64	97,950.06	80,444.42
	(17)	归母净资产评估值	207,165.91	646,780.53	439,614.62
评估 增值 额(4)	(18)	经营性资产负债评估增值额	23,783.14	379,960.00	356,176.86
	(19)	溢余和非经营性资产负债评估增值额	-	276.83	276.83
	(20)	有息负债评估增值额	-	-	-
	(21)	少数股东权益评估增值额	1,853.09	48,932.25	47,079.16
	(22)	归母净资产评估增值额	21,930.05	331,304.58	309,374.53

注 1：前次评估以合并口径的自由现金流量表进行收益法预测，本次评估分别以母公司及各子公司自由现金流量表进行收益法预测，为便于比较，将本次评估各主体现金流量模拟汇总为合并现金流量表进行对比

注 2：资产重分类原理： $(9)=(5)-(6)-(8)=(10)+(11)-(12)-(8)$

注 3：评估结果差异分析原理： $(3)=(2)+(4)$ ， $(17)=(9)+(22)$

由上表可知，两次评估差异约 44 亿元即为归母净资产评估值的差异[详见(17)]，以上差异由两方面原因所致：首先是评估基准日归母净资产账面价值的差异约 13 亿元[详见(9)]，其次为归母净资产评估增值额的差异约 31 亿元[详见(22)]。

(1) 评估基准日归母净资产差异对评估的影响约 13 亿元

其中归母净资产的差异主要系两次评估基准日之间经营所得累积，2020 年-2022 年 9 月川能风电累计实现归母净利润 12.34 亿元，与两次评估归母净资产差异 13 亿元金额较为接近（差额系股东投入）。权益的增加相应形成资产，在不考虑该资产评估增减值的情形下，则会等额的影响归母净资产评估值。

(2) 归母净资产评估增值额差异对评估的影响约 31 亿元

根据重分类后的各项资产负债及其对应的评估结果，评估增值差异较大的项目主要为经营性资产负债。两次评估经营性资产负债增值额差异较大，首先是由于前次评估基准日后新获取的项目增值额较大，其次是由于前次评估基准日存量项目期后经营情况以及外部环境变化的影响，具体分析如下：

1) 新增项目增值影响 13.34 亿元

川能风电本次评估纳入评估范围的新能源发电项目共计 18 项，总装机容量 122.42 万千瓦；前次评估纳入评估范围的新能源发电项目共计 14 项，总装机容量 81.92 万千瓦。

本次评估纳入评估范围的新能源发电项目新增 4 项，即淌塘一期、小街一期、淌塘二期风电项目和集控中心屋顶光伏项目；新增总装机容量 40.50 万千瓦。若要剔除以上 4 个项目收益法增值额，即将以上 4 个项目相关经营性资产负债按照非经营性项目进行评估，经测算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 14.04 亿元，导致川能风电归母净资产评估增值额减少 13.34 亿元。

2) 前次评估基准日后存量项目经营情况和外部环境变化影响 17.88 亿元

① 前次存量项目利用小时数提升影响 5 亿元

在两次评估相同的电场中，前次评估对于当时在建的堵格一期风电场、井叶特西风电场、沙马乃托一期风电场和大面山三期风电场的利用小时数采用可研报告的数据进行预测，上述相关风电场在本次评估基准日时已达到投产状态，本次评估根据该等各风电场自投产以来的完整年的利用小时平均数进行预测，两次评估的利用小时数预测有较大差异。

序号	项目名称	前次评估基准日项目状态	本次评估基准日项目状态	投产时间	装机容量(万千瓦)	前次评估利用小时数	本次评估利用小时数	差异	差异率
1	拉马风电场	投产	投产	2014年10月	4.95	2,732.23	2,783.19	50.95	2%
2	鲁南风电场	投产	投产	2014年10月	4.95	3,146.94	3,164.41	17.48	1%
3	鲁北风电场	投产	投产	2017年1月	4.95	3,261.94	3,194.60	-67.34	-2%
4	绿荫塘风电场	投产	投产	2017年12月	7.75	3,163.27	3,225.18	61.91	2%
5	雪山风电场	投产	投产	2018年11月	8.50	3,757.61	3,646.51	-111.10	-3%
6	堵格一期风电场	在建	投产	2020年10月	10.00	2,629.17	3,790.87	1,161.70	44%
7	井叶特西风电场	在建	投产	2020年12月	16.80	2,236.23	2,929.65	693.42	31%
8	沙马乃托一期风电场	在建	投产	2021年10月	5.00	2,339.54	3,749.22	1,409.68	60%

序号	项目名称	前次评估基准日项目状态	本次评估基准日项目状态	投产时间	装机容量(万千瓦)	前次评估利用小时数	本次评估利用小时数	差异	差异率
9	大面山一期风电场	投产	投产	2016年1月	4.60	1,827.39	1,733.69	-93.71	-5%
10	大面山二期风电场	投产	投产	2018年1月	10.00	2,535.60	2,352.21	-183.38	-7%
11	大面山三期风电场	在建	投产	2020年3月	2.20	2,073.64	2,178.87	105.24	5%
12	红山光伏电站	投产	投产	2015年8月	0.20	1,698.13	1,617.03	-81.10	-5%
13	金安光伏电站	投产	投产	2017年6月	2.00	1,631.84	1,544.57	-87.27	-5%
14	攀水电屋顶光伏项目	投产	投产	2017年6月	0.023	1,086.28	1,018.57	-67.70	-6%

若在本次收益法预测中,将前述风电场的预测期有效利用小时数替换成前次评估数据,经测算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 7.52 亿元,导致川能风电归母净资产评估增值额减少 5 亿元。

② 折现率下降影响 9.57 亿元

前次评估折现率平均数为 8.81%,自 2019 年末以来,折现率的各参数大多呈下行趋势,本次评估资本结构 D/E 和平均无杠杆 BETA 选取川能动力、银星能源、中闽能源、节能风电、嘉泽新能、江苏新能、金开新能 7 家同行业上市公司的平均值。无风险报酬率为 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率,市场风险溢价为中国市场风险溢价=中国股票市场平均收益率-中国无风险利率。

其中:中国股票市场平均收益率以沪深 300 指数的历史数据为基础,从 Wind 资讯行情数据库选择沪深 300 指数截至评估基准日的月度数据,采用移动算术平均方法进行测算;中国无风险利率以上述距离评估基准日剩余期限为 10 年期的全部国债到期收益率表示。本次评估,川能风电下属项目公司选取的折现率平均数约为 7.39%,与前次评估的主要参数差异如下:

项目	前次评估	本次评估	差异
无风险收益率	3.14%	2.76%	-0.38%
市场风险溢价	7.12%	7.28%	0.16%
同行业上市公司 BETA (无财务杠杆)	0.6617	0.4978	-0.1639
企业特定风险调整系数 Rc	2.00%	2.00%	0.00%
债务成本	4.80%	3.80%	-1.00%

由上表可知,较前次评估,本次评估除市场风险溢价略有提升以外,折现率的其他各项参数均有所下降,导致本次评估折现率低于前次评估。若将本次评估折现率的无风险收益率、市场风险溢价、债务成本均修改为前次评估数据,经测

算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 11.42 亿元，导致川能风电归母净资产评估增值额减少 9.57 亿元。

以上无风险利率和市场风险溢价系客观数据，贝塔值和债务成本变动的合理性分析参见本题“（六）2BETA（无财务杠杆）和债务成本变动的合理性”相关分析。

③ 所得税率下降影响 3.31 亿元

前次评估采用的企业所得税率为 25%，本次评估 2030 年以前（含）采用的企业所得税率为 15%。主要原因系 2020 年之前四川省风电行业尚未纳入西部大开发的税收优惠名录，根据国家发展和改革委员会于 2021 年 1 月 26 日正式发布《西部地区鼓励类产业目录（2020 年本）》（国家发展和改革委员会令 2021 年第 40 号），四川省风电行业纳入税收优惠名录，自 2021 年 3 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，川能风电开始享受 15%的企业所得税优惠政策。

本次评估若不考虑以上税收优惠，经测算将导致川能风电经营性资产负债评估增值额减少 3.80 亿元，导致川能风电归母净资产评估增值额减少 3.31 亿元。

综上所述，两次评估值差异约 44 亿元，主要系净资产、装机容量、利用小时数、折现率以及所得税率等方面的差异所致，两次评估根据各自评估时点的相关实际情况进行预测，具备合理性。

2. BETA（无财务杠杆）和债务成本变动的合理性

两次评估的 BETA 和债务成本对比如下：

项 目	前次评估	本次评估	差异
同行业上市公司 BETA（无财务杠杆）	0.6617	0.4978	-0.1639
债务成本	4.80%	3.80%	-1.00%

（1）BETA（无财务杠杆）变动的合理性

BETA（无财务杠杆 β_U ）计算公式如下： $\beta_U = \beta_L / [1 + (1-t) * D/E]$ 。

标的公司 β_U 主要受可比公司的范围及可比公司相对于资本市场波动（ β_L ）的影响。前次评估计算 β_U 时选取的可比公司为中闽能源、嘉泽新能、节能风电和东方能源（东方能源已更名为电投产融，主营业务自 2019 年之后变更为金融业务）；本次评估选取的可比公司为银星能源、中闽能源、节能风电、嘉泽新能、江苏新能、金开新能以及川能动力。

根据被评估单位的业务特点，本次评估人员通过 WIND 资讯系统查询了 7 家

A股可比上市公司的 β_L 值（起始交易日期：2019年9月30日；截止交易日期：2022年9月30日），具体数据见下表：

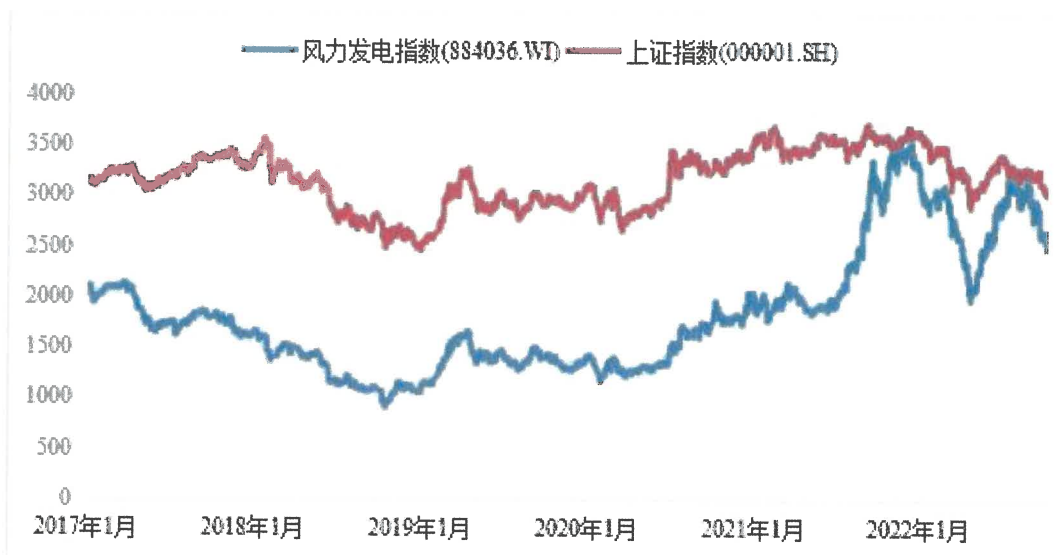
序号	证券代码	证券名称	β_L （三年）	D/E（%）	T（%）	β_U
1	000155.SZ	川能动力	1.2353	27.1619	25.00	1.02624
2	000862.SZ	银星能源	0.5188	97.9213	15.00	0.28314
3	600163.SH	中闽能源	0.8754	28.5525	25.00	0.72100
4	601016.SH	节能风电	0.6033	107.6176	25.00	0.33384
5	601619.SH	嘉泽新能	0.3768	33.9905	15.00	0.29234
6	603693.SH	江苏新能	0.7908	35.4967	25.00	0.62453
7	600821.SH	金开新能	0.4513	162.2631	25.00	0.20357
平均			0.6931	70.4291	-	0.49781

前次评估人员的 β_U 测算过程如下表：

序号	证券代码	证券名称	β_L （100周）	D/E（%）	T（%）	β_U
1	600163.SH	中闽能源	0.8837	56.5020	25.00	0.6207
2	601016.SH	节能风电	1.0405	125.5384	25.00	0.5359
3	601619.SH	嘉泽新能	0.8478	65.4100	15.00	0.5449
4	000958.SZ	东方能源	1.4519	53.6013	0.00	0.9452
平均			1.0560	75.2629	-	0.6617

经测算，前次评估选取的可比公司在本次评估基准日2022年9月30日的 β_U 为0.4490，与本次评估 β_U 数据相近，因而 β_U 变动的主要原因系风电可比公司相较资本市场波动（ β_L ）的影响。

前次评估 β_L 取值区间为评估基准日前100周（约2年），本次评估 β_L 取值区间为评估基准日前3年。2018年-2019年期间WIND风力发电指数（884036）与上证指数波动趋势较为一致，前次评估可比公司 β_L 接近于1；2019年10月至2022年9月期间WIND风力发电指数（884036）与上证指数波动趋势存在一段时间反向波动，即2021年下半年大盘横盘期间风力发电指数快速上涨，这一段时间会出现较多风力发电指数变动趋势与上证指数相反的情况，从而使得该期间内大量的 β_L 为负，并且该区间风电行业指数波动较为剧烈，导致 β_L 负值绝对值较大，因而本次评估同行业可比公司的 β_L 低于前次评估具备合理性。



注：根据 wind 资讯数据统计

综上，由于本次评估 β_L 取值区间风电行业指数较大盘指数波动导致本次评估 β_U 与前次评估存在差异具备合理性。

(2) 债务成本变动的合理性

债务成本变动的主要原因为参数选取方法不同以及 LPR 下行导致债务成本下降。前次评估选取基准日 5 年期 LPR 作为债务成本，而本次评估选取的是标的公司实际的借款利率作为债务成本。风力、光伏发电企业的贷款具有与其他行业不同的特殊性，其贷款金额大（约占建设总投资额的 70%-80%），单笔贷款时间长（一般约为 10-15 年），并且贷款金额逐年减少，鉴于该行业融资的特殊性，相比于市场 LPR，选取其自身的贷款利率作为债务成本更合理。同时，本次评估基准日较前次评估基准日，5 年期 LPR 已经由 4.8% 下降到 4.3%，债务成本也相应呈下降趋势。

(七) 政策变化难以量化预计，最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，保障利用小时数保持不变的假设具备合理性；标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，上述假设对收益法评估结果的影响较小

1. 政策变化难以量化预计，最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，保障利用小时数保持不变的假设具备合理性

(1) 电力市场化改革政策背景下，保障利用小时数呈下降趋势，但难以量化预计

1) 四川省最近两年电力市场化改革政策变化情况

2021年12月，四川省经信厅、发改委、能监办、能源局联合发布《四川省2022年省内电力市场交易总体方案》，自2022年开始，风电和光伏纳入市场化交易。2022年和2023年四川省风电和光伏市场化交易方案对比如下表：

年份	2022年		2023年	
政策依据	《四川省2022年省内电力市场交易总体方案》《2022年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》		《四川省2023年省内电力市场交易总体方案》《2023年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划》	
发电类型	风电	光伏	风电	光伏
保障小时数	1,800	1,300	800	600
其中：5-10月	630	455	800	600
1-4月、11-12月	1,170	845	0	0

由上表可知，2023年相较2022年保障利用小时数总体下降，但丰枯水期分配比例同样发生变化，导致2023年丰水期的保障利用小时数高于2022年。

四川省风力和光伏发电参与市场化交易时间较短，且每年政策的有效期限仅为当年度，保障利用小时数的变动难以量化预计。

2) 本次评估假设与同行业上市公司可比交易保持一致

根据《天津广宇发展股份有限公司关于深圳证券交易所〈关于对天津广宇发展股份有限公司的重组问询函〉的回复公告》（2021年1月重大资产置换实现新能源业务整体上市）：“预测销售收入主要考虑电价和上网电量等，对于有市场化交易的地区，如果近两年一期市场化交易占比无明显变化或变化趋势不一致，按照平均占比进行预测；如果有明显变化趋势又因未来年度增减幅度不可知，出于谨慎性原则按照评估基准日的占比进行预测。因此，未来的销售收入已经考虑了相关市场化交易占比变动对评估值的影响。”

根据《龙源电力集团股份有限公司换股吸收合并内蒙古平庄能源股份有限公司及重大资产出售及支付现金购买资产暨关联交易报告书》（2022年1月吸并平庄能源实现新能源业务A+H上市）：“（五）东北新能源评估情况……6、收益法评估具体情况……（3）净现金流量预测……1）营业收入预测……④上网电量：上网电量分为基数上网电量、外送电量和商业化运营上网电量（电力交易中心竞价电量），本次评估根据历史年度占上网电量的比例进行预测。”

广宇发展和龙源电力重大资产重组收购的风电行业标的公司，其预测期保障性收购电量和市场化交易电量的占比以报告期的历史数据为依据，报告期虽有明

显变化趋势但未来年度变动数据不可知，亦难以量化在评估模型中。本次交易标的公司保障利用小时数在报告期虽呈下降趋势，但未来变动数据不可知，以最近一期的数据作为预测依据的评估假设与同行业可比交易案例保持一致。

(2) 四川省 2023 年保障利用小时数较 2022 年下降导致参与市场化交易电量增多，但同时保障利用小时数分配政策的变化导致市场化电价较低的丰水期市场化交易电量亦减少，整体而言对标的公司平均电价影响较小

四川省的主要发电类型为水电，因而四川省各月份的市场化交易电价主要受水电价格影响。具体为，枯水期（1-4 月和 12 月），水电供给相对较少，市场化电价则较高并接近于燃煤标杆电价 0.40 元/千瓦时，平水期（5 月和 11 月）电价接近 0.26 元/千瓦时，丰水期（6-10 月）电价则接近 0.13 元/千瓦时。

根据本题“（四）报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况”披露的市场化合同电价，枯水期市场化电价与保障性收购标杆电价相近，其对标的公司平均电价影响较小；丰水期市场化电价较低且与保障性收购标杆电价差距较大，其对平均电价影响较大。

如前所述，四川省风电和光伏保障利用小时数 2023 年较 2022 年总体下降，但在丰水期却有所提升，即 2023 年参与市场化交易的电量总体增多，但丰水期参与市场化交易的电量同比减少，综合来看对标的公司的平均电价影响较小。2022 年和 2023 年各项目的平均电价（含补贴不含税）如下：

单位：元/千瓦时

项 目	2022 年	2023 年
拉马风电场	0.51	0.52
鲁南风电场	0.51	0.51
鲁北风电场	0.51	0.51
绿荫塘风电场	0.51	0.52
雪山风电场	0.51	0.51
堵格一期风电场	0.49	0.48
淌塘一期风电场	0.43	0.41
井叶特西风电场	0.52	0.51
沙马乃托一期风电场	0.31	0.30
大面山一期风电场	0.51	0.53
大面山二期风电场	0.52	0.52
大面山三期风电场	0.52	0.52
金安农风光互补发电项目	0.70	0.71

红山光伏发电项目	0.81	0.82
攀枝花水电屋顶光伏项目	0.96	0.80
集控屋顶光伏项目	0.24	0.36
综合	0.49	0.48

由上表可知，2023年保障利用小时数降低后，川能风电各电场的平均电价变化趋势不尽相同，整体电价保持稳定。

综上，电力市场化交易政策的变化难以量化预计，保障利用小时数保持不变的假设与同行业可比交易保持一致，且最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，本次收益法评估中2023年及以后风光保障利用小时数保持不变的假设具备合理性。

2. 标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，上述假设对收益法评估结果的影响较小

(1) 标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，而标的公司丰水期发电量占比较低，丰水期较低的市场化交易电价对标的公司平均电价影响较小

如前所述，枯水期市场化电价与保障性收购标杆电价相近，对标的公司平均电价影响较小；丰水期市场化电价与保障性收购标杆电价差距较大，对平均电价影响较大。以会东能源拉马结算单元（包括拉马、鲁南、鲁北、绿荫塘、雪山风电场）2022年市场化电价为例，各月市场化电价情况如下：

单位：元/千瓦时

时间	1月	2月	3月	4月	5月	6月
电价	0.40	0.40	0.40	0.40	0.26	0.13
时间	7月	8月	9月	10月	11月	12月
电价	0.13	0.13	0.13	0.13	0.26	0.40

标的公司各风电场所处区位的气候特点具有明显的季节性，每年一季度和四季度为大风季，与枯水期时间接近；每年二季度和三季度为小风季，与丰水期时间接近。拉马结算单元五个风电场最近三年不同水期的发电量占比情况如下：

项目名称	年度	枯水期	平水期	丰水期
拉马风电场	2020年	63.89%	13.72%	22.39%
	2021年	58.80%	18.28%	22.92%
	2022年	62.37%	15.31%	22.32%
鲁南风电场	2020年	58.89%	14.53%	26.58%

	2021 年	55.76%	17.56%	26.67%
	2022 年	58.35%	16.44%	25.21%
鲁北风电场	2020 年	58.21%	15.49%	26.30%
	2021 年	55.26%	16.67%	28.07%
	2022 年	59.61%	15.45%	24.94%
绿荫塘风电场	2020 年	61.65%	15.03%	23.32%
	2021 年	57.23%	18.71%	24.06%
	2022 年	63.66%	15.31%	21.03%
雪山风电场	2020 年	59.57%	16.30%	24.13%
	2021 年	56.49%	18.73%	24.78%
	2022 年	61.26%	15.71%	23.03%

由上表可知，丰水期的发电量占全年发电量的比例较低，因而丰水期较低的市场化交易电价对标的公司平均电价影响较小。

(2) 保障利用小时数保持不变的假设对收益法评估结果影响较小

根据《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源〔2016〕1150号)和《国家能源局关于2020年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报》(国能发新能〔2021〕31号)，其载明列示的全国风电重点地区2016年和2020年保障性收购小时数如下表：

资源区	地区	2016年保障小时数	2020年保障小时数
I类	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟呼伦贝尔市以外其他地区	2,000	2,000
	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊型哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	1,900	1,900
II类	内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1,900	1,900
	河北省张家口市	2,000	1,900
	甘肃省嘉峪关市、酒泉市	1,800	1,800
III类	甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1,800	1,800
	新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊型哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1,800	1,800
	吉林省白城市、松原市	1,800	1,800
	黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区	1,900	1,900
	宁夏回族自治区	1,850	1,850
IV类	黑龙江省其他地区	1,850	1,850
	吉林省其他地区	,1800	1,800
	辽宁省	1,850	1,850

	山西省忻州市、朔州市、大同市	1,900	1,900
--	----------------	-------	-------

全国光伏重点地区 2016 年和 2020 年保障性收购小时数如下表：

资源区	地区	2016 年保障小时数	2020 年保障小时数
I 类	宁夏	1,500	1,500
	青海海西	1,500	1,500
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌金口	1,500	1,500
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1,500	1,500
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1,500	1,500
II 类	青海除 I 类外其他地区	1,450	1,450
	甘肃除 I 类外其他地区	1,400	1,400
	新疆除 I 类外其他地区	1,350	1,350
	内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1,400	1,400
	黑龙江	1,300	1,300
	吉林	1,300	1,300
	辽宁	1,300	1,300
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	1,400	1,400
	山西大同、朔州、忻州	1,400	1,400
陕西榆林、延安	1,300	1,300	

由以上数据可知，从 2016 年至 2020 年期间，风电和光伏重点区域保障性收购小时数变动很少，仅河北省张家口市风电保障性收购小时数下降了 100 小时。从全国来看，风电和光伏保障性收购小时数下降较慢。

如前所述，四川省 2023 年相较 2022 年风电和光伏的保障利用小时数虽下降较多，但对发电企业有实质影响的丰水期保障利用小时数反而是上升的。以下按照 2024 年标的公司风电和光伏保障利用小时数分别下降 100 小时和 200 小时，对各标的公司 100%股权评估值及标的资产交易作价的影响数模拟测算如下：

序号	被评估资产	下降 100 小时		下降 200 小时	
		对估值影响（万元）	占原估值比例	对估值影响（万元）	占原估值比例
①	川能风电 100%股权	14,241.92	2.20%	29,350.60	4.54%
②	美姑能源 100%股权	4,409.66	3.29%	8,819.42	6.58%
③	盐边能源 100%股权	1,953.38	2.00%	4,308.27	4.41%
④	本次交易作价（④=①*30%+②*26%+③*5%）	5,516.76	2.36%	11,313.64	4.84%

由上表可知，保障利用小时数下降 100 小时、200 小时对标的资产交易作价影响比例分别为 2.36%和 4.84%，占比较小，保障利用小时数保持不变的假设对收益法评估结果的影响较小。

综上，标杆电价和市场交易电价的差异在丰水期较大，而标的公司丰水期发电量占比较低，丰水期较低的市场化交易电价对平均电价影响较小；保障利用小时数保持不变的假设对收益法评估结果的影响较小。

(八) 四川省标杆电价自 2016 年以来未发生变化，交易标的标杆电价在预测期保持不变具备合理性；最近两年风电、光伏参与市场化交易的销售均价变动较小无显著趋势性，2023 年以及未来市场化电价预测保持不变具备合理性

1. 四川省标杆电价自 2016 年以来未发生变化，交易标的标杆电价在预测期保持不变具备合理性

根据四川省发展和改革委员会《关于降低四川电网燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格有关事项的通知》（川发改价格〔2016〕6号），四川省电网统调燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）为 0.4012 元/千瓦时，自 2016 年以来，四川省燃煤标杆电价再未发生变化，本次评估标杆电价保持不变具备合理性。

2. 四川省市场化交易电价由供需双方报价产生，无明显变动趋势，2023 年以及未来市场化电价预测具备合理性

(1) 四川省市场化交易电价由供需双方报价产生，无明显变动趋势，2023 年以及未来市场化电价预测具备合理性

四川省水电自 2017 年开始参与市场化交易，风电、光伏自 2022 年开始参与市场化交易。根据四川电力交易中心有限公司发布的年度交易数据，最近五年四川省市场化交易年度均价情况如下表：

单位：元/千瓦时

年份	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
水电	0.223	0.218	0.204	0.209	0.224
风电	-	-	-	-	0.334
光伏	-	-	-	-	0.192

由上表可知，从交易时间较长的水电来看，市场化电价并无明显的趋势性变化；由本题之“（四）报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况”披露的电价数据可知，自实施风力、光伏发电市场化交易以来，标的公司电价变动幅度较小。

鉴于市场化交易电价无明显变动趋势，风电、光伏参与市场化交易历史较短且价格变动幅度较小，以最近的价格作为未来预测依据具备合理性。

(九) 本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面

存在较大差异的原因，前述因素在本次可研报告预测中影响较小，小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况和风力发电利用小时数与周边项目可比，相关预测具备合理性

1. 本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因，前述因素在本次可研报告预测中影响较小

四川省属于风能 IV 类资源区，从全省整体来看，四川省属于风资源相对不足的地区，因而前期编制可研报告时相对保守；同时，早期项目的可研报告出具时间和项目实际投产时间间隔较长，设备技术水平也有所提高，以上因素共同导致早期项目的实际利用小时数和可研报告数据之间差距较大。

项目	可研报告出具时间	项目投产时间	时间间隔
井叶特西	2015年5月	2020年12月	5年半
沙马乃托一期	2016年11月	2021年10月	5年
堵格一期	2016年4月	2020年10月	4年半
淌塘一期	2017年12月	2021年12月	4年
大面山三期	2017年1月	2020年3月	3年

截至本次评估基准日，在建的小街一期和淌塘二期项目在编制可研报告时，已有同处会东县的其他已运营项目作为参考，且投产时间与可研报告出具时间间隔较短，前述因素在本次可研报告预测中影响较小。

项目	可研报告出具时间	项目投产时间	时间间隔
小街一期	2021年9月	2023年6月	近2年
淌塘二期	2021年12月	2024年1月	2年

2. 小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况和风力发电利用小时数与周边项目可比，相关预测具备合理性

根据华东勘测设计研究院有限公司出具的《四川省凉山州会东县小街一期风电场工程可行性研究报告》载明的会东县境内各风电场风力资源情况以及标的公司提供的各风电场实际利用小时数情况如下表：

项目	地理位置	场址高度 (m)	Scada 数据 2019 年机组平均风速 (m/s)	2019 年利用小时数 (h)
拉马	会东县拉马乡东侧山脊	2850-3080	6.62	2,797.93
鲁南	会东县鲁南乡东北山脊	2800-3050	6.61	3,242.50
鲁北	会东县鲁南乡东北山脊	2750-3120	6.77	3,559.81
绿荫塘	会东县柏杉南部山脊	3150-3350	6.41	3,241.32
雪山	会东县雪山乡东北山脊	3050-3300	7.93	3,780.83

项目	地理位置	场址高度 (m)	测风塔 85m 高度年均风速 (m/s)	可研年利用小时数 (h)
小街一期	会东县双堰乡、铅锌镇与文箐乡之间山脊	2820-3200	6.5-8.5	2,879
淌塘二期	会东县岩坝乡与铁厂沟之间山脊	2900-3250	7.3-7.8	2,838

注：Scada(Supervisory Control And Data Acquisition)，即数据采集与监视控制系统，为电力行业常用的监视和控制系统

由上表可知小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况与同处会东县的已运营项目接近，在建项目可研报告预测的利用小时数与可比项目利用小时数所处区间的下限接近，因而在建项目利用小时数的预测合理谨慎。

(十) 报告期平均有效利用小时数呈现下降趋势系偶然因素，收益法评估中有效利用小时数按照各电场历史平均数预测符合标的公司实际情况，预测方法合理谨慎

川能风电下属投产时间超过 3 年的各风电场自投产以来各年度有效利用小时数如下表：

单位：小时/年

项 目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
拉马	2,526.85	2,835.66	2,794.72	2,589.08	2,797.93	3,098.58	2,888.68	2,733.87
鲁南	3,110.98	3,238.67	3,118.14	3,070.04	3,242.50	3,426.70	3,126.29	2,983.33
鲁北	-	-	-	3,151.57	3,559.81	3,547.45	3,057.32	2,908.93
绿荫塘	-	-	-	3,088.53	3,241.32	3,479.27	3,224.94	3,109.38
雪山	-	-	-	-	3,780.83	3,919.86	3,634.34	3,301.82

由上表可知，不同风电场有效利用小时数变动趋势具有同步性；同时，上表各风电场均位于会东县，说明各风电场有效利用小时数变动与当年会东县的风资源情况有关。

由上表可知，2015 年、2018 年和 2022 年系风资源较差年份，2016 年、2017 年、2019 年和 2021 年系风资源一般年份，2020 年则为风资源较好年份。从长期的历史数据来看，有效利用小时数并无明显的单项趋势，而具有一定的偶发性和不可预见性的特点，因而有效利用小时数按照各电场历史平均数预测符合标的公司实际情况，预测方法合理谨慎。

(十一) 四川省风力、光伏发电项目的规划与电网消纳能力、下游电力需求相匹配，售电量的预测未考虑弃风、弃光因素具备合理性

1. 报告期四川省不存在弃风、弃光情形

四川省的电网建设相对完善，电力需求较大，2020年至2022年风电利用率均为100%，处于全国各省份的第一梯队。根据全国新能源消纳监测预警中心统计的数据，2020年至2022年各省份的风电利用率情况如下表所示：

序号	省份	2022年	2021年	2020年
1	上海	100.00%	100.00%	100.00%
2	江苏	100.00%	100.00%	100.00%
3	浙江	100.00%	100.00%	100.00%
4	安徽	100.00%	100.00%	100.00%
5	福建	100.00%	100.00%	100.00%
6	湖北	100.00%	100.00%	100.00%
7	重庆	100.00%	100.00%	100.00%
8	四川	100.00%	100.00%	100.00%
9	西藏	100.00%	100.00%	100.00%
10	广西	100.00%	100.00%	100.00%
11	海南	100.00%	100.00%	100.00%
12	北京	100.00%	100.00%	99.70%
13	天津	100.00%	100.00%	99.80%
14	江西	99.90%	99.90%	100.00%
15	广东	99.90%	100.00%	100.00%
16	云南	99.90%	99.90%	99.40%
17	贵州	99.70%	99.50%	99.70%
18	辽宁	98.50%	98.00%	99.00%
19	宁夏	98.50%	97.60%	97.80%
20	山西	98.30%	97.50%	97.00%
21	黑龙江	98.20%	98.10%	99.50%
22	河南	98.20%	98.30%	99.80%
23	山东	97.90%	98.50%	96.80%
24	湖南	97.40%	99.00%	94.50%
25	陕西	95.80%	97.70%	96.70%
26	河北	95.60%	95.40%	95.30%
27	新疆	95.40%	92.70%	89.70%
28	吉林	95.20%	97.10%	97.60%
29	甘肃	93.80%	95.90%	93.60%
30	蒙西	92.90%	91.10%	93.00%

31	青海	92.70%	89.30%	95.30%
32	蒙东	90.00%	97.60%	97.70%
33	全国平均	96.80%	96.90%	96.50%

2020年至2022年各省份的光伏利用率情况如下表所示：

序号	省份	2022年	2021年	2020年
1	上海	100.00%	100.00%	100.00%
2	江苏	100.00%	100.00%	100.00%
3	浙江	100.00%	100.00%	100.00%
4	安徽	100.00%	100.00%	100.00%
5	福建	100.00%	100.00%	100.00%
6	湖北	100.00%	100.00%	100.00%
7	重庆	100.00%	100.00%	100.00%
8	四川	100.00%	100.00%	100.00%
9	广西	100.00%	100.00%	100.00%
10	海南	100.00%	100.00%	100.00%
11	北京	100.00%	100.00%	100.00%
12	天津	100.00%	99.90%	100.00%
13	江西	100.00%	100.00%	100.00%
14	广东	100.00%	100.00%	100.00%
15	湖南	100.00%	100.00%	99.90%
16	云南	99.50%	99.80%	99.50%
17	山西	99.50%	99.10%	97.00%
18	河南	99.50%	99.90%	100.00%
19	贵州	99.40%	99.60%	99.40%
20	辽宁	99.30%	99.60%	100.00%
21	黑龙江	98.90%	99.60%	100.00%
22	蒙东	98.60%	99.40%	99.60%
23	山东	98.50%	99.10%	99.00%
24	吉林	98.20%	98.90%	98.80%
25	甘肃	98.20%	98.50%	97.80%
26	河北	98.00%	98.20%	98.70%
27	陕西	97.80%	98.00%	97.10%
28	宁夏	97.40%	97.50%	97.50%
29	蒙西	97.40%	96.50%	96.40%
30	新疆	97.20%	98.30%	95.40%
31	青海	91.10%	86.20%	92.00%
32	西藏	80.00%	80.20%	74.60%
33	全国平均	98.30%	98.00%	98.00%

川能风电已建成的风电和光伏项目均位于四川省，最近三年均不存在弃风和

弃光的情形。

2. 四川省电网能够消纳规划新增的风力、光伏项目

根据 2022 年 12 月四川省人民政府印发的《四川省电源电网发展规划（2022~2025 年）》（以下简称规划），至 2025 年，四川省电力装机规模达到 16,560 万千瓦，……“三州一市”光伏基地和凉山州风电基地加快建设。2025 年电源发展主要目标如下表：

指 标	2021 年	2025 年	年均增长
全社会用电量（亿千瓦时）	3,275	4,870	10.40%
总装机（万千瓦）	11,495	16,560	9.60%
水电装机（万千瓦）	8,947	10,600	4.30%
火电装机（万千瓦）	1,825	2,760	10.90%
风电装机（万千瓦）	527	1,000	17.40%
光伏发电装机（万千瓦）	196	2,200	83.00%

由上表可知，四川省总发电装机容量的增长率低于预计全社会用电量增长率。

此外，根据规划，四川省已建成覆盖 21 个市（州）的 500 千伏骨干主网架，形成资源富集地连接成都等负荷中心的电力汇集送出通道，2021 年，全省 500 千伏交流输电线路达 18,351 公里、居全国第 1 位。与华东、西北、重庆、西藏等电网相联，建成“五直八交”省际输电通道，最大外送能力 3,860 万千瓦。“十三五”以来累计外送电量 8,066 亿千瓦时，每年外送电量占全省发电量的 1/3 左右。规划指出，至 2025 年四川省将建成 1,000 千伏特高压交流输变电工程，完成攀西电网优化工程，实现四川主网架提档升级，新增甘孜、阿坝、攀西地区电源汇集输送能力 1,300 万千瓦。四川电网 500 千伏“立体环网”加快建设，省内受端电网明显强化，新增供电能力 2,000 万千瓦以上。2025 年电网发展主要目标如下表：

指 标	2021 年	2025 年	年均增长
1000 千伏输电线路（公里）	-	2,230	-
1000 千伏变电站（座）	-	4	-
1000 千伏变电容量（万千伏安）	-	2,400	-
500 千伏输电线路（公里）	18,351	23,254	6.10%
500 千伏变电站（座）	58	70	4.80%
500 千伏变电容量（万千伏安）	9,775	13,950	9.30%

综上，四川省发电装机容量的建设规划与全社会用电需求相匹配，且电网输

配电能力进一步强化，四川省电网能够消纳规划新增的风力、光伏项目。售电量的预测未考虑弃风、弃光因素具备合理性。

(十二) 预测期电损比率系根据电量预测数据反算，不影响收益法计算结果，**淌塘二期风电场电损比率显著低于淌塘一期系两风电场地理位置相距较远并无更高的相关性所致，具备合理性**

各电场历史期及预测期电损率情况如下表：

单位：%

项 目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	预测期
拉马	3.05	3.35	3.25	3.43	2.93	2.94	2.27	2.11	2.92
鲁南	3.06	3.16	3.63	3.63	3.37	3.33	3.28	3.46	3.41
鲁北	-	-	-	4.54	4.46	4.32	3.59	4.41	4.34
绿荫塘	-	-	-	1.79	1.77	1.97	1.28	0.10	1.40
雪山	-	-	-	-	2.42	2.61	1.73	4.11	2.70
堵格一期	-	-	-	-	-	-	1.64	1.87	1.63
淌塘一期	-	-	-	-	-	-	-	3.94	3.94
小街一期	-	-	-	-	-	-	-	-	3.00
淌塘二期	-	-	-	-	-	-	-	-	3.00
井叶特西	-	-	-	-	-	-	2.61	2.82	2.61
沙马乃托一期	-	-	-	-	-	-	-	3.87	3.87
大面山一期	-	2.42	1.72	2.85	2.73	2.41	2.71	2.76	2.53
大面山二期	-	-	-	2.10	2.04	2.14	2.00	1.66	2.02
大面山三期	-	-	-	-	-	-	3.26	2.66	3.12
金安农风光互补	-	-	-	4.93	4.83	4.56	4.74	4.54	4.72
红山光伏	-	1.69	1.80	1.98	2.08	0.97	1.26	3.57	1.94

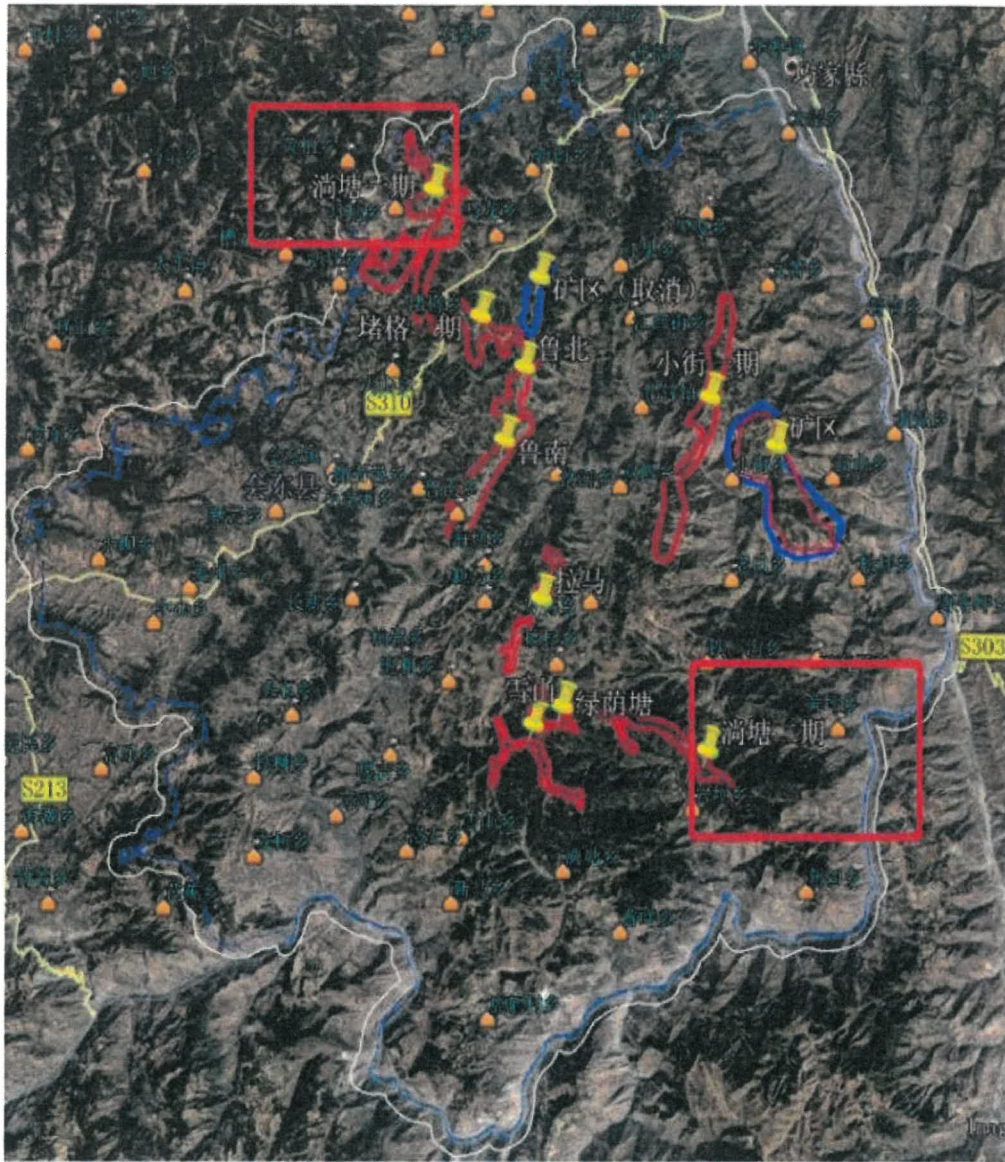
注：除分布式光伏以外的电场，其发电量系厂内电表数据，售电量系送出线路末端国网公司接入接口数据，电损率由以上两个数据计算；分布式光伏（攀枝花水电屋顶光伏项目和集控屋顶光伏项目）不涉及送出工程，发电量和售电量均由国网公司安装的电表统计，因此不涉及电损

本次已运营项目收益法评估过程系根据各个风电场历史期的发电量和上网电量的平均数预测未来的发电量和上网电量，上网电量乘以相关电价得出项目收入。电损率则系以预测期发电量和上网电量计算得出，故预测期电损率不影响收益法计算结果。

对于在建的小街一期和淌塘二期项目，上网电量的预测依据为可研报告载明的数据，由上表可得，会东能源的已投产的 7 个风电场的预测期平均电损率为

2.91%，该等在建项目电损率的预测依据为参考会东能源的已投产的其他风电场确认为3%，发电量预测依据为根据上网电量和电损率反算而得。由于上网电量预测依据为可研报告，且直接与收入相关，因而电损率和发电量数据不影响对在在建项目的收入预测，对估值无影响。

此外，淌塘一期和淌塘二期分别位于会东县的两个方向，具体见下图各风电场在会东县所处区位。相较会东县的其他已投产风电场，淌塘一期与淌塘二期的数据并无更高的相关性。



(十三) 标的公司与大部分可比交易案例的风电、光伏收入结构相近，虽仍存在一定差异，但已在市场法模型中进行了修正，市场评估选择的可比交易案例

具有可比性

1. 美姑能源和盐边能源作为独立运营的项目公司，本次评估采用了交易案例比较法，其中盐边能源主营业务同时涉及风力发电和光伏发电。

盐边能源选取的三个可比交易案例涉及的标的公司分别为吐鲁番特变电工新能源有限公司、国家电投集团达茂旗新能源发电有限公司和国家电投集团乌拉特中旗新能源发电有限公司（以下分别简称吐鲁番、达茂旗和乌拉特中旗，合称可比案例公司）。可比案例公司与标的公司风力发电、光伏发电的收入及占比如下：

单位：万元

公司名称	风电收入	光伏收入	其他收入	总收入	风电占比	光伏占比
盐边能源	19,036.39	2,587.61	0.00	21,623.99	88.03%	11.97%
吐鲁番	5,085.43	5,770.45	316.44	11,172.32	45.52%	51.65%
达茂旗	24,242.16	6,891.15	1,529.27	32,662.58	74.22%	21.10%
乌拉特中旗	13,518.28	2,814.84	844.72	17,177.84	78.70%	16.39%

注：选取的三个可比案例公司的其他收入为过网费

注：盐边能源数据为第一个稳定预测期（即 2023 年）数据，三个可比案例公司的数据为其对应的评估基准日后第一个稳定预测期数据

由上表可知，盐边能源的风力发电、光伏发电占比与达茂旗、乌拉特中旗比较接近，与吐鲁番存在一定差异。

在实际经营中，风力发电和光伏发电的主要不同点体现在创收能力不同和经济寿命不同。针对二者以上两点主要差异，本次市场法评估对以上两点并结合装机规模和资产负债率共四个方面指标进行修正，具体数据及修正过程参见《重组报告书》“第六章一（四）5（4）修正系数的确定与计算”。

综上，标的公司与大部分可比交易案例的风电、光伏收入结构相近，虽然盐边能源与部分可比案例公司风电和光伏收入占比存在一定差异，但市场法评估过程中已对主要差异因素进行了修正，本次市场法评估选择的可比交易案例具有可比性。。

（十四） 核查结论

经核查，我们认为：

1. 公司已补充披露相关内容：(1) 各交易标的截至 2022 年 12 月 31 日的预测营业收入和实际业绩实现情况不存在较大差异，对评估作价影响较小；(2) 按

照保障利用小时数、市场交易小时数以及对应的标杆价格、补贴价格、市场交易价格列示预测期营业收入的详细测算过程；(3) 已运营电场在发电量和有效利用小时数之间的换算比例与其装机容量和电损率相关，不同电场在发电量和有效利用小时数之间的换算比例差异系各电场装机容量和电损率不同所致；(4) 报告期各期交易标的年度、月度合同约定电价情况；(5) 交易标的风电项目结束补贴日期的测算过程，盐边能源已运营地调项目补贴价格的核准及测算情况；

2. 两次评估差异主要系装机容量、利用小时数、折现率、所得税率以及净资产等方面的差异所致，具备合理性；本次评估中同行业 BETA（无财务杠杆）和债务成本与前次评估存在差异具备合理性；

3. 政策变化难以量化预计，最近一年政策变化未对标的公司平均电价产生不利影响，保障利用小时数保持不变的假设具备合理性；标杆电价和市场交易电价的差异主要体现为丰水期差异较大，上述假设对收益法评估结果的影响较小；

4. 四川省标杆电价自 2016 年以来未发生变化，交易标的标杆电价在预测期保持不变具备合理性；最近两年风电、光伏参与市场化交易的销售均价变动较小无显著趋势性，2023 年以及未来市场化电价预测保持不变具备合理性；

5. 本次评估中已投产的在建项目与前次可研报告在有效利用小时数方面存在较大差异的原因系四川省属于风资源较为不足的地区，因而前期编制可研报告时相对保守；同时，早期项目的可研报告出具时间和项目实际投产时间间隔较长，设备技术水平也有所提高，以上因素共同导致早期项目的实际利用小时数和可研报告数据之间差距较大。前述因素在本次可研报告预测中影响较小，小街一期项目和淌塘二期项目前期风力资源勘测情况和风力发电利用小时数与周边项目可比，相关预测具备合理性；

6. 报告期平均有效利用小时数呈现下降趋势系偶然因素，收益法评估中有效利用小时数按照各电场历史平均数预测符合标的公司实际情况，预测方法合理谨慎；

7. 四川省风力、光伏发电最近三年无弃风、弃光情形；四川省风力、光伏发电项目的规划与电网消纳能力、下游电力需求相匹配，售电量的预测未考虑弃风、弃光因素具备合理性；

8. 预测期电损比率系根据电量预测数据反算，不影响收益法计算结果，淌塘二期风电场电损比率显著低于淌塘一期系两风电场地理位置相距较远并无更

高的相关性所致，具备合理性；

9. 标的公司与大部分可比交易案例的风电、光伏收入结构相近，虽仍存在一定差异，但已在市场法模型中进行了修正，市场评估选择的可比交易案例具有可比性。

四、根据《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 26 号——上市公司重大资产重组》和《深圳证券交易所股票发行上市审核业务指引第 1 号——申请文件受理》的规定，独立财务顾问和会计师事务所应当提交对交易标的的业绩真实性的专项核查意见，但本次重组会计师事务所提交的业绩真实性专项核查意见仅说明其对本次重组标的资产进行审计并出具了无保留意见，未对具体审核过程、业绩真实性的核查范围、核查程序和获取的审计证据等进行任何说明。请会计师事务所补充提交符合行业执业规范和标准的业绩真实性核查报告。本所郑重提醒本次重组证券服务机构，应当严格遵守执业准则和职业道德守则的规定，勤勉尽责，依规审慎出具相关文件。（问询函第八条）

（一）请会计师事务所已补充提交符合行业执业规范和标准的业绩真实性核查报告

会计师事务所已补充提交业绩真实性核查报告。

专此说明，请予察核。

天健会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：

彭卓



中国注册会计师：

陈继



二〇二三年七月二十五日