证券代码:601619 证券简称:嘉泽新能 公告编号:2023-047
债券代码:113039 债券简称:嘉泽转债

宁夏嘉泽新能源股份有限公司
关于上海证券交易所对公司2022年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告

本公司董事会及全体董事保证本公告内容不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,并对其内容的真实性、准确性和完整性承担法律责任。

宁夏嘉泽新能源股份有限公司(以下简称"公司"或"本公司"或"嘉泽新能")于2023年5月12日收到了上海证券交易所出具的上证公函【2023】0480号《关于宁夏嘉泽新能源股份有限公司2022年年度报告的信息披露监管工作函》(以下简称"《工作函》")。公司高度重视,对《工作函》所关注的事项逐一复核和分析,回复如下:

问题1、关于人均创收。年报显示,公司主营新能源发电业务,2022年实现营业收入18.41亿元,其中新能源发电收入占比约96%,营业成本7亿元,归母净利润5.35亿元。公司员工总人数为162人,人均创收达1,136万元,其中公司项目支持和开发人员为29人,运维人员25人。同时,报告期内公司向前五名供应商采购额达14.3亿元,占采购总金额比例78.12%。

请公司:(1)按项目列示主要新能源电站项目情况,包括并网时间、装机容量、利用小时数、上网电量、平均电价、收入及可再生能源补贴情况,并与上年同期情况进行比较,说明变化原因;(2)结合公司新能源电站项目开发运营具体模式,以及项目支持和开发人员、运维人员承担的具体职能,说明公司业务人员数量与业务、收入规模是否匹配,并与同行业公司进行比较说明公司人均创收较高的原因及合理性;(3)结合公司成本构成明细与主要供应商交易情况,说明是否存在大量采购外包服务情况;如是,请披露相关供应商名称、与公司交易内容、金额、定价方式、付款安排等情况,核实其是否与公司控股股东及关联方存在业务资金往来或其他利益安排。请年审会计师发表意见。

回复:

一、按项目列示主要新能源电站项目情况,包括并网时间、装机容量、利用小时数、上网电量、平均电价、收入及可再生能源补贴情况,并与上年同期情况进行比较,说明变化原因

公司2022年并网装机容量、上网电量、营业收入及应收补贴款较上年同期均有大幅增长,具体情况如下:

项目	2022年	2021年	变动比例
并网装机容量(MW)	1,926.00	1,115.88 注1	72.60%
上网电量(万kWh)	362,797.43 注2	295,795.36	22.65%
新能源发电营业收入(亿元)	17.62	13.92	26.54%
应收补贴款(亿元)	23.76	14.22	67.16%

(注1:2021年并网装机容量不含宁夏宁柏产业投资基金(有限合伙)所属风电场拥有的权益并网装机容量;

注2:2022年上网电量包含分布式光伏项目数据。)

导致上述各项指标大幅增长的主要原因为2022年4月公司顺利完成了对宁夏宁柏产业投资基金(有限合伙)(以下简称"宁柏基金")的收购工作,实现了对其投资的全部新能源发电资产的控制和并表,从而增加装机容量722MW(风电项目682MW,光伏项目30MW,储能10MW),2022年5-12月增加上网电量119,059.95万kWh,增加营业收入5.59亿元,增加应收补贴款6.15亿元。

嘉泽新能本部项目上网电量与上年同期基本持平;营业收入增加了1.09亿元,增长了11.64%,主要因为宁夏地区2022年参与市场化电量比例增加约10%,使平均电价增加了0.03元/kWh。

其中,主要电站情况如下表所示:

类别	项目名称	并网时间	装机容量(MW)	利用小时数(H) 2022年度	利用小时数(H) 2021年度	上网电量(万kWh) 2022年度	上网电量(万kWh) 2021年度	平均电价(元/kWh) 2022年度	平均电价(元/kWh) 2021年度	营业收入(亿元) 2022年度	营业收入(亿元) 2021年度	应收补贴款余额(亿元) 2022年12月31日	应收补贴款余额(亿元) 2021年12月31日
嘉泽新能本部	嘉泽第一风电场	2015-9-30	150	2,326	2,509	33,615.47	36,296.22	0.53	0.49	1.77	1.77	3.34	3.02
	嘉泽第二风电场	2016-5-31	150	2,298	2,128	33,158.54	30,761.35	0.52	0.49	1.74	1.50	2.95	2.64
	嘉泽第三风电场	2017-5-31	150	2,598	2,442	37,568.17	35,455.95	0.51	0.47	1.90	1.67	3.64	3.45
	嘉泽第四风电场	2018-5-31	150	2,519	2,641	35,385.64	37,274.17	0.50	0.47	1.76	1.75	3.12	2.84
	鲁家窑第五风电场焦家畔项目	2021-3-31	100	2,604	1,460	25,631.38	21,661.23	0.49	0.46	1.25	0.99	1.33	0.61
	鲁家窑第五风电场新农村项目	2021-4-30	17.5	3,008	283	5,173.73	4,200.25	0.48	0.46	0.25	0.19	0.26	0.12
	苏家梁100MW风电项目	2021-2-28	100	2,680	2,563	26,249.63	25,261.61	0.49	0.45	1.28	1.15	1.44	0.71
	宁夏泽华红寺堡谭庄子风电项目	2021-4-30	50	2,325	1,848	11,203.87	8,967.93	0.41	0.39	0.46	0.35	0.40	0.18
	兰考兰熙50MW风电场项目	2020-12-31	50	2,274	2,631	11,129.96	12,903.42	0.47	0.48	0.52	0.62	0.47	0.26
	小计		917.50			219,116.40	212,782.13			10.93	9.99	16.97	13.83
类别	项目名称	并网时间	装机容量(MW)	利用小时数(H) 2022年5-12月	利用小时数(H) 2021年度	上网电量(万kWh) 2022年5-12月	上网电量(万kWh) 2021年度	平均电价(元/kWh) 2022年5-12月	平均电价(元/kWh) 2021年度	营业收入(亿元) 2022年5-12月	营业收入(亿元) 2021年度	应收补贴款余额(亿元) 2022年12月31日	应收补贴款余额(亿元) 2021年12月31日
宁柏基金	汤阴县32MW分散式风电项目	2020-3-31/2020-10-31	32	1,695		5,351.11		0.53		0.28		0.48	
	国瑞新能源德州平原风电场工程项目	2020-4-30	50	1,822		8,267.79		0.44		0.36		0.44	
	瑞鸿宁津风电场工程项目	2020-3-31	50	1,655		8,030.31		0.50		0.40		0.42	
	国瑞能源济南商河风电场	2020-12-31	100	1,728		16,726.06		0.50		0.84		1.16	
	国瑞新能源德州宁津风电场	2020-11-30	50	1,892		9,182.07		0.48		0.44		0.56	
	瑞风能源平原风电场工程	2020-12-31	50	2,061		9,884.44		0.48		0.47		0.60	
	天瑞平原风电场	2020-12-31	50	2,078		10,601.54		0.52		0.55		0.61	
	国瑞能源济南商河风电场二期工程	2020-12-31	100	1,839		17,673.53		0.49		0.86		1.03	
	景县南运河200MW风电场项目(一期50MW项目)	2019-5-31	50	2,062		9,933.00		0.51		0.51		0.40	
	森源张鼓匠风电场150MW风电项目	2021-1-31/2021-3-31	150	1,476		21,217.52		0.38		0.81		0.43	
	竹润沽源光伏30MW光伏	2020-12-31	30	581		2,192.59		0.35		0.08		0.02	
	小计		712			119,059.95				5.59		6.15	
合计			1,629.50			338,176.35	212,782.13			16.51	9.99	23.12	13.83

二、结合公司新能源电站项目开发运营具体模式,以及项目支持和开发人员、运维人员承担的具体职能,说明公司业务人员数量与业务、收入规模是否匹配,并与同行业公司进行比较说明公司人均创收较高的原因及合理性

(一)公司新能源电站项目开发运营具体模式

1、开发模式

目前公司针对不同的业务,采取不同的项目开发模式。针对风电、集中式光伏、储能电站项目,公司主要采用自主开发、产业投资与项目开发一体化推进的两种模式;针对屋顶分布式光伏项目,公司主要采用渠道合作开发的模式。2022年以前公司通过自主开发模式累计核准项目1,772MW。2022年以来,公司通过自主开发模式累计核准风电项目180MW,通过产业投资与项目开发一体化推进模式累计核准风电项目1,400MW;通过自主开发模式累计取得屋顶光伏备案项目38MW,通过渠道合作开发模式累计取得屋顶光伏备案项目153MW。

在目前整市、县推进与大基地项目为主流的市场开发环境下,公司围绕国家"十四五"规划,研究各省市相关政策和区域发展特点,聚焦重点区域进行战略布局。在重点区域,公司以产业投资与项目开发一体化推进的模式为主,积极与大型风电、储能电池制造等行业头部企业合作,以产业园区、大型基地建设为切入点,加速新能源项目开发。

2022年,公司继续实施与中车集团、金风科技的既定战略合作,分别在黑龙江鸡西、广西柳州继续推进新能源产业园区建设。鸡西和柳州两个产业园区分别于2022年12月和2023年3月实现首台风机机组下线,为当地开发配套风电、储能电站和抽水蓄能项目奠定了坚实的基础。目前公司在黑龙江地区已经累计取得风电项目核准容量1,400MW,产业投资与项目开发一体化推进的开发模式初见成效。

2、运营模式

公司对新能源电站的运营采取了将电站全生命周期的站内运维服务外包的模式,与运维服务供应商建立了长期稳定的合作关系。

电站建成并网运行前,公司综合考虑电站的设备选型、运行数据预测、经营目标等因素,选定合格的运维服务供应商。选定供应商后,公司与供应商签订电站全生命周期的运行维护协议,委托供应商进行电站的运行维护。

电站建成并网运行后,根据运行维护协议,供应商在电站运营期间,严格按照公司制订的管理、生产、安全等各方面规定和标准,执行电站的风机机组或光伏组件、配电设备、输电线路的日常运行、维护、检修工作。

公司的生产运维部负责电站生产运行的全面监督管理。生产运维部按区域负责制,对各区域内的电站定期进行现场巡视,对供应商在电站内的运维工作进行监督、考核和指导,包括对电站内的日常运行监管、安全考核、法规和制度的执行情况、技术指导和支持等。此外,公司生产运维部还可以通过公司的集控平台,对下属风电和光伏电站的运行开展集中监控,对电站内各设备和系统的运行状态进行实时监控、运行数据实时采集和分析。

通过站内运维外包模式和集控平台,公司可以实现以较少的运维管理人员对下辖的所有电站运行进行全方位实时有效监控和管理。

(二)项目支持和开发人员、运维人员承担的具体职能

公司项目支持和开发人员具体负责公司工程项目技术支持、资源储备及开发规划、项目资源的搜集和上报、调研、项目评估及立项管理、项目核准前涉外手续办理等工作。

运维人员负责具体电站现场的安全生产管理,监督落实公司、电网、行业以及国家的安全生产管理规范,对电场运维、安全质量等业务工作进行全面管理,实时监控现场的安全生产状态信息,代表公司完成电场外部协调和支持工作。

(三)可比上市公司人均创收情况

经查阅公开披露信息,同行业可比上市公司营业收入及人均创收情况如下:

公司名称	营业收入(万元)	员工人数(人)	技术与运维人员占比	人均创收(万元)
嘉泽新能	184,096.78	162	15.43%	1,136.40
福能股份	1,431,787.25	3,006	79.47%	476.31
江苏新能	197,107.08	643	62.99%	306.54
银星能源	116,333.14	526	81.75%	221.17

如上表所示,福能股份、江苏新能、银星能源三家公司员工总数均高于本公司。上述三家公司的电站运行均由其自身的运维团队来执行电站的运行、维护和检修等具体工作,因此电站运维人员数量较多,占比较高。

与之相比,由于采用了全生命周期的站内运维服务外包模式,公司的运维团队人数可以保持在相对较低的水平。通过这种外包模式,辅以集控中心,公司可以实现以较少的运维管理人员对下辖的所有电站运行进行全方位实时有效监控和管理。因此与同行业公司相比,公司人员相对精简,人均创收高于同行业平均水平。但该模式对服务提供商有较高的要求且需建立在与其长期稳定合作关系的基础之上。未来若供应商因生产经营等问题出现不利变化,且公司无法及时引入足够的资源承接相应工作,或无法及时选择合适的供应商提供服务的情况下,可能对公司电场的运营维护造成不利影响,从而影响公司经营业绩。

三、结合公司成本构成明细与主要供应商交易情况,说明是否存在大量采购外包服务情况;如是,请披露相关供应商名称、与公司交易内容、金额、定价方式、付款安排等情况,核实其是否与公司控股股东及关联方存在业务资金往来或其他利益安排

(一)公司成本构成

2022年度公司营业总成本为7.01亿元,包括折旧摊销、电场及相关辅助设施运行维护费及其他成本。具体构成如下:

项目	金额(亿元)	占比
折旧摊销	5.30	75.61%
运行维护费	1.28	18.31%
其他成本	0.43	6.08%
合计	7.01	100%

营业成本构成中,折旧摊销主要受各项目的造价成本影响,每年折旧摊销比例相对稳定,2022年度其占营业成本总额比例为75.61%;其他成本主要为电场外送线路检修、网络通讯、防雷检测、下网电费等零星费用,占比较小。除去相对固定的折旧摊销费用和占比较小的其他零星费用,营业成本主要为运行维护费用,2022年度占比18.31%。运行维护费是在项目建成后与合格供应商签订长期运行维护协议,由其负责变电场、配电线路和发电机组的日常运行维护工作及电场常规性维修。因按照长期合同的价格执行,故运行维护价格比较稳定。

(二)公司主要供应商情况

目前,公司主要委托北京天源科创风电技术有限责任公司、宁波金风绿能能源有限公司运行维护电场发电机组,委托宁夏天能电力有限公司运行维护电场配套的升压站和输电线路。2022年度上述供应商运行维护费用采购金额为12,475.05万元,主要供应商情况如下:

供应商名称	交易内容	交易金额(万元)	定价方式	付款安排	是否存在关联关系
北京天源科创风电技术有限责任公司	运维服务费	9,403.05	协议定价	分季度支付,季度结束次月支付上季度款项	否
宁波金风绿能能源有限公司	运维服务费	2,707.25	协议定价	分季度支付,季度结束次月支付上季度款项	否
宁夏天能电力有限公司	运维服务费	364.75	协议定价	合同签订后支付50%,运行维护期限届满且确认义务后支付剩余50%	否
合计	--	12,475.05	--	--	--

北京天源科创风电技术有限责任公司和宁波金风绿能能源有限公司均为新疆金风科技股份有限公司(以下简称"金风科技")同一控制下的企业。金风科技作为国内最大的风电设备供应商,可以在项目的前、中、后期分别为公司提供项目总承包、设备供应、运营维护等发电业务的一站式服务。

公司与金风科技的全生命周期一站式运维模式,主要范围为风电场内的风机与变电站运行维护工作。电场外的其他业务,如风电场输变电定期检修和线路定期检修等需要专业资质的工作由公司选取其他服务方进行。风电场的安全生产体系建设、电网及政府监管部门业务对接、技改实施、电力交易都由公司团队自己负责实施。该业务模式在国内率先推出,已经运行了10年以上,取得了良好的安全生产业绩。

目前新能源运维服务模式繁多,运维服务范围不一,标准也不尽相同,单纯的服务价格比对不能客观反映实际业务范围的差异。公司在电场建设前会做详细的可行性研究报告,测算按照市场价格采购工程、发电设备及运营维护的经济效益。在后期建设及运营时,会结合当时市场环境信息向其他供应商进行询价,对费用进行比对,最终在权衡质量、价格、交货时间、售后服务等因素的基础上进行综合评估并进一步与金风科技议定最终价格,有效锁定了运维成本波动风险,保障了公司稳定收益,该价格目前已经过市场检验和行业认可,确保了双方交易价格的公允性。目前公司综合运维成本远低于国央企同类资产成本,切实保障了股东权益。

综上,上述供应商与公司控股股东及关联方均不存在业务资金往来或其他利益安排。

问题2、关于开发-建设-出售模式可持续性。年报及前期公告显示,公司自2021年开始开展新能源电站的开发-建设-出售业务。综合考虑项目收益率、现金流、运营年限等因素筛选项目出售,2021年出售装机容量为495MW,2022年拟出售装机容量200MW,该交易决策流程未按计划完成,预计将延至2023年内完成。此外,据公司披露的风电资产交易数据测算,2022年每千瓦装机容量交易金额约为1807.84元,同比下降43.91%。

请公司:(1)补充披露公司现有电站项目取得方式、时间、运营年限、投资金额、收益率、现金流等情况,说明公司后续开发建设计划,以及拟处置电站进展情况;(2)结合陆上风电平价上网等产业政策、风电资产交易市场变化情况以及公司拟出售项目特点,分析风电资产交易价格变化趋势,说明公司开发-建设-出售模式的可持续性及依据,并充分提示不确定性风险。

回复:

一、公司现有电站项目取得方式、时间、运营年限、投资金额、收益率、现金流等情况,说明公司后续开发建设计划,以及拟处置电站进展情况

(一)公司现有电站项目取得方式、时间、运营年限、投资金额、收益率、现金流等情况

序号	项目名称	取得方式	取得时间注1	运营年限	投资金额(万元)	总资产收益率	经营活动现金净额注2(万元)
1	宁夏嘉泽红寺堡苏家梁100MW风电项目	自建	2017-11-23	20	64,025	1.8%	-5,271
2	智能微网	自建	2016-7-28	20	5,131		
3	民权恒风能源有限公司	自建	2019-12-26	20	30,499	2.4%	-26
4	兰考兰熙50MW风电项目	自建	2018-9-26	20	41,377	2.4%	3,449
5	商水张明乡25MW分散式风电项目	自建	2019-12-17	20	18,838	7.2%	1,364
6	宁夏泽华红寺堡谭庄子风电项目	自建	2018-12-30	20	36,089	3.2%	3,022
7	三道山150MW风电项目	自建	2019-6-24	20	110,483	2.7%	1,355
8	宁河镇18MW分散式风力发电项目	自建	2019-7-15	20	16,416	4.3%	-89
9	嘉泽第一风电场	自建	2013-12-24	20	124,723	6.5%	36,419
10	嘉泽第二风电场	自建		20	124,033		
11	鲁家窑第五风电场焦家畔项目	自建	2017-11-23	20	64,930		
12	鲁家窑第五风电场新农村项目	自建	2017-11-7	20	10,555		
13	嘉泽第三风电场	自建	2014-8-12	20	112,805	2.3%	19,267
14	嘉泽第四风电场	自建		20	111,591		
15	国瑞新能源德州平原风电场工程项目	购买	2022-4-30	20	42,114	5.7%	8,445
16	瑞鸿宁津风电场工程项目	购买		20	41,865	6.0%	8,275
17	国瑞能源济南商河风电场	购买		20	82,589	6.7%	8,349
18	景县南运河200MW风电场项目(一期50MW项目)	购买		20	46,376	4.6%	12,163
19	国瑞新能源德州宁津风电场	购买		20	42,588	5.4%	4,732
20	天瑞平原风电场	购买		20	41,342	11.0%	5,680
21	瑞风能源平原风电场工程	购买		20	41,575	9.7%	5,508
22	国瑞能源济南商河风电场二期工程	购买		20	85,236	6.3%	9,787
23	汤阴县32MW分散式风电项目	购买		20	26,523	7.4%	2,785
24	森源张鼓匠风电场150MW风电项目	购买		20	127,453	-1.0%	10,004
25	竹润沽源光伏30MW光伏+10MW储能项目	购买		25	15,170	0.1%	1,207

(注1:2022年4月,公司持有宁柏基金99.9537%的合伙份额并取得控制权,将其纳入合并报表范围。上表中,第1项-14项为嘉泽新能本部项目,取得时间为核准日期;第15项-25项为宁柏基金项目,取得时间为购买日期。

注2:宁柏基金项目之经营活动现金净额列示的是2022年度数据。)

(二)公司后续开发建设计划

未来三年公司将继续推进黑龙江、广西、吉林等地的产业园区和大基地建设,进一步推动公司在当地新能源项目的开发进度,不断扩大项目储备资源,为公司快速、稳健发展提供源源不断的动力。未来三年公司开发、建设、并网的风电和集中式光伏装机容量如下:

年份	计划取得核准容量(MW)	计划开工建设容量(MW)	计划并网容量(MW)
2023年	2,000	1,000	600
2024年	2,500	1,200	800
2025年	3,000	1,500	1,000

(三)拟处置电站进展情况

公司每年根据预计开发和建设的新项目数量,并结合存量发电资产的结构状况,在保证资产规模稳步增长的前提下,制订年度电站出售计划。公司2022年度电站出售计划是:出售宁夏地区两个风电站,合计装机容量200MW。该业务自出售计划制订后即开始稳步有序推进,但受疫情干扰,项目交易时间滞后,截至目前,其中一个电站(50MW)股权转让工作已全部完成,详见公司于2023年5月9日披露的《宁夏嘉泽新能源股份有限公司关于转让三级全资子公司全部股权暨为该交易的履行提供连带责任保证担保事项的进展公告》(公告编号:2023-036)。另一电站出售方案已确定,预计2023年可以完成出售。

公司2023年度的出售计划已制订,正在稳步推进中。

二、结合陆上风电平价上网等产业政策、风电资产交易市场变化情况以及公司拟出售项目特点,分析风电资产交易价格变化趋势,说明公司开发-建设-出售模式的可持续性及依据,并充分提示不确定性风险

(一)风电资产交易价格变化趋势

风电资产的交易价格即股权价格,是由风电资产的折溢价和目标公司的净资产值两部分构成的。交易价格通常受下列因素影响:

1、风资源禀赋(包括风速、风能密度等);

2、项目所处地区的电价;

3、资产收益率;

4、项目剩余生命周期;

5、目标公司的资产负债率等。

上述多种因素叠加,会导致不同风电项目的股权价格存在很大差异,因此每千瓦装机容量交易金额不能够准确代表风电资产交易价格的变化趋势。嘉泽新能近三年的交易情况如下:

类型	2021年			2023年
标的装机容量(MW)	98	297.5	99	50.00
交易金额(万元)	48,862	107,240	30,451	14,815
目标公司资产负债率	38%	61%	62%	83%
千瓦交易金额(千瓦/元)	4,986	3,605	3,076	2,963

(二)公司开发-建设-出售模式的可持续性及不确定性风险

1、公司开发-建设-出售模式的可持续性

首先,公司有足够的开发和建设能力支持开发-建设-出售业务的开展。近三年来,公司有计划、有步骤、持续地推进电站的开发-建设-出售业务的开展。公司每年根据当年预计的开发、开工建设、新并网的电站数量,拟定电站出售计划,并且在每年的年度经营计划和财务预算中均对该业务做了明确规划和预测,保证每年新增并网电站装机容量均大于计划出售的电站容量。

未来三年公司计划出售电站装机容量如下:

年份	预计并网电站容量(MW)	计划出售电站容量(MW)
2023年	2,526	200~350
2024年	3,326	300~400
2025年	4,326	400~500

其次,新能源电站市场交易活跃,购买方呈现多元化特征。目前购买方主要为央国企,例如五大发电集团、地方能源集团、国有投资公司等;同时,民营资本以及私募基金、公募Reits等金融产品的发展为新能源电站出售提供了持续稳定的退出路径。

最后,与国有企业相比,公司作为民营企业融资成本较高,因此在项目开发过程中,公司筛选项目时对投资回报率的要求高于国有企业。多年来,公司始终坚持选择较高收益率的项目进行投资建设,使公司开发建设的电站收益率水平、盈利能力均较高于市场平均水平。因此在交易市场上,公司的电站对购买方,特别是对央国企具有很强的吸引力。

综上所述,公司电站出售业务是有计划且可持续开展的。

2、风险提示

(1)产业政策变化风险

新能源行业的发展受国家政策、行业发展政策的影响,相关政策的调整将会对公司业务产生影响。

(2)电站交易价格波动风险

随着行业政策和宏观经济形势的不断变化,新能源电站交易市场的供求关系也会不断发生改变,新能源电站交易价格存在波动的风险。

(3)完成电站交易所需时间不可控风险

新能源电站交易涉及的资产规模较大,完成交易所需的专业技术水平较高。从交易前期的尽职调查、商务谈判,到交易过程中各方的审批流程都需要花费较长时间,特别是央国企对交易的决策和审批更为复杂,因此完成每笔交易的时间不确定,通常需要6个月至24个月不等。

问题3、关于并表宁柏基金。年报显示,报告期内公司收购宁夏宁柏产业投资基金(有限合伙)(以下简称宁柏基金)并按照购买日的公允价值并表,合并成本小于可辨认净资产公允价值,形成营业外收入0.42亿元。宁柏基金净资产公允价值高于账面价值4.09亿元,其中无形资产公允价值15.09亿元,高于账面价值14.40亿元,主要为新能源电力并网收益权;使用权资产公允价值41.42亿元,低于账面价值4.29亿元。

请公司:(1)补充披露新能源电力并网收益权的具体内容,购买日评估的公允价值大幅高于账面价值的原因及依据,以及新能源电力并网收益权的摊销政策,并与同行业公司进行比较说明合理性;(2)补充披露宁柏基金使用权资产主要构成情况,并结合购买日评估使用权资产的方法、主要假设、参数选取及评估测算过程,说明对使用权资产评估减值的主要原因及合理性;(3)结合收购时的交易背景、标的资产经营状况等,说明合并成本低于可辨认净资产公允价值的原因及合理性,是否存在未识别确认的或有负债等。请年审会计师发表意见。

回复:

一、新能源电力并网收益权的具体内容,购买日评估的公允价值大幅高于账面价值的原因及依据,以及新能源电力并网收益权的摊销政策,并与同行业公司进行比较说明合理性

(一)收购时的交易背景及目的

1、交易的背景

在国家大力发展新能源、实现"碳达峰、碳中和"的战略目标指引下,新能源发电行业获得了前所未有的发展机遇。风电作为新能源的重要形式之一,凭借其资源丰富、安全可靠等特点,成为新能源投资的重要方向之一。

自2021年以来,我国风电行业开始逐步进入平价上网时代。随着国家不再对新增陆上风电项目实施补贴政策,原有带补贴的陆上风电项目成为稀缺资源。

位于东部省区、燃煤标杆电价相对较高地区的风电项目,在目前新能源补贴账期较长的情况下,因其标杆电价相对较高,现金流相对较好,成为受市场追捧的投资标的。

2、交易的目的

(1)本次交易符合上市公司发展战略

公司的战略发展目标是在充分防控投资风险和经营风险的前提下,不断谋求优质新能源发电项目的开发、建设、运营和管理,在公司整体装机规模实现增长的同时,不断提升公司发电资产质量,增强公司盈利能力和核心竞争力,并实现公司价值和股东价值最大化。其中,通过出售部分并网时间较长的电站等方式筹集资金,用以投资产业并购基金,借助其资金优势和基金管理人在投资方面的先进经验,寻求符合公司战略发展方向的投资机会,培育、储备、收购优质项目是实现公司战略发展目标的重要方式之一。

本次交易标的宁柏基金资产质量较高。宁柏基金2022年毛利率为63.47%,相较于上市公司于2021年出售的子公司新疆嘉泽发电有限公司55.12%的毛利率,宁夏博阳新能源有限公司47.14%的毛利率,宁夏恺阳新能源有限公司48.15%的毛利率,宁柏基金资产盈利能力更强。本次交易完成后,上市公司资产质量及行业地位将进一步提升,本次交易符合上市公司发展战略。

(2)扩大公司装机与收入规模,提升公司盈利能力

截至2022年4月末,宁柏基金下属平原国瑞新能源有限公司(以下简称"平原国瑞")、宁津瑞鸿新能源有限公司(以下简称"宁津瑞鸿")、商河国瑞新能源有限公司(以下简称"商河国瑞")、宁津国瑞新能源有限公司(以下简称"宁津国瑞")、平原瑞风新能源有限公司(以下简称"平原瑞风")、平原天瑞新能源有限公司(以下简称"平原天瑞")、商河国润新能源有限公司(以下简称"商河国润")、景县中电新能源有限公司(以下简称"景县中电")、沽源智慧能源有限公司(以下简称"沽源智慧")、竹润沽源光伏发电有限公司(以下简称"竹润沽源")和汤阴伏绿新能源有限公司(以下简称"汤阴伏绿")共11个项目公司合计并网装机容量722MW。其中:风电项目682MW,光伏项目30MWp,储能项目10MW。2021年度,宁柏基金实现营业收入9.85亿元,净利润3.28亿元;2022年1-4月宁柏基金实现营业收入3.29亿元,净利润1.12亿元;2022年4月末,宁柏基金总资产71.32亿元,净资产25.85亿元。本次交易将有助于上市公司扩大装机与收入规模。

同时,宁柏基金盈利能力较强。2021年度及2022年1-4月,宁柏基金毛利率分别为68.33%及63.73%,高于上市公司同期毛利率59.55%及60.47%,本次交易有助于上市公司提升盈利能力。

因此,上市公司可通过本次交易扩大装机与收入规模,提升资产质量与盈利能力。

(二)购买日评估的公允价值大幅高于账面价值的原因及依据

2022年1月、3月,公司分别与重大资产重组的各交易对手方签订了合伙份额转让协议等相关协议,共受让宁柏基金22.7472%的合伙份额,并于2022年4月14日完成了工商变更。

根据《企业会计准则第33号—合并财务报表》和《企业会计准则第2号—长期股权投资》,以及报表数据的可获得性,公司将2022年4月30日定为购买日。同时,公司聘请陕西正德信资产评估有限公司(以下简称"正德信")对宁柏基金购买日的可辨认净资产公允价值进行评估,并出具陕正德信评报字〔2022〕220号评估报告。经评估,购买日宁柏基金归属于母公司的可辨认净资产公允价值为282,667.56万元,增值额41,700.13万元,增值率为17.31%。各项目的增减值情况如下:

资产评估结果汇总表(合并口径)

评估基准日:2022年4月30日

单位:万元

项目	账面价值	评估价值	增减值	增(减)值率%
	A	B	C=B-A	D=C/A×100%
流动资产	117,829.01	117,829.01		
非流动资产	595,397.28	671,885.79	76,488.51	12.85
其中:固定资产(含使用权资产)	538,739.52	459,153.45	-79,586.07	-14.77
在建工程	7,835.69	7,947.32	111.63	1.42
无形资产	6,930.86	150,899.91	143,969.05	2,077.22
递延所得税资产	176.52	12,170.43	11,993.91	6,794.65
资产总计	713,226.29	789,714.8	76,488.51	10.72
流动负债	52,644.89	52,644.89		
非流动负债	402,092.75	423,760.85	21,668.10	5.39
其中:递延所得税负债	10,904.15	32,572.25	21,668.10	198.71
负债总计	454,737.64	476,405.74	21,668.10	4.76
净资产	258,488.65	313,309.06	54,820.41	21.21
减:少数股东权益	17,521.23	30,641.50	13,120.27	74.88
归属于母公司净资产	240,967.42	282,667.56	41,700.14	17.31

根据《中华人民共和国资产评估法》《资产评估基本准则》及相关法律法规和税收规章相关规定,正德信采用资产基础法对各项可辨认资产、负债及或有负债进行评估。各资产及负债项目具体评估方法和结果如下:

1、固定资产(含使用权资产):采用重置成本法进行评估,即基于设备的市场价格和房屋建筑物的再建造费用,结合委估设备的特点和各种损耗因素进行评估。

经评估,房屋建筑物类资产评估减值1,321.84万元,减值率6.16%,主要原因是该批项目受自然条件和建设条件的影响,前期待摊费用实际费率高于标准费率。

设备类资产评估减值78,264.23万元,减值率15.13%,主要原因是:A、主机设备受技术更新影响,至评估基准日市场上同类产品的价格低于其购置时的水平,致使评估减值;B、受自然条件和建设条件的影响,项目前期待摊费用实际费率占比高于标准费率。

2、在建工程:对开工时间距评估基准日超过1年(或购建价格影响因素发生较大变化)的在建工程项目,评估人员以核实后的账面价值为基础,考虑购建价格影响因素变化、资金成本等因素合理确定其评估值。

经评估,在建工程评估增值111.63万元,增值率1.42%,增值原因主要是考虑资金成本等因素导致。

3、无形资产

纳入评估范围的无形资产为11项土地使用权和其他无形资产之11项新能源电力并网收益权。

(1)土地使用权

土地使用权运用的评估方法是按照《城镇土地估价规程》的规定,根据当地地产市场的发育情况,并结合评估对象的具体特点及特定的评估目的等条件选择成本逼近法和市场比较法测算土地价格。

经评估,土地使用权评估减值373.31万元,减值率5.39%,原因为土地的历史取得成本中包含部分征迁补偿费,该部分费用实际支出略高于文件或估算标准,导致土地评估减值。

(2)其他无形资产之新能源电力并网收益权

新能源电力并网收益权,是指发电企业将所生产的电力并网出售给电网公司或下游用户,而产生的向电网公司或下游用户收取电费的权利。由于风力发电项目批复电价一经批复确认,在电站运营周期内不会改变,即未来经营期内的补贴收益和风险可以估计,因此采用收益法对该无形资产进行评估。

经评估,账面未记录无形资产之11项新能源电力并网收益权评估增值144,342.36万元。

4、递延所得税资产:按核实后的账面值确认评估值。

经评估,递延所得税资产评估增值11,993.90万元,增值率28.63%,主要为资产评估减值部分计提的递延所得税资产项目导致。

5、递延所得税负债:按核实后的账面值确认评估值。

本次,递延所得税负债评估增值21,668.10万元,增值率4.76%,主要是资产评估增值部分计提的递延所得税负债项目导致。

基于上述评估方法和确认依据,购买日评估的公允价值高于账面价值41,700.13万元,具备合理性。

(三)新能源电力并网收益权的具体内容及摊销政策,并与同行业公司进行比较说明合理性

1、新能源电力并网收益权的具体内容

新能源电力并网收益权,是指发电企业将所生产的电力并网出售给电网公司或下游用户,而产生的向电网公司或下游用户收取电费的权利。该收费权的形成有赖于以下两个条件:

(1)电力主管部门核发的行政许可。根据《电力业务许可证管理规定》,发电企业在取得电力业务许可证(发电类),具备参与电力销售的主体资格后,方可正式开展电力上网销售行为。

(2)企业取得并网协议,并开展售电业务取得即期或远期的电费收入。

新能源电力并网收益权既具有行政许可的因素,也具有以电费收入为标的的财产性因素。

经评估人员认定,新能源电力并网收益权是由各新能源企业控制,不具有实物形态,能够持续发挥作用带来经济利益的一项其他权益类无形资产。当公司取得了相关批复资质,同时签订了并网协议和售电协议,即存在合同性权利和其他法定权利。企业收益、运营成本均可以可靠计量,符合可辨认无形资产的确认条件,因此将其确认为一项可辨认无形资产。

2、新能源电力并网收益权的摊销政策

新能源电力并网收益权作为一项电费的收取权利,是建立在新能源电站能够持续稳定运营的前提下产生,且该收费权利随着新能源电站的建成、终止运营而产生和消灭。其中,风力发电站的运营周期一般为20年即240个月,光伏发电站的运营周期一般为25年即300个月。

电力业务许可证作为收益权的必要条件,一般有效期为20年,到期后可续延。根据《电力业务许可证管理规定》和《国家能源局关于贯彻落实"放管服"改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知(国能发资质〔2020〕22号)》的规定,分布式发电项目不纳入电力业务许可管理范围,即项目公司中的汤阴伏绿项目豁免办理电力业务许可证。由于该项目无需办理电力业务许可证,采用电力业务许可证的有效期作为摊销年限无法保证会计政策的一致性。

基于上述收益权产生的原因,为了保证会计政策的连续和一贯性,针对新能源电力并网收益权,公司采用电站的运营周期作为摊销年限,运用直线法进行摊销。在综合考虑项目实际并网日期的情况下,各项目在购买日时点的剩余摊销年限如下:

项目名称	容量(MW)	并网日期	项目生命周期(月)	截至2022年4月30日摊销年限(月)
景县中电	50	2019-5-31	240	205
平原国瑞	50	2020-4-30	240	216
宁津瑞鸿	50	2020-3-31	240	215
商河国瑞	100	2020-12-31	240	224
宁津国瑞	50	2020-11-30	240	223
平原瑞风	50	2020-12-31	240	224
平原天瑞	50	2020-12-31	240	224
商河国润	100	2020-12-31	240	224
汤阴伏绿	32	6台2020-3-31/8台2020-10-31	240	222
沽源智慧	150	30台2021-1-31/20台2021-3-31	240	227
竹润沽源	30	2020-12-31	300	284

3、与同行业公司进行比较说明合理性

由于新能源电力并网收益权为公司在实施重大资产重组过程中产生,同行业公司的新能源电站主要为自主开发,因此,未在同行业公司的公开信息中查询到新能源电力并网收益权的摊销政策。从公开信息可以看到,同行业公司新能源电站的运营周期一般为20年-25年,与公司项目的运营周期一致。

二、宁柏基金使用权资产主要构成情况,并结合购买日评估使用权资产的方法、主要假设、参数选取及评估测算过程,说明对使用权资产评估减值的主要原因及合理性

(一)宁柏基金使用权资产主要构成情况

根据《企业会计准则第21号—租赁》(财会〔2018〕35号)相关规定,要求承租人对所有租赁确认使用权资产。截至购买日,除宁津瑞鸿外,宁柏基金下属10个项目公司均采用融资租赁的形式取得项目融资。依据各项目融资租赁合同中的"租赁物明细表"清单,现将风电项目和光伏项目的使用权资产列示如下:

单位:万元

归属类型	项目	数量	2022年4月30日 公允价值	2022年4月30日 账面净值
风电	风力发电机组	247	246,625.45	242,883.27
	塔筒	247	101,158.77	104,725.97
	风机基础	60	723.18	29,213.69
	箱式变压器	248	6,755.92	8,566.43
	主变压器	9	2,558.24	3,280.08
	集电架空线路(km)	276	21,756.56	27,817.43
	升压站设备	9	13,427.65	17,416.62
	土地租赁	0	1,695.44	1,695.44
	房屋建筑物		9,114.11	9,028.61
	小计		403,815.32	444,627.53
光伏	光伏组件	90,936	4,130.34	5,755.63
	支架	15,157	948.85	1,050.09
	集中式逆变器		1,137.22	1,074.36
	集装箱式储能电池系统		893.47	1,461.37
	升压站设备		3,294.94	3,112.73
	小计		10,404.82	12,454.18
合计			414,220.14	457,081.71

(二)结合购买日评估使用权资产的方法、主要假设、参数选取及评估测算过程,说明对使用权资产评估减值的主要原因及合理性

1、购买日评估使用权资产的主要假设

(1)一般假设

1)企业持续经营假设

企业持续经营假设是假定被评估企业的经营业务合法,并不会出现不可预见的因素导致其无法持续经营,被评估资产现有用途不变并原地持续使用。

2)交易假设

交易假设是假定所有待评估资产已经处在交易的过程中,评估师根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。交易假设是资产评估得以进行的一个最基本的前提假设。

3)公开市场假设

公开市场假设是假定在市场上交易的资产,或拟在市场上交易的资产,资产交易双方彼此地位平等,彼此都有获取足够市场信息的机会和时间,以便于对资产的功能、用途及其交易价格等做出理智的判断。公开市场假设以资产在市场上可以公开买卖为基础。

(2)基本假设

1)国家现行的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化,本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化;

2)有关利率、汇率、赋税基准及税率、政策性征收费用等不发生重大变化;

3)假设被评估单位持续经营,其管理方式及水平、经营方向和范围,与评估基准日基本一致;

4)除非另有说明,假设被评估单位遵守相关法律法规,经营管理和技术骨干有能力、负责任地担负其职责,并保持相对稳定;

5)假设被评估单位未来所采取的会计政策和编写本评估报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致;

6)无其他人力不可抗拒因素及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响。

(3)具体假设

1)假设被评估单位的风力发电站能够达到设计使用年限,按照可行性研究报告确定的20年经营期限运营,预测期内不发生资产的重大改良、重置;

2)假设被评估单位的光伏发电站能够达到设计使用年限,按照可行性研究报告确定的25年经营期限运营,预测期内不发生资产的重大改良、重置;

3)假设预测年度上网电价与评估基准日执行的上网电价不发生重大变化;

4)假设国家电价补贴政策不发生重大改变,被评估单位能够如期收到补贴款,补贴款到账递延年限,可实现性与现金流回收期限一致;

5)假设增值税即征即退优惠政策在预测年度内保持不变;

6)假设被评估单位的现金流入、流出为全年平均流入、流出

2、购买日评估使用权资产的方法、主要假设、参数选取及评估测算过程,说明对使用权资产评估减值的主要原因及合理性

设备类(含使用权资产)评估方法:根据评估目的,按照持续使用假设,以市场价格为依据,结合委估设备的特点和收集资料情况,主要采用重置成本法进行评估。

鉴于融资租赁机器设备形成的使用权资产,未来长期由企业实际运营,实质风险已经转移至企业,本次将该部分机器设备视同自有设备一并评估,其计算公式如下:

评估价值=重置价值×成新率

(1)机器设备重置全价的确定

依据财政部、国家税务总局(财税〔2008〕170号)《关于全国实施增值税转型改革若干问题的通知》,自2009年1月1日起,购进或者自制(包括改扩建、安装)固定资产发生的进项税额,可根据《中华人民共和国增值税暂行条例》(国务院令第538号)和《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部、国家税务总局令第50号)的有关规定,有关进项税额从销项税额中抵扣。本次评估按照《关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部、税务总局、海关总署公告2019年第39号)的相关规定确认重置价。由于被评估单位为增值税一般纳税人,故本次评估机器设备的购置价采用不含税价。

重置全价=设备购置价(不含税)+运杂费(不含税)+安装调试费(不含税)+设备基础费(不含税)+前期及其他费用(不含税)+资金成本

A.设备购置价

主要通过向生产厂家或国内代理商公司询价、或参照《2022机电产品价格信息查询系统》等价格资料,以及参考近期同类设备的合同价格确定。对少数未能查询到购置价的设备,采用物价指数推算确定购置价(含税),则购置价(不含税)=购置价(含税)/1.13。

B.运杂费

运杂费以含税购置价为基础,按不同运杂费率计取。对风电机组专用设备,其运杂费率参照《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)》规定确定;对通用设备,其运杂费率根据生产厂家与设备所在地的距离不同参照《资产评估常用数据与参数手册》按不同运杂费率计取。对部分设备生产厂家或销售商提供免费运输,此处不考虑运杂费。

运杂费(含税)=购置价(含税)×运杂费率

运杂费(不含税)=运杂费(含税)/1.09

C.安装调试费

安装调试费以含税购置价为基础,按不同安装调试费率计取。对风电机组专用设备,其安装调试费率参照《陆上风电场工程概算定额(NB/T31010-2019)》,测算安装调试费率;对通用设备,根据设备的特点、重量、安装难易程度,参照《资产评估常用数据与参数手册》确定安装调试费。

安装调试费(含税)=购置价(含税)×安装费率

安装调试费(不含税)=安装调试费(含税)/1.09

对小型、无须安装的设备,或包安装设备不考虑安装调试费。

D.设备基础费

根据设备的特点,参照《机械工业建设项目概算编制办法及各项概算指标》、《陆上风电场工程概算定额(NB/T31010-2019)》以购置价为基础,按不同费率计取。如设备不需单独的基础或设备基础已在基建工程时统一建设,在计算设备重置全价时不再考虑设备基础费用。

设备基础费(含税)=购置价(含税)×设备基础费率

设备基础费(不含税)=设备基础费(含税)/1.09

E.前期及其他费用

前期和其他费用包括建设单位管理费、工程建设监理费、咨询服务费、项目技术经济评审费及工程保险费等,参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)》规定的其他费用标准,结合设备本身特点进行计算。具体项目及费率和计费基数及依据见下表:

工程建设前期及其他费用表

序号	费用项目	计算方法	费率(含税)%	费率(除税)%	参考依据
1	工程建设管理费	建筑及安装工程费	2.9	2.9	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
2	工程建设监理费	建筑及安装工程费	1.73	1.63	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
3	项目咨询服务费	建筑及安装工程费	1.71	1.62	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
4	项目技术经济评审费	建筑及安装工程费	0.56	0.53	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
5	工程质量检查检测费	建筑及安装工程费	0.2	0.19	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
6	工程定额标准编制管理费	建筑及安装工程费	0.15	0.14	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
7	项目验收费	建筑及安装工程费	0.77	0.72	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
8	工程保险费	建筑及安装工程费、设备购置费	0.3	0.28	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
9	联合试运行	安装工程费	0.4	0.4	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
10	科研试验费	建筑及安装工程费	0.5	0.47	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
11	勘察设计费	建筑及安装工程费	2.5	2.36	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
12	可行性研究费	建筑及安装工程费	0.3	0.28	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
13	竣工图编制费	建筑及安装工程费	0.2	0.19	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
合计			12.22	11.71	

其他费(含税)=[设备安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(含税)+[设备购置费(含税)+运杂费(含税)+安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(含税)+设备安装调试费(含税)×费率(含税)

其他费(不含税)=[设备安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(不含税)+[设备购置费(含税)+运杂费(含税)+安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(不含税)+设备安装调试费(含税)×费率(不含税)

F.资金成本

资金成本为企业项目正常建设施工期内占用资金的筹资成本,即按评估基准日执行的同期银行贷款利率计算的利息。

根据《中国人民银行公告【2019】第15号》,中国人民银行决定改革完善贷款市场报价利率(LPR)形成机制,"自2019年8月20日起,中国人民银行授权全国银行间拆借中心于每月20日公布贷款市场报价利率"。经查询《2022年4月20日全国银行间同业拆借中心授权公布贷款市场报价利率(LPR)公告》,"2022年4月20日贷款市场报价利率(LPR)为:1年期LPR为3.7%,5年期以上LPR为4.6%。以上LPR在下一次发布LPR之前有效"。本次评估基准日为2022年4月30日,故参考该LPR为基础计算贷款利率。

参考该项目设计建设周期及实际建设周期,确定整个项目的合理建设期为1年,则本次评估采用1年期LPR3.7%作为贷款利率,假设工程建设资金在建设期内均匀投入,则:

资金成本=[设备购置价格(含税)+运杂费(含税)+安装调试费(含税)+基础费(含税)+前期及其他费用(含税)]×贷款利率×合理工期/2。

(2)成新率的确定

机器设备的成新率按年限法计算理论成新率,以现场调查结果确定打分法成新率,最终以理论成新率和打分法成新率所占的权重,综合计算成新率。计算公式为:

成新率=理论成新率×40%+打分法成新率×60%

(3)评估值的计算

评估值=重置全价×成新率

(4)典型案例

案例:风力发电机组(固定资产-机器设备(含使用权资产)评估明细表第140项)

①设备概况:

设备名称:风电机组

规格型号:GW140/2500kW

生产厂家:新疆金风科技股份有限公司

启用日期:2020年3月

账面原值:10,366,324.23元

账面净值:9,439,112.06元

数量:1套

主要技术指标:

额定功率:2500kW

转轮直径:140

切入风速:2.5

额定风速:8.6

切出风速(10分钟平均值):20

极端(生存)风速(3秒最大值):50

单机设备可利用率:95%

全场设备可利用率:97%

②评定估算

重置全价的确定

重置全价包括设备购置价、运杂费、设备基础费、安装调试费、前期及其他费用、资金成本等。

1)设备购置价

经向生产厂家询价获得近期风力发电场的风机销售价格,确定评估基准日该型号风机售价为850万元/台(含税)。

设备购置价(不含税)=设备购置价(含税)/1.13

=7,522,123.89元

2)运杂费:设备厂家报价中已包含运杂费,不再计算。

3)基础费:根据《资产评估常用参数手册》的规定并结合企业提供的结算报告获得风机基础的工程造价,经价格指数调整后获得风机基础重置工程造价,经测算风机基础费约占风机含税购置价的16.5%,故本次评估按设备含税价的16.5%考虑。

设备基础费=设备购置价×费率

=8,500,000.00×16.5%

=1,402,500.00元

基础费(不含税)=基础费(含税)/1.09

=1,286,697.25元

4)安装调试费:本次设备安装工程费是根据《陆上风电场工程概算定额(NB/T31010-2019)》进行测算,确定其费率为3%。

安装调试费=设备购置价×费率

=8,500,000.00×3%

=255,000.00元

安装调试费(不含税)=安装调试费(含税)/1.09

=233,944.95元

5)前期及其它费用确定

本次评估经测算的前期及其他费率如下表所示:

工程建设前期及其他费用表

序号	费用项目	计算方法	费率(含税)%	费率(除税)%	参考依据
1	工程建设管理费	建筑及安装工程费	2.9	2.9	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
2	工程建设监理费	建筑及安装工程费	1.73	1.63	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
3	项目咨询服务费	建筑及安装工程费	1.71	1.62	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
4	项目技术经济评审费	建筑及安装工程费	0.56	0.53	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
5	工程质量检查检测费	建筑及安装工程费	0.2	0.19	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
6	工程定额标准编制管理费	建筑及安装工程费	0.15	0.14	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
7	项目验收费	建筑及安装工程费	0.77	0.72	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
8	工程保险费	建筑及安装工程费、设备购置费	0.3	0.28	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
9	联合试运行	安装工程费	0.4	0.4	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
10	科研试验费	建筑及安装工程费	0.5	0.47	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
11	勘察设计费	建筑及安装工程费	2.5	2.36	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
12	可行性研究费	建筑及安装工程费	0.3	0.28	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
13	竣工图编制费	建筑及安装工程费	0.2	0.19	陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准(NB/T31011-2019)
合计			12.22	11.71	

其他费(含税)=[设备安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(含税)+[设备购置费(含税)+运杂费(含税)+安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(含税)+设备安装调试费(含税)×费率(含税)

=1,241,246.50元

其他费(不含税)=[设备安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(不含税)+[设备购置费(含税)+运杂费(含税)+安装调试费(含税)+基础费(含税)]×费率(不含税)+设备安装调试费(含税)×费率(不含税)

=1,189,443.25元

6)资金成本

资金成本:根据建设项目的合理建设工期,按评估基准日适用的贷款利率计算,计算基础为设备购置价、运杂费、设备基础费、安装调试费、前期及其他费用之和,资金成本按建设期内均匀性投入计取。

参考该项目设计建设周期及实际建设周期,确定整个项目的合理建设期为1年,则本次评估采用评估基准日1年期LPR3.7%作为贷款利率,则:

资金成本=[设备购置价(含税)+运杂费(含税)+基础费(含税)+安装调试费(含税)+前期及其他费用(含税)]×贷款利率×合理工期/2

资金成本=[8,500,000.00+0.00+1,402,500.00+255,000.00+1,241,246.50]×3.7%×1/2

=210,876.81元

7)重置全价的确定

重置全价=设备购置价(不含税)+运杂费(不含税)+设备基础费(不含税)+安装调试费(不含税)+前期及其他费用(不含税)+资金成本

=7,522,123.89+0.00+1,286,697.25+233,944.95+1,189,443.25

+210,876.81

=10,443,086.15元

②成新率的确定

a.理论成新率

该设备设计的经济寿命年限为20年,企业于2020年3月正式投入使用,至评估基准日已连续运行了2.08年。

理论成新率=(经济寿命年限-已使用年限)/经济寿命年限×100%

=(20-2.08)/20×100%

=90%(取整)

b.现场勘察

通过现场勘察、查阅相关运行记录、检修记录、安全性能检验报告等资料,并向设备管理及使用人员了解,对该设备企业坚持正常的维修保养制度,经常对设备进行维修保养,各项性能均正常。

经评估人员、企业设备管理及使用人员现场共同勘察评定结果如下:根据设备现运行状况、所处生产环境、设备的维护及保养状况等因素,在与企业设备管理、使用、维修人员座谈基础上,由于易损件更换频繁,确定勘察成新率为85%。

c.综合成新率:

成新率=90%×40%+85%×60%=87%

③评估值的确定:

评估值=重置全价×成新率

=10,443,086.15×87%

=9,085,485.00元

运用上述假设、参数和评估方法,经评估,购买日使用权资产评估价值为41.42亿元,评估减值4.29亿元。主要原因为:A、主机设备受技术更新影响,至评估基准日市场上同类产品的价格低于其购置时的水平,致使评估减值;B、受自然条件和建设条件的影响,项目前期待摊费用实际费率高于标准费率。

综上,使用权资产评估减值具备合理性。

三、结合收购时的交易背景、标的资产经营状况等,说明合并成本低于可辨认净资产公允价值的原因及合理性,是否存在未识别确认的或有负债等

(一)收购时的交易背景

详见本题第一问之回复。

(二)标的资产经营状况

标的资产2022年度经营情况

单位:千千瓦时、万元

项目名称	容量(MW)	发电小时数	结算电量	营业收入	净利润
景县中电	50	3,197.63	154,137.50	7,934.16	3,571.84
平原国瑞	50	2,865.54	136,311.70	6,236.49	3,112.30
宁津瑞鸿	50	2,670.27	129,975.37	6,458.56	2,975.23
商河国瑞	100	2,787.43	269,831.64	13,451.89	5,891.14
宁津国瑞	50	2,928.50	142,136.77	6,750.00	2,700.51
平原瑞风	50	3,317.14	159,098.88	7,536.26	4,207.77
平原天瑞	50	3,439.15	166,583.60	8,322.27	5,102.14
商河国润	100	2,962.82	284,800.46	13,695.52	5,465.71
汤阴伏绿	32	2,720.39	85,855.54	4,558.86	2,230.66
沽源智慧	150	2,266.36	326,910.84	12,654.38	-1,157.38
竹润沽源	30	1,137.61	32,273.47	1,115.23	18.29
合计	712.00		1,887,915.76	88,713.62	34,118.22

(三)合并成本低于可辨认净资产公允价值的原因及合理性,不存在未识别确认的或有负债等

1、合并成本的确认依据

根据《企业会计准则第33号—合并财务报表》及应用指南相关规定,公司本次重组交易属于"通过多次交易分步实现非同一控制下企业合并,且不属于'一揽子交易'"的企业合并。对于分步实现的非同一控制下企业合并,合并成本为每一单项交易成本之和。企业因追加投资等原因能够对非同一控制下的被投资方实施控制的,在合并财务报表中,对于购买日之前持有的被购买方的股权,应当按照该股权在购买日的公允价值进行重新计量,公允价值与其账面价值的差额计入当期投资收益。

根据《企业会计准则第39号—公允价值计量》相关规定,为提高公允价值计量和相关披露的一致性和可比性,企业应当将估值技术所使用的输入值划分为三个层次,并最优先使用活跃市场上相同资产或负债未经调整的报价(第一层次输入值),其次使用除第一层次输入值外相关资产或负债直接或间接可观察的输入值(第二层次输入值),最后使用不可观察输入值(第三层次输入值)。

如"问题2回复之二、(一)风电资产交易价格变化趋势"所述,风电资产交易价格受风资源禀赋、标的项目所处地区的电价、资产收益率高低、项目剩余生命周期的长短、目标公司的资产负债率等多种不同关键因素的影响,任何一个关键条件的变化都会对项目出售价格产生较大影响。

因此,基于风电资产交易价格的差异性,以及同行业可比公司公开披露信息中对风电资产交易具体信息的难以获得性,对于购买日之前持有的被购买方的股权在购买日的公允价值无法采用第一层次输入值和第二层次输入值。出于谨慎性的角度考虑,公司聘请具有证券从业资质的独立第三方评估机构正德信对购买日宁柏基金的合伙人权益价值进行评估,并出具陕正德信评报字〔2023〕065号评估报告,作为购买日前持有的被购买方的股权在购买日的公允价值。

经评估,购买日宁柏基金归属于母公司的净资产价值为282,667.56万元。合并成本的计算过程如下表所示:

单位:万元

项目		金额
购买日柏基金归属于母公司的净资产公允价值	A	282,667.56
购买日之前享有股权比例	B	77.2528%
购买日之前持有的股权于购买日的公允价值	C=A*B	218,368.60
向上汽投资支付22.7009%合伙份额	D	59,862.00
向宁夏开弦支付0.0463%合伙份额	E	125.00
合并成本	F=C+D+E	278,355.60
可辨认净资产公允价值	G	282,667.56
合计持有股权比例	H	99.9537%
取得的可辨认净资产公允价值份额	I=G*H	282,536.68
商誉/合并成本小于取得的可辨认净资产公允价值份额的金额	J=F-I	-4,181.08

2、合并成本低于可辨认净资产公允价值具备合理性

根据上述计算结果,合并成本低于可辨认净资产公允价值具备合理性。

3、不存在未识别确认的或有负债

本次交易方案及交易安排无对赌事项,且交易内容未设置业绩承诺和业绩补偿机制(具体内容详见公司于2022年3月15日披露的《宁夏嘉泽新能源股份有限公司重大资产购买暨关联交易报告书(草案)》(修订稿)),不存在潜在义务和资产,故不存在或有事项。

此外,陕正德信评报字〔2022〕220号和陕正德信评报字〔2023〕065号评估报告中的评估对象为嘉泽新能为合并宁柏基金取得的可辨认净资产公允价值。评估范围为宁柏基金及其控股公司合并报表口径的可辨认资产、负债及或有负债。因此,不存在未识别确认的或有负债。

问题4、关于融资租赁。年报及一季报显示,公司年末受限资产132.46亿元,占净资产的69.84%,其中固定资产63.68亿元、使用权资产42.02亿元、应收账款24.86亿元均因借款及融资租赁抵押受限。公司通过直租、售后回租方式进行融资租赁,2022年末租赁负债余额22.12亿元,同比增长145.03%,主要系合并范围增加;长期应付款余额为37.85亿元,同比增长103.45%,主要系项目公司置换贷款,增加售后回租交易。至2023年3月末,公司租赁负债余额21.59亿元,较上年末减少2.40%,长期应付款余额45.84亿元,较上年末增加21.11%,但与融资租赁业务相关的科目使用权资产余额25.19亿元,较上年末减少41.57%。

请公司:(1)补充披露按电站项目披露各类受限资产对应抵押融资或融资租赁情况、资金资产具体用途,说明是否存在为关联方或利益相关方融资的情形;(2)涉及融资租赁的,按电站项目区分直租模式与售后回租模式,列示涉及具体金额、交易时间、提供融资方、融资利率、期限、付款安排、还款来源等,说明合并范围变化、置换贷款安排对融资租赁交易的具体影响,并结合对应电站项目运营状况评估是否存在还款压力,并充分提示风险;(3)说明公司使用权资产于2023年一季度大幅下降的原因及与融资租赁规模的匹配性。请年审会计师发表意见。

回复:

一、按电站项目披露各类受限资产对应抵押融资或融资租赁情况、资金资产具体用途,说明是否存在为关联方或利益相关方融资的情形

(一)按电站项目披露各类受限资产对应抵押融资或融资租赁情况、资金资产具体用途

截至2022年12月31日,公司受限资产为132.46亿元。其中,土地复垦保证金0.11亿元,主要为公司履行土地复垦义务提供资金保证;履约保函金0.04亿元,主要为公司下属全资子公司宁夏嘉骏售电有限公司在各省开展售电业务时,根据规定需向各地方电力交易中心提交履约保函以保证售电业务的正常开展;受限资产为132.30亿元,主要为各电站为获得项目融资提供的电费收费权质押、土地抵押、电站资产抵押等担保措施,具体各电站受限资产对应抵质押融资情况如下表所示:

单位:亿元

序号	项目名称	金融机构注	抵质押情况	受限资产项目	受限金额
1	景县南运河200MW风电场项目(一期50MW项目)	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	4.16
2	汤阴县32MW分散式风电项目	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	2.36
3	国瑞能源济南商河风电场	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	8.14
4	瑞鸿宁津风电场工程项目	昆仑银行	电费收费权作为质押,固定资产发电设备和土地使用权作为抵押	应收账款、无形资产、固定资产	3.56
5	国瑞新能源德州平原风电场工程项目	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、使用权资产	3.44
6	瑞风能源平原风电场工程	中广核	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、使用权资产	4.09
7	天瑞平原风电场	中广核	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、使用权资产	4.09
8	国瑞新能源德州宁津风电场	中广核	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	4.04
9	国瑞能源济南商河风电场二期工程	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、使用权资产	7.00
10	森源张鼓匠风电场150MW风电项目	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权,股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	11.27
11	竹润沽源光伏30MW光伏+10MW储能项目	华能天成	电站部分资产、电费收费权,股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	1.30
12	嘉泽第一风电场	国开行宁夏分行	电站投产后的机器设备进行抵押,电费收费权及股权质押	货币资金、应收账款、固定资产	9.41
13	嘉泽第二风电场	国开行宁夏分行	电站投产后的机器设备进行抵押,电费收费权及股权质押	货币资金、应收账款、固定资产	9.02
14	鲁家窑第五风电场焦家畔项目	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产	6.75
15	鲁家窑第五风电场新农村项目	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产	1.15
16	嘉泽第三风电场	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权	应收账款、固定资产	10.45
17	嘉泽第四风电场	华能天成	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权	应收账款、固定资产	10.73
18	同心北关330升压站	国开行宁夏分行	电站部分资产,电费收费权及股权质押	货币资金、应收账款、固定资产	0.43
19	兰考兰熙50MW风电场项目	国银金租	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权	应收账款、无形资产、固定资产	3.88
20	民权城北50MW风电项目	国银金租	电站部分资产,项目所在地土地使用权抵押,电费收费权	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	3.02
21	苏尼特左旗11MW分散式风电项目	华能天成	电站部分资产、土地使用权抵押,股权质押	在建工程	0.25
22	晨光胶带3400kW分布式光伏项目	浦银金租	应收账款质押,股权质押,保证	应收账款、固定资产	0.11
23	三道山150MW风电项目	中国银行	电费收费权质押,项目土地及全部机器设备进行抵押	应收账款、无形资产、固定资产	11.33
24	苏家梁100MW风电项目	华能天成	电站资产,项目项下的全部土地使用权进行抵押,电费收费权质押	应收账款、无形资产、固定资产	6.81
25	商水张明乡25MW分散式风电项目	国银金租	电站部分资产抵押,电费收费权及股权质押	应收账款、无形资产、固定资产、使用权资产	1.79
26	屋顶光伏玉如意1MW项目/世纪之鹰0.7085MWp项目/来福如意0.39894MWp项目	浦银金租	应收账款质押,股权质押	应收账款、固定资产	0.07
27	达权建材999.53kW分布式光伏	浦银金租	应收账款质押,股权质押	应收账款、固定资产	0.03
28	宏峰轻工1.2MW分布式光伏项目	浦银金租	应收账款质押,股权质押	应收账款、固定资产	0.03
29	来宾福斯派6MW分布式光伏	浦银金租	应收账款质押,股权质押	应收账款、固定资产	0.20
30	谭庄子50MW风电项目	华能天成	应收账款质押,股权质押	应收账款、无形资产、固定资产	3.19
31	宁河镇18MW项目分散式风电	华润租赁	电费收费权及股权质押	应收账款	0.20
合计					132.30

(下转D63版)