



关于吉林电力股份有限公司 非公开发行股票申请文件 反馈意见的回复

保荐人（主承销商）



国信证券股份有限公司
GUOSEN SECURITIES CO.,LTD.

（深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 16-26 层）

二〇二〇年 八月

关于吉林电力股份有限公司 非公开发行股票申请文件反馈意见的回复报告

中国证券监督管理委员会：

根据贵会《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（201806号）的要求，吉林电力股份有限公司（以下简称“吉电股份”、“发行人”、“申请人”或“公司”、“企业”）会同保荐机构国信证券股份有限公司（以下简称“国信证券”或“保荐机构”）、北京市中咨律师事务所（以下简称“发行人律师”）和中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“会计师”）对本次非公开发行股票申请文件反馈意见所涉及的有关问题进行了认真研究。根据反馈意见的要求，现将有关事项回复如下，请予审核。

如无特别说明，本反馈意见回复中的简称与《吉林电力股份有限公司非公开发行股票尽职调查报告》中的简称具有相同含义。

目 录

问题 1.....	3
问题 2.....	21
问题 3.....	32
问题 4.....	43
问题 5.....	48
问题 6.....	53
问题 7.....	57
问题 8.....	61
问题 9.....	76
问题 10.....	77
问题 11.....	79
问题 12.....	82
附件.....	85

问题 1

申请人本次拟募集资金 30 亿元，投资于安徽宿松九成风电项目（100MW）等以及补充流动资金。请申请人补充说明：（1）本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入。（2）本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形。（3）结合公司及可比公司同类项目单位投资规模情况，说明本次募投项目投资规模的合理性。（4）募投项目新增产能情况，新增产能的消纳措施，是否已签订相关协议，结合风电、光伏行业发展相关情况，说明是否存在弃风弃电的风险。（5）募投项目是否纳入或拟纳入财政补贴范围，未来盈利是否依赖财政补贴，是否存在无法纳入的风险；募投项目效益预测情况，具体测算过程、测算依据，效益测算的谨慎性、合理性；结合报告期内公司毛利率变动情况，说明本次募投项目效益测算是否谨慎合理。（6）前募项目部分未达预期效益的原因及合理性，如何避免本次募投项目出现类似情形。请保荐机构发表核查意见。

『回复』

一、本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

公司本次非公开发行股票，拟募集资金总额不超过 300,000 万元，扣除发行费用后的募集资金净额计划投资于以下项目：

单位：万元

序号	募集资金项目	项目投资总金额	拟投入募集资金
1	安徽宿松九成风电项目（100MW）	81,557	44,657
2	延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	79,837	37,666
3	青海乌兰风电项目（50MW）	39,765	20,435
4	江西兴国风电场项目（278MW）	237,785	7,042
5	广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	60,000	59,400
6	山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	96,340	45,800
7	补充流动资金	-	85,000

序号	募集资金项目	项目投资总金额	拟投入募集资金
	合计	595,284	300,000

上述各募投项目的具体投资数额安排明细、投资数额的测算依据和测算过程请详见附件之“一、”部分内容。

本次募投项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部分由公司自筹解决。

二、本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度，是否存在置换董事会前投入的情形

本次募投项目的各项目进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度请详见附件之“二、”部分内容。本次发行募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

三、结合公司及可比公司同类项目单位投资规模情况，说明本次募投项目投资规模的合理性

公司本次募投项目投资单价情况如下所示：

序号	募集资金项目	装机规模 (MW)	投资总额 (万元)	投资单价 (元/kW)
1	安徽宿松九成风电项目	100	81,557	8,155.70
2	延安宝塔蟠龙风电项目	100	79,837	7,983.70
3	青海乌兰风电项目	50	39,765	7,953.00
4	江西兴国风电项目	278	237,785	8,553.42
5	广西崇左响水平价光伏项目	150	60,000	4,000.00
6	山东寿光恒远平价光伏项目	200	96,340	4,817.00
风电项目投资单价均值				8,161.46

序号	募集资金项目	装机规模 (MW)	投资总额 (万元)	投资单价 (元/kW)
光伏项目投资单价均值				4,408.50

公司本次非公开发行募投项目投资总额为 595,284 万元，投资单价在 4,000.00 元/kW 至 8,595.59 元/kW 区间。其中，风电项目投资单价均值为 8,161.46 元/kW，光伏项目投资单价均值为 4,408.50 元/kW。

（一）公司同类项目情况

公司最近两年投运的同类项目投资单价情况如下所示：

序号	项目名称	项目类别	所处区域	投产时间	装机规模 (MW)	投资总额 (万元)	投资单价 (元/kW)
1	江西新洲风电项目	风电	江西	2019 年 12 月	49.50	40,325.02	8,401.05
2	山西榆社一期风电项目	风电	山西	2020 年 01 月	49.50	41,332.50	8,350.00
3	山西榆社二期风电项目	风电	山西	2020 年 01 月	50.00	41,332.50	8,266.50
4	白城领跑者 2 号项目	光伏	吉林	2018 年 12 月	100.00	67,454.96	6,745.50
5	安徽桐城光伏竞价项目	光伏	安徽	2019 年 12 月	100.00	40,564.38	4,056.44
风电项目投资单价均值							8,339.18
光伏项目投资单价均值							5,400.97

如上表所示，公司最近两年同类项目的投资单价区间为 4,056.44 元/kW 至 8,401.05 元/kW，其中，风电项目投资单价均值为 8,339.18 元/kW，光伏项目投资单价均值为 5,400.97 元/kW。整体而言，本次募投项目的投资单价均值与公司最近两年同类项目的投资单价平均水平相近，因此募投项目的投资规模预测具有合理性。

（二）同行业上市公司相关情况

新能源发电项目因投资地区地形地貌、投资设备选取的不同等综合因素的影响，各项目的投资单价略有不同。同行业可比公司的新能源募投项目情况如下：

可比公司	项目名称	装机规模 (MW)	投资总额 (万元)	投资单价 (元/kW)
银星能源	银星一井矿产压覆区 30MW 光伏电站项目 ¹	30	22,798.69	7,599.56
	中宁长山头 99MW 风电项目	99	76,050.00	7,681.82

可比公司	项目名称	装机规模 (MW)	投资总额 (万元)	投资单价 (元/kW)
	吴忠太阳山 50MW 风电场项目	50	39,214.57	7,842.91
嘉泽新能	焦家畔 100MW 风电项目	100	70,000.00	7,000.00
	苏家梁 100MW 风电项目	100	70,000.00	7,000.00
	兰考兰熙 50MW 风电项目	50	41,132.60	8,226.52
节能风电	德令哈风电项目	50	40,000.00	8,000.00
	定边胶泥崾先风电场项目	50	47,444.37	9,488.87

注：根据银星能源的公告，银星一井矿产压覆区 30MW 光伏电站项目于 2016 年投产。

如上表所示，同行业可比上市公司募投风电项目的单价区间为 7,000.00 元/kW 至 9,488.87 元/kW，公司本次募投风电项目的投资单价水平均处于该区间范围内，且本次募投中江西兴国风电项目为山地风电项目，其投资单价普遍高于平原风电项目的投资单价。因此，公司本次募投风电项目的投资规模预测具有合理性。上述可比同行业上市公司中，银星一井矿产压覆区 30MW 光伏电站项目于 2016 年投产，距今时间较长，其投资单价不具有可比性。近年来，光伏组件及光伏电站造价成本显著下降，公司本次募投光伏项目的投资单价低于前述可比公司募投项目具有合理性。

综上，公司本次募投项目投资单价与公司内部同类项目、可比同行业上市公司新能源项目相比，处于合理区间内，本次募投项目的投资规模具有合理性。

四、募投项目新增产能情况，新增产能的消纳措施，是否已签订相关协议，结合风电、光伏行业发展相关情况，说明是否存在弃风弃光的风险

（一）新增产能情况

截至 2020 年 6 月 30 日，公司装机容量为 752.22 万千瓦。如本次非公开发行募投项目全部投产，则公司将新增产能 87.80 万千瓦，新增产能占装机总量的比例约 11.67%。

（二）新增产能消化措施、协议签订情况以及是否存在弃风弃光风险

1、经验丰富的运营团队保障新能源项目的高效运作

公司历来重视人才培养和储备，经过多年发展已经形成一支高素质的核心管

理团队和优秀的技术团队。本次募集资金投资项目为公司主营业务新能源发电项目的投资建设，募集资金投资项目的实施可以充分利用现有的技术和人员。公司将根据业务发展需要，继续加快推进人员招聘培养计划，不断增强人员储备，确保满足募集资金投资项目的顺利实施。

2、本次募投项目签订相关协议的情况

截至本反馈意见回复出具之日，本次募投项目获取接入批复时间、并网时间以及吸收消纳情况如下所示：

序号	募集资金项目	接入批复时间	是否签订购售电合同
1	安徽宿松九成风电项目（100MW）	一期：2019年03月27日 二期：2019年06月21日	建设阶段， 暂未签订
2	延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	一期：2019年04月03日 二期：2019年05月20日	建设阶段， 暂未签订
3	青海乌兰风电项目（50MW）	2019年4月8日	已签订
4	江西兴国风电场项目（278MW）	大水山：2016年09月22日 莲花山：2016年09月22日	建设阶段， 暂未签订
5	广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	2019年12月23日	建设阶段， 暂未签订
6	山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	2019年9月20日	建设阶段， 暂未签订

根据电力行业相关规定，新能源发电企业应在项目建设完成后进行并网验收、取得并网通知文件，并按照相关安排签署购售电合同。青海乌兰风电项目已于2020年6月30日并网，已与青海省电网公司签署购售电合同。除青海乌兰风电项目外，本次募投项目均处于建设阶段，因此尚未签署售电协议，相关建设均在有序推进当中。由于所有募投项目均已获得电网公司的接入许可文件，未来签署相关售电协议不存在障碍。

3、新能源行业发展情况

我国的新能源发电产业受国家产业振兴计划的带动，持续保持较快发展趋势。近年来，为进一步推进节能减排和可持续发展，我国政府出台了一系列支持新能源产业发展的政策，通过财政补贴、政策扶持等方式提升产业整体发展水平。根据《中华人民共和国可再生能源法》以及国家发改委《可再生能源发电全额保

障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号）等法律法规规定，电网企业在确保供电安全的前提下，应全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。为了实现新能源电力全额消纳，全国范围内加速推进特高压建设。截至2019年年底，国家电网已累计建成22条特高压线路，项目累计投资超过4,300亿元；2020年3月，中央政治局召开会议，明确要求保障特高压建设加速推进，特高压将在2020-2021年重启建设高峰。根据国家能源局发布的信息，最近三年全国弃风、弃光率均呈整体下降趋势。随着特高压工程建设的推进，采用特高压输电技术，将有效提升对新能源发电的消纳能力。

4、弃风弃光情况

近年来，全国新能源限电状况逐渐得到缓解。根据国家能源局统计，2017年至2019年期间，全国平均弃风率分别为12%、7%、4%，弃光率分别为6%、3%、2%，均呈逐年下降趋势。

本次发行的募投项目包括四个风电项目，分别位于安徽、陕西、青海、江西。根据国家能源局发布的《2019年风电并网运行情况》，安徽、江西地区2019年弃风率均为0%，当地电网消纳能力较好；陕西2019年弃风率0.6%，青海弃风率2.5%，目前仍存在少量弃风现象，但均低于国家规定的5%警戒线。其中，青海乌兰风电项目已于2020年6月30日实现并网，并已与当地电网签订《优先发电合同》，明确优先发电电量。本次发行的募投项目包括两个光伏项目，分别位于广西和山东，根据国家能源局公布信息，2019年前三季度广西的弃光率为0%、山东的弃光率为0.1%，当地电网消纳能力较好。此外，国家近年来先后颁布《解决弃水弃风弃光问题实施方案》、《清洁能源消纳行动计划2018—2020》等相关政策，以进一步解决限电问题。电力消纳的持续改善，将进一步保障本次发行募投项目未来的产能消纳能力。

综上，本次募投项目新增发电量消纳在政策层面具有良好的保障。针对现阶段部分区域存在少量弃风弃光现象，公司已制定相关防范措施。相关风险已在保荐机构出具的《尽职调查报告》“第十节 风险因素及其他重要事项调查”之“一、主要风险因素”之“（三）业务与经营风险”中进行披露。

五、募投项目是否纳入或拟纳入财政补贴范围，未来盈利是否依赖财政补贴，是否存在无法纳入的风险；募投项目效益预测情况，具体测算过程、测算依据，效益测算的谨慎性、合理性；结合报告期内公司毛利率变动情况，说明本次募投项目效益测算是否谨慎合理。

（一）募投项目纳入财政补贴情况，是否存在无法纳入的风险，未来盈利是否依赖财政补贴

1、募投项目纳入财政补贴的情况

本次募投项目共涉及两个平价光伏项目和四个风电项目。其中，广西崇左响水平价光伏项目和山东寿光恒远平价光伏项目为平价光伏项目，均已纳入发改办能源[2019]594号2019年第一批平价光伏项目，不涉及财政补贴。青海乌兰风电项目已于2020年6月30日并网并签订了《优先发电合同》，项目已进行申报，预计未来不存在无法纳入政府补贴名录的风险。安徽宿松九成风电项目、延安宝塔蟠龙风电项目、江西兴国风电场项目暂未纳入财政补贴名录。根据财政部、国家发改委及国家能源局于2012年3月联合颁布的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102号通知），上述项目并网后可申请纳入财政补贴名录。根据《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882号）规定，“2018年底之前核准的陆上风电项目，2020年底前仍未完成并网的，国家不再补贴”。目前，上述暂未纳入财政补贴名录的募投风电项目均计划于2020年12月31日前并网投产，故未来不存在无法纳入政府补贴名录的风险。

2、未来盈利是否依赖财政补贴

（1）新能源行业业务特性及相关行业政策

为贯彻落实国务院关于培育战略性新兴产业和加强节能减排工作的部署和要求，国家出台了一系列新能源项目补贴政策。新能源项目上网电价由标杆电价和补贴电费构成，标杆电价及补贴电费均为新能源项目收入的重要组成部分。

近年来，我国加速可再生能源平价上网的步伐，为全面推进、落实平价机制，行业管理部门陆续发布了一系列的指导政策，从而建立起稳定的市场预期，为未来可再生能源行业立足平价、健康发展奠定了坚实的基础。根据相关新能源产业

研究，在考虑目前燃煤脱硫标杆电价水平不变、未来部分省份（区域）弃风好转、风电利用小时数有所提高等边界条件下，对各省陆上风电成本进行测算，预计到2025年，用电成本在0.24~0.40元/（kW·h）之间，大部分省份（区域）陆上风电可实现发电侧平价上网。为实现可再生能源向平价上网的平稳过渡，调整补贴发放机制，2020年1月，财政部、国家发改委和国家能源局发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4号），主要明确四方面内容：一是坚持以收定支原则，新增补贴项目规模由新增补贴收入决定，做到新增项目不新欠；二是开源节流，通过多种方式增加补贴收入、减少不合规补贴需求，缓解存量项目补贴压力；三是2020年起，凡符合条件的存量项目均纳入补贴清单，国家不再发布可再生能源发电项目补助目录，以往确定的一到七批补贴内项目直接列入补助清单，尚未纳入补助清单的通过国家可再生能源信息管理平台进行申报，并定期公布；四是对不同可再生能源发电项目实施分类管理。

本次非公开发行股票拟投入募投项目中，光伏项目均为平价光伏项目，均已列入平价光伏项目名录，故不存在依赖财政补贴的情形；风电项目均计划于2020年12月31日前实现并网投产，符合纳入国家补贴名录的条件，募投项目未来收益稳定有保障。本次募投项目具体效益预测情况参见“（二）募投项目效益预测情况”。

（2）本次募投项目的效益敏感性分析

由于新能源发电项目收益率容易受到国家产业政策、电价波动等因素影响，如果公司本次发行募投风电项目不能及时并网，募投项目将面临电价下降风险，收益率水平可能下滑。基于审慎原则，假设风能、光照、投资成本等因素不变的情况下，项目电价整体下调20%或30%，对本次募投项目的效益情况进行敏感性分析，如下所示：

序号	募投项目	方案类型	变化幅度 (%)	投资回收期 (所得税后) (年)	项目投资财务内部收益率 (所得税后) (%)
1	安徽宿松九成风电项目（100MW）	电价变化分析	-30.00	13.28	5.09
			-20.00	11.69	6.84
			0.00	9.45	10.10

序号	募投项目	方案类型	变化幅度 (%)	投资回收期 (所得税后) (年)	项目投资财务内部收益率 (所得税后) (%)
2	延安宝塔蟠龙风电项目 (100MW)	/	/	/	/
	其中: 延安宝塔蟠龙一期风电项目	电价变化分析	-30.00	13.07	4.49
			-20.00	11.90	6.12
			0.00	9.56	9.38
	延安宝塔蟠龙二期风电项目	电价变化分析	-30.00	16.77	2.49
			-20.00	14.17	4.18
			0.00	10.78	8.21
3	青海乌兰风电项目 (50MW)	电价变化分析	-30.00	11.62	3.84
			-20.00	10.70	5.61
			0.00	9.50	9.15
4	江西兴国风电场项目 (278MW)	/	/	/	/
	其中: 江西兴国大水山风电场项目	电价变化分析	-30.00	14.40	4.51
			-20.00	12.76	6.09
			0.00	10.41	9.02
	江西兴国莲花山风电场项目	电价变化分析	-30.00	15.56	3.50
			-20.00	13.60	5.22
			0.00	10.89	8.44
5	广西崇左响水平价光伏项目 (150MW)	电价变化分析	-30.00	17.78	2.98
			-20.00	15.12	4.54
			0.00	11.65	7.44
6	山东寿光恒远平价光伏项目 (200MW)	电价变化分析	-30.00	17.25	3.22
			-20.00	14.89	4.65
			0.00	11.65	7.33

参考新能源补贴电价和标杆电价的现状水平模拟电价波动情况进行敏感性分析。假设项目电价下调 20%-30%，本次募投项目内部收益率仍均为正。

综上，本次募投项目中光伏项目均为平价光伏项目，不涉及财政补贴；风电项目均计划于 2020 年 12 月 31 日前并网投产，如期并网后符合纳入国家补贴名录的条件，此外，在其他假设条件不变的情况下电价下调 30% 时各项目仍可盈利，不存在依赖财政补贴的情形。

（二）募投项目效益预测情况

本次发行各募投项目的效益预测情况、具体测算过程及测算依据请详见附件至“三、”部分内容。对于本次募投项目效益测算的合理性、谨慎性分析如下：

关于假设的设置方面，按照公司实际情况、客观行业数据以及国家相关政策作出本次发行募投项目效益测算所使用的假设条件，假设依据谨慎、合理。

关于效益预测的方法方面，本次发行募投项目的利润及收益的测算方法符合会计政策及行业惯例，效益预测方法谨慎、合理。

1、电价波动敏感性分析

由于新能源发电项目收益率容易受电价波动等因素影响，基于审慎原则，假设风能、光照、投资成本不变的情况下，标杆电价波动导致项目电价下调或上涨5%，对本次募投项目的收益率进行测算，情况如下：

单位：%

序号	募集资金项目	全部投资内部收益率（所得税后）		
		原电价	电价下调5%	电价上涨5%
1	安徽宿松九成风电项目（100MW）	10.10	9.30	10.89
2	延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	/	/	/
	其中：延安宝塔蟠龙一期风电项目	9.38	8.57	10.17
	延安宝塔蟠龙二期风电项目	8.21	7.45	8.95
3	青海乌兰风电项目（50MW）	9.15	8.27	10.01
4	江西兴国风电场项目（278MW）	/	/	/
	其中：江西兴国大水山风电场项目	9.02	8.31	9.71
	江西兴国莲花山风电场项目	8.44	7.66	9.20
5	广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	7.44	6.74	8.14
6	山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	7.33	6.68	7.97

通过敏感性分析可以看出，如果项目电价增减波动5%，则本次募投项目的全部投资内部收益率从之前的7.33%-10.10%区间变化为6.68%-10.89%区间。

2、内部收益率合理性分析

公司可比同行业上市公司实施新能源发电募投项目的收益率情况如下所示：

可比公司	项目名称	项目概述	内部收益率 (税后)
银星能源	银星一井矿产压覆区 30MW 光伏电站项目	项目总投资：22,798.69 万元； 装机规模：30MW； 上网电价 0.9 元/kWh	14.23%
	中宁长山头 99MW 风电项目	项目总投资：76,050.00 万元； 装机规模：99MW； 上网电价 0.58 元/kWh	9.51%
	吴忠太阳山 50MW 风电场项目	项目总投资：39,214.57 万元； 装机规模：50MW； 上网电价 0.56 元/kWh	9.01%
嘉泽新能	焦家畔 100MW 风电项目	项目总投资：70,000.00 万元； 装机规模：100MW	7.52%
	苏家梁 100MW 风电项目	项目总投资：70,000.00 万元； 装机规模：100MW	7.52%
	兰考兰熙 50MW 风电项目	项目总投资：41,132.60 万元； 装机规模：50MW	9.55%
节能风电	德令哈风电项目	项目总投资：40,000.00 万元； 装机规模：50MW	8.06%
	定边胶泥峡先风电场项目	项目总投资：47,444.37 万元； 装机规模：50MW	8.82%

因各项目投资地区的光照水平和风能的差异、投资设备选取的不同、上网电价的差异等综合因素的影响，各项目的投资收益指标略有不同。根据上述可比同行业上市公司的公开披露信息，新能源发电项目内部收益率波动范围大致在 7.52%-14.23%；由于公司本次募投项目中存在平价光伏发电项目，项目内部收益率水平总体在 7.33%-10.10% 区间。参照同行业上市公司水平，公司本次募投项目的相关收益指标具有合理性。

（三）结合公司毛利率水平分析效益测算的谨慎性和合理性

本次募投项目对应的毛利率水平如下所示：

序号	募集资金项目	具体项目	毛利率水平
1	安徽宿松九成风电项目（100MW）	吉电宿松县九成风电场项目	56.04%
2	延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	延安吉电新能源有限公司宝塔蟠龙一期风电场工程项目	48.67%
		延安吉电新能源有限公司宝塔蟠龙二期风电场工程项目	45.70%

序号	募集资金项目	具体项目	毛利率水平
3	青海乌兰风电项目（50MW）	国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰5万千瓦风电项目	47.70%
4	江西兴国风电场项目（278MW）	江西中电投新能源发电有限公司江西兴国大水山风电场项目	52.95%
		江西中电投新能源发电有限公司江西兴国莲花山风电场项目	46.47%
5	广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	崇左市响水光伏发电项目	47.63%
6	山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	寿光恒远新能源有限公司营里200MWp光伏电站项目	49.71%
公司预计风电项目平均毛利率			49.59%
公司预计光伏发电项目平均毛利率			48.67%

报告期内，公司风电业务及光伏业务毛利率水平如下：

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
风电产品	57.07%	50.73%	46.03%	38.61%
光伏产品	59.11%	52.86%	52.63%	47.96%

报告期内，公司风电业务毛利率为 38.61%-57.07%，光伏业务毛利率为 47.96%-59.11%；本次募投项目中风电项目平均毛利率为 49.59%，光伏项目平均毛利率为 48.67%，与公司现有风电、光伏业务毛利率水平相近，该等预测结果谨慎、合理。

综上，公司本次发行募投项目的效益测算具有谨慎性和合理性。

六、前募项目部分未达预期效益的原因及合理性，如何避免本次募投项目出现类似情形。

截至 2020 年 6 月末，前募项目实现效益的情况如下：

单位：万元

序号	承诺投资项目	预计效益				实际效益				整体达标率	是否达到效益
		2020年 1-6月	2019年	2018年	2017年	2020年 1-6月	2019年	2018年	2017年		
1	安徽南谯常山风电场项目	851.09	1,702.18	2,121.86	2,121.87	523.13	878.72	2,490.33	1,204.77	74.99%	否
2	青海诺木洪大格勒河东风电场一期工程	1,198.02	2,944.22	3,012.84	502.14	651.54	1,423.24	1,474.29	60.32	47.14%	否
3	吉林长岭腰井子风电场二期工程	1,014.31	1,726.13	1,964.97	2,243.10	2,382.51	2,844.33	2,875.11	2,213.72	148.46%	是
4	吉林长岭三十号风电场二期工程	997.90	1,692.10	1,933.84	2,210.90	2,418.82	3,104.44	3,277.26	2,707.91	168.38%	是
5	河南省辉县市南旋风风电场工程	2,127.01	4,917.35	2,867.62	0.00	1,835.13	3,903.94	3,792.77	586.29	102.08%	是
6	收购三塘湖 99MW 风电并网发电项目	2,426.37	4,228.47	4,210.97	4,312.44	1,329.86	1,165.97	73.92	36.00	17.17%	否
7	收购陕西定边 150MW 并网光伏发电项目	3,403.72	6,117.83	6,390.38	6,471.70	3,899.35	6,167.80	4,076.49	4,229.25	82.08%	否
合计		12,018.42	23,328.28	22,502.48	17,862.15	13,040.34	19,488.44	18,060.17	11,038.26	81.40%	/

（一）部分前募项目未达预期效益的原因

公司前次募投项目中，安徽南谯常山风电场项目、青海诺木洪大格勒河东风电场一期工程、收购三塘湖 99MW 风电并网发电项目、收购陕西定边 150MW 并网光伏发电项目未达预期效益，分析如下：

1、项目所处区域弃风、弃光原因

青海诺木洪大格勒河东风电场一期工程、收购三塘湖 99MW 风电并网发电项目、收购陕西定边 150MW 并网光伏发电项目未达预期效益的主要原因为，项目所处地区供需电量不平衡，存在一定的弃风弃光现象，影响项目收益水平。前述前次募投项目的弃风弃光率情况如下所示：

序号	项目	2017年	2018年	2019年	2020年1-6月
1	青海诺木洪大格勒河东风电场一期工程	6.34%	9.98%	7.88%	9.25%
2	陕西定边 150MW 并网光伏发电项目	9.98%	10.16%	8.15%	2.04%
3	三塘湖 99MW 风电并网发电项目	31.72%	24.42%	7.89%	5.61%

针对电力资源供需不平衡等情况，为解决相关地区的电力消纳问题，国家已投入建设多条特高压直流输电工程。有利于缓解前述项目电力消纳问题的相关特高压情况如下：

区域	特高压工程	预计投产时间
陕西	陕北送关中 750 千伏第二通道	2019 年 6 月底建成投运
	陕北—武汉 ±800 千伏特高压直流工程	预计 2020 年建成投运
青海	青海-河南 ±800 千伏特高压直流输电工程	2020 年 7 月 15 日投产

随着上述特高压工程的陆续建成及投产，前次募投项目所属区域的弃风、弃光现象将得到有效缓解，前次募投项目未来预计效益也将得到相应保障。

2、设备故障原因

未达效益的前次募投项目中，安徽南谯常山风电场项目受设备故障原因影响导致项目未达预期效益，具体分析如下：

（1）2017 年度未达效益原因

安徽南谯常山风电场项目于 2015 年 12 月底投运并网,由于原风机叶片发电效能较低,发电小时数不达预期值,2017 年 1-7 月,现场人员陆续对其中 23 台机组的叶片进行更换,导致项目 2017 年度未达效益。针对更换期间损失的发电量,吉电(滁州)章广风力发电有限公司与风机设备供应商已签订设备采购合同补充协议,以约定风机设备供应商赔偿 1,141 万元。

(2) 2019 年度未达效益原因

2019 年 5-6 月,公司开展叶片专项检查发现 24 台风机叶片出现叶片开裂等不同程度缺陷,叶片根部合模处存在鼓包、裂纹缺陷,继续运行存在重大安全隐患,风机设备供应商要求将叶片存在缺陷的机组停机。受风机设备供应商叶片产能紧张以及 2020 年疫情影响,叶片更换工作于 2020 年 4 月 26 日开始,目前已完成 10 台风机叶片更换,正在进行第 11 台风机叶片的更换工作。公司后续将每月与风机设备供应商进行电量损失核算,做好索赔相关工作,并持续督促风机设备供应商进行叶片更换工作,争取 2020 年 10 月份完成全部风机叶片更换工作,并采取相应措施维护公司利益。综上,叶片缺陷停运造成电量损失,导致项目 2019 年度及 2020 年上半年未达预期效益。

(二) 如何避免本次募投项目出现类似情形

1、国家行业或区域政策

① 《中华人民共和国可再生能源法》

《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定:“电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议,全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量,并为可再生能源发电提供上网服务。”

② 《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》及《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》

2016 年,国家发改委颁布了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》,进一步细化了可再生能源全额消纳的制度。根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》相关规定,可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购量部

分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。

综上，根据《中华人民共和国可再生能源法》以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号）等法律法规规定，风力发电及光伏发电应全额消纳，本次募投项目效益预期可得到有效保障。

2、本次募投项目弃风弃光及吸收消纳情况

吉电股份本次发行的募投项目涉及四个风电项目，根据国家能源局发布的《2019年风电并网运行情况》，安徽宿松九成风电项目、江西兴国风电场项目均处于弃风率为0%，且当地电网消纳能力较好的地区。

延安宝塔蟠龙风电项目位于陕西省，2019年弃风率0.6%，存在少量弃风。近年来“陕西外送”特高压工程逐步建成投运，显著提高了陕北新能源电能外送能力，陕西省弃风率逐年下降，陕北地区电力消纳能力逐年增强。2019年6月，陕北送关中、陕南地区750千伏二通道送电工程投运，送出能力达到410万千瓦，显著缓解了陕北地区新能源电力送出。

青海乌兰风电项目位于青海省，存在弃风现象。根据该项目已签署的《优先发电合同》，项目并入青海海南电网，电站年度总上网电量全部为优先发电电量。青海海南州至河南驻马店±800kV特高压直流输电工程于2018年11月正式开工，已于2020年7月15日启动送电。“青海—河南”工程完全靠清洁能源自身互补能力独立供电，该工程投运后，送出功率1,000万千瓦，每年可向河南输送清洁电量400亿千瓦时。该条特高压可满足青海地区新能源电力外送需求，有效缓解华中地区长期电力供需矛盾，青海区域电力消纳形势将进一步好转。

本次发行的募投项目涉及两个平价光伏项目，分别为广西崇左响水平价光伏项目、山东寿光恒远平价光伏项目，根据国家能源局公布信息，广西、山东地区

均不存在显著弃光现象，当地电网消纳能力较好。

本次募投项目所处地区弃风弃光情况及吸收消纳情况参见本反馈回复问题“四、募投项目新增产能情况，新增产能的消纳措施，是否已签订相关协议，结合风电、光伏行业发展相关情况，说明是否存在弃风弃电的风险”。

3、公司新能源发电业务盈利情况

报告期内，公司新能源业务盈利的情况如下：

单位：万元

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
收入：				
风电	92,337.16	161,949.59	123,287.34	91,488.61
光伏发电	102,107.38	160,790.84	126,334.64	64,865.40
毛利：				
风电	52,697.07	82,155.42	56,749.34	35,323.17
光伏发电	60,356.27	84,994.19	66,485.33	31,109.51
毛利率：				
风电	57.07	50.73	46.03	38.61
光伏发电	59.11	52.86	52.63	47.96

如上所示，公司新能源业务整体盈利情况较好，公司新能源业务分布在东北、华东、华北、西北、华中等多个地区，报告期内整体盈利能力较强。

4、吸取前次募投未达效益的经验

公司积极吸取前次募投项目因设备故障导致效益未达预期的经验，组织相关部门及人员及时总结学习，目前已制定相关的内部规章制度，对于新能源发电项目的设备供应商选取标准进一步完善，同时要求新投入项目可行性研究报告制作过程中充分考虑项目所在地地理及资源条件，提高设备采购与项目情况的匹配性，以避免不必要的设备故障所造成的项目效益损失情况。

七、中介机构核查意见

保荐机构执行的主要核查程序：

1、查阅了公司本次非公开发行股票预案等公告文件、募投项目的可行性研究报告及项目投资测算表，复核项目的具体内容、收益测算等内容；

2、询问了公司高级管理人员、主要业务部门负责人，就本次募投项目运营模式、盈利模式和效益测算以及新增产能消化措施等相关事项进行沟通；

3、查阅了公司前次募投资金使用情况专项报告，询问了相关人员了解公司前次募投项目与本次募投项目的区别与联系；

4、比对了本次募投项目投资规模情况与公司内部以及可比同行业上市公司可比项目投资规模情况；

5、实地走访前次、本次募投项目，查看本次募投项目建设进度；

6、查阅募投项目相关明细账及资金支付凭证，核查本次董事会以前项目投入情况；

7、研究当前新能源行业的相关政策，对公司前次募投项目以及本次募投项目所处区域弃风、弃光情况以及吸收消纳情况进行核查。

经核查，保荐机构认为：

1、本次募投项目具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程具有合理性，各项投资构成属于资本性支出，将使用募集资金投入。

2、本次募投项目的目前进展情况良好，不存在置换董事会前投入的情形。

3、结合公司及可比公司同类项目单位投资规模情况，本次募投项目投资规模具有合理性。

4、募投项目预计新增新能源装机 **87.80** 万千瓦，具有较好的消纳措施，均已取得接入系统批复，青海乌兰风电项目已签署购售电合同。部分募投项目所属区域现阶段存在少量弃风弃光现象，均低于国家规定的 **5%**警戒线，且具有相关政策保障，预计弃风弃光现象未来将得到进一步缓解；保荐机构已在出具的《尽职调查报告》中对弃风弃光风险进行披露。

5、本次募投项目中两个平价光伏项目不涉及财政补贴；四个风电项目拟纳

入财政补贴范围，项目效益水平受电价影响，在其他假设条件不变的情况下电价下调 30%时各募投项目仍可盈利，不存在依赖财政补贴的情形；各募投风电项目计划于 2020 年底前并网投产，根据相关政策要求，项目 2020 年底前并网投产可纳入可再生能源电价附加补助目录、不存在无法纳入的风险。本次募投项目的效益测算具有谨慎性、合理性。

6、前募项目部分未达预期效益具有合理性，相关法律法规规定新能源发电应全额消纳，且公司已制定相关措施，有利于规避本次募投项目出现类似情形。

问题 2

最近一期末，申请人应收账款金额 51.6 亿元，其中应收电网公司的款项占比较高。其他应收款 4.2 亿元，关联方往来款项占比较高。请申请人补充说明：

(1) 应收账款金额较高、部分应收款项账龄较长的原因及合理性，是否存在应收发电补贴的情形，是否符合纳入国补目录的条件，未来纳入是否存在重大不确定性风险。(2) 应收账款减值计提政策，结合公司应收账款回款情况及可比公司减值计提情况，说明减值计提金额较低的原因及合理性。(3) 公司是否存在涉及补贴款项的营业收入确认情况，若存在，结合收入确认条件及可比公司收入确认情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合会计准则的规定。(4) 其他应收款中关联方往来产生的原因及合理性，是否涉及关联方资金占用的情形，未来偿付计划；其他应收款减值计提的充分谨慎性。请保荐机构及会计师发表核查意见。

『回复』

一、应收账款金额较高、部分应收款项账龄较长的原因及合理性，是否存在应收发电补贴的情形，是否符合纳入国补目录的条件，未来纳入是否存在重大不确定性风险

(一) 应收账款构成及其金额较高、部分应收账款账龄较长的原因

1、应收账款构成情况及其形成原因分析

截至 2017 年末、2018 年末、2019 年末及 2020 年 6 月末，公司应收账款账面金额分别为 196,717.55 万元、335,203.26 万元、451,335.45 万元和 569,783.24 万元，应收账款账面金额占当期流动资产比重分别为 51.05%、61.65%、64.02% 和 68.67%，占比较高。报告期内各期末，公司应收账款余额构成情况如下：

单位：万元

项目	2020年 6月30日	2019年 12月31日	2018年 12月31日	2017年 12月31日
应收电费	547,109.73	431,425.72	291,392.19	175,152.90
其中：非补贴电费	64,475.76	69,185.04	52,582.42	56,422.83
补贴电费	482,633.97	362,240.68	238,809.77	118,730.07
应收热费及其他	27,925.27	25,161.48	45,485.14	22,067.00
合计	575,035.00	456,587.20	336,877.33	197,219.90

公司的核心业务为发电和供热业务，其中，发电业务主要包括火电业务和新能源发电业务。火电业务上网电价执行当地标杆上网电价，由当地省级电网负担。新能源上网电价，在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；超出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。因此，公司的电力业务收入主要由非补贴电费收入和新能源补贴电费收入构成，其主营业务收入及应收账款的对应关系如下：

(1) 非补贴电费对应的主营业务收入及应收账款情况

单位：万元

项目	2020年6月30日 /2020年1-6月	2019年12月31日 /2019年度	2018年12月31日 /2018年度	2017年12月31日 /2017年度
主营业务收入	243,797.55	456,508.29	385,776.08	281,669.57
应收账款	64,475.76	69,185.04	52,582.42	56,422.83

(2) 补贴电费对应的主营业务收入及应收账款情况

单位：万元

项目	2020年6月30日 /2020年1-6月	2019年12月31日 /2019年度	2018年12月31日 /2018年度	2017年12月31日 /2017年度
主营业务收入	154,770.13	254,014.38	198,846.67	121,925.07
应收账款	482,633.97	362,240.68	238,809.77	118,730.07

报告期内，非补贴电费部分对应的应收账款相对稳定；新能源补贴电费对应的应收账款呈现明显的上升趋势，主要系近年来公司大力扩张新能源发电业务规模，亦与公司新能源补贴电费对应的主营业务收入逐年上升的趋势相适应。故，公司应收账款增长较快、金额较高具有合理性。

根据上述描述，公司应收账款主要由绿电补贴构成，绿电补贴应收账款占当期应收账款余额比重分别为 60.20%、70.89%、79.34% 和 83.93%，报告期内绿电补贴应收账款占总应收账款比重呈逐年上升趋势。

公司已根据实际情况制定了应收账款信用政策，公司与主要客户均有长期且稳定的业务往来，很少出现信用损失。为监控公司的信用风险，公司按照账龄等要素对客户资料进行分析：

(1) 公司应收账款中对电网公司除可再生能源补贴款外的应收电费，通常自出具账单日起 30-60 天内收款；

(2) 补贴电费，由国家财政部按照相关法律法规履行内部程序并提交全国人大审批后向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目和接网工程享受的补贴资金统一代发放至企业，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。目前，公司绿电补贴应收账款的平均账期约为 2-3 年。

2、部分应收账款账龄较长的原因

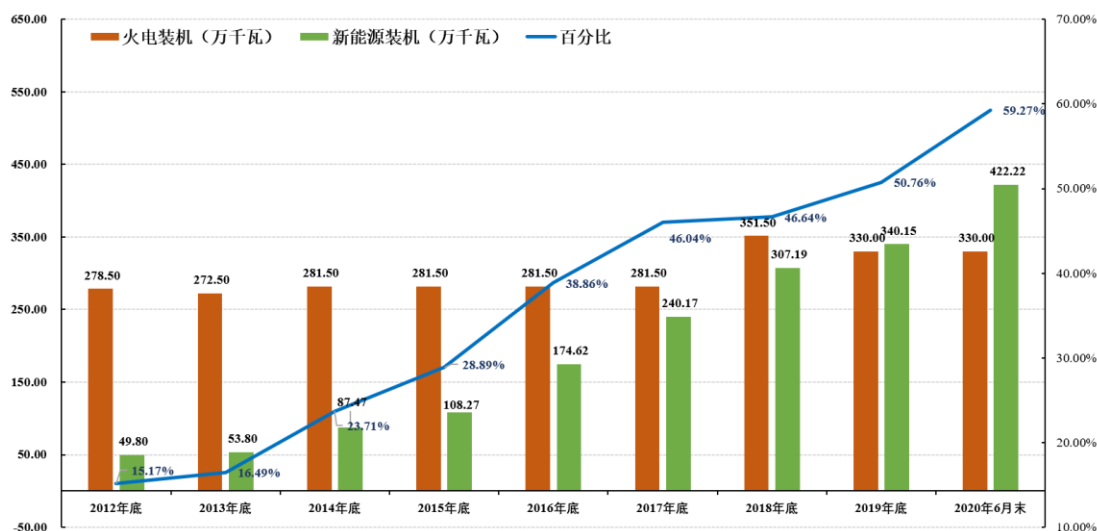
截至 2020 年 6 月末，公司应收账款按照是否属于绿电补贴性质划分的账龄分布情况如下：

单位：万元

项目	应收账款余额	应收电费		应收热费及其他
		非补贴电费	新能源补贴电费	
1 年以内	263,219.32	64,137.76	189,345.21	9,736.35
1-2 年以内	156,788.01	338.00	151,554.34	4,895.67
2-3 年以内	121,995.25	-	115,667.52	6,327.73
3 年以上	33,032.42	-	26,066.90	6,965.52
合计	575,035.00	64,475.76	482,633.97	27,925.27

项目	应收账款余额	应收电费		应收热费及其他
		非补贴电费	新能源补贴电费	
占比	-	11.21%	83.93%	4.86%

公司部分应收账款账龄较长，主要系公司近年来坚持深化业务转型，火力发电、热力产品收入占当期营业收入比重逐年下降，风电、光伏等新能源发电收入占当期营业收入比重逐年上升，公司应收未收的可再生能源补贴及地方补贴逐年增加所致。2012年以来公司火电及新能源装机情况如下图所示：



公司应收账款中可再生能源补贴部分回收期限较长，电力业务收入的新能源补贴电费部分大部分自2017年后发放周期有所延长，公司补贴回收期限普遍接近2年，导致账龄超过1年的应收账款增长较快；另一方面，随着业务的发展，公司每年新投运机组较多，且原有装机利用小时数有所增长，对应报告期营业收入及应收账款明显增长。

综上，报告期内公司应收账款金额较高且部分账龄较长具有合理性。

(二) 新能源发电业务纳入国补目录的情况，未来纳入是否存在重大不确定性风险

截至2020年6月末，公司新能源装机总量为422.22万千瓦，已纳入补贴目录的装机总量为192.34万千瓦，不涉及补贴项目的装机总量为14.75万千瓦，尚未纳入补贴目录的装机总量为215.13万千瓦。

根据财政部、国家发改委及国家能源局于 2012 年 3 月联合颁布的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，符合申请补助的项目，可再生能源发电企业按属地原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请；省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发改委、国家能源局；财政部、国家发改委、国家能源局对地方上报材料进行审核，并将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。公司所属子公司根据财政部、国家发改委及国家能源局下发的关于组织申报可再生能源电价附加补助目录的通知，对满足核准及并网时间且尚未进入前期批次目录的风电工程项目进行申报。

2017 年 3 月，国家发改委、能源局、物价局组织申报第七批可再生能源电价附加补助项目，涉及 2016 年 3 月底前并网（其中，光伏发电项目应纳入 2015 年及以前年度建设规模范围，光伏扶贫项目并网时间可放宽至 2016 年 12 月底）的项目。2020 年 1 月，财政部、国家发改委、国家能源局发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4 号），明确充分保障政策延续性和存量项目合理收益，并简化目录制管理。

截至 2020 年 6 月末，公司尚未进入补贴目录的存量项目均在第七批目录要求的并网截止日期（2016 年 3 月 31 日）后投产，后续将根据有关通知对公司存量项目进行目录申报，未来不存在无法纳入国补目录的重大不确定性。

二、应收账款减值计提政策，结合公司应收账款回款情况及可比公司减值计提情况，说明减值计提金额较低的原因及合理性

公司应收账款的计提减值政策包括：

项 目	确定组合的依据
账龄组合	本组合以应收款项的账龄作为信用风险特征。
无风险组合	本组合为信用等级较高的国内客户的应收电费（含电费补贴）以及未逾期的应收热费、服务费及商品销售款。

对于按账龄组合计提坏账准备的比例如下：

账龄	账龄组合（%）
1 年以内（含 1 年）	2.00
1 年至 2 年（含 2 年）	10.00

账龄	账龄组合 (%)
2年至3年(含3年)	20.00
3年至4年(含4年)	50.00
4年至5年(含5年)	100.00
5年以上	100.00

其中电力业务形成的应收账款均纳入无风险组合中。

针对非补贴电费形成的应收账款：欠款方为电网公司。电网公司信用及支付记录较好，且该项应收账款通常自出具账单日起 30-60 天内收款，账龄较短。公司评估后认为该项应收账款回收风险极低，不计提坏账准备。

针对新能源补贴电费形成的应收账款：由国家财政部按照相关法律法规履行内部程序并提交全国人大审批后向国家电网公司支付，国家电网再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目和接网工程享受的补贴资金统一代发放至企业，因此补贴电费实际承担方为政府部门，电费补贴的发放周期由国家财政部拨付时间决定。鉴于补贴回收时间受到国家政策而非客户自身信用影响，且公司各项业务开展正常，不存在违反相关政策规定从而导致收到补贴存在不确定风险的情形，预计应收金额的实际现金流量与预期收取的现金流量基本无差异；且该应收款项为日常经营性款项，不具有融资性质。因此其不计提减值准备是合理的。

同行业上市公司关于电费应收账款坏账计提政策的情况如下所示：

证券代码	证券简称	主营业务	计提政策
601016.SH	节能风电	风电	对所有应收电费款进行分析评估，运用组合方式评估预期信用损失。对于各地国网公司电费款项不计提坏账。
601619.SH	嘉泽新能	风电、光伏	通过和预期信用损失率计算预期信用损失，并基于违约概率和违约损失率确定预期信用损失率。在确定预期信用损失率时，本公司使用内部历史信用损失经验等数据，并结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整。在考虑前瞻性信息时，本公司使用的指标包括经济下滑的风险、预期失业率的增长、外部市场环境、技术环境和客户情况的变化等。本公司定期监控并复核与预期信用损失计算相关的假设。

证券代码	证券简称	主营业务	计提政策
000862.SZ	银星能源	风电	根据流动资金贷款利率，计算应收补贴款预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额，计算预期信用损失。
601991.SH	大唐发电	火电、热力	应收电费和热费款，押金、保证金、备用金、应收政府等款项，回收概率明显高于普通债权，历史经验表明回收风险极低的应收款项，纳入低风险组合，不计提坏账。
600021.SH	上海电力	火电、热力	对于划分为可再生能源补助组合，电费、非组合以及关联方组合的应收账款不计提坏账。

注：上述应收账款计提政策来自于上市公司年度报告。

对比同行业上市公司的应收账款计提政策，对于电费业务应收款项（含电费补贴）多采用不计提坏账准备的政策，公司的相关会计处理与同行业上市公司存在一致性，且较为严谨。综上，公司将电费业务应收账款列入无回收风险组合，报告期末不计提坏账准备具有合理性，与公司实际情况相符。对于按账龄组合划分的应收账款，公司已按比例计提减值。

三、公司是否存在涉及补贴款项的营业收入确认情况，若存在，结合收入确认条件及可比公司收入确认情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合会计准则的规定

公司主营业务为发电业务，公司收入确认的会计政策为：在生产电力的同时即实现了销售，执行政府下发价格文件在月末按上网电量与客户结算销售收入。热力销售收入的确认，根据当月销售热量，执行政府下发价格文件，月末与客户结算销售热力收入。

同行业可比上市公司的相关收入确认政策如下表所示：

证券代码	证券简称	主营业务	收入确认政策
601016.SH	节能风电	风电	电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本公司按已收或应收的合同或协议价款的公允价值确定电力销售收入金额。
601619.SH	嘉泽新能	风电、光伏	以电力公司月末抄表日作为收入确认时点，以经双方确认的结算电量作为当月销售电量，以经发改委核定的上网电价作为销售单价。
000862.SZ	银星能源	风电	以电力公司月末抄表日作为收入确认时点，以经双方确认的上网电量作为当月销售电量，以经当地发改委核定的上网电价作为销售单价。

证券代码	证券简称	主营业务	收入确认政策
601991.SH	大唐发电	火电、热力	①发电企业应于月末，根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价确认电力产品销售收入。 ②热电联产企业应于月末，根据购售双方确认的售热量和物价部门批准的热价确认热力产品销售收入；热力产品销售收入包括向用户供热应收取的热力收入，以及用户未返回热电厂的回水收入。
600021.SH	上海电力	火电、热力	电力销售以取得电网公司确认的上网电量统计表作为确认销售收入的时点；热力销售以收到经客户确认的热力销售结算单作为确认销售收入的时点。

公司的收入确认政策与同行业上市公司相比具有一致性，不存在重大差异。

根据《企业会计准则》收入确认相关条件规定，“（1）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；（2）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务（以下简称“转让商品”）相关的权利和义务；（3）该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款；（4）该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额；（5）企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。”

公司与电力公司签订的购售电合同具有商业实质，购售电合同明确约定了合同双方的履约义务及相关支付条款。公司及其各子公司在与电厂并网后发电时即完成了对商品控制权的转移，公司未保留对商品的管理权和控制权，相关收入的金额能够可靠计量，应收账款收回不存在风险，符合会计准则收入确认的条件。

公司符合并网时间要求的项目均已纳入国补目录，尚未进入目录的项目根据国家发改委《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格[2019]882号）相关规定，预计不存在无法纳入国补名录的风险。故对于已进入国补目录及未进入国补目录的收入确认依据具有充分性。

综上，公司收入确认政策谨慎合理，符合会计准则的规定。

四、其他应收款中关联方往来产生的原因及合理性，是否涉及关联方资金占用的情形，未来偿付计划；其他应收款减值计提的充分谨慎性。

（一）其他应收款中关联方往来具体情况

2017-2019 年末及 2020 年 6 月末，公司其他应收款构成情况如下：

单位：万元

款项性质	2020年 6月30日	2019年 12月31日	2018年 12月31日	2017年 12月31日
关联往来	-	46,536.85	-	-
对非关联公司的经营往来款	30,873.93	12,077.49	24,701.30	16,511.79
合计	30,873.93	58,614.34	24,701.30	16,511.79
减：坏账准备	4,925.91	4,944.88	8,060.80	8,030.04
账面价值	25,948.02	53,669.46	16,640.50	8,481.75

2017-2018 年，公司其他应收款主要由项目建设的保证金及押金构成。2019 年末，公司其他应收款较 2018 年末大幅增长，主要系公司当年与吉林能投股权及资产置换产生的关联往来款，其余主要项目与 2017 年末及 2018 年末不存在重大差异。2020 年 3 月末，公司其他应收款中关联往来款金额为 36,781.68 万元，主要系 2019 年资产置换产生的关联往来款尚未完全清除。截至 2020 年 6 月末，公司其他应收款不存在关联往来款。

报告期内，公司的关联方其他应收款主要系公司实施资产置换重组导致。2019 年，公司以所属分公司浑江发电公司、二道江发电公司的全部资产、负债以及所持通化热电公司 18.64%、白山热电公司 11.69% 股权与吉林能投持有的四平合营公司（吉长热电、吉长能源、吉长电力三家公司）股权进行置换重组。转让完成后，吉电股份持有吉长热电、吉长能源、吉长电力 100% 股权；吉林能投持有通化热电公司、白山热电公司的 100% 股权以及二道江发电公司、浑江发电公司的全部资产和负债。

资产整合前，浑江发电公司、二道江发电公司作为吉电股份的分公司，实行资金集中管理，即日常经营中公司拨付生产经营费形成内部往来，浑江发电公司、二道江发电公司负责具体的发电生产、由公司统一结算电费冲减内部往来。资产整合后，浑江发电公司、二道江发电公司全部资产及负债分别转到吉林能投全资子公司白山热电公司、通化热电公司，上述内部往来转为关联方往来。由于通化、白山区域受煤价上涨、热价倒挂、电量低迷等因素影响连年亏损，因此资产置换

时未能及时偿还全部欠付资金。

上述股权置换已履行必要的内部审批程序及国有资产备案程序，吉电股份与通化热电公司、白山热电公司沟通并确定还款计划，两家公司积极筹措资金，承诺于2020年5月末前偿还完毕。截至2020年3月末，通化热电公司、白山热电公司已偿还吉电股份1亿元；截至2020年5月末，两家公司已按照承诺全部偿还对吉电股份欠付的剩余款项。目前，通化热电公司、白山热电公司对吉电股份的前述欠付款项已全部偿还完毕。

报告期内，公司其他应收款中不存在控股股东及其关联方违规资金占用情形。

（二）其他应收款减值计提的充分谨慎性

公司其他应收款计提减值的政策为，公司依据其他应收款信用风险自初始确认后是否已经显著增加，采用相当于未来12个月内、或整个存续期的预期信用损失的金额计量减值损失。除了单项评估信用风险的其他应收款外，基于其信用风险特征，将其划分为不同组合：

项 目	确定组合的依据
账龄组合	本组合以其他应收款的账龄作为信用风险特征。
无风险组合	本组合为日常经常活动中应收取的保证金、押金及关联方往来款。

同行业可比上市公司的其他应收款计提减值的政策情况如下：

证券代码	证券简称	主营业务	其他应收账款计提减值政策
601016.SH	节能风电	风电	依据其他应收款信用风险自初始确认后是否已经显著增加，采用相当于未来12个月内、或整个存续期的预期信用损失的金额计量减值损失。
601619.SH	嘉泽新能	风电、光伏	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。
000862.SZ	银星能源	风电	对于保证金类的其他应收款，不计提损失准备；对于其他应收款项，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制其他应收款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。

证券代码	证券简称	主营业务	其他应收账款计提减值政策
601991.SH	大唐发电	火电、热力	与应收账款保持一致。应收电费和热费款，押金、保证金、备用金、应收政府等款项，回收对于划分为低风险组合的其他应收款如押金、保证金、备用金、应收政府等款项，回收概率明显高于普通债权，历史经验表明回收风险极低的应收款项不计提坏账；对于划分为组合的其他应收款，本集团参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和未来 12 个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。
600021.SH	上海电力	火电、热力	对于划分为关联方组合及押金保证金组合的其他应收款，不计提坏账；对于对于划分为组合的其他应收款，本集团参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和未来 12 个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

对比同行业计提减值政策，公司其他应收款坏账准备计提政策不存在重大差异。公司对其他应收款项的坏账准备计提进行了复核计算，报告期内的其他应收款项坏账准备计提准确。

五、中介机构核查意见

会计师核查意见：经核查，会计师认为企业应收账款金额较高、部分应收款项账龄较长的原因与公司实际经营情况相符，具有合理性；目前未纳入国补名录的项目符合纳入国补目录的条件，未来纳入不存在重大不确定性风险。应收款项减值准备均按照企业会计政策进行减值测试和计提，计提比例与同行业公司不存在重大差异。企业收入确认政策与同行业无重大差异，补贴款收入确认具有谨慎性，且符合企业会计准则的要求。截止 2020 年 6 月 30 日，其他应收款中已无关联方往来，不存在关联方资金占用的情况，其他应收款坏账政策具有谨慎性。

保荐机构执行的主要核查程序：

1、获取了公司报告期内的应收账款、其他应收账款账龄明细表，并对账龄明细表的准确性予以复核；

- 2、询问了公司财务人员及经办人员，了解账龄较长的应收款项产生的原因；
- 3、通过网络查询了账龄较长的应收款项对应公司的工商信息；
- 4、对比了同行业上市公司的应收账款、其他应收账款坏账准备计提政策，并对报告期的应收账款、其他应收账款坏账准备重新计算；
- 5、对比了同行业上市公司收入确认的会计政策，了解公司暂未纳入国家补贴名录的项目未来纳入计划，评估无法纳入的风险。

经核查，保荐机构认为：

- 1、公司应收账款金额较高、部分应收账款账龄较长具有合理性，公司应收账款中存在绿电补贴应收款项；公司暂未纳入补贴目录的项目符合纳入国补目录的基本条件，需按照相关要求完成申报审核程序，未来纳入不存在重大不确定性风险；
- 2、公司应收款项减值准备均按照公司会计政策进行减值测试和计提，计提充分合理；
- 3、公司存在涉及补贴款项的营业收入情况；公司收入确认政策谨慎合理，符合相关会计准则的规定；
- 4、截至 2020 年 6 月 30 日公司其他应收款中不存在关联方往来，不涉及关联方资金占用的情形，其他应收款计提减值按照公司会计政策进行减值测试和计提，计提充分合理。

问题 3

2017 年至 2019 年，公司连续三年扣非后归属于母公司净利润均为亏损。报告期内，公司资产负债率及财务费用均较高。请申请人补充说明：（1）结合公司经营实际及可比公司情况，说明报告期内申请人主营业务盈利能力较弱，连续多年扣非亏损的原因及合理性。（2）结合可比公司情况说明公司资产负债率、财务费用较高的原因及合理性，财务费用与对外借款的匹配性，结合经营情况

及财务状况说明是否存在流动性风险或偿债风险。请保荐机构及会计师发表核查意见。

『回复』

一、结合公司经营实际及可比公司情况，说明报告期内申请人主营业务盈利能力较弱，连续多年扣非亏损的原因及合理性

（一）报告期内公司盈利情况

1、公司主要业绩情况

报告期内，公司主要业绩情况如下：

单位：万元

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
营业收入	460,536.13	845,414.80	730,110.73	510,263.35
增长率/同期增长率	11.87%	15.79%	43.09%	-
毛利	136,797.56	190,737.28	138,646.31	56,179.40
毛利率	29.70%	22.56%	18.99%	11.00%
期间费用	65,144.58	141,012.58	124,279.01	83,152.31
期间费用率	14.15%	16.68%	17.02%	16.30%
归母净利润	46,301.99	14,765.04	11,460.85	-33,953.39
扣非后归母净利润	39,594.00	-2,563.74	-7,983.54	-33,713.54
增长率/同期增长率	64.20%	67.89%	76.32%	-

报告期内，公司扣除非经常性损益后归属于母公司股东净利润分别为-33,713.54万元、-7,983.54万元、-2,563.74万元和39,594.00万元，呈现显著上升趋势。公司主营业务盈利能力逐步提升，利润水平增长较快，主要原因为：报告期内，公司进一步深化能源业务转型，新能源装机规模持续增加，经营效益持续改善，公司营业收入及毛利率均呈现明显上升趋势；同时，公司期间费用率保持较为稳定的水平。

2、公司各产品收入情况

报告期内，公司的主要产品收入情况如下：

单位：万元、%

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
火电产品	204,123.14	387,782.25	335,000.76	247,240.63
风电产品	92,337.16	161,949.59	123,287.34	91,488.61
光伏产品	102,107.38	160,790.84	126,334.64	64,865.40
热力	58,496.15	99,806.37	95,832.42	67,053.72

报告期内，公司的主要产品毛利率水平如下：

单位：%

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
火电产品	21.79	10.45	12.90	6.87
风电产品	57.07	50.73	46.03	38.61
光伏产品	59.11	52.86	52.63	47.96
热力	-26.03	-28.76	-27.65	-43.03

报告期内，公司各产品收入及毛利率整体呈上升趋势。公司主营业务为发电及热力业务。报告期内，公司电力业务占销售收入比重保持在80%以上，为公司业绩的主要来源。其中新能源发电业务销售收入占当期营业收入比重分别为30.64%、34.19%、38.18%和42.22%，占比呈明显上升趋势。随着公司业务转型的不断深化，新能源装机容量及发电量得到进一步提升，电力业务尤其是新能源业务盈利能力显著提升。2017年度、2018年度、2019年度和2020年1-6月，公司的综合毛利率分别为11.00%、18.99%、22.56%和29.70%，呈现稳步上升的趋势。其中，风电产品毛利率分比为38.61%、46.03%、50.73%和57.07%；光伏产品毛利率分别为47.96%、52.63%、52.86%和59.11%。公司电力业务尤其是新能源发电业务作为公司最主要的利润来源，其毛利率变动是综合毛利率变动的主要原因。整体而言，报告期内，公司盈利能力持续增强，主营业务具有较强的盈利能力。

（二）对比同行业上市公司盈利情况

最近三年，同行业可比上市公司盈利情况如下：

1、销售收入及增长情况

单位：万元

公司	产品名称	2019年度	增幅	2018年度	增幅	2017年度
----	------	--------	----	--------	----	--------

公司	产品名称	2019年度	增幅	2018年度	增幅	2017年度
节能风电	风电	247,976.00	4.61%	237,043.01	27.37%	186,107.41
	营业总收入	248,737.07	4.68%	237,606.74	26.96%	187,144.92
嘉泽新能	风电	104,742.19	4.82%	99,923.99	30.46%	76,596.37
	光伏	5,968.21	-3.71%	6,198.36	0.12%	6,190.69
	营业总收入	111,552.68	4.34%	106,908.77	28.54%	83,169.44
银星能源	风电	106,696.19	-3.14%	110,158.26	28.14%	85,970.26
	营业总收入	135,656.41	13.53%	119,489.00	21.95%	93,504.16
大唐发电	火电	8,252,028.70	0.66%	8,197,652.20	39.94%	5,857,779.10
	热力	420,980.90	5.72%	398,202.30	94.51%	204,723.30
	营业总收入	9,545,305.50	2.21%	9,338,962.50	10.93%	6,460,775.50
上海电力	电力	2,015,456.23	3.89%	1,940,045.38	22.68%	1,581,368.66
	热力	176,865.28	22.08%	144,880.38	-2.77%	149,010.69
	营业总收入	2,369,003.46	4.00%	2,257,877.79	18.54%	1,884,431.75
吉电股份	营业总收入	845,414.80	15.79%	730,110.73	43.09%	510,263.35

如上所示，最近三年公司营业收入增幅显著高于同行业可比上市公司，公司盈利能力持续增强。

2、毛利率变动情况

单位：%

公司	产品名称	2019年度	2018年度	2017年度
节能风电	风电	52.46	53.37	50.97
	平均毛利率	52.40	53.34	51.09
嘉泽新能	风电	57.26	58.13	54.97
	光伏	54.26	56.32	52.31
	平均毛利率	57.11	58.04	54.69
银星能源	风电	36.01	38.06	34.93
	平均毛利率	30.83	38.13	30.69
大唐发电	火电	19.36	18.65	18.93
	热力	-42.04	-40.14	-46.24
	平均毛利率	17.07	15.67	16.79
上海电力	电力	24.44	20.98	18.32
	热力	27.87	26.48	28.86
	平均毛利率	24.65	21.44	19.63

公司	产品名称	2019年度	2018年度	2017年度
吉电股份	火电	10.45	12.90	6.87
	风电	50.73	46.03	38.61
	光伏	52.86	52.63	47.96
	热力	-28.76	-27.65	-43.03
	平均毛利率	22.56	18.99	11.00

如上所示,最近三年公司平均综合毛利率低于同行业上市公司平均综合毛利率水平。公司毛利率水平偏低主要系业务种类存在差异,公司火力发电及供热业务均在吉林省内,风电及光伏发电业务分布在全国多个省份。其中,公司风电、光伏业务毛利率水平与同行业可比上市公司保持一致,且公司风电、光伏业务毛利率水平呈明显上升趋势;火电业务毛利率水平较低,主要系报告期内煤炭采购价格上涨,而公司地处东北地区,由于东北区域煤炭供需长期处于紧平衡状态,用电需求保持供大于需的状态,导致发电小时数较低;热力业务毛利率水平较低,主要系东北地区供热为保障民生的重要事项之一,公司作为东北区域重要的供热企业,肩负着“保民生”的社会责任,保障区域内安全供电和供热需求,由于居民采暖供热价格较低且不能及时调整,公司热力业务长期处于亏损状态。

综上,公司各项业务的盈利能力与同行业可比上市公司相比不存在重大差异,公司新能源业务毛利率水平与同行业水平持平,火电及热力业务受所处区域影响导致毛利率水平低于同行业可比上市公司。

(三) 报告期内公司扣非后归母净利润持续为负的合理性

1、公司业务结构情况

公司主要从事发电、供热业务。近年来,公司坚持深化业务结构调整,随着新能源业务的大力拓展,新能源电源结构占比过半,公司正在转型成为以清洁能源为主的上市公司。

报告期内,火电产品收入占营业收入比重呈逐年下降趋势,占比分别为48.46%、45.88%、45.87%和44.32%;风电及光伏等新能源发电业务收入占营业收入比重呈上升趋势,占比分别为30.64%、34.19%、38.18%和42.22%。

2017年至2019年期间,公司电力产品毛利率呈整体上升趋势,2019年度发

电毛利率较 2017 年度提高了 8.56 个百分点，主要原因是公司优化电源结构，增加新能源机组比重。报告期内，公司风电业务毛利率分别为 38.61%、46.03%、50.73%和 57.07%；光伏业务毛利率分别为 47.96%、52.63%、52.86%和 59.11%，均高于公司电力产品的整体毛利率水平。火电业务毛利率分别为 6.87%、12.90%、10.45%和 21.79%，低于公司电力产品的整体毛利率水平。公司风电及光伏发电收入占比的逐年提高，提升了公司的综合发电毛利率。

最近三年，公司供热业务处于亏损状态，亏损的主要原因为，居民采暖供热价格较低且不能及时调整。工业蒸汽业务由于采用市场化定价，毛利率高于居民采暖供热业务毛利率。公司供热业务毛利率 2018 年度比 2017 年度提高了 15.38 个百分点，主要是因为公司的工业蒸汽业务比重显著提升所致，其中公司工业蒸汽业务收入占整体热力业务收入比重从 2017 年的 38%提升至 2018 年的 52%。公司 2019 年热力业务毛利率较 2018 年度相比保持在较为稳定的水平。

报告期内，公司新能源业务的利润持续增长，但受限于公司火电及热力业务的盈利能力疲软，导致公司整体利润水平仍处于较低区间。公司积极进行业务结构转型、加强成本管控，使得公司扣非后归母净利润水平呈明显上升趋势，公司具备持续的盈利能力。

2、非经常性损益金额较大的原因

报告期内，公司非经常性损益分别为-239.85 万元、19,444.39 万元、17,328.78 万元以及 6,707.99 万元。2018 及 2019 年度公司非经常性损益金额较大，主要原因为：（1）2018 年度，公司处置持有的博大生化 15.05% 股权和南瑞吉电新能源 49.00% 股权以及公司向成套公司转让财务公司 2.33% 股权带来的转让收益；（2）2019 年度，吉长热电、吉长能源、吉长电力的原港资股东因合营期到期退出，公司无偿受让吉长热电、吉长能源、吉长电力三家公司的 16.25% 股权所带来的转让收益；（3）2020 年 1-6 月，公司取得政府补贴 4,349.11 万元，取得大庆合庆及张北禾润两家公司投资成本小于取得投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值产生的收益 3,676.99 万元。上述事项已在《尽调报告》“第四节 同业竞争与关联交易调查，二、关联方及关联交易情况”以及“第七节 财务与会计调查，八、非经常性损益”中详细披露。

上述股权转让及资产置换，主要系公司大股东支持上市公司发展，促进上市公司优化资产结构，将部分火电业务进行剥离，为公司发展新能源发电业务提供基础。随着公司业务结构的进一步调整，公司业务未来盈利能力将得到进一步提升。

3、资本结构的影响

报告期内，公司资产负债率分别为 75.92%、73.98%、74.74% 和 76.53%，处于较高水平。报告期内随着公司业务规模扩大，营运资金较为紧缺，从而导致公司生产规模受到了一定程度制约。同时由于公司资本结构特点，有息负债规模较大，导致财务费用较高。最近三年及一期，公司财务费用情况如下表所示：

单位：万元

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
利息支出	61,433.84	129,387.44	112,438.96	74,539.42
减：利息收入	205.06	1,245.35	1,543.41	1,229.49
汇兑损益	-	-6.64	218.92	-448.18
其他	1,087.25	2,586.89	3,864.43	2,730.97
财务费用合计	62,316.03	130,722.34	114,978.91	75,592.72
①财务费用(不含汇兑损益)	62,316.03	130,728.98	114,759.99	76,040.90
②当期销售毛利	136,797.56	190,737.28	138,646.31	56,179.40
①/②	45.55%	68.54%	82.77%	135.35%

如上所示，报告期内，公司财务费用呈显著上升趋势，财务费用毛利比呈下降趋势，公司盈利能力不断增强。

综上，报告期内公司扣非后归母净利润为负，但净利润水平呈明显上升趋势。随着公司业务结构的进一步优化，公司经营业绩稳步增长，各项业务尤其是新能源发电业务具有较强的盈利能力，随着公司业务结构的进一步优化，公司持续经营能力将不断提升。

二、结合可比公司情况说明公司资产负债率、财务费用较高的原因及合理性，财务费用与对外借款的匹配性，结合经营情况及财务状况说明是否存在流动性风险或偿债风险

（一）资产负债率水平较高的原因及合理性

截至 2017 年末、2018 年末、2019 年末及 2020 年 6 月末，公司合并口径下资产负债率分别为 75.92%、73.98%、74.74% 和 76.53%，资产负债率水平较高。报告期内，公司资产负债率水平较高，均在 75% 左右。报告期内，公司资产负债率水平与同行业上市公司比对情况如下所示：

单位：%

证券代码	证券简称	2019年12月31日	2018年12月31日	2017年12月31日
601016.SH	节能风电	65.61	64.17	62.93
601619.SH	嘉泽新能	63.59	69.88	72.76
000862.SZ	银星能源	71.62	72.96	70.26
601991.SH	大唐发电	71.02	75.63	74.57
600021.SH	上海电力	72.92	73.32	76.23
平均值		68.95	71.19	71.35
吉电股份		74.74	73.98	75.92

相较于同行业平均水平，公司的资产负债率水平较高，主要系：（1）业务结构差别。公司主营业务为新能源发电、火电以及热力供应为主，公司资产负债率与新能源发电企业相比，资产负债率较高；与传统火电、热力公司的资产负债率水平相对一致；（2）公司业务规模较大、与供应商合作关系稳定，采购过程中以信用采购的比例较高，应付账款等流动负债金额较高；（3）公司近年来大力推进业务转型，新能源业务规模进一步提升，导致公司借款规模增大。

报告期各期末，公司有息负债基本情况及其占总资产的比重如下：

单位：万元

项目	2020年 6月30日	2019年 12月31日	2018年 12月31日	2017年 12月31日
短期借款	956,299.88	815,740.63	719,730.00	691,331.00
一年内到期的非流动负债	103,293.04	151,104.82	183,488.53	192,191.33
其他流动负债	-	20,849.00	152,017.87	131,244.27
长期借款	1,953,049.36	1,632,544.34	1,179,971.84	930,912.55
有息负债合计	3,012,642.28	2,620,238.79	2,235,208.24	1,945,679.15
占资产总额比重	62.72%	62.03%	56.23%	55.30%

最近三年，公司有息负债规模较资产规模的比例相对稳定且逐渐提升，与资产规模、发展态势及业务特点相适应。

综上，公司所属的电力行业属于资本密集型行业，资产负债率普遍处于较高水平；近年来，公司持续发展新能源发电业务、加快推进业务结构转型，投资规模逐步扩大，导致公司对资金需求相应增加，使得公司与同行业可比公司相比，资产负债率水平相对较高。整体而言，公司债务融资规模、资产负债率水平与公司所处的业务转型发展阶段以及行业特点相符，具有合理性。

（二）财务费用较高的原因及合理性，财务费用与对外借款的匹配性

报告期内，公司财务费用明细如下所示：

单位：万元

项目	2020年1-6月	2019年度	2018年度	2017年度
利息支出	61,433.84	129,387.44	112,438.96	74,539.42
减：利息收入	205.06	1,245.35	1,543.41	1,229.49
汇兑损益（收益以负数列示）	-	-6.64	218.92	-448.18
其他	1,087.25	2,586.89	3,864.43	2,730.97
合计	62,316.03	130,722.34	114,978.91	75,592.72
占营业收入比重	13.53%	15.46%	15.75%	14.81%

报告期内，公司财务费用大幅增加主要系报告期内公司经营规模持续扩大，公司逐步从以火力发电为主转型为以清洁能源发电为主的上市公司，为满足新能源项目建设对资金的需求，公司借款规模逐年扩大，导致相应的利息支出大幅增加。

同行业可比上市公司财务费用占营业收入的比重情况如下所示：

单位：%

公司	2019年度	2018年度	2017年度
节能风电	19.02	19.12	19.46
嘉泽新能	26.17	27.53	31.26
银星能源	23.19	26.78	33.47
大唐发电	7.46	8.08	9.07
上海电力	10.62	9.52	8.76

公司	2019年度	2018年度	2017年度
平均值	17.29	18.21	20.40
吉电股份	15.46	15.75	14.81

如上所示，公司财务费用占营业收入比重低于可比同行业上市公司平均值。报告期内，公司借款规模与利息支出的匹配情况如下所示：

单位：万元

年份	借款规模年初余额	借款规模年末余额	利息支出	平均利率	同期银行长期贷款基准利率
2017年	1,858,528.31	2,244,114.56	74,539.42	5.45%	4.90%
2018年	2,244,114.56	2,590,200.28	112,438.96	5.20%	4.90%
2019年	2,590,200.28	2,859,797.76	129,387.44	4.95%	4.85%
2020年1-6月	2,859,797.76	3,317,311.47	61,433.84	4.37%	4.65%-4.80%

注：2019年8月国家开始执行全国银行间同业拆借利率，人民银行定期对拆借利率进行公示。

2017-2018年度，公司平均借款利率高于同期银行贷款利率水平主要系公司自2017年开始扩张装机规模，部分新并购项目融资方式为融资租赁，资金成本相对较高；2019年以后，随着新能源项目公司并入吉电股份合并范围，公司加大落实项目贷款力度，逐年落实项目贷款置换融资租赁款，资金成本逐年下降，2020年债务优化对存量项目贷款利率进一步下调优化，目前已低于同期银行长期贷款利率水平。综合而言，报告期内公司平均借款利率与银行同期借款利率水平基本一致。因此公司借款规模与利息支出相匹配。

（三）公司未来是否存在流动性风险或偿债风险

1、公司货币资金及现金流量

截至2020年6月末，公司货币资金金额为5.29亿元，其中非受限货币资金的金额为5.13亿元，在手货币资金较为充裕。此外，报告期内，公司经营活动产生的现金流量净额分别为138,201.84万元、236,520.05万元、263,058.70万元和116,971.40万元，均为正数且呈上升趋势。通常情况下，日常经营活动能够有效补充公司的资金存量。

2、新增融资安排

公司拥有较强的融资能力，从未发生过债务逾期的情况，截至 2020 年 6 月末，公司尚有未使用的外部金融机构授信额度约 24 亿元，同时公司可通过财务公司借款，对授信额度、授信期限以及利率进行合理设计，满足公司各类短期融资需求，合理降低利率波动风险。因此，公司可以在必要时以新增金融机构借款等方式补充经营性及投资性资金需求。

3、经营性应收项目的收回

截至 2020 年 6 月末，公司应收账款的账面余额为 57.50 亿元，其中电费应收账款为 54.71 亿元，占应收账款余额比重为 95.14%，占比较高。报告期内，公司的销售客户主要为信用状况较好且长期合作的地方省级电网公司，应收账款的回收风险较低。后续应收账款的收回将进一步提升公司货币资金的水平，保证公司现金流良好的状态，缓解公司因持续发展而带来的营业资金需求。

4、公司经营情况分析

报告期内，公司营业收入分为 510,263.35 万元、730,110.73 万元、845,414.80 万元以及 460,536.13 万元，呈现显著上升趋势。公司主营业务盈利能力逐步提升，利润水平增长较快，主要系公司近年来坚持深化能源业务转型，新能源装机规模持续增加，经营效益持续改善，盈利能力持续提升，公司销售收入及毛利率均呈现明显上升趋势。公司良好的经营情况有助于缓解公司流动性风险及偿债风险。

公司目前处于业务结构转型发展阶段，资金需求量大，伴随公司业务规模的持续扩张，债务规模相应增加。但应收账款收回可靠性较强，公司业务有稳定的现金流流入，公司资信状况良好，银行授信额度充足，并可通过多种方式拓展融资渠道，偿债能力相对稳定，不存在重大流动性风险或偿债风险。此外，本次非公开发行募集资金部分用于补充流动资金，有利于进一步优化公司的资本结构，降低公司资产负债率，有助于进一步提高公司偿债能力，降低财务风险。

综上，公司偿债能力较强，不存在重大流动性风险或偿债风险。

三、中介机构核查意见

会计师核查意见：会计师认为，报告期内，企业盈利能力逐步增加，连续

多年扣非亏损的原因是真实合理的。结合可比公司相关数据，报告期内企业资产负债率、财务费用较高具有合理性，财务费用与借款具有匹配性。企业未来偿债能力稳定，不存在重大流动性风险及偿债风险。

保荐机构执行的主要核查程序：

1、查阅了公司最近三年一期的审计报告及财务报表，查阅了同行业可比上市公司年报；

2、结合国内电力行业情况，就公司经营策略、经营模式和未来应对偿债风险措施，访谈了公司管理层及相关负责人；

3、对报告期各月度收入、成本、毛利数据进行查阅，执行了主要产品收入、成本、毛利率与上年同期比较分析等分析程序；

4、获取并查阅公司报告期内借款相关的合同、会计凭证、会计账簿及明细账等文件资料，对相关数据进行计算分析；

5、对公司报告期内的资产负债率变动情况进行分析，并与同行业公司进行比较。

经核查，保荐机构认为：公司最近三年一期扣非后归属于母公司净利润呈上升趋势，公司具有持续的盈利能力。公司连续多年扣非亏损的原因具有合理性。报告期内，公司资产负债率、财务费用水平较高具有合理性，财务费用与利息支出具有匹配性。公司未来偿债能力稳定，不存在重大流动性风险或偿债风险。

问题 4

报告期内，申请人对光伏发电设备和办公用电子设备的折旧年限进行了会计估计变更。请申请人结合变更前后业务环境变化、自身经营情况等说明进行上述会计估计变更的原因，履行的决策程序，以及变更对申请人财务数据的具体影响。请保荐机构和会计师发表核查意见。

『回复』

一、会计估计变更的主要内容

公司于 2019 年 4 月 29 日召开第七届董事会第三十七次会议，会议审议通过了《关于公司 2019 年度会计估计变更、会计政策变更的议案》。根据会计准则相关规定及公司具体情况，公司对光伏发电设备和办公用电子设备的折旧年限进行了会计估计变更，具体内容如下：

固定资产类别	变更前		变更后	
	折旧年限（年）	年折旧率	折旧年限（年）	年折旧率
光伏发电设备	18	5.28%	20	4.75%
办公用电子设备	20	4.75%	5	19%

二、履行的内部决策程序

2019 年 4 月 29 日，公司召开第七届董事会第三十七次会议，审议通过了《关于公司 2019 年度会计估计变更、会计政策变更的议案》，同意公司按照《企业会计准则第 4 号—固定资产》的相关规定和要求，结合公司实际，参照行业标准，进行相应会计估计变更。

2019 年 4 月 29 日，公司召开第七届监事会第二十次会议，审议通过了《关于公司 2019 年度会计估计变更、会计政策变更的议案》。监事会认为：公司按照《企业会计准则第 4 号—固定资产》的相关规定和要求进行相应会计估计变更，符合相关规定及公司实际情况，其决策程序符合有关法律法规和《公司章程》等规定，不存在损害公司及股东尤其是中小股东利益的情形。

公司独立董事发表了独立意见：“本次会计估计变更、会计政策变更是根据会计准则相关文件的要求进行的合理变更，符合财政部、中国证监会和深圳证券交易所的相关规定和公司的实际情况，符合有关法律、法规、行业标准及《公司章程》的规定。本次变更后的会计估计及会计政策更能够客观、公允地反映公司财务状况和经营成果，符合公司及全体股东的利益。本次会计估计变更及会计政策变更的审议、决策程序符合有关法律、法规、行业标准和《公司章程》的规定，不存在损害公司及全体股东，特别是中小股东利益的情形。”

公司于2019年4月29日在指定的信息披露媒体披露了《关于会计估计变更、会计政策变更的公告》（编号2019-031）。

本次会计估计变更无需提交股东大会审议。

三、会计估计变更原因及依据

《企业会计准则第4号—固定资产》第十五条规定“企业应当根据固定资产的性质和使用情况，合理确定固定资产的使用寿命和预计净残值”；第十九条规定“企业至少应当于每年年度终了，对固定资产的使用寿命、预计净残值和折旧方法进行复核。使用寿命预计数与原先估计数有差异的，应当调整固定资产使用寿命”。公司依据上述准则规定，结合公司固定资产的实际情况，参照行业标准，公司对相关固定资产使用年限进行重新核定，以使公司的财务报表能更加公允地反映公司的财务状况和经营成果，提供更可靠、更准确的会计信息。具体如下：

（一）光伏发电设备折旧年限变更原因

公司主营业务为火电及新能源发电业务，随着新能源发电技术不断进步，光伏发电设备质量及运行维护水平稳步提高，寿命较以往有一定程度的提升。从公司当前该类资产的使用情况及设备运行效果来看，目前已投入的光伏发电设备使用年限预计可达20年以上。

同时，随着公司经营规模稳定增长，产能投资不断扩大，未来将持续增加较大规模的固定资产投资，新增光伏发电设备使用寿命预计可超过原有执行的会计政策折旧年限范围。因此，公司将光伏发电设备的折旧年限由18年变更至20年，有利于保证公司光伏发电设备折旧年限的会计估计可以覆盖未来新投入光伏发电设备的预计可使用年限，及保持同类型结构的资产折旧政策的一致性。

从行业来看，公司光伏发电设备折旧年限与其他发电企业相比趋于保守，适当延长折旧年限将有利于行业对标。对比同行业上市公司的光伏发电设备折旧年限情况如下：

光伏发电行业可比上市公司	证券代码	对应资产	光伏发电设备折旧年限（年）	残值率
东方日升	300118.SZ	太阳能电站	20	5%

光伏发电行业可比上市公司	证券代码	对应资产	光伏发电设备折旧年限（年）	残值率
阳光电源	300274.SZ	电站	14-25	5%
太阳能	000591.SZ	太阳能组件	18-25	5%
向日葵	300111.SZ	光伏电站	20	10%
亿晶光电	600537.SH	光伏电站	20	10%

注：上述可比同行业上市公司未考虑以风电业务为主业的上市公司

综上，为真实反映公司光伏发电设备实际使用情况、进一步对标同行业平均水平，公司对光伏发电设备折旧年限进行调整。

（二）办公用电子设备折旧年限变更原因

随着技术发展，办公电子设备更新速度较快，公司办公电子设备每年使用率较高，根据实际情况适当缩短办公用电子设备折旧年限。公司将办公电子设备的折旧年限由 20 年变更至 5 年。对比同行业上市公司办公电子设备使用年限情况：

可比上市公司	证券代码	对应资产	办公电子设备折旧年限（年）	残值率
东方日升	300118.SZ	办公及电子设备	3-5	5%
阳光电源	300274.SZ	办公及其他设备	3-10	5%
太阳能	000591.SZ	电子设备	10	5%
向日葵	300111.SZ	电子设备及其他	5-10	10%
亿晶光电	600537.SH	办公及电子设备	5	10%
节能风电	601016.SH	电子设备及其他	5	5%
嘉泽新能	601619.SH	其他	3	5%
银星能源	000862.SZ	其他	5-10	5%
大唐发电	601991.SH	其他	5-22	5%
上海电力	600021.SH	机器设备	4-20	0%-5%

综上，为真实反映公司办公电子设备实际使用情况、进一步对标同行业平均水平，公司对办公电子设备折旧年限进行调整。

四、会计估计变更对公司财务数据影响

公司的上述会计估计变更自 2019 年 1 月起执行。根据《企业会计准则第 28 号—会计政策、会计估计变更和差错更正》的相关规定，上述会计估计变更采用

未来适用法处理，不进行追溯调整，不会对以往各期间财务状况和经营成果产生影响。本次会计估计变更减少公司 2019 年固定资产折旧计提金额 4,140.43 万元、增加 2019 年度净利润 3,622.87 万元。

综上，上述会计估计变更事项对公司财务数据无重大影响，不存在对投资者决策产生重大不利影响的情况。

五、中介机构核查意见

会计师核查意见：会计师认为，企业 2019 年度对光伏发电设备及办公用电子设备的折旧年限进行会计估计变更，变更依据符合会计准则相关规定和企业资产实际使用情况，公司已履行了必要的决策审批程序，并按照相关规定进行了信息披露。本次会计估计变更采用未来适用法，无需追溯调整，变更对企业财务数据无重大影响。

保荐机构执行的主要核查程序：

- 1、就上述会计估计变更事项对公司管理层人员进行访谈，了解变更的背景及原因，查阅了公司对固定资产的相关管理制度；
- 2、对主要办公电子设备及光伏发电设备观察其使用情况、外观，询问了解资产使用和维护情况；
- 3、查看同行业上市公司报告期内执行的相关会计政策及会计估计信息，并与公司情况进行对比，是否与同行业公司执行情况存在重大差异；
- 4、查看公司董事会、独立董事及监事会对上述会计估计变更事项的审批程序及文件；
- 5、查阅公司在指定的信息披露媒体对上述会计估计变更事项的披露情况；
- 6、取得并复核上述会计估计变更事项中预计使用年限调整对财务状况影响的测算数据，分析其对所属年度财务状况的影响重要性。

经核查，保荐机构认为：公司于 2019 年对光伏发电设备及办公用电子设备的折旧年限进行会计估计变更，变更依据符合会计准则相关规定和公司实际情

况，变更原因充分、合理，公司履行了必要的决策审批程序，并按照相关规定进行了信息披露。本次会计估计变更采用未来适用法，不需追溯调整，变更对公司财务数据无重大影响。

问题 5

请申请人补充说明本次发行董事会决议日前六个月至今公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的具体情况，结合公司主营业务说明公司最近一期未是否持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务，下同）情形，对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平说明本次募集资金量的必要性。请保荐机构发表核查意见。

『回复』

一、财务性投资及类金融业务的认定依据

根据中国证监会 2016 年 3 月发布的《关于上市公司监管指引第 2 号——有关财务性投资认定的问答》，财务性投资除持有交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人、委托理财等情形外，对于上市公司投资于产业基金以及其他类似基金或产品的，如同时属于以下情形的，应认定为财务性投资：1、上市公司为有限合伙人或其投资身份类似于有限合伙人，不具有该基金（产品）的实际管理权或控制权；2、上市公司以获取该基金（产品）或其投资项目的投资收益为主要目的。

根据中国证监会于 2020 年 6 月发布的《再融资业务若干问题解答》，财务性投资的类型包括不限于：类金融；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资；购买收益波动大且风险较高的金融产品；非金融企业投资金融业务等；类金融业务包括但不限于：融资租赁、商业保理和小贷业务等，除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。

二、本次发行董事会决议日前六个月至今，公司不存在实施或拟实施财务

性投资及类金融业务的情况

2020年5月31日，公司召开第八届董事会第九次会议审议通过《关于公司2020年度非公开发行A股股票预案的议案》。本次发行董事会决议前六个月至本回复报告出具日（即2019年11月30日至本回复报告出具日），公司不存在实施或拟实施财务性投资（包括类金融投资）的情况。

本次发行董事会决议日前六个月至本回复报告出具日，公司不存在使用暂时闲置资金购买银行理财产品进行现金管理的情形。

三、公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形

公司主营业务为火电及新能源发电业务，公司及下属子公司实际业务均不涉及类金融业务。

（一）交易性金融资产、其他应收款、长期股权投资、其他权益工具等金融资产

截至2020年6月末，公司可能存在财务性投资的科目情况如下所示：

1、交易性金融资产

截至2020年6月末，公司不存在持有交易性金融资产的情况。

2、其他应收款

截至2020年6月末，公司其他应收款账面余额为30,873.93万元，其他应收款主要由往来款构成。其他应收账款与公司主营业务相关，并非借予他人款项，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

项目	2020年6月30日
对非关联公司的经营往来款	30,873.93
减：坏账准备	4,925.91
合计	25,948.02

3、其他流动资产

截至 2020 年 6 月末，公司其他流动资产为 95,461.11 万元，主要为待抵扣进项税，不属于财务性投资或类金融业务。具体构成如下：

单位：万元

项目	2020年6月30日
留抵的增值税进项税	95,176.90
预交企业所得税	214.78
预交其他税费	69.43
合计	95,461.11

4、其他权益工具投资

公司自 2019 年 1 月 1 日起执行新金融工具准则，将原列报于可供出售金融资产的以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的权益工具列报于其他权益工具投资。截至 2020 年 6 月末，公司其他权益工具投资账面价值为 10,005.73 万元，具体构成如下：

单位：万元

项目	账面价值	公司主营业务	投资比例	参股时间
吉林省电力科学研究院有限公司	651.00	电力技术开发、转让、咨询、服务	9.30%	2001 年 1 月 12 日
吉林电力交易中心有限公司	250.05	电力市场交易平台的建设、运营和管理	2.50%	2020 年 3 月 9 日
横琴吉电绿色能源产业投资基金（有限合伙）	9,104.68	绿色能源产业投资、项目投资	19.95%	2017 年 3 月 23 日

上述其他权益工具投资中，公司投资横琴产业基金属于财务性投资，其余投资均为公司围绕电力行业产业链进行的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，不属于财务性投资。

截至本回复出具日，横琴产业基金注册资本 200,000 万元。2017 年，公司参与出资设立横琴产业基金，并于当年实缴全部出资额，此后未增加投入，列入其他权益投资核算，截至 2020 年 6 月末账面价值为 9,104.68 万元。横琴产业基金重点面向绿色能源产业，通过所投资项目成熟后股权转让等方式，实现投资退出并获得资本增值收益。公司通过投资横琴产业基金，可获得对成熟优质项目的投资机会，助力公司战略转型。

上述对横琴产业基金的投资形成时间早于本次发行相关董事会决议日前六个月且金额占2020年6月末公司合并报表归属于母公司净资产比例仅为1.17%，因此不属于自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今公司实施或拟实施的财务性投资，亦不属于金额较大且期限较长的财务性投资。

5、其他非流动资产

截至2020年6月末，公司其他非流动资产为99,169.62万元，为留抵的增值税进项税，不属于财务性投资或类金融业务。

6、长期股权投资

截至2020年6月末，公司长期股权投资为19,688.33万元，具体构成如下：

单位：万元

被投资单位	账面价值	投资时间	持股比例	主营业务	是否属于财务性投资或类金融业务
联营企业：					
沈阳远达环保工程有限公司	1,208.33	2017年12月	20.00%	电站环保工程施工	否
国家电投集团当雄能源有限公司	980.00	2017年10月	49.00%	清洁能源发电	否
广西国电投海外能源投资有限公司	17,500.00	2020年5月	35.00%	电力工程	否

上述长期股权投资中，公司投资均为围绕电力产业链进行的产业投资，符合公司主营业务及战略发展方向，不属于财务性投资。

（二）拆借资金

截至2020年6月末，公司不存在或拟实施拆借资金的情形。

（三）委托贷款

截至2020年6月末，公司不存在或拟实施委托贷款的情形。

综上，最近一期末公司不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形。

四、对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平说明本次募集资金量的必要性

如上所述，截至 2020 年 6 月末，公司财务性投资总额为 9,104.68 万元，占归属于母公司净资产的 1.17%，占本次发行拟募集资金的比例为 3.03%，占比较小，不存在最近一期末财务性投资总额超过公司合并报表归属于母公司净资产 30% 的情形。

（一）本次募集资金募投项目的合理性

本次募集资金扣除发行费用后，拟投入 215,000 万元用于新能源发电项目的建设。本次募投项目均已编制可行性研究报告，对项目的投资成本进行合理测算和审慎论证。本次募投项目具有良好的经济效益和可观的装机规模，并已取得相关批复，募投项目建成投产后，将增加公司的新能源装机容量 87.8 万千瓦。截至 2020 年 6 月 30 日，公司装机容量为 752.22 万千瓦，本次非公开发行募投项目新增产能占装机总量的比例约 11.67%。募投项目的投产将有效提升公司的盈利能力及市场占有率，进一步增强公司的核心竞争力，推动公司的可持续发展，维护股东的长远利益。

（二）本次募集资金可以优化公司资本结构，增强公司资金实力

本次发行募集资金投资项目紧紧围绕公司主营业务展开，符合国家相关产业政策，具有较好的发展前景和经济效益。有利于进一步增强公司市场竞争力，为公司可持续发展奠定坚实基础。本次非公开发行股票募集资金中不超过 85,000 万元用于补充流动资金，公司资本实力随之增强，能够缓解公司日常经营活动的资金需求压力，提高公司抗风险能力，进一步优化公司资本结构，改善公司财务状况，提高公司的持续经营能力，为公司经营与业务发展提供资金保障。

综上，对比目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平，本次募集资金量具有必要性。

五、中介机构核查意见

保荐机构执行的主要核查程序如下：

- 1、查阅公司的年度报告、审计报告、财务报表、相关公告、募投项目可研报告等相关文件；
- 2、查阅公司本次募集资金投资项目的具体投资构成，核查是否存在直接或间接投向类金融业务的情形；
- 3、取得并查阅了横琴产业基金的有限合伙协议、工商档案、财务报告；
- 4、与公司财务负责人员就财务性投资及类金融业务相关事项进行沟通。

经核查，保荐机构认为：本次发行董事会决议日前六个月至今，公司不存在实施或拟实施的财务性投资及类金融业务的情况，公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）的情形。公司目前财务性投资总额与本次募集资金规模和公司净资产水平对比相对较小，本次募集资金量具有合理性和必要性。

问题 6

请申请人结合未决诉讼及其他或有事项说明预计负债计提的充分性谨慎性。请保荐机构及会计师发表核查意见。

『回复』

一、预计负债计提政策

根据《企业会计准则第 13 号——或有事项》第四条之规定，或有事项是指过去的交易或者事项形成的，其结果须由某些未来事项的发生或不发生才能决定的不确定事项。与或有事项相关的义务同时符合以下三个条件的，企业应当确认为预计负债：一是该义务是企业承担的现时义务；二是履行该义务很可能导致经济利益流出企业；三是该义务的金额能够可靠地计量。

二、公司未决诉讼情况

公司未决诉讼主要分为两类：第一类是公司作为原告，主张经济利益，向被

告提起诉讼，该类案件不涉及预计负债确认；第二类是公司作为被告，对于这类案件，公司可能需要计提预计负债。

（一）未决诉讼具体情况

结合企业会计准则的相关规定，截至 2020 年 6 月末公司作为被告或第三人的未决诉讼的具体情况如下：

立案时间	原告	被告/第三人	案由	诉讼请求	案件进展
2019 年 3 月	沈阳华利能源设备制造有限公司	吉林电力股份有限公司	合同纠纷	原告要求被告赔偿设备采购费用本金、利息及违约金共计 600.3 万元。	一审法院判决被告支付原告 85.8 万元违约金及以 286 万元为基数的利息损失。目前原告向沈阳市中级人民法院提起上诉，尚未开庭审理。
2020 年 1 月	田淑荣、谷国玉	吉林电力股份有限公司四平热电公司	财产损害赔偿	原告要求被告赔偿因拆毁建筑物造成的经济损失及评估费共计 60.4442 万元。	一审法院判决被告支付原告 4 万元损失费。目前原告提起上诉，尚未开庭审理。
2020 年 3 月	寿光市润泽环保科技有限公司	寿光景世乾太阳能有限公司(第三人)	债权转让合同纠纷	原告请求维护土地承包合法债权人的身份，要求第三人向原告支付租金。	一审法院判决第三人自 2017 年 3 月 6 日起向原告支付租金，目前第三人提起上诉，待二审法院开庭审理。
2020 年 4 月	四川省岳池电力建设总公司	辉县市吉电新能源有限公司、中国能源建设集团山西省电力建设二公司(第三人、施工工程总包方)	建设工程施工合同纠纷	原告请求被告直接给付原告工程款和质保金共计 1,550 万元。	待一审法院开庭审理。

经比对以上未决诉讼或仲裁情况与会计准则及公司会计政策要求，公司就以上事项计提预计负债的情况如下：

1、与沈阳华利能源设备制造有限公司合同纠纷案

2019 年 12 月，辽宁省沈阳经济技术开发区人民法院作出（2018）辽 0191 民初 1827 号民事判决书，对于吉电股份与沈阳华利能源设备制造有限公司（原告）合同纠纷案，法院一审判决吉电股份支付原告 85.8 万元违约金及以 286 万元为基数的利息损失。目前原告已向沈阳市中级人民法院提起上诉，二审尚未开庭审理。

目前，该案件尚待二审开庭审理。截至 2020 年 6 月末，公司已确认预计负债 420.42 万元。

2、与自然人田淑荣、谷国玉财产损害赔偿案

2020 年 6 月，吉林省四平市铁东区人民法院作出（2020）吉 0303 民初 57 号民事判决书，对于吉林电力股份有限公司四平热电公司与田淑荣、谷国玉（原告）财产损害赔偿案，法院一审判决吉林电力股份有限公司四平热电公司支付原告 4 万元经济损失。目前原告已提起上诉，二审尚未开庭审理。

目前，该案件尚待二审开庭审理。截至 2020 年 6 月末，公司已确认预计负债 4 万元。

3、与寿光市润泽环保科技有限公司债权转让合同纠纷案

2020 年 6 月，寿光市人民法院作出（2019）鲁 0783 民初 3426 号民事判决书，对于寿光市润泽环保科技有限公司（原告）、山东领航生物工程有限公司（被告）与寿光景世乾太阳能有限公司（第三人）债权转让合同纠纷案，法院一审判决寿光景世乾太阳能有限公司自 2017 年 3 月 6 日起向原告支付租金。目前寿光景世乾太阳能有限公司已提起上诉，二审尚未开庭审理。

公司诉讼代理律师认为，由于被告否认债权转让合同中加盖的公章系其法定代表人委托刻制，寿光景世乾太阳能有限公司作为第三人已提起二审上诉，第三人将协助被告对公章进行笔迹鉴定。综合判断，该案败诉可能性较小，根据会计准则，公司未计提预计负债。

4、与四川省岳池电力建设总公司建设工程施工合同纠纷案

2020 年 3 月，四川省岳池电力建设总公司（原告）向河南省辉县市人民法院提起诉讼，请求辉县市吉电新能源有限公司（被告）直接给付原告工程款和质保金共计人民币 1,550 万元整。2020 年 6 月，河南省辉县市人民法院作出（2020）豫 0782 民初 932 号之二号民事裁定书，因山西省朔州市中级人民法院已裁定受理了该案第三人破产清算申请裁定，因此裁定案件移送山西省朔州市中级人民法院处理。

目前，该案件尚待审理，依据现有证据，预计经济利益流出的概率较低，根据会计准则，公司未计提预计负债。

（二）相关未决诉讼对应的坏账准备计提情况

截至 2020 年 6 月末，公司对于上述未决诉讼共计提预计负债 424.42 万元。上述未决诉讼均为公司正常生产经营过程中的相关诉讼，不影响公司的正常经营资质和合法合规性，对公司的经营业绩影响较小。

综上，截至本反馈意见回复出具之日，公司存在部分未决诉讼，但不存在重大风险。对于上述四个案件计提预计负债情况符合会计准则要求。

三、其他或有事项

截至 2020 年 6 月末，公司不存在其他或有事项。

四、中介机构核查意见

会计师核查意见：会计师认为，针对未决诉讼及其他或有事项，企业已按照《企业会计准则第 13 号——或有事项》的相关规定计提预计负债，预计负债的计提是充分合理的。

保荐机构执行的主要核查程序：

1、查询国家企业信用信息公示系统、中国裁判文书网等公开网站，核查公司存在的未决诉讼或未决仲裁具体情况；

2、向公司管理层和律师了解公司目前尚未了结的诉讼或仲裁案件情况及进展，并取得民事起诉书、仲裁申请书、判决书等诉讼文书资料，检查其是否满足预计负债确认的条件，会计处理是否正确；

3、了解未决诉讼或仲裁案件的最新进展情况，复核管理层计提预计负债结论的适当性。

经核查，保荐机构认为：针对未决诉讼及其他或有事项，公司已按照《企业会计准则第 13 号——或有事项》的相关规定计提预计负债，符合会计准则要求，公司预计负债计提具备充分谨慎性。

问题 7

国家电投集团吉林能源投资有限公司、国家电投集团财务有限公司认购本次非公开发行股票。国家电投集团吉林能源投资有限公司、国家电投集团财务有限公司均为公司实际控制人控制的企业。(1) 请公司实际控制人出具从定价基准日前六个月至本次发行完成后六个月内自己及自己控制的企业不减持所持公司股份的承诺并公开披露。(2) 请保荐机构和申请人律师核查上述发行对象认购资金来源如认购资金来源于自有资金或合法自筹资金的, 请核查是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用上市公司及其关联方资金用于本次认购等情形。(3) 国家电投集团财务有限公司认购不超过 12,000.00 万元, 请申请人按照《上市公司非公开发行股票实施细则》的规定明确其认购数量或认购区间。(4) 请保荐机构和申请人律师就已签订的附条件生效的股份认购协议是否明确了违约承担方式、违约责任条款是否切实保护上市公司利益和上市公司股东利益发表核查意见。

『回复』

一、请公司实际控制人出具从定价基准日前六个月至本次发行完成后六个月内自己及自己控制的企业不减持所持公司股份的承诺并公开披露

截至 2020 年 6 月 30 日, 国家电投及一致行动人持有吉电股份 60,431.03 万股, 持股比例合计为 28.16%。国家电投为吉电股份的实际控制人。

吉电股份本次非公开发行股票的定价基准日为本次发行的发行期首日。国家电投于 2020 年 7 月 31 日出具了《关于不减持吉林电力股份有限公司股票的承诺函》, 具体承诺内容如下:

“1、自吉电股份董事会首次审议本次非公开发行方案之日(即 2020 年 5 月 31 日)前六个月至本承诺函出具之日, 本公司及本公司控制的企业不存在减持所持吉电股份股票的情况。

2、自本承诺函出具之日起至本次非公开发行完成后六个月内, 本公司及本

公司控制的企业不减持所持的吉电股份股票。

3、本公司或本公司控制的企业若违反上述承诺而发生减持情况，因减持所得的全部收益归吉电股份所有，并将依法承担由此产生的法律责任。”

吉电股份已于 2020 年 8 月 4 日公开披露《关于公司实际控制人不减持公司股票承诺的公告》（公告编号 2020-055）。

二、请保荐机构和申请人律师核查上述发行对象认购资金来源如认购资金来源于自有资金或合法自筹资金的，请核查是否存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用上市公司及其关联方资金用于本次认购等情形

（一）基本情况

吉林能投、财务公司参与本次发行的认购资金均为自有资金或合法自筹资金，不存在通过对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用吉电股份及吉电股份关联方资金用于本次认购等情形。吉林能投、财务公司已分别出具承诺：“1. 我公司参与吉电股份本次非公开发行股票认购资金，全部来源于我公司合法拥有的自有资金或合法取得的自筹资金；2. 我公司不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用甲方及关联方资金用于吉电股份本次非公开发行股票的认购等情形。”

吉电股份已公开承诺：“本公司及本公司关联方不存在向本次非公开发行股票发行对象做出保底保收益承诺的情形，不存在直接或通过利益相关方向参与认购的投资者提供财务资助或补偿的情形，亦不存在以代持、信托持股等方式谋取不正当利益或向其他相关利益主体输送利益的情形……”内容详见公司 2020-040 号公告。

（二）中介机构核查意见

保荐机构会同申请人律师执行的主要核查程序：

1、获取并核查了吉电股份关于本次发行的董事会和股东大会文件，公司分别与吉林能投、财务公司签署的《非公开发行 A 股股票认购协议》，以及相关公告文件；

2、取得了吉林能投、财务公司分别出具的《关于吉林电力股份有限公司 2020 年非公开发行股票相关认购安排的承诺》；

3、查阅吉林能投、财务公司的营业执照、财务报表等文件，并通过“国家企业信用信息公示系统”等公示系统进行查询。

经核查，申请人律师认为：吉林能投、财务公司作为本次发行对象，其认购资金来源于自有资金或合法自筹资金，不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用上市公司及其关联方资金用于本次认购等情形。

经核查，保荐机构认为：吉林能投、财务公司参与本次发行的认购资金为自有资金或合法自筹资金，不存在对外募集、代持、结构化安排或者直接间接使用上市公司及其关联方资金用于本次认购等情形。

三、国家电投集团财务有限公司认购不超过 12,000.00 万元，请申请人按照《上市公司非公开发行股票实施细则》的规定明确其认购数量或认购区间

吉电股份本次非公开发行股票的发行对象为包括公司的控股股东吉林能投及关联方财务公司在内的不超过 35 家特定对象。其中，财务公司参与本次发行的认购金额不超过 12,000.00 万元；吉林能投参与本次发行的认购，使得国家电投及一致行动人在本次发行完成后对吉电股份的持股比例合计不低于 34%（所需认购股票数量超出中国证监会核准范围的情形除外）。

财务公司对于与公司签署的认购协议中相关内容，进一步承诺：“本公司参与本次发行的认购金额为 12,000.00 万元（如因认购股数取整而导致最终认购金额有细微差别的情形除外）”。同时，国家电投、吉林能投对于本次发行认购相关事项已出具书面文件进行确认。

综上，财务公司参与吉电股份本次发行的认购金额为 12,000.00 万元（如因认购股数取整而导致最终认购金额有细微差别的情形除外），已明确其认购数量；吉林能投、财务公司同属于国家电投的一致行动人，国家电投及一致行动人整体已明确参与本次发行的认购区间，符合《上市公司非公开发行股票实施细则》的相关规定。

四、请保荐机构和申请人律师就已签订的附条件生效的股份认购协议是否明确了违约承担方式、违约责任条款是否切实保护上市公司利益和上市公司股东利益发表核查意见

（一）基本情况

吉电股份于 2020 年 5 月 31 日分别与吉林能投、财务公司签订了附生效条件的《非公开发行 A 股股票认购协议》，协议中第七条均已约定违约责任：“双方应严格遵守本协议的约定，任何一方违反本协议的约定，均应对因其违约行为给对方造成的一切损失和后果承担相应的赔偿责任。”

关于吉电股份本次发行的认购相关事项，吉林能投已出具承诺：“1、严格按照认购协议的约定参与本次发行的认购，使得本公司母公司国家电力投资集团有限公司及一致行动人在本次发行完成后对吉电股份的持股比例合计不低于 34%（所需认购股票数量超出中国证监会核准范围的情形除外）；2、如本公司未按照上述金额认购本次非公开发行股票，本公司将对因此给吉电股份造成的一切损失和后果承担全部赔偿责任，包括但不限于：因本公司违约行为产生的经济损失、为避免或减少损失而支出的合理费用（诉讼费、律师服务费）等。”

关于吉电股份本次发行的认购相关事项，财务公司已出具承诺：“1、本公司参与本次发行的认购金额为 12,000.00 万元（如因认购股数取整而导致最终认购金额有细微差别的情形除外）；2、如本公司未按照上述金额认购本次非公开发行股票，本公司将对因此给吉电股份造成的一切损失和后果承担全部赔偿责任，包括但不限于：因本公司违约行为产生的经济损失、为避免或减少损失而支出的合理费用（诉讼费、律师服务费）等。”

吉林能投为国家电投的全资子公司，财务公司为国家电投的控股子公司，吉林能投、财务公司参与本次发行认购的违约风险较小，且公司与其签署的认购协议均已约定违约责任，能够切实保护上市公司利益和上市公司股东利益。

（二）中介机构核查意见

保荐机构会同申请人律师执行的主要核查程序：

1、获取并核查了吉电股份与吉林能投、财务公司分别签署的《非公开发行

A 股股票认购协议》，以及相关公告文件；

2、取得了国家电投、吉林能投、财务公司分别出具的《关于吉电股份非公开发行股票认购相关事项的承诺函》。

经核查，申请人律师认为：公司与吉林能投、财务公司分别签订的认购协议合法有效，吉林能投、财务公司出具的承诺函合法有效。其中，认购协议中明确了违约承担方式，承诺函进一步细化了违约责任的构成和赔偿方式，违约责任条款能够切实保护发行人和发行人股东的利益。

经核查，保荐机构认为：吉林能投、财务公司作为国家电投的子公司，参与本次发行认购的违约风险较小。公司与吉林能投、财务公司分别签订的附条件生效的股份认购协议已明确约定违约责任条款，吉林能投、财务公司出具的承诺进一步细化了违约责任内容，上述认购协议和承诺文件合法有效，能够切实保护上市公司利益和上市公司股东利益。

问题 8

关于本次募投项目：（1）请申请人说明募投项目土地使用权进展情况，目前尚未取得土地使用权的土地项目用地的计划、取得土地的具体安排、进度，是否符合土地政策、城市规划，募投项目用地落实的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响等。涉及海域使用权的，参照上述问题回答。此外按照法律意见书，上述项目已在有效期内开工建设，而目前土地使用权尚未取得，请申请人说明相应情况，是否合法合规。（2）申报材料中称对于山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）“吉电股份已与小股东签订了具体的投资框架协议，对同比例增资以及利润分配等事项进行了具体约定”，未说明相关实施主体中小股东是否同比例增资，对于其他项目，部分未提及该问题。请申请人针对实施主体为非全资子公司的募投项目，说明募集资金投入项目实施主体的方式，实施主体中小股东是否同比例增资或借款，并明确增资价格和借款的主要条款（贷款利率）。（3）请申请人针对公司通过与控股股东、实际控制人共同出资设立的公司实施募投项目的募投项目的<1>披露该公司

的基本情况，共同设立公司的原因、背景、必要性和合规性、相关利益冲突的防范措施；通过该公司实施募投项目的原因必要性和合理性；<2>共同投资行为是否履行了关联交易的相关程序及其合法合规性。请保荐机构和申请人律师发表核查意见，并对上述问题（3）相关防范措施的有效性发表意见。

『回复』

一、请申请人说明募投项目土地使用权进展情况，目前尚未取得土地使用权的土地项目用地的计划、取得土地的具体安排、进度，是否符合土地政策、城市规划，募投项目用地落实的风险；如无法取得募投项目用地拟采取的替代措施以及对募投项目实施的影响等。涉及海域使用权的，参照上述问题回答。此外按照法律意见书，上述项目已在有效期内开工建设，而目前土地使用权尚未取得，请申请人说明相应情况，是否合法合规

（一）安徽宿松九成风电项目（100MW）

安徽宿松九成风电项目（100MW）于2017年8月取得宿松县国土资源局出具的《关于吉电宿松县九成风电场项目建设用地预审意见》（松国土许可[2017]41号），认定项目选址符合《九成畈农场土地利用总体规划（2006-2020年）》，项目符合国家产业政策和供地政策。目前，项目风机部分已取得宿松县自然资源和规划局出具的《国有建设用地划拨决定书》（松地划字[2019]12-62号，除19、23、25号）和《建设用地规划许可证》（地字第340826202000005号）；项目升压站部分已取得宿松县政府出具的《关于同意宿松吉电九成风电场升压站修建性详细规划的批复》（松政秘[2020]55号），并已进行国有土地划拨用地批前公示。该项目预计将于2020年下半年取得升压站部分建设用地规划许可证，并于2021年完成风机及升压站土地权属证书办理工作。

2019年5月，宿松县发展和改革委员会出具《关于宿松县九成100MW风力发电项目开工建设的回函》，指出该项目在未取得建设用地相关手续前，可对临设、进场临时道路进行施工。2020年8月，宿松县自然资源和规划局出具证明，指出吉电宿松县九成风电场项目用地符合国家土地政策和法律法规，符合土地利用总体规划，供地手续正在办理中，不存在障碍。

综上，安徽宿松九成风电项目（100MW）在核准有效期内开工建设，风机部分已取得《国有建设用地划拨决定书》、《建设用地规划许可证》，升压站部分已取得规划批复并已进行划拨前公示，项目已取得项目建设用地的合法权益。安徽宿松九成风电项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况；目前，项目土地使用权证办理工作正在推进中，不存在土地使用权证无法取得的风险。

（二）延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）

延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）包括宝塔蟠龙一期风电场工程项目和宝塔蟠龙二期风电场工程项目。

1、宝塔蟠龙一期风电场工程项目

宝塔蟠龙一期风电场工程项目于2016年12月取得陕西省国土资源厅出具的《关于延安市宝塔区蟠龙一期50MW风电场建设项目用地预审的复函》（陕国土资预审[2016]110号），认定项目拟用土地符合修改后的延安市宝塔区蟠龙镇、贯屯乡、梁村乡《土地利用总体规划（2006-2020年）》，符合国家产业政策和供地政策，符合国家风力发电工程项目建设用地标准。目前，本项目已签署征地补偿协议并已完成征地工作，正在履行建设用地批复程序，预计将于2020年下半年取得建设用地规划许可证。

2018年3月，延安市宝塔区能源管理办公室出具《关于原则同意延安吉电新能源有限公司宝塔蟠龙一、二期风电场风力发电项目开工的函》，指出该项目在暂未办理相关手续的情况下，原则同意先行开工建设，在抓项目推进的同时，及时办理相关手续。2020年8月，延安市自然资源局宝塔分局出具证明，指出宝塔蟠龙一期风电场工程项目用地正在办理用地手续，相关手续办理不存在实质性障碍。

综上，宝塔蟠龙一期风电场工程项目在核准有效期内开工建设，已取得用地预审批复，目前已签署征地补偿协议且已完成征地，并取得了延安市宝塔区能源管理办公室允许先行开工建设的意见。宝塔蟠龙一期风电场工程项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规

定的情况；目前，项目建设用地批复、土地使用权证办理工作正在推进中、不存在实质性障碍，不存在无法取得的风险。

2、宝塔蟠龙二期风电场工程项目

宝塔蟠龙二期风电场工程项目于2016年12月取得陕西省国土资源厅出具的《关于延安市宝塔区蟠龙二期50MW风电场建设项目用地预审的复函》（陕国土资预审[2016]111号），认定项目拟用土地符合修改后的延安市宝塔区蟠龙镇、贯屯乡《土地利用总体规划（2006-2020年）》，符合国家产业政策和供地政策，符合国家风力发电工程项目建设用地标准。目前，本项目已签署征地补偿协议，正在履行征地流程，预计将于2020年下半年取得建设用地批复及建设用地规划许可证。

2018年3月，延安市宝塔区能源管理办公室出具《关于原则同意延安吉电新能源有限公司宝塔蟠龙一、二期风电场风力发电项目开工的函》，指出该项目在暂未办理相关手续的情况下，原则同意公司先行开工建设，在抓项目推进的同时，及时办理相关手续。2020年8月，延安市自然资源局宝塔分局出具证明，指出宝塔蟠龙二期风电场工程项目用地正在办理用地手续，相关手续办理不存在实质性障碍。

综上，宝塔蟠龙二期风电场工程项目在核准有效期内开工建设，已取得用地预审意见，目前已签署征地补偿协议并正在履行征地流程，并取得了延安市宝塔区能源管理办公室允许先行开工建设的批复。宝塔蟠龙二期风电场工程项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况；目前，项目建设用地批复、土地使用权证办理工作正在推进中、不存在实质性障碍，不存在无法取得的风险。

（三）青海乌兰风电项目（50MW）

国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰5万千瓦风电项目（即“青海乌兰风电项目”）于2017年12月取得海西州国土资源局出具的《关于国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰5万千瓦风电项目用地预审的复函》（西国土资预审字[2017]43号），认定项目用地符合《乌兰县土地利用总体规划

(2006-2020年)》，不占用基本农田。目前，项目已取得青海省人民政府出具的《青海省人民政府关于乌兰吉电新能源有限公司50兆瓦风电建设项目用地的批复》(青政土函[2020]44号)、青海省人民政府出具的《国有建设用地划拨决定书》(乌政土函[2020]2号)，预计将于2021年取得土地使用权证书。

2020年1月，乌兰县自然资源局出具《关于乌兰吉电新能源有限公司50MW风电建设项目用地情况的说明》，指出本项目已开工建设，依据国土资源部《关于支持深度贫困地区脱贫攻坚的意见》(国土资规[2017]10号)第七条规定，实施用地审批特殊政策中的规定“深度贫困地区建设用地，在做好补偿安置前提下，可以边建设边报批”。2020年8月，乌兰县自然资源局出具证明，指出项目用地符合国家土地政策和法律法规，符合土地利用总体规划，具备开工建设条件。乌兰吉电正在办理土地使用权证书的相关程序，其后续取得土地使用权证书不存在实质性障碍。

综上，青海乌兰风电项目(50MW)在核准有效期内开工建设，已取得建设用地预审意见，目前已取得建设项目用地批复、国有建设用地划拨决定书，并取得了乌兰县自然资源局关于项目可以“边建设边报批”的认定文件。青海乌兰风电项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况。目前，项目土地使用权证办理工作正在推进中，后续取得土地使用权证不存在实质性障碍，不存在无法取得的风险。

(四) 江西兴国风电场项目(278MW)

江西兴国风电场项目(278MW)包括江西兴国大水山风电场项目和江西兴国莲花山风电场项目。

1、江西兴国大水山风电项目

江西兴国大水山风电场项目于2016年8月取得赣州市国土资源局出具的《关于江西兴国大水山风电项目建设用地预审意见》(赣市国土资规字[2016]73号)，认定项目用地符合《兴国县土地利用总体规划(2006-2020年)》。目前，本项目已取得《建设用地规划许可证》(地字第3607322018146号)和《建设用地批准书》(兴国县[2019]自然用第00713142号)，预计将于2020年下半年取得土地使

用权证书。

2020年8月，兴国县自然资源局出具证明，指出江西兴国大水山风电场项目用地符合国家土地政策和法律法规，符合土地利用总体规划，具备建设条件，江西新能源正在履行取得不动产权证的相关程序，不存在障碍。

综上，江西兴国大水山风电项目在核准有效期内开工建设，已取得用地预审意见，目前已取得建设用地规划许可证、建设用地批准书，且兴国县自然资源局出具的证明中指出江西兴国大水山风电场项目具备建设条件。江西兴国大水山风电项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况。目前，项目土地使用权证办理工作正在推进中，后续取得土地使用权证不存在实质性障碍，不存在无法取得的风险。

2、江西兴国莲花山风电项目

江西兴国莲花山风电场项目于2016年8月取得赣州市国土资源局出具的《关于江西兴国莲花山风电项目建设用地预审意见》（赣市国土资规字[2016]74号），认定项目用地符合《兴国县土地利用总体规划（2006-2020年）》。目前，本项目已取得《建设用地规划许可证》（地字第3607322018145号）和《建设用地批准书》（兴国县[2019]自然用第00713141号），预计将于2020年下半年取得土地使用权证书。

2020年8月，兴国县自然资源局出具证明，指出江西兴国莲花山风电场项目用地符合国家土地政策和法律法规，符合土地利用总体规划，具备建设条件，江西新能源正在履行取得不动产权证的相关程序，不存在障碍。

综上，江西兴国莲花山风电项目在核准有效期内开工建设，已取得建设用地预审意见，目前已取得建设用地规划许可证、建设用地批准书，且兴国县自然资源局出具的证明中指出江西兴国莲花山风电场项目具备建设条件。江西兴国莲花山风电项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况。目前，项目土地使用权证办理工作正在推进中，后续取得土地使用权证不存在实质性障碍，不存在无法取得的风险。

（五）广西崇左响水平价光伏项目（150MW）

广西崇左响水平价光伏项目，升压站部分于 2019 年 11 月取得广西壮族自治区自然资源厅出具的《关于崇左市响水光伏发电建设项目用地预审(选址意见书)的批复》(桂自然资预审(选址)[2019]21 号)，认定项目用地符合《响水镇土地利用总体规划(2010-2020 年)(2015 年调整)，符合国家产业政策和供地政策，目前已取得《中华人民共和国不动产权证书》(桂[2020]龙州县不动产权第 0004590 号)；光伏用地部分，项目公司沃合新能源已分别与龙州县响水镇高峰村村民合作社、龙州县响水镇棉江村村民合作社签署了《土地租赁合同》，租赁取得集体用地共 2,933.41 亩。

综上，广西崇左响水平价光伏项目在备案有效期内开工建设，已取得升压站的建设用地预审意见并已取得光伏用地所需的部分租赁用地，目前已取得升压站的不动产权证书并已完成光伏用地的租赁工作。广西崇左响水平价光伏项目用地符合土地政策、城市规划，项目使用建设用地进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况。

(六) 山东寿光恒远平价光伏项目 (200MW)

山东寿光恒远平价光伏项目，升压站部分于 2019 年 4 月取得潍坊市海洋与渔业局出具的《关于寿光恒远新能源有限公司营里 200MWp 光伏电站项目的用海意见》，认定项目符合《山东省海洋功能区划(2011-2020 年)》，目前已取得寿光市人民政府出具的《关于同意寿光恒远营里光伏运维管理中心项目确认海域使用权的批复》(寿政函[2020]49 号)，预计将于 2020 年下半年取得海域使用权证书；光伏用地部分，项目公司恒远新能源已与寿光市营里镇人民政府签署了《土地承包合同》，取得承包土地面积 3700 亩。

2020 年 8 月，寿光市海洋渔业发展中心出具证明，指出该项目用海符合国家海域使用管理政策和法律法规，符合海域使用规划。寿光恒远正在办理不动产权证的相关手续，其后续取得海域使用权证已无重大的实质性障碍。

综上，山东寿光恒远平价光伏项目在备案有效期内开工建设，已取得项目用海意见并已承包取得光伏用地，目前已取得项目用海批复。项目符合海域使用政策、海域使用规划，项目进行开工建设不存在违反相关法律法规规定的情况。目前，项目海域使用权证书办理工作正在推进中，后续取得海域使用权证书不存在

实质性障碍，不存在无法取得的风险。

二、申报材料中称对于山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）“吉电股份已与小股东签订了具体的投资框架协议，对同比例增资以及利润分配等事项进行了具体约定”，未说明相关实施主体中小股东是否同比例增资，对于其他项目，部分未提及该问题。请申请人针对实施主体为非全资子公司的募投项目，说明募集资金投入项目实施主体的方式，实施主体中小股东是否同比例增资或借款，并明确增资价格和借款的主要条款（贷款利率）

公司本次非公开发行股票募投项目的项目实施主体及公司持股情况如下：

序号	募集资金项目	拟使用募集资金金额（万元）	实施主体	公司对实施主体的持股比例
1	安徽宿松九成风电项目（100MW）	44,657	宿松吉电新能源有限公司	100.00%
2	延安宝塔蟠龙风电项目（100MW）	37,666	延安吉电新能源有限公司	100.00%
3	青海乌兰风电项目（50MW）	20,435	乌兰吉电新能源有限公司	100.00%
4	江西兴国风电场项目（278MW）	7,042	江西中电投新能源发电有限公司	51.00%
5	广西崇左响水平价光伏项目（150MW）	59,400	龙州沃合新能源科技有限公司	100.00%
6	山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）	45,800	寿光恒远新能源有限公司	91.43%（间接）
7	补充流动资金	85,000	吉林电力股份有限公司	不适用

本次发行募投项目中，江西兴国风电场项目（278MW）和山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）由公司控股子公司作为项目实施主体，其他募投项目均由公司全资子公司或公司自身作为项目实施主体。

（一）江西兴国风电场项目（278MW）

江西兴国风电场项目（278MW）包括江西兴国大水山风电场项目和江西兴国莲花山风电场项目，项目实施主体均为江西新能源。江西新能源成立于2007年11月，吉电股份、江西电力对江西新能源的持股比例分别为51%和49%。江西兴国风电场项目将以增资方式将募集资金投入项目实施主体，小股东承诺进行

同比例增资。

吉电股份、江西电力、江西新能源于 2017 年签署了《增资协议书》，约定吉电股份、江西电力对江西新能源进行同比例增资，用于投资建设江西兴国大水山和莲花山风电项目；本次对江西新能源增资 47,532 万元，其中，吉电股份出资 24,242 万元，江西电力出资 23,290 万元。根据各方确认，本次增资的增资价格为 1 元/注册资本。《增资协议书》第九章明确约定了各方的违约责任，吉电股份和江西电力确认并承诺将严格按照前述约定进行同比例增资。

此外，江西电力出具《关于对江西中电投新能源发电有限公司同比例增资事项的承诺函》，承诺“如吉电股份对江西新能源新增注册资本用于投资建设江西兴国大水山和莲花山风电项目，本公司将按照持股比例(49: 51)对江西新能源进行同比例增资。如本公司未按照上述承诺与吉电股份进行同比例增资，本公司将向吉电股份支付违约金，违约金数额为应同比例增资而未增资差额部分的 1%。如上述违约金数额不能涵盖因此给吉电股份造成的损失和后果（包括但不限于：因本公司违约行为产生的经济损失、为避免或减少损失而支出的合理费用（诉讼费、律师服务费）等），本公司将对差额部分承担全部赔偿责任。”

（二）山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）

山东寿光恒远平价光伏项目（200MW）的实施主体为恒远新能源。恒远新能源成立于 2016 年 6 月，为潍坊裕永的全资子公司。潍坊裕永为吉电股份的控股子公司，吉电股份持有潍坊裕永的 91.43% 股权，小股东永裕渔业持有潍坊裕永的 8.57% 股权。山东寿光恒远平价光伏项目将以增资和借款方式将募集资金投入项目实施主体，小股东承诺进行同比例增资和借款。

吉电股份、永裕渔业、潍坊裕永、恒远新能源于 2020 年 5 月签署了《投资合作协议》，约定吉电股份、永裕渔业按照 1 元/股的价格同比例对恒远新能源或者通过潍坊裕永对恒远新能源进行增资，增资总额不低于山东寿光恒远 200MW 平价光伏项目工程总投资的 20%（即不低于 19,268.07 万元）；并根据项目资金需求实际情况，按持股比例向恒远新能源提供项目借款，项目借款总额不超过 31,000 万元，借款利率参考恒远新能源已有的项目贷款利率且不低于人民银行同期贷款利率，具体借款利率在实际提供项目借款时，在签署的《项目借款合同》

中予以明确。同时,《投资合作协议》还约定了选择权条款及违约责任条款,以保护各方及各方股东的利益。

三、请申请人针对公司通过与控股股东、实际控制人共同出资设立的公司实施募投项目的募投项目的<1>披露该公司的基本情况,共同设立公司的原因、背景、必要性和合规性、相关利益冲突的防范措施;通过该公司实施募投项目的原因必要性和合理性;<2>共同投资行为是否履行了关联交易的相关程序及其合法合规性

本次发行募投项目中,江西兴国风电场项目(278MW)的实施主体为江西新能源,属于公司与关联方共同出资的公司;其他募投项目的实施主体均不涉及公司通过与控股股东、实际控制人共同出资设立的公司实施募投项目的情形。关于江西兴国风电场项目(278MW)的相关情况如下:

(一) 公司基本情况

江西兴国风电场项目(278MW)包括江西兴国大水山风电场项目和江西兴国莲花山风电场项目,项目实施主体均为江西新能源。吉电股份、江西电力对江西新能源的持股比例分别为51%和49%,其中,江西电力为吉电股份的关联方,同受国家电投控制。江西新能源的基本情况如下:

公司名称	江西中电投新能源发电有限公司		
成立日期	2007年11月6日		
注册资本	109,916万元		
统一社会信用代码	91360100667479478R		
股权结构	出资人	认缴出资金额(万元)	认缴出资比例
	吉电股份	56,058	51.00%
	江西电力	53,858	49.00%
法定代表人	谢晓刚		
住所	江西省南昌市高新开发区艾溪湖北路688号(2号厂房)		

经营范围	新能源发电、项目开发、建设、生产、运营、安装、技术咨询服务；电站检测及运维服务；配电网的投资、建设、检修和运营管理业务；汽车充电桩设施的建设和经营管理服务（以上项目依法需经批准的项目，需经相关部门批准后方可开展经营活动）。			
2020.6.30/2020年1-6月（万元）	总资产	417,768.32	营业收入	17,296.32
	净资产	119,398.81	净利润	5,722.81
2019.12.31/2019年度（万元）	总资产	353,999.90	营业收入	35,990.06
	净资产	117,980.99	净利润	12,409.31

（二）共同设立公司的原因、背景、必要性和合规性、相关利益冲突的防范措施

吉电股份与江西电力（曾用名“中电投江西电力有限公司”）于2014年签署了《增资协议》，约定吉电股份对江西新能源增资25,710万元。本次增资完成前后，江西新能源的股权结构变化情况如下：

本次增资前			本次增资后		
股东名称	出资额	股权比例	股东名称	出资额	股权比例
国家电投 江西电力	24,701 万元	100%	吉电股份	25,710 万元	51%
			国家电投 江西电力	24,701 万元	49%
合计	24,701 万元	100%	合计	50,411 万元	100%

1、收购江西新能源的原因、背景和必要性

吉电股份于2014年以增资方式收购江西新能源的部分股权，一方面是促进公司电源结构调整的需要，符合公司的新能源发展战略，有利于公司产业结构的调整，提升清洁能源比重，促进公司健康、可持续发展，从而提升公司的核心竞争力；另一方面，风力发电是国家支持鼓励发展的项目，享受享受财政、税收等优惠政策，江西新能源所属风电资产地处江西区域，风力资源优势明显，本次收购有利于提高公司的盈利能力。

2、收购江西新能源的合规性

2014年7月31日，公司召开第六届董事会第二十七次会议，审议通过《关于对江西中电投新能源发电有限公司增资的关联交易议案》；召开第六届监事会

第十六次会议，审议通过《吉电股份关于对江西中电投新能源发电有限公司增资的议案》。公司独立董事对该增资事项发表了事前认可意见和专项意见。同日，公司发布了《关于对江西中电投新能源发电有限公司增资的关联交易公告》（编号 2014-049）。2014 年 8 月 18 日，公司召开 2014 年第四次临时股东大会，审议通过《关于对江西中电投新能源发电有限公司增资的关联交易议案》。

针对本次增资事项，吉电股份与江西电力已签署《增资协议》；中兴华会计师事务所（特殊普通合伙）进行了审计工作，并出具了标准无保留意见的审计报告（中兴华专字[2014]第 BJ04-047 号）；北京天健兴业资产评估有限公司进行了评估工作，并出具《吉林电力股份有限公司拟对江西中电投新能源发电有限公司增资扩股项目资产评估报告》（天兴评报字（2014）第 0512 号）。

综上，公司 2014 年以增资方式收购江西新能源，增资完成后持有江西新能源 51% 股权，已履行了必要的审批程序，符合相关法律法规的要求。

3、相关利益冲突的防范措施

（1）公司对江西新能源拥有控制权

根据江西新能源的公司章程以及各股东的实缴出资情况，公司持有江西新能源 51% 股权，为江西新能源的控股股东，对江西新能源具有实际的管控能力，能够对江西新能源实施管控。

（2）江西新能源的重大事项适用上市公司管理相关规定

江西新能源作为上市公司的控股子公司，其重大事项适用《深圳证券交易所股票上市规则》等相关规定，公司及控股子公司均应依据上市公司相关法规及公司章程的规定，严格履行决议程序及信息披露义务，避免出现侵害公司及股东利益的情形。

（3）江西新能源与江西电力不存在利益输送的情形

江西新能源与江西电力之间最近三年不存在与经营业务活动有关的交易，不存在与江西电力进行利益输送的情形；江西新能源如未来与江西电力发生关联交易，将严格执行相应的审议和审批程序，不会构成利益输送。

（4）已履行相关内部审批程序

本次非公开发行股票事项已经公司 2020 年 5 月 31 日召开的第八届董事会第九次会议、2020 年 8 月 10 日召开的第八届董事会第十一次会议审议通过，并经公司 2020 年 6 月 23 日召开的 2020 年度第一次临时股东大会审议通过。

公司关于投资江西兴国大水山风电场项目、投资江西兴国莲花山风电场项目以及相关增资事项等议案，已按照相关规定履行了必要的审批程序，关联董事、关联股东对于关联交易事项进行了回避表决。此外，公司本次将以增资方式将部分募集资金投入江西新能源，已与江西电力签署了《增资协议书》，且江西电力承诺同比例增资，可进一步避免相关利益冲突。

（三）通过该公司实施募投项目的原因必要性和合理性

自 2014 年吉电股份增资并控股江西新能源后，江西新能源即成为吉电股份在江西区域最大的新能源子公司。江西新能源地处江西省，具有江西区域新能源项目开发的地缘优势。

江西兴国大水山、莲花山风电场项目装机规模较大，项目的经济效益评价情况良好。实施该项目有利于推进公司的电源结构调整，符合公司的新能源发展战略，有利于进一步提升公司的盈利能力，对于加快公司新能源产业的快速发展具有重要意义。江西新能源于 2016 年 9 月取得了赣州市发展和改革委员会出具的《关于核准江西中电投新能源发电有限公司江西兴国大水山风电场项目的批复》（赣市发改能源字[2016]791 号）、《关于核准江西中电投新能源发电有限公司江西兴国莲花山风电场项目的批复》（赣市发改能源字[2016]792 号）。

综上，通过江西新能源实施江西兴国大水山、莲花山风电场项目，符合公司的新能源发展战略，有利于公司开拓在江西省的风电市场，加快推进公司能源产业转型升级目标的实现，也有利于进一步增强上市公司的盈利能力。

（四）共同投资行为是否履行了关联交易的相关程序及其合法合规性

2017 年，吉电股份与江西电力、江西新能源签署了《增资协议书》，约定吉电股份与江西电力对江西新能源进行同比例增资，用于投资建设江西兴国大水山和莲花山风电项目，本次增资总额 47,532 万元，其中，吉电股份出资 24,242 万

元，江西电力出资 23,290 万元。

本次共同投资行为履行的关联交易相关程序：

2017 年 7 月 3 日，公司召开第七届董事会第十五次会议，审议通过了《关于向江西中电投新能源发电有限公司增资的议案》；该议案涉及关联交易，关联董事已根据相关规定回避表决。公司独立董事对该增资事项发表了事前认可意见和专项意见；独立董事认为，本次交易审议程序合法，关联董事在表决时进行了回避，公司与江西电力以各自持股比例共同向江西新能源增资的行为遵循了平等自愿的原则，关联方按约定享有其权利、履行其义务，交易公允、合法。

2017 年 7 月 3 日，公司发布了《关于向江西中电投新能源发电有限公司增资的公告》（编号 2017-073）；2017 年 7 月 6 日，公司发布了《关于向江西中电投新能源发电有限公司增资相关内容的补充公告》（编号 2017-078）。

2017 年 7 月 20 日，公司召开 2017 年第六次临时股东大会，通过《关于向江西中电投新能源发电有限公司增资的议案》，同意公司与江西电力按持股比例同时向江西新能源以现金方式增资，其中公司按持股比例（51%）出资 24,242 万元，江西电力按持股比例（49%）出资 23,290 万元，用于开发建设江西兴国大水山、莲花山风电项目，双方股东依据工程进展情况同比例逐步注入资金；该议案涉及关联交易，关联股东已根据相关规定回避表决。

综上，公司与关联方江西电力对江西新能源共同增资以投资建设江西兴国大水山和莲花山风电项目，该共同投资行为已履行关联交易的相关程序，符合有关法律、法规以及规范性文件的规定。

四、中介机构核查意见

保荐机构会同申请人律师执行的主要核查程序：

1、查阅了本次发行各募投项目的项目核准备案文件、开工证明文件、用地预审批复，以及安徽宿松九成风电项目的划拨决定书、建设用地规划许可证、划拨前公示、宿松县自然资源和规划局出具的《证明》等文件，延安宝塔蟠龙风电项目的征地补偿协议、延安市自然资源局宝塔分局出具的《证明》等文件，青海

乌兰风电项目的建设用地批复、划拨决定书、乌兰县自然资源局出具的《证明》等文件，江西兴国大水山项目、莲花山项目的建设用地区划许可证、建设用地批准书、兴国县自然资源局出具的《证明》等文件，广西崇左响水平价光伏项目不动产权证书、土地租赁协议等文件，山东寿光恒远平价光伏项目用海批复、土地承包合同、寿光市海洋渔业发展中心出具的《证明》等文件。

2、通过工商网站搜索本次发行各募投项目实施主体的股权结构等基本信息及项目实施主体小股东的公司基本信息；查阅各募投项目实施主体的公司章程、财务报表等资料；获取并核查了吉电股份与江西电力、江西新能源签署的《增资协议书》、《确认函》、以及公司相关决策文件和公告文件，江西电力出具的《关于对江西中电投新能源发电有限公司同比例增资事项的承诺函》，吉电股份与永裕渔业等相关方签署的《投资合作协议》。

3、获取并查阅了吉电股份与江西电力、江西新能源签署的《增资协议》(2014年)，公司相关决策文件和公告文件、审计报告和评估报告，以及江西新能源实缴资本等相关资料；获取并查阅了公司关于投资建设江西兴国大水山和莲花山风电项目、向江西新能源增资事项有关的相关决策文件和公告文件。

经核查，申请人律师认为：

1、发行人本次募投项目用地符合土地政策、城市规划，本次募投项目用海符合海域使用政策、海域使用规划；募投项目用地、用海不存在不能落实的风险；募投项目在有效期内开工建设合法合规，不存在违反相关法律法规规定的情况。

2、实施主体为非全资子公司的募投项目包括江西兴国风电场项目及山东寿光恒远平价光伏项目。对于江西兴国风电场项目，募集资金将以增资方式投入项目实施主体，根据已签署的协议及承诺，小股东将进行同比例增资，增资价格已明确，签署的相关文件合法有效；对于山东寿光恒远平价光伏项目，募集资金将以增资和借款方式投入项目实施主体，根据已签署的协议，小股东将进行同比例增资和借款，增资价格与贷款利率已明确，签署的相关协议合法有效。

3、江西新能源为江西兴国风电场项目的实施主体，为吉电股份与关联方共

同出资的公司。吉电股份于 2014 年对江西新能源增资并控股具有合理性及必要性，履行的相关程序合法合规，相关利益冲突的防范措施切实可行、合法有效；通过江西新能源实施江西兴国风电场项目具有合理性和必要性；吉电股份与关联方的共同投资行为已履行关联交易的相关程序，该等程序符合有关法律、法规以及规范性文件的规定，合法有效。

经核查，保荐机构认为：

1、本次发行募投项目用地符合土地政策、城市规划，用海符合海域使用政策、海域使用规划，募投项目用地、用海不存在不能落实的风险；募投项目在核准备案有效期内开工建设，不存在违反相关法律法规规定的情况。

2、针对实施主体为非全资子公司的募投项目，江西兴国风电场项目将以增资方式将募集资金投入项目实施主体，实施主体中小股东承诺进行同比例增资，已明确增资价格，签署的《增资协议书》和对应《确认函》合法有效；山东寿光恒远平价光伏项目将以增资和借款方式将募集资金投入项目实施主体，实施主体中小股东承诺进行同比例增资和借款，已明确增资价格和借款利率条款，签署的《投资合作协议》合法有效。

3、本次发行募投项目中，江西兴国风电场项目的实施主体江西新能源为吉电股份与关联方共同出资的公司。吉电股份 2014 年对江西新能源增资并控股，具有必要性和合理性，相关决策与审批程序合法合规，相关利益冲突防范措施具有有效性；公司通过江西新能源实施募投项目具有合理性和必要性。公司与关联方的前述共同投资行为涉及关联交易，公司已履行了必要的关联交易相关程序，该等程序符合相关法律法规的规定。

问题 9

根据申请文件，本次股东大会决议有效期有自动顺延条款。请申请人补充说明原因，请保荐机构核查是否符合公司治理的要求，如否，请履行决策程序予以更正。

『回复』

一、调整股东大会决议有效期

公司于 2020 年 8 月 10 日召开第八届董事会第十一次会议，审议通过《关于调整公司非公开发行 A 股股票方案之发行决议有效期的议案》，将股东大会决议有效期由“本次非公开发行股票的决议有效期为自公司股东大会审议通过之日起 12 个月，但如果公司已于该有效期内取得中国证监会对本次发行方案的核准文件，则上述授权有效期自动延长至本次发行完成日。若国家法律、法规对非公开发行股票决议有效期有新的规定，公司将按新的规定进行相应调整”调整为“本次非公开发行股票的决议有效期为自公司股东大会审议通过之日起 12 个月”。上述股东大会有效期调整事项已提请公司 2020 年第二次临时股东大会进行审议。

二、中介机构核查意见

保荐机构查阅了审议通过调整本次发行决议有效期的董事会文件、公告等相关文件。

经核查，保荐机构认为，公司对本次非公开发行方案中关于股东大会决议有效期进行了调整，符合公司治理的相关要求。截至本反馈意见回复出具日，公司已召开董事会审议通过调整本次发行决议有效期相关事项，独立董事已发表同意的独立意见，并已提请股东大会进行审议，上述决策程序符合相关法律法规要求。

问题 10

请保荐机构和申请人律师核查最近 36 个月内公司受到的行政处罚是否构成《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项非公开发行的禁止性情形。

『回复』

一、基本情况

最近 36 个月内，公司及其重要子公司受到的罚款金额在 1 万元以上行政处罚合计 5 笔，均不存在构成《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项非公开发行的禁止性情形。该等行政处罚的情况如下：

序号	处罚主体	处罚文书	处罚时间	处罚事由	行政处罚	核查依据
1	江西中电投新能源发电有限公司	洪地税稽罚[2017]52号	2017.11.27	2013-2015 年度未申报缴纳印花税合计 404,224.1 元，应扣未扣个人所得税 213,987.05 元。	对未按规定期限缴纳的 2013-2015 年度未申报缴纳印花税 404,224.1 元处以 0.5 倍罚款计 202,112.05 元。	《税收征收管理法》、有权机关出具的证明
2	辉县市吉电新能源有限公司	(辉文)文物罚字[2018]第 001 号	2018.04.26	擅自在河南省文物保护单位赵长城遗址的保护范围及建设控制地带内进行道路施工并破坏了文物本体。	罚款 500,000 元；限期六个月内对赵长城遗址恢复原貌。	有权机关出具的证明
3	辉县市吉电新能源有限公司	辉国土资罚[2018]42号	2018.07.20	未经依法批准在南村镇、西平罗乡、高庄乡和拍石头乡共四个乡镇占用土地 26827 平方米（合 40.2405 亩）建南旋风风电场项目	责令将非法占用的 26827 平方米土地退还给辉县市国有资产管理局；没收在非法占用的 27.126 亩土地上新建的建筑物和其他设施；对非法占用的 26827 平方米土地处以每平方米 10 元的罚款，计 268,270 元。	有权机关出具的证明
4	扶余市富汇风能有限公司	扶住建罚字[2019]第 01 号	2019.06.21	未依照《中华人民共和国招标投标法》的规定进行招标。	罚款 40,437.50 元。	《招标投标法》、有权机关出具的证明
5	辉县市吉电新能源有限公司	辉林罚书字[2019]第 10 号	2019.07.28	在没有办理占用林地手续的情况下，占用林地修路两条，占用林地总面积 64.45 亩。林地毁坏程度：地面未硬化，林地毁坏程度较轻。	罚款 403,000 元。	有权机关出具的证明

二、中介机构核查意见

保荐机构会同申请人律师执行的主要核查程序：

1、查阅了公司年度报告等信息披露文件，以及相关的行政处罚决定书、罚

款支付凭证、处罚主体的财务报表、相关主管部门出具的证明文件等，并与公司相关管理人员进行访谈；

2、检索相关主管部门的官网，通过公开网络查询公司及其重要子公司最近 36 个月的行政处罚情况；

3、查阅了公司报告期内营业外支出科目明细等内容。

经核查，申请人律师认为：发行人及重要子公司最近 36 个月内受到的行政处罚，不存在严重损害投资者合法权益和社会公共利益的情形，不构成《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项非公开发行的禁止性情形。

经核查，保荐机构认为：发行人及重要子公司最近 36 个月内受到的行政处罚，不存在严重损害投资者合法权益和社会公共利益的情形，不构成《上市公司证券发行管理办法》第三十九条第（七）项非公开发行的禁止性情形。

问题 11

请申请人进一步说明与实际控制人及其控制的其他企业之间是否存在同业竞争，本次发行是否新增同业竞争。请保荐机构和申请人律师发表核查意见。

『回复』

一、现有业务不存在同业竞争

1、火电及供热业务不存在同业竞争

截至 2020 年 6 月 30 日，国家电投境内火电装机容量 8,247.89 万千瓦，其中吉林省内仅有发行人的 330 万千瓦及发行人控股股东吉林能投下属的通化热电公司 60 万千瓦。上述主体境内火电装机容量的情况如下：

单位：万千瓦

	吉电股份	吉林能投	国家电投
吉林省内	330.00	60.00	0.00
吉林省外	0.00	0.00	7,857.89

注：表格内，国家电投的统计数据不含吉林能投，吉林能投的统计数据不含吉电股份。

火力发电主要客户为火电机组所在地的省级电网公司，供热业务的主要客户为供热机组所在地市内居民及企业。发行人火力发电及供热业务全部在吉林省内。截至本反馈意见回复出具日，控股股东吉林能投为履行避免同业竞争承诺，已完成通化热电公司对外处置工作，吉林能投在吉林省内乃至全国范围内不再经营火力发电及供热业务。发行人与吉林能投在火力发电及供热业务上的潜在同业竞争问题已经彻底解决。国家电投在吉林省内除发行人的火电资产外不存在其他火电资产，发行人与国家电投在火力发电及供热业务领域不存在同业竞争。

2、风力发电和光伏发电业务不存在同业竞争

截至 2020 年 6 月 30 日，国家电投境内风力发电装机 1,985.06 万千瓦，境内光伏发电装机 2,215.39 万千瓦。国家电投从事风力发电和光伏发电的主要子公司境内新能源装机情况及主要经营区域如下表：

单位：万千瓦

序号	企业名称	风电	光伏	主要经营区域
1	国家电投集团东北电力有限公司	66.56	34.78	辽宁、内蒙古
2	国家电投集团河北电力有限公司	81.92	128.63	河北
3	国家电投河南电力有限公司	40.73	2.80	河南、湖北
4	国家电投集团江西电力有限公司	96.54	58.41	江西
5	中国电力国际发展有限公司*	150.15	204.94	甘肃、山西
6	上海电力股份有限公司*	210.19	270.67	江苏
7	国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司	192.40	387.80	青海
8	国家电投集团云南国际电力投资有限公司	94.06	36.00	云南
9	国家电投集团贵州金元股份有限公司	8.76	202.71	贵州、广西
10	国家电投集团新疆能源化工有限责任公司	139.15	75.76	新疆
11	国家电投集团铝电投资有限公司	64.75	12.04	宁夏
12	国家电投集团四川电力有限公司	19.80	21.08	四川
13	国家电投集团黑龙江新能源有限公司	0.00	103.96	黑龙江、浙江
14	国家电投集团内蒙古能源有限公司	114.24	56.00	内蒙古
15	国家电投集团北京电力有限公司	202.29	102.92	内蒙古、山西、新疆、山东
16	吉林电力股份有限公司	194.50	227.72	吉林、江西、河北

注：表格中，中国电力国际发展有限公司和上海电力股份有限公司为 2020 年 3 月末数

据，其他主体为 2020 年 6 月末数据。

风力发电及光伏发电项目均需经相关政府部门核准，这些项目的核准独立于发行人及其控股股东、实际控制人。在发行人已取得风力发电及光伏发电业务的部分省份里，如江西省有实际控制人下属国家电投集团江西电力有限公司从事风力发电、光伏发电业务，河北省有实际控制人下属国家电投集团河北电力有限公司从事风力发电、光伏发电业务。

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号）、《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）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807 号）等法律法规规定，风力发电及光伏发电应全额消纳，即发行人与实际控制人其他投资主体风力及光伏所发电量可全部上网实现销售，不存在竞争关系。

因此，发行人与控股股东、实际控制人在风力发电及光伏发电业务领域亦不存在同业竞争。

二、本次发行不新增同业竞争

本次发行完成后，发行人将在安徽、陕西、青海和江西新增风电装机 52.8 万千瓦，在广西和山东新增光伏装机 35 万千瓦。在上述六省中，虽均有发行人实际控制人下属从事风力发电和光伏发电业务的公司，但鉴于风力发电和光伏发电根据相关规定全额消纳，因此，发行人新增装机与实际控制人在上述六省现有风力发电和光伏发电业务不构成竞争关系，即本次发行不新增同业竞争。

三、中介机构核查意见

保荐机构会同申请人律师执行的主要核查程序：

1、获取并核查了发行人及其控股股东吉林能投、实际控制人国家电投及其控制的其他企业的火电装机及分布情况，新能源装机及主要经营区域情况；

2、获取并核查了吉林能投对外处置白山热电公司、通化热电公司的相关文件；

3、获取并核查了《中华人民共和国可再生能源法》等法律法规等。

经核查，申请人律师认为：发行人与实际控制人及其控制的其他企业之间不存在同业竞争，本次发行不会新增同业竞争。

经核查，保荐机构认为：发行人与实际控制人及其控制的其他企业之间不存在同业竞争，本次发行不会新增同业竞争。

问题 12

请申请人说明公司目前尚未了结的对合并报表以外的主体的担保是否符合《关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》（证监发〔2003〕56号）、《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发〔2005〕120号）的规定。请保荐机构和申请人律师发表核查意见。

『回复』

一、公司目前尚未了结的对外担保情况

截至本反馈意见回复出具之日，公司尚未了结的对合并报表以外主体的担保情况如下表所示：

序号	担保方	被担保方	债权人	主债务期间	担保方式	担保金额 (万元)
1	吉电股份	国家电投集团当雄能源有限公司	中国工商银行股份有限公司西藏自治区分行	2019.11.04 - 2034.11.03	连带责任保证担保	3,724.00
					股权质押担保	980.00

国家电投集团当雄能源有限公司（简称“当雄能源”）是国家电投集团西藏能源有限公司（简称“西藏能源”）与吉电股份共同出资设立的，持股比例分别为51%和49%。2019年11月，当雄能源与中国工商银行股份有限公司西藏自治区分行签署借款合同，借款金额7,600万元，借款期限15年。吉电股份、西藏能

源按照各自持股比例分别对当雄能源该笔借款提供连带责任保证担保和股权质押担保。

二、上述对外担保符合《关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》（证监发〔2003〕56号）、《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120号）的规定

（一）对外担保的决策程序及信息披露情况

2019年10月28日，公司召开第八届董事会第三次会议，经出席的三分之二以上董事审议通过了《关于公司为国家电投集团当雄能源有限公司工行贷款提供担保的议案》，关联董事已回避表决，且独立董事发表了独立意见。同日，公司发布公告《关于公司为国家电投集团当雄能源有限公司工行贷款提供担保的公告》（编号2019-077）。

2019年11月15日，公司召开2019年第五次临时股东大会，审议通过了《关于吉电股份为国家电投集团当雄能源有限公司工行贷款提供担保的议案》，关联股东已回避表决。

（二）对外担保的反担保情况

针对上述对外担保事项，公司已与当雄能源签署反担保质押合同，由当雄能源以电费收费权质押方式向吉电股份提供反担保，具有实际承担能力。

综上，公司目前尚未了结的对合并报表以外的主体的担保符合《关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》、《关于规范上市公司对外担保行为的通知》的规定。

三、中介机构核查意见

保荐机构会同申请人律师执行的主要核查程序：

- 1、查阅了吉电股份《公司章程》等相关规定；
- 2、获取并核查了吉电股份对外担保合同及相关法律文件、吉电股份关于对外担保事项的相关决策文件及公告文件；

3、获取并核查了西藏能源对外担保合同、吉电股份与当雄能源签署的反担保合同。

经核查，申请人律师认为：截至补充法律意见书出具之日，公司尚未了结的对合并报表以外主体的担保符合《关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》（证监发[2003]56号）、《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120号）的规定。

经核查，保荐机构认为：截至本反馈意见回复出具之日，公司尚未了结的对合并报表以外主体的担保符合《关于规范上市公司与关联方资金往来及上市公司对外担保若干问题的通知》（证监发[2003]56号）、《关于规范上市公司对外担保行为的通知》（证监发[2005]120号）的规定。

附件

关于本次募投项目相关情况的说明

一、本次募投项目具体投资数额安排明细、投资数额的测算依据和测算过程

（一）安徽宿松九成风电项目

1、具体建设内容，具体投资数额明细

安徽宿松九成风电项目，分两期核准、一次建成，项目规划总容量为 100MW，新建一座 110kV 升压站。本项目工程的建设投资及费用构成概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
一	施工辅助工程		285.84		285.84
1	施工供电工程		80.00		80.00
2	施工供水工程		80.00		80.00
3	其他施工辅助工程		125.84		125.84
二	设备及安装工程	57,132.72	4,639.58		61,772.31
1	发电设备及安装工程	54,757.34	3,883.72		58,641.06
2	升压变电设备及安装工程	1,273.61	132.00		1,405.61
3	控制保护设备及安装工程	901.77	383.64		1,285.41
4	其他设备及安装工程	200.00	170.22		370.22
5	电网调试及省、地调扩容改造施工费		20.00		20.00
6	其他		50.00		50.00
三	建筑工程		10,835.00		10,835.00
1	发电场工程		7,309.49		7,309.49
2	升压变电站工程		90.26		90.26
3	房屋建筑工程		1,035.26		1,035.26
4	交通工程		1,745.62		1,745.62
5	其他工程		654.37		654.37
四	其他费用			6,275.85	6,275.85
1	项目建设用地费			967.60	967.60

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
2	项目建设管理费			4,033.87	4,033.87
3	生产准备费			652.30	652.30
4	勘察设计费			572.09	572.09
5	其他税费			50.00	50.00
	(一~四) 部分合计				79,169.00
五	基本预备费				800.00
	工程静态投资(一~五) 部分合计				79,969.00
六	价差预备费				
七	建设期利息				1,588.00
八	合计				81,557.00

2、投资数额的测算依据、测算过程及合理性

(1) 测算依据

①国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》(中华人民共和国能源行业标准 NB/T31010-2011);

②国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(中华人民共和国能源行业标准 NB/T31011-2011);

③国家计委、建设部计价格(2002)10 号文《工程勘察设计收费管理规定》;

④财政部、税务总局《关于调整增值税税率的通知》(财税[2018]32);

⑤水电水利规划设计总院可再生能源定额站文件“可再生定额[2018]18 号《关于调整陆上、海上风电工程及光伏电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》”;

⑥财政部、国土资源部、中国人民银行财综〔2006〕48 号文关于调整新增建设用地土地有偿使用费政策等问题的通知及国土资源部文件国土资发[2006]307 号关于发布实施《全国工业用地出让最低价标准》的通知;

⑦《安徽省人民政府关于调整安徽省征地补偿标准的通知》皖政(2012)67 号;

⑧水电水利规划设计总院 可再生能源定额[2016]32 号文《关于发布<关于建筑业营业税改征增值税后风电场工程计价依据调整实施意见>的通知》。

⑨其他有关规定。

(2) 测算过程及合理性

①主要设备原价

参考同行业组机采购招投标价格与当地市场价格,主要设备采购价格如下所示:

项目	单位	价格
风力发电机组	元/KW	3,430
塔架	万元/t	0.963

②人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)规定计算,主要人工工资水平如下所示:

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	9.46
熟练工	元/工时	6.99
半熟练工	元/工时	5.44
普工	元/工时	4.46

③主要材料预算价格

根据安庆地区 2018 年 2 季度建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况,建筑主要材料预算价为:

材料名称	单位	预算价格
钢筋	元/t	4,200
型钢	元/t	4,100
水泥 32.5	元/t	345
水泥 42.5	元/t	385
砂	元/m ³	155

材料名称	单位	预算价格
碎石	元/m ³	185
M10 砌筑砂浆	元/m ³	430
M20 砌筑砂浆	元/m ³	460
商品砼 C25	元/m ³	435
商品砼 C30	元/m ³	450
商品砼 C35	元/m ³	465
商品砼 C40	元/m ³	480
汽油	元/Kg	7.95
柴油	元/Kg	7.30
施工用水	元/m ³	2.50
施工用电	元/kwh	1.21

④取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》的规定计取，具体如下：

编号	项目	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
	直接工程费			
	措施费			
	建筑工程	人工+机械		20.08%
	机组塔筒设备	人工+机械		71.15%
	线路工程	人工+机械		
	其他设备	人工+机械		3.05%
二	间接费			
	土方工程	人工+机械		35.66%
	石方工程	人工+机械		34.20%
	混凝土工程	人工+机械		56.22%
	钢筋工程	人工+机械		53.36%
	基础处理工程	人工+机械		43.99%
	砌体砌筑工程	人工+机械		43.99%
	机电设备安装工程	人工费	111%	111%

编号	项目	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
三	利润	人工+机械+措施+间接费	10%	10%
四	税金	一+二+三	10%	10%

⑤基本预备费率按 1% 计算，为 800 万元。

⑥贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

3、各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

安徽宿松九成风电项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投资项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部分由公司自筹解决。

（二）延安宝塔蟠龙风电项目

1、项目建设内容及投资数额明细

（1）延安宝塔蟠龙一期项目

本次募投项目中的延安宝塔蟠龙风电项目，具体包括延安吉电新能源有限公司宝塔蟠龙一期风电场工程项目（以下简称“延安宝塔蟠龙一期项目”）和延安吉电新能源有限公司宝塔蟠龙二期风电场工程项目（以下简称“延安宝塔蟠龙二期项目”）。其中，一期建设容量 50MW，二期建设容量 50MW，一期与二期项目共用一座 110kV 升压站。本项目的投资概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计
一	施工辅助工程			1,760		1,760

编号	工程或费用名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计
1	施工交通工程			422		422
2	施工供电工程			23		23
3	施工供水工程			458		458
4	施工通讯工程			5		5
5	其他施工辅助工程			852		852
二	设备及安装工程	26,964	3,059			30,023
1	发电设备及安装工程	24,805	2,385			27,190
2	升压变电站设备及安装工程	916	261			1,178
3	控制保护设备及安装工程	869	199			1,068
4	其他设备及安装工程	373	213			586
三	建筑工程			4,619		4,619
1	发电场工程			3,201		3,201
2	升压变电站工程			189		189
3	房屋建筑工程			498		498
4	交通工程			307		307
5	其他工程			425		425
四	其他费用				3,496	3,496
1	项目建设用地费				1,051	1,051
2	项目建设管理费				1,926	1,926
3	生产准备费				180	180
4	勘察设计费				270	270
5	其他税费				70	70
	(一~四) 部分合计					39,898
五	基本预备费 2%				798	798
	静态投资	2,6964	3,059	6,379	4,294	40,696
六	价差预备费					
七	建设期利息				794	794
八	合计	26,964	3,059	6,379	5,088	41,490

(2) 延安宝塔蟠龙二期项目

延安宝塔蟠龙二期项目投资概算明细情况如下：

单位：万元

序号	工程名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计
一	施工辅助工程			859		859
1	施工交通工程			634		634
2	施工供电工程					
3	施工供水工程			94		94
4	施工通讯工程					
5	其他施工辅助工程			131		131
二	设备及安装工程	25,228	3,272			28,501
1	发电设备及安装工程	24,725	2,882			27,607
2	升压变电站设备及安装工程	238	42			280
3	控制保护设备及安装工程	82	112			194
4	其他设备及安装工程	183	235			418
三	建筑工程			3,949		3,949
1	发电场工程			2,841		2,841
2	升压变电站工程（分摊）			6		6
3	房屋建筑工程					
4	交通工程			1,027		1,027
5	其他工程			75		75
四	其他费用				3,728	3,728
1	项目建设用地费				1,318	1,318
2	项目建设管理费				1,791	1,791
3	生产准备费				2,39	239
4	勘察设计费				280	280
5	其他税费				100	100
	（一~四）投资合计					37,037
五	基本预备费 2%				741	741
	静态投资	25,228	3,272	4,808	4,469	37,778
六	价差预备费					
七	建设期利息				569	569
八	合计	25,228	3,272	4,808	5,038	38,347

2、投资数额的测算依据、测算过程及合理性

延安宝塔蟠龙风电一期项目和二期项目投资数额的测算依据及主要费率标准一致，测算依据及测算过程具体如下：

(1) 测算依据

①国家能源局 2011 年 8 月 6 日发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)；

②国家能源局 2011 年 8 月 6 日发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T31010-2011)；

③本期风电场可研设计资料及工程量清单；

④其他参考：当地相关政策、文件规定；

⑤集成线路依据 2013 版《电力建设工程预算定额—送电线路工程》编制。

(2) 测算过程及合理性

①主要设备原价

参考同行业组机采购招投标价格与当地市场价格，本项目主要设备采购价格如下所示：

序号	设备名称及规格型号	单位	价格
1	风电机2000kw组	万元/台	820.6
2	塔筒及环基	万元/套	182.51
3	主变压器SZ11-100000/110	万元/台	294
4	箱式变电站S11-2200/35	万元/台	21.16

②人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)规定计算，主要人工工资水平如下所示：

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	9.46
熟练工	元/工时	6.99
半熟练工	元/工时	5.44

材料名称	单位	价格
普工	元/工时	4.46

③主要材料预算价格

根据延安地区同期建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况,建筑主要材料预算价为:

材料名称	单位	价格
钢筋	元/t	2,430
水泥	元/t	433
碎石	元/t	109.5
中粗砂	元/t	71.05
施工用电	元/kwh	2
施工用水	元/m ³	47.5

④取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准,按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》的规定计取,具体如下:

编号	项目	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
	直接工程费			
	措施费			
	建筑工程	人工+机械		18.16%
	机组塔筒设备	人工+机械	8.22%	
	线路工程	人工+机械	15.49%	
	其他设备	人工+机械	14.36%	
二	间接费			
	土方工程	人工+机械		21.28%
	石方工程	人工+机械		19.56%
	混凝土工程	人工+机械		40.98%
	钢筋工程	人工+机械		39.93%
	基础处理工程	人工+机械		28.86%

编号	项目	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
	砌体砌筑工程	人工+机械		34.02%
	机电设备安装工程	人工费	108%	108%
三	利润	人工+机械+措施+间接费	10%	10%
四	税金	一+二+三	3.48%	3.48%

⑤基本预备费率按 2% 计算，延安一期风电项目为 798 万元，延安二期风电项目为 741 万元。

⑥贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

3、各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

延安宝塔蟠龙风电项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投资项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部分由公司自筹解决。

（三）青海乌兰风电项目

1、项目建设内容及投资数额明细

青海乌兰风电项目，规划建设容量 50MW，项目和周围其它风电场配套建设一座 330kV 升压站。该项目投资概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
I	风电场工程				
一	施工辅助工程		622.71		622.71
1	施工交通工程		371.60		371.60
2	施工供电工程		107.03		107.03

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
3	施工供水工程		25.60		25.60
4	其他施工辅助工程		118.48		118.48
二	机电设备及安装工程	24,734.77	2,247.99		26,982.76
1	发电设备及安装工程	24,016.87	2,017.18		26,034.05
2	监控中心站用电设备及安装工程	58.65	37.12		95.77
3	控制设备及安装工程	343.92	59.05		402.97
4	其他设备及安装工程	315.33	134.64		449.97
三	建筑工程		5,349.34		5,349.34
1	发电场工程		4,165.99		4,165.99
2	房屋建筑工程		423.50		423.50
3	交通工程		416.30		416.30
4	其他		343.55		343.55
四	其他费用			2,965.79	2,965.79
1	项目建设用地费			365.42	365.42
2	项目建设管理费			1,960.61	1,960.61
3	生产准备费			264.96	264.96
4	勘察设计费			350.00	350.00
5	其他税费			24.80	24.80
	(一~四)部分合计	24,734.77	8,220.04	2,965.79	35,920.60
五	基本预备费				538.81
	工程静态投资(一~五)部分合计				36,459.41
六	价差预备费				
七	建设期利息				711.12
八	工程总投资(一~七)部分合计				37,170.53
II	330kV乌兰东升压站分摊投资				
	分摊静态投资				1,190.88
	建设期利息				23.23
	动态投资				1,214.11
III	乌兰东至切吉西330kV送出线路工程分摊投资				
	分摊静态投资				459.35
	建设期利息				8.96
	动态投资				468.31
IV	切吉西330kV升压站至塔拉变送出线				

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
	路工程按5/130分摊投资				
	分摊静态投资				894.77
	建设期利息				17.45
	动态投资				912.22
V	工程投资合计 (I~IV)				
	建设期利息				8.96
	静态投资合计				39,004.41
	建设期利息合计				760.76
九	合计				39,765.17

2、投资数额的测算依据、测算过程及合理性

(1) 测算依据

- ① 《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)；
- ② 《陆上风电场工程概算定额》(NB/T31010-2011)；
- ③ 《关于发布〈关于建筑业营业税改征增值税后风电场工程计价依据调整实施意见〉的通知》(可再生定额[2016]32号)；
- ④ 本期风电场可研阶段设计图纸及工程量清单；
- ⑤ 其他参考：当地相关政策、文件规定。

(2) 测算过程及合理性

① 主要设备原价

参考同行业组件采购招投标价格与当地市场价格，本项目主要设备采购价格如下所示：

设备名称	单位	价格
风电机组本体	元/kW	3,127
塔筒	元/t	9,405.41
箱式变压器	万元/台	28.66

② 人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)规定计算, 主要人工工资水平如下所示:

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	9.46
熟练工	元/工时	6.99
半熟练工	元/工时	5.44
普工	元/工时	4.46

③主要材料预算价格

根据乌兰地区同期建筑材料信息价格并结合项目施工场地实际情况, 建筑主要材料预算价为:

材料名称	单位	价格
钢筋(综合)	元/t	3,676.39
水泥 42.5	元/t	4,12.25
汽油	元/t	6,979.12
柴油	元/t	6,627.08
砂	元/m ³	50.00
石	元/m ³	75.00
施工用水	元/m ³	8.00
施工用电	元/kwh	1.37

④取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准, 按《风电场工程设计概算编制规定及费用标准》的规定计取, 具体如下:

序号	取费名称	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
	直接工程费			
	措施费			
	建筑工程	人工费+机械费		22.26%
	机组、塔筒设备	人工费+机械费	11.20%	
	线路工程	人工费+机械费	18.69%	

序号	取费名称	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
	其他设备	人工费+机械费	18.34%	
二	间接费			
	土方工程	人工费+机械费		23.18%
	石方工程	人工费+机械费		21.72%
	混凝土工程	人工费+机械费		43.74%
	钢筋工程	人工费+机械费		40.88%
	基础处理工程	人工费+机械费		31.54%
	砌体砌筑工程	人工费+机械费		34.02%
	机电设备安装工程	人工费	111%	111%
三	利润	人工+机械+措施+间接费	10%	10%
四	税金	直接费+间接费+利润	11%	11%

⑤基本预备费按 1.5% 计算，为 2,965.79 万元。

⑥贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

3、各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

青海乌兰风电项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部分由公司自筹解决。

（四）江西兴国风电场项目

本次募投项目中的江西兴国风电场项目，具体包括江西大水山风电项目和江西莲花山风电项目。

1、项目建设内容及投资数额明细

（1）江西大水山风电项目

江西大水山风电项目，规划建设容量 176MW，新建一座 220kV 升压站。该项目投资概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
一	施工辅助工程		2,500.33		2,500.33
1	施工交通工程				
2	施工供电工程		29.00		29.00
3	施工供水工程		64.05		64.05
4	其他施工辅助工程		2,407.28		2,407.28
二	设备及安装工程	93,522.19	8,337.50		101,859.69
1	发电设备及安装工程	90,571.59	7,074.76		97,646.35
2	升压变电设备及安装工程	1,945.80	599.35		2,545.15
3	控制保护设备及安装工程	717.30	159.37		876.67
4	其他设备及安装工程	287.50	504.02		791.52
三	建筑工程		23,852.16		23,852.16
1	发电场工程		8,038.13		8,038.13
2	升压变电站工程		340.61		340.61
3	房屋建筑工程		741.39		741.39
4	交通工程		11,650.72		11,650.72
5	渣场		895.84		895.84
6	桥梁加固及拆迁费		100.00		100.00
7	其他工程		2,085.47		2,085.47
四	其他费用			12,397.20	12,397.20
1	项目建设用地费			9,068.61	9,068.61
2	桥梁加固及拆迁费				
3	项目建设管理费			1,906.30	1,906.30
4	生产准备费			349.72	349.72
5	勘察设计费			838.00	838.00
6	其他税费			234.57	234.57
7	莲花山分摊费用				
	(一~四) 部分合计				140,609.38
五	基本预备费				2,215.84
六	集控中心费用			2,000.00	2,000.00
	其中：房屋购买费用			800.00	800.00

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
	装修费用			200.00	200.00
	集控自动化系统费用			500.00	500.00
	调度通信系统费用			500.00	500.00
七	220kV 外送线路(25km)				
	工程静态投资（一~八）部分合计				144,825.22
八	价差预备费				
	建设投资				144,825.22
九	建设期利息				4,756.94
十	流动资金				528
十一	合计				150,110.16

(2) 江西莲花山风电项目

江西莲花山风电项目，规划建设容量 102MW，本工程新建一座 220kV 升压变电站，拟接入站址以南约 10km 葛坳 220kV 升压站。该项目投资概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
一	施工辅助工程		1,047.76		1,047.76
1	施工供电工程		24.00		24.00
2	施工供水工程		60.30		60.30
3	其他施工辅助工程		963.46		963.46
二	设备及安装工程	56,139.05	6,663.11		62,802.16
1	发电场设备及安装工程	53,142.18	6,124.72		59,266.90
2	升压变电站设备及安装工程	1,611.13	238.09		1,849.22
3	控制保护设备及安装工程	1,120.74	181.54		1,302.28
4	其他设备及安装工程	265.00	118.77		383.77
三	建筑工程		14,641.25		14,641.25
1	发电场工程		3747.73		3747.73
2	升压变电站工程		138.51		138.51
3	房屋建筑工程		184.88		184.88
4	交通工程		9,340.12		9,340.12
5	其他工程		1,230.00		1,230.00

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
四	其他费用			7,767.56	7,767.56
1	项目建设用地费			5,378.32	5,378.32
2	项目建设管理费			1,502.95	1,502.95
3	生产准备费			100.28	100.28
4	勘察设计费			786.00	786.00
5	其他				
	(一~四) 部分合计				86,258.73
五	分摊到大水山项目的投资				1,474.30
1	电气部分				209.65
2	道路部分				805.88
3	征地及森林植被恢复费				458.77
六	基本预备费				1,271.77
	工程静态投资				86,056.20
七	价差预备费				
	建设投资				86,056.20
八	建设期利息				1,312.48
九	工程动态投资				87,368.68
十	流动资金				306
十一	合计				87,674.68

2、投资数额的测算依据、测算过程及合理性

(1) 江西大水山项目

① 测算依据

A. 风电场工程勘察设计费执行国家能源行业标准 NB/T31007-2011《风电场工程勘察设计收费标准》；

B. 本工程概算编制执行国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（2011年版）及《陆上风电场工程概算定额》（2011年版）有关规定进行编制；

C. 营改增建设工程计价规则调整按照水规总院《关于建筑业营业税改征增值税后陆上风电场工程计价依据调整实施意见》执行；

D.工程量根据设计院专业人员提供的设计图纸、设备材料清册及有关资料进行计算。设备、材料等价格按编制期（2017 年近期赣州地区）价格水平进行计算。

②测算过程及合理性

A.主要设备原价

参考同行业组件采购招投标价格与当地市场价格，本项目主要设备采购价格如下所示：

序号	设备名称	单位	价格
1	风机机组设备	万元/台	827.6
2	风机塔筒	万元/t	0.82
3	35kV箱式变	万元/台	38
4	220kV变压器100MVA	万元/台	320

B.人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2011）规定计算，主要人工工资水平如下所示：

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	9.46
熟练工	元/工时	6.99
半熟练工	元/工时	5.44
普工	元/工时	4.46

C.主要材料预算价格

根据江西兴国地区 2016 年二季度建筑材料信息价格并结合项目施工当地具体情况，建筑主要材料预算价为：

材料名称	单位	价格
水泥 32.5	元/t	368
水泥 42.5	元/t	402
钢筋	元/kg	3.027
砂	元/m ³	67.96

材料名称	单位	价格
碎石	元/m ³	111.01
柴油	元/kg	7.19
汽油 93#	元/kg	8.59
施工用电	元/kwh	0.80
施工用水	元/m ³	1.25

D.取费标准

序号	项目名称	计算基数	费率	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
1	直接工程费			
2	措施费			
2.1	土方工程	人工费+机械费		12.48%
2.2	石方工程	人工费+机械费		12.48%
2.3	混凝土	人工费+机械费		12.48%
2.4	钢筋	人工费+机械费		12.48%
2.5	基础处理	人工费+机械费		12.48%
2.6	砌体砌筑	人工费+机械费		12.48%
2.7	机组及塔筒	人工费+机械费	6.43%	
2.8	线路工程	人工费+机械费	6.43%	
2.9	其他设备	人工费+机械费	9.56%	
二	间接费			
1	土方工程	人工费+机械费		23.18%
2	石方工程	人工费+机械费		21.72%
3	混凝土	人工费+机械费		43.74%
4	钢筋	人工费+机械费		40.88%
5	基础处理	人工费+机械费		31.54%
6	砌体砌筑	人工费+机械费		34.02%
7	机组及塔筒	人工费	111%	111%
8	线路工程	人工费	111%	111%
9	其他设备	人工费	111%	111%
三	利润	人工费+机械费+措施费+间接费	10%	10%
四	税金	直接费+间接费+利润	11%	11%

E.基本预备费率按 1.5% 计算，为 2,215.84 万元。

F.贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

(2) 江西莲花山项目

① 测算依据

A.国家能源局发布的中华人民共和国能源行业标准 NB/T31011——《陆上风电场工程设计概算编制及费用标准》（2011 年版）；

B.国家能源局发布的中华人民共和国能源行业标准 NB/T31010——《陆上风电场工程概算定额》（2011 年版）；

C.国家能源局发布的 NB/T31007-2011——《风电场工程勘察设计费收费标准》，国家计委、建设部计价格[2002]10 号文颁发的《工程勘察设计收费管理规定》；

D.财政部财综[2010]98 号“关于统一地方教育附加政策有关问题的通知”；

E.关于水土保持补偿费收费标准（试行）的通知（发改价格[2014]886 号）；

F.可再生定额[2016]32 号关于发布《关于建筑业营业税改增值税后风电场工程计价依据调整实施意见》的通知附件一《关于建筑业营业税改增值税后陆上风电场工程计价依据调整实施意见》；

G.本工程提供的有关设计资料。

② 测算过程及合理性

A.主要设备原价

参考同行业组件采购招投标价格与当地市场价格，本项目主要设备采购价格如下所示：

序号	设备名称	单位	价格
1	风机机组设备	万元/台	870
2	风机塔筒	万元/t	0.75
3	2200kVA美式箱式变电站	万元/台	23

B.人工工资水平

参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31011-2011)规定计算, 主要人工工资水平如下所示:

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	9.46
熟练工	元/工时	6.99
半熟练工	元/工时	5.44
普工	元/工时	4.46

C.主要材料预算价格

根据江西兴国地区 2016 年二季度建筑材料信息价格并结合项目施工当地具体情况, 建筑主要材料预算价为:

材料名称	单位	价格
钢筋(综合)	元/t	2,326.55
水泥 42.5	元/t	402.13
水泥 52.5	元/t	448.44
柴油(含清洁剂)	元/t	6,186.67
汽油 93#(含清洁剂)	元/t	7,587.28
板枋材	元/m ³	2,288.31
碎石	元/m ³	111.01
砂	元/m ³	77.06
施工用电	元/kwh	0.85
施工用水	元/m ³	1.25

D.取费标准

序号	项目名称	计算基数	费率(%)	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
	直接工程费			
	建筑工程	人工费+机械费	12.48%	
	机组、塔筒设备	人工费+机械费		6.43%
	线路工程	人工费+机械费		11.04%

序号	项目名称	计算基数	费率 (%)	
			安装工程	建筑工程
	其他设备	人工费+机械费		9.56%
二	间接费			
	土方工程	人工费+机械费	23.18%	
	石方工程	人工费+机械费	21.72%	
	混凝土	人工费+机械费	43.74%	
	钢筋	人工费+机械费	40.88%	
	基础处理	人工费+机械费	31.54%	
	砌体砌筑工程	人工费+机械费	34.02%	
	机电设备安装工程	人工费	111%	111%
三	利润	人工费+机械费+措施费+间接费	10%	10%
四	税金	直接费+间接费+利润	11%	11%

E.基本预备费率按 1.5% 计算，为 1,271.77 万元。

F.贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

3、各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

江西兴国风电项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部分由公司自筹解决。

（五）广西崇左响水平价光伏项目

1、项目建设内容及投资数额明细

广西崇左响水平价光伏项目，规划建设容量 150MW，新建一座 110kV 升压站。该项目投资概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
一	设备及安装工程	44,457.44	6,245.36		50,702.80
	发电设备及安装工程	41,741.70	2,966.66		44,708.36
	升压站变配电设备及安装工程	1,526.70	1,912.81		3,439.51
	控制保护设备及安装工程	979.05	217.33		1,196.38
	其他设备及安装工程	210.00	1,148.56		1,358.56
二	建筑工程		4,180.15		4,180.15
	发电场工程		1,791.04		1,791.04
	升压变电站工程		245.70		245.70
	房屋建筑工程		474.20		474.20
	交通工程		758.40		758.40
	其他建筑工程		910.81		910.81
三	其他费用			4,117.05	4,117.05
	项目建设用地费用			1,187.52	1,187.52
	项目建设管理费			1,624.42	1,624.42
	生产准备费			279.75	279.75
	勘察设计费			825.36	825.36
	其他			200.00	200.00
	(一~三)部分合计				59,000.00
四	基本预备费(1%)			590.00	590.00
	(一~四)部分合计				59,590.00
五	价差预备费				
六	建设期利息				410.00
七	合计				60,000.00

2、投资数额的测算依据、测算过程及合理性

(1) 测算依据

①计算标准及项目划分：参考国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016)；

②工程量：根据设计提供说明书、设备材料清册及相关资料计算；

③定额指标工程设计概算定额参照国家能源局发布的《光伏发电工程概算定

额》(NB/T32035-2016)；

④勘测设计费根据 2002 年国家计委、建设部计价[2002]10 号文颁发的《工程勘察设计收费标准（2002 年修订本）》及国家能源局发布的《光伏发电工程勘察设计收费标准 NB/T32027-2016）计算，并结合光伏工程实际情况调整；

⑤设备价格：根据目前市场价、厂家询价并参考已建、在建工程的订货合同价等资料确定本工程设备原价。

(2) 测算过程及合理性

①主要设备原价

参考同行业组件采购招投标价格与当地市场价格，本项目主要设备采购价格如下所示：

设备名称	单位	价格
高效双面半片光伏组件	元/Wp	1.90
光伏电池板支架	万元/MW	41.5
组串式并网逆变器	元/Wp	0.17

②人工工资水平

人工预算单价按照《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016) 计算（崇左龙州县为二类地区），主要人工工资水平如下所示：

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	12.53
熟练工	元/工时	9.37
半熟练工	元/工时	7.38
普工	元/工时	6.13

③主要材料预算价格

根据崇左地区 2019 年 3 季度建筑材料信息价格并结合项目施工当地具体情况，建筑主要材料预算价为：

材料名称	单位	价格
水泥 42.5	元/t	493.42

材料名称	单位	价格
钢筋	元/t	3876.29
汽油	元/kg	9.40
柴油	元/kg	8.50
碎石	元/m ³	34.00
中粗砂	元/m ³	62.00
施工用水	元/m ³	5.90
施工用电	元/kwh	1.00

④取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》NB/T32027-2016)的规定计取，具体如下：

序号	取费名称	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
	直接工程费			
	措施费			
	冬雨季施工费	人工费+机械费	3.5%~5%	3%~4.5%
	夜间施工增加费	人工费+机械费	0.38%	0.24%
	特殊地区施工增加费	人工费+机械费	2.29%	1.72%
	小型临时设施摊销费	人工费+机械费	0.8%	6%
	安全文明施工措施费	人工费+机械费	3%	4%
	其他费	人工费+机械费	2.5%	2%
二	间接费			
	土方工程	人工费+机械费		21.9%
	石方工程	人工费+机械费		25%
	混凝土工程	人工费+机械费		58.8%
	钢筋工程	人工费+机械费		52.9%
	基础处理工程	人工费+机械费		43%
	砌体砌筑工程	人工费+机械费		50.9%
	机电设备安装工程	人工费	136%	136%
三	利润	人工+机械+措施+间接费	7%	7%

序号	取费名称	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
四	税金	直接费+间接费+利润	3.41%	3.41%

⑤基本预备费率按 1% 计算，为 590 万元。

⑥贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

3、各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

广西崇左响水平价光伏项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部分由公司自筹解决。

（六）山东寿光恒远平价光伏项目

1、具体建设内容，具体投资数额明细

山东寿光恒远平价光伏项目，规划建设容量 200MW，本项目新建一座 220kV 升压站。项目投资概算明细情况如下：

单位：万元

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
一	设备及安装工程	56,370.84	16,997.77		73,368.61
1	发电设备及安装工程	48,913.74	16,600.69		65,514.43
2	升压变电设备及安装工程	2,041.50	2,61.94		2,303.44
3	控制保护设备及安装工程	904.00	100.93		1,004.93
4	其他设备及安装工程	511.60	34.21		545.81
5	储能	4,000.00			4,000.00
二	建筑工程		13,119.02		13,119.02
1	发电场工程		9723.75		9723.75

编号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
2	升压变电站工程		612.67		612.67
3	房屋建筑工程		1,149.78		1,149.78
4	交通工程		1,202.81		1,202.81
5	其他工程		430.00		430.00
三	其他费用			6,447.95	6,447.95
1	项目建设用地费			4,503.80	4,503.80
2	项目建设管理费			1,513.22	1,513.22
3	生产准备费			140.93	140.93
4	勘察设计费			240.00	240.00
5	其他税费			50.00	50.00
	一至四部分投资合计				92,935.57
四	基本预备费				464.68
	(一~四)部分合计				93,400.00
五	价差预备费				
	建设投资				93,400.00
六	建设期利息				2,332.34
七	合计				95,732.34

2、投资数额的测算依据、测算过程及合理性

(1) 测算依据

①国家能源局发布的中华人民共和国能源行业标准 NB/T 32027——《光伏发电工程设计概算编制及费用标准》(2016年版);

②国家能源局发布的中华人民共和国能源行业标准 NB/T 32035——《光伏发电工程概算定额》(2016年版);

③《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》(可再生定额[2019]14号);

④国家电投集团《光伏发电工程设计造价控制指标》(2019年版);

⑤本工程提供的有关设计资料。

(2) 测算过程及合理性

①主要设备原价

参考同行业组件采购招投标价格与当地市场价格,本项目主要设备采购价格如下所示:

设备名称	单位	价格
太阳能发电组件	元/Wp	1.71
组串式并网逆变器	元/Wp	0.17

②人工工资水平

人工预算单价按照按国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(2016 版)规定计算,主要人工工资水平如下所示:

材料名称	单位	价格
高级熟练工	元/工时	10.26
熟练工	元/工时	7.61
半熟练工	元/工时	5.95
普工	元/工时	4.90

③主要材料预算价格

根据潍坊地区 2019 年三季度建筑材料信息价格并结合项目施工当地具体情况,建筑主要材料预算价为:

材料名称	单位	价格
钢筋	元/t	5,018.10
水泥 42.5	元/t	476
汽油 92# (含清洁剂)	元/t	7750
柴油 (含清洁剂)	元/t	6650
板枋材	元/m ³	2,560.02
碎石	元/m ³	175
砂	元/m ³	160
施工用水	元/m ³	5.95
施工用电	元/kwh	1.20

④取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》NB/T32027-2016)的规定计取，具体如下：

序号	取费名称	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费	直接工程费+措施费		
	直接工程费			
	措施费			
	建筑工程	人工费+机械费	13.24%	
	安装工程	人工费+机械费		9.08%
二	间接费			
	土方工程	人工费+机械费	23.86%	
	石方工程	人工费+机械费	27.76%	
	混凝土工程	人工费+机械费	62.76%	
	钢筋工程	人工费+机械费	54.16%	
	基础处理工程	人工费+机械费	46.99%	
	砌体砌筑工程	人工费+机械费	50.90%	
	安装工程	人工费	139.78%	139.78%
三	利润	人工费+机械费+措施费+间接费	7%	7%
四	税金	直接费+间接费+利润	9%	9%

⑤基本预备费率按 0.5% 计算，为 464.68 万元。

⑥贷款利率按 4.9% 计算。贷款偿还期为 15 年。

3、各项投资构成是否属于资本性支出，是否使用募集资金投入

山东寿光恒远平价光伏项目各项投资均属于资本性支出，本项目部分投资使用募集资金投入。在本次非公开发行募集资金到位之前，公司将根据项目进度的实际情况以自筹资金先行投入，待募集资金到位后按照相关规定的程序予以置换。若本次非公开发行实际募集资金金额（扣除发行费用后）少于本次非公开发行募投项目拟以募集资金投入金额，在最终确定的本次募集资金投资项目范围内，公司将根据实际募集资金数额，按照项目的轻重缓急等情况，调整并最终决定募集资金的具体投资项目、优先顺序及各项目的具体投资额；募集资金不足部

分由公司自筹解决。

二、本次募投项目目前进展情况、预计进度安排及资金的预计使用进度

（一）安徽宿松九成风电项目

1、项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目处于在建状态，已投入资金 39,003.59 万元，完工进度约为 48%。

2、资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至 2020 年 6 月末已投入金额	2020 年 3 季度计划投资金额	2020 年 4 季度计划投入金额	2021 年计划投入金额
81,557	39,003.59	8,631.00	31,604.00	2,318.17

该项目拟使用募集资金 44,657 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

3、建设进度

序号	项目安排 月度	2020 年					
		2	4	6	8	10	12
1	四通一平工程		■				
2	风机基础浇筑工程			■	■	■	■
3	风机吊装工程				■	■	■
4	升压站受电工程						■
5	集电、输电线路工程			■	■	■	■
6	全部风机并网						■

（二）延安宝塔蟠龙风电项目

1、延安一期风电项目

（1）项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目处于在建状态，已投入资金 32,030.00 万元，完工进度约为 77%。

(2) 资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至 2020 年 6 月末已投入金额	2020 年 3 季度计划投资金额	2020 年 4 季度计划投入金额	2021 年计划投入金额
41,490	32,030.00	3,100.00	3,680.00	2,680.00

该项目拟使用募集资金 10,710 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

(3) 建设进度

序号	项目安排	2017 年				2018 年				2019 年				2020 年			
		3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12
1	四通一平工程																
2	场内道路施工																
3	升压站施工																
4	风机基础浇筑工程																
5	风机吊装工程																
6	升压站受电工程																
7	集电、输电线路工程																
8	全部风机并网																

2、延安二期风电项目

(1) 项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目处于在建状态，已投入资金 10,761.00 万元，完工进度约为 28%。

(2) 资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至 2020 年 6 月末已投入金额	2020 年 3 季度计划投资金额	2020 年 4 季度计划投入金额	2021 年计划投入金额
38,347	10,761.00	12,750.00	11,921.00	2,915.00

该项目拟使用募集资金 26,956 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

(3) 建设进度

序号	项目安排	2019 年				2020 年			
		3	6	9	12	3	6	9	12
1	四通一平工程								
2	风机基础浇筑工程								
3	风机吊装工程								
4	升压站受电工程								
5	集电、输电线路工程								
6	全部风机并网								

(三) 青海乌兰风电项目

1、项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目已投产并网，目前已投入资金 24,560.00 万元，完工进度约为 51%。

2、资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至 2020 年 6 月末已投入金额	2020 年 3 季度计划投资金额	2020 年 4 季度计划投入金额	2021 年计划投入金额
39,765	24,560.00	6,500.00	5,388.00	3,317.00

该项目拟使用募集资金 20,435 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

3、建设进度

序号	项目安排	2019 年				2020 年			
		3	6	9	12	3	6	9	12

序号	项目安排	2019年				2020年			
		3	6	9	12	3	6	9	12
1	四通一平工程		■						
2	风机基础浇筑工程			■	■	■	■		
3	风机吊装工程				■	■	■		
4	升压站受电工程				■				
5	集电、输电线路工程			■	■				
6	全部风机并网						■		

(四) 江西兴国风电场项目

1、江西大水山风电项目

(1) 项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目处于在建状态，已投入资金 104,596.27 万元，完工进度约为 70%。

(2) 资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至 2020 年 6 月末已投入金额	2020 年 3 季度计划投资金额	2020 年 4 季度计划投入金额	2021 年计划投入金额
150,110	104,596.27	11,841.95	20,001.94	13,670.00

该项目拟使用募集资金 4,422 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

(3) 建设进度

序号	项目安排	2017年				2018年				2019年				2020年			
		3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12
1	四通一平工程	■	■	■	■	■	■	■	■								
2	风机基础浇筑工程								■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	风机吊装工程											■	■	■	■	■	■
4	升压站受电工程															■	■

序号	项目安排	2017年				2018年				2019年				2020年			
		3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12
5	集电、输电 线路工程																
6	全部风机 并网																

注：该工程属于山地风电项目，由于山地地理条件复杂，导致四通一平工程时间较长。

2、江西莲花山风电项目

(1) 项目进展情况

截至2020年6月末，项目处于在建状态，已投入资金61,091.72万元，完工进度约为70%。

(2) 资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至2020年6 月末已投入金额	2020年3季度 计划投资金额	2020年4季度 计划投入金额	2021年计划 投入金额
87,675	61,091.72	9,505.61	8,702.35	8,375.00

该项目拟使用募集资金2,620万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

(3) 建设进度

序号	项目安排	2017年				2018年				2019年				2020年			
		3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12	3	6	9	12
1	四通一平 工程																
2	风机基础 浇筑工程																
3	风机吊装 工程																
4	升压站受 电工程																
5	集电、输电 线路工程																
6	全部风机 并网																

注：该工程属于山地风电项目，由于山地地理条件复杂，导致四通一平工程时间较长。

（五）广西崇左响水平价光伏项目

1、项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目处于在建状态，已投入资金 9,082.23 万元，完工进度约为 15%。

2、资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至 2020 年 6 月末已投入金额	2020 年 3 季度计划投资金额	2020 年 4 季度计划投入金额	2021 年计划投入金额
60,000	9,082.23	19,121.00	24,611.00	7,185.77

该项目拟使用募集资金 59,400 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

3、建设进度

序号	项目安排	2020 年				2021 年			
		3	6	9	12	3	6	9	12
1	四通一平开工		■						
2	光伏单元基础浇筑		■	■					
3	光伏发电单元开始安装		■	■	■	■			
4	送出工程施工		■	■	■				
5	升压站受电				■				
6	全部光伏发电单元并网发电				■	■			

（六）山东寿光恒远平价光伏项目

1、项目进展情况

截至 2020 年 6 月末，项目处于在建状态，已投入资金 5,335.76 万元，完工进度约为 6%。

2、资金使用进度安排

单位：万元

总投资金额	截至2020年6月末已投入金额	2020年3季度计划投资金额	2020年4季度计划投入金额	2021年计划投入金额
96,340	5,335.76	26,032.00	50,400.61	14,572.00

该项目拟使用募集资金 45,800 万元，本次募集资金的使用不存在置换董事会前投入的情形。

3、建设进度

序号	项目安排	2020年					
		2	4	6	8	10	12
1	四通一平开工						
2	光伏单元基础浇筑工程						
3	光伏发电单元安装工程						
4	送出工程施工完成						
5	电缆、光缆敷设工程						
6	全部光伏发电单元并网发电						

三、募投项目效益预测情况、具体测算过程及测算依据

(一) 安徽宿松九成风电项目

(1) 主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	100	计划装机容量
年利用小时	h	2,172	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	20	参考风电行业标准
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.6	当地标杆上网电价
折旧年限	年	20，残值率 5%	同行业平均水平
维修费	元/kW	维修费质保期内按 5.24 元/kW，质保期外按 41.47 元/kW，质保期按 2 年考虑	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	10	参考同行业平均水平并结合当地工资水平

项目	单位	数值	依据及合理性
材料费	元/kW	材料费质保期内按 5.24 元/kW，质保期外按 9.405 元/kW，质保期按 5 年考虑	参考同行业平均水平
其他费用	元/kW	24.5	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	16	依据《关于深化增值税改革有关政策的公告》增值税自2019年4月1日起下调至13%，项目使用16%测算，预测结果更谨慎

（2）收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	219,476.86
总成本费用（万元）	122,799.57
利润总额（万元）	93,965.34
净利润（万元）	73,150.63
项目投资回收期（税后）（年）	9.45
项目投资内部收益率（税后）（%）	10.10

（3）效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为 20 年，运行期内年上网电量为 219,806.40 MWh，上网电价执行标杆上网电价 0.60 元/kWh（含增值税）。

项目	数值
上网电量（MWh/年）	219,806.40
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.5172
电价(含增值税)（元/kWh）	0.60
营业收入（万元/年）	11,369.30

注：上述收益预测数据包含整个项目建设期及运行期，下同。

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 1,483.63 万元至 8,961.84 万元,其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化,具体预测如下:

单位:万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	4,658.81
工资及福利	448.00	448.00
保险费	179.93	179.93
材料费	86.53	43.26
利息支出	9.24	3,206.28
其他费用	759.93	425.56
总成本费用	1,483.63	8,961.84

注:1、维修费列入其他费用中,未单独列示;

2、上述测算仅列出整体运营期的最大值和最小值,运营期内相关数据随着运营期的长短而变化,下同。

③ 税费及其他

除上述成本以外,盈利预测还包含营业税金及附加、所得税,该等科目会随着运营期的长短而变化,具体预测如下:

单位:万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	181.91
所得税	-	2,425.94

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为:净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入(应税)-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 2,407.45 万元至 7,277.82 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测,预计该项目全部投资内部收益率(所得税后)10.10%,项目投资回收期为 9.45 年。

（二）延安宝塔蟠龙风电项目

1、延安宝塔蟠龙一期项目

（1）主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	50	计划装机容量
年利用小时	h	2,153.3	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	20	参考风电行业标准
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.6	当地标杆上网电价
折旧年限	年	20，残值率 5%	同行业平均水平
维修费	%	采用分段取费计算，0%-2%区间	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	6	参考同行业平均水平并结合当地工资水平
材料费	元/kW	10	参考同行业平均水平
其他费用	元/kW	40	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	17	依据《关于深化增值税改革有关政策的公告》增值税自2019年4月1日起下调至13%，项目使用17%测算，预测结果更谨慎

（2）收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	108,769.25
总成本费用（万元）	68,928.51
利润总额（万元）	45,669.85
净利润（万元）	25,678.73
项目投资回收期（税后）（年）	9.56

项目	数值
项目投资内部收益率（税后）（%）	9.38

（3）效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为 20 年，运行期首年上网电量 96,898.5 MWh，运行期内上网电量随着运营期长短而变化，上网电价执行标杆上网电价 0.60 元/kWh（含增值税）。

项目	运营期最小值	运营期最大值
上网电量（MWh/年）	96,898.5	107,665
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.5128	0.5128
电价(含增值税)（元/kWh）	0.60	0.60
营业收入（万元/年）	4,969.15	5,521.28

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 2,988.95 万元至 4,063.68 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	1,784.66	1,784.66
维修费	735.56	183.89
工资及福利	122.22	122.22
保险费	91.95	91.95
材料费	50	50
利息支出	4.57	1,630.97
其他费用	200	200
总成本费用	2,988.95	4,063.68

③ 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含营业税金及附加、所得税，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	93.86
所得税	-	726.94

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为：净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入（应税）-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 905.47 万元至 2,180.83 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）9.38%，项目投资回收期为 9.56 年。

2、延安宝塔蟠龙二期项目

（1）主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	50	计划装机容量
年利用小时	h	1,906	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	20	参考风电行业标准
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.6	当地标杆上网电价
折旧年限	年	20，残值率 5%	同行业平均水平
维修费	%	采用分段取费计算，0.5%-2%区间	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	6	参考同行业平均水平并结合当地工资水平
材料费	元/kW	10	参考同行业平均水平
其他费用	元/kW	40	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策

项目	单位	数值	依据及合理性
增值税	%	17	依据《关于深化增值税改革有关政策的公告》增值税自2019年4月1日起下调至13%，项目使用17%测算，预测结果更谨慎

(2) 收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	93,711.67
总成本费用（万元）	63,950.99
利润总额（万元）	34,667.07
净利润（万元）	26,754.83
项目投资回收期（税后）（年）	10.78
项目投资内部收益率（税后）（%）	8.21

(3) 效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为 20 年，运行期首年上网电量 85,770.00MWh，运行期内上网电量随着运营期长短而变化，上网电价执行标杆上网电价 0.60 元/kWh（含增值税）。

项目	运营期最小值	运营期最大值
上网电量（MWh/年）	85,770.00	95,300.00
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.5128	0.5128
电价(含增值税)（元/kWh）	0.60	0.60
营业收入（万元/年）	4,398.46	4,887.18

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 1,483.63 万元至 8,961.84 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	1,647.40	1,647.40

维修费	682.26	341.13
工资及福利	122.22	122.22
保险费	85.28	85.28
材料费	50.00	50.00
利息支出	4.57	1,407.56
其他费用	200.00	200.00
总成本费用	2,791.73	3,853.60

③ 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含营业税金及附加、所得税，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	83.08
所得税	-	606.94

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为：净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入（应税）-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 544.86 万元至 1,820.83 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）8.21%，项目投资回收期为 10.78 年。

（三）青海乌兰风电项目

（1）主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	50	计划装机容量
年利用小时数	h	2,071	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测

项目	单位	数值	依据及合理性
运营期（扣除建设期）	年	20	参考风电行业标准
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.6	当地标杆上网电价
折旧年限	年	15，残值率 5%	行业平均水平为20年，项目基于谨慎原则使用折旧年限15年测算
维修费	%	采用分段取费计算，0.5%-2%区间	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	15	参考同行业平均水平并结合当地工资水平
材料费	元/kW	20	参考同行业平均水平
其他费用	元/kW	30	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	13	国家政策

（2）收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	124,258.89
总成本费用（万元）	71,776.84
利润总额（万元）	40,211.57
净利润（万元）	31,002.50
项目投资回收期（税后）（年）	9.50
项目投资内部收益率（税后）（%）	9.15

（3）效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为20年，运行期内年上网电量103,549.00 MWh，上网电价执行标杆上网电价0.60元/kWh（含增值税）。

项目	数值
上网电量（MWh/年）	103,549.00
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.531

项目	数值
电价(含增值税) (元/kWh)	0.60
营业收入 (万元/年)	5,498.18

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 1,365.83 万元至 4,746.27 万元,其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化,具体预测如下:

单位: 万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	2,290.85
维修费	780.09	190.50
工资及福利	240.75	361.12
保险费	90.43	90.43
材料费	100.00	100.00
利息支出	4.57	1,563.36
其他费用	150.00	150.00
总成本费用	1,365.83	4,746.27

③ 税费及其他

除上述成本以外,盈利预测还包含营业税金及附加、所得税,该等科目会随着运营期的长短而变化,具体预测如下:

单位: 万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	71.48
所得税	-	609.13

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为: 净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入(应税)-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 751.91 万元至 3,451.74 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）9.15%，项目投资回收期为9.50年。

（四）江西兴国风电项目

1、江西大水山项目

（1）主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	176	计划装机容量
年利用小时	h	1,967.74	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	20	参考风电行业标准
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.6	当地标杆上网电价
折旧年限	年	15，残值率5%	行业平均水平为20年，项目基于谨慎原则使用折旧年限15年测算
维修费	万元	采用分段取费计算 第3~7年120.77万元，第8年~22年， 877.49万元	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	10	参考同行业平均水平并结合当地工资水平
材料费	万元	采用分段取费计算 第3~7年105.336万元，第8年~22年， 210.672万元	参考同行业平均水平
其他费用	万元	431.2	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	17	依据《关于深化增值税改革有关政策的公告》增值税自2019年4月1日起下调至13%，项目使用17%测算，预测结果更谨慎

(2) 收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	355,195.08
总成本费用（万元）	214,300.46
利润总额（万元）	159,612.41
净利润（万元）	122,821.34
项目投资回收期（税后）（年）	10.41
项目投资内部收益率（税后）（%）	9.02

(3) 效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为20年，运行期内年上网电量346,315.20 MWh，上网电价执行标杆上网电价0.60元/kWh（含增值税）。

项目	数值
上网电量（MWh/年）	346,315.20
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.5128
电价(含增值税)（元/kWh）	0.60
营业收入（万元/年）	17,759.75

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为2,020.59万元至15,923.05万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	8,604.78
工资及福利	480.00	480.00
保险费	5.15	306.31
材料费	210.67	105.34
利息支出	16.08	5,874.66
其他费用	1,308.69	551.97
总成本费用	2,020.59	15,923.05

注：上表中维修费用包含在其他费用中，未单独列示。

③ 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含营业税金及附加、所得税，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	301.92
所得税	-	4,236.71

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为：净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入（应税）-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 1,836.70 万元至 12,710.12 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）9.02%，项目投资回收期为 10.41 年。

2、江西莲花山项目

(1) 主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	102	计划装机容量
年利用小时	h	1,965	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	20	参考风电行业标准
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.6	当地标杆上网电价
折旧年限	年	20，残值率 5%	同行业平均水平
维修费	%	采用分段取费计算，0.5%-2%区间	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	6	参考同行业平均水平并结合当地工资水平
材料费	元/kW	10	参考同行业平均水平

项目	单位	数值	依据及合理性
其他费用	元/kW	40	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	17	依据《关于深化增值税改革有关政策的公告》增值税自2019年4月1日起下调至13%，项目使用17%测算，预测结果更谨慎

（2）收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	210,708.46
总成本费用（万元）	142,034.71
利润总额（万元）	80,423.13
净利润（万元）	61,136.33
项目投资回收期（税后）（年）	10.89
项目投资内部收益率（税后）（%）	8.44

（3）效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为 20 年，运行期内年上网电量 200,430.00MWh，上网电价执行标杆上网电价 0.60 元/kWh（含增值税）。

项目	数值
上网电量（MWh/年）	200,430.00
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.5128
电价(含增值税)（元/kWh）	0.60
营业收入（万元/年）	10,278.46

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 2,020.59 万元至 15,923.05 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	5,125.04
维修费	1,233.94	636.87
保险费	6.83	179.80
材料费	204.00	204.00
利息支出	9.32	3,434.17
其他费用	510.00	510.00
总成本费用	1,964.09	10,089.89

注：江西莲花山项目工资及福利成本与江西大水山项目共用，上表未单独列示。

③ 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含营业税金及附加、所得税，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	174.73
所得税	-	6,759.98

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为：净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入（应税）-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 188.57 万元至 6,759.98 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）8.44%，项目投资回收期为 10.89 年。

（五）广西崇左响水平价光伏项目

（1）主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	150	计划装机容量

项目	单位	数值	依据及合理性
年利用小时	h	1,150.52	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	25	参考光伏项目行业规范
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.4207	当地平价光伏电价
折旧年限	年	20，残值率 3%	参考同行业平均水平
维修费	元/kW	质保期内 11.81 元/kW；质保期外 30.13 元/kW	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	6	参考同行业平均水平并结合当地工资水平
材料费	元/kW	质保期内 4 元/kW；质保期外 5.88 元/kW	参考同行业平均水平
其他费用	元/kW	24	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	13	国家政策

（2）收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	167,005.83
总成本费用（万元）	108,439.69
利润总额（万元）	56,990.97
净利润（万元）	43,836.96
项目投资回收期（税后）（年）	11.65
项目投资内部收益率（税后）（%）	7.44

（3）效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为 25 年，运行期首年上网电量 188,981.10 MWh，运行期内上网电量随着运营期长短而变化，上网电价执行当地平价光伏标杆电价

0.4207 元/kWh（含增值税）。

项目	运营期最小值	运营期最大值
上网电量（MWh/年）	170,360.85	188,981.10
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.3723	0.3723
电价(含增值税)（元/kWh）	0.4207	0.4207
营业收入（万元/年）	6,342.55	7,035.78

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 1,269.27 万元至 6,356.81 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	2,620.99
维修费	497.14	497.14
工资及福利	144.00	144.00
保险费	135.10	135.10
材料费	97.02	97.02
利息支出	-	2,195.20
其他费用	396.00	667.35
总成本费用	1,269.27	6,356.81

③ 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含营业税金及附加、所得税，该等科目会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	89.02
所得税	-	364.36

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为：净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入（应税）-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 647.34 万元至 3,807.06 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）7.44%，项目投资回收期为 11.65 年。

（六）山东寿光恒远平价光伏项目

（1）主要假设及预测

项目	单位	数值	依据及合理性
装机容量	MW	200	计划装机容量
年利用小时	h	1,385.5	当地风资源、电力负荷、折价率、弃风、参考同地区风电场当前运行情况等进行综合预测
运营期（扣除建设期）	年	25	参考光伏项目行业规范
平均电价（含增值税）	元/kWh	0.3949	当地平价光伏电价
折旧年限	年	20，残值率 3%	参考同行业平均水平
维修费	万元	前 2 年 236.16 万元，后 23 年 582.34 万元	参考同行业平均水平
职工人均工资	万元	10	参考同行业平均水平
材料费	万元	前 2 年 56 万元，后 23 年 112 万元	参考同行业平均水平
其他费用	万元	前 5 年 240 万元，后 20 年 480 万元	参考同行业平均水平
流动资金及短期贷款利率	%	4.35	公司平均贷款利率
长期贷款利率	%	4.9	公司平均贷款利率
贷款偿还年限	年	15	公司项目贷平均期限
所得税	%	25（三免三减半）	国家政策
增值税	%	13	国家政策

（2）收益预测

项目	数值
销售收入总额（万元）	247,445.61
总成本费用（万元）	154,935.66
利润总额（万元）	90,223.15

项目	数值
净利润（万元）	69,270.80
项目投资回收期（税后）（年）	11.65
项目投资内部收益率（税后）（%）	7.33

（3）效益测算过程

① 营业收入

本项目系统全寿命运行时间为 25 年，运行期首年上网电量 299,391.81MWh，运行期内上网电量随着运营期长短而变化，上网电价执行当地平价光伏标杆电价 0.4207 元/kWh（含增值税）。

项目	运营期最小值	运营期最大值
上网电量（MWh/年）	267,057.49	299,391.81
电价(不含增值税)（元/kWh）	0.3495	0.3495
电价(含增值税)（元/kWh）	0.3949	0.3949
营业收入（万元/年）	9,332.83	10,462.82

② 成本费用测算

项目成熟运营期的年成本费用范围为 1,627.16 万元至 9,193.60 万元，其中折旧费、维修费以及利息费用会随着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
折旧费	-	4,191.97
工资及福利	224.00	224.00
保险费	210.25	210.25
材料费	112.00	56.00
利息支出	18.51	3,771.22
其他费用	1,062.40	740.16
总成本费用	1,627.16	9,193.60

注：上表中维修费用包含在其他费用中，未单独列示。

③ 税费及其他

除上述成本以外，盈利预测还包含营业税金及附加、所得税，该等科目会随

着运营期的长短而变化，具体预测如下：

单位：万元

项目	运营期最小值	运营期最大值
营业税及附加	-	131.73
所得税	-	1,942.56

④ 净利润

项目运营期的年净利润预测方式为：净利润=营业收入-营业税金及附加-总成本费用+补贴收入（应税）-所得税。

该项目运营期内净利润范围为 1,269.22 万元至 5,827.67 万元。

⑤ 效益测算

根据上述收益预测，预计该项目全部投资内部收益率（所得税后）7.33%，项目投资回收期为 11.65 年。

（本页无正文，为吉林电力股份有限公司关于《吉林电力股份有限公司非公开发行股票申请文件反馈意见的回复报告》之盖章页）

吉林电力股份有限公司

年 月 日

保荐人（主承销商）声明

本人已认真阅读吉林电力股份有限公司本次反馈意见回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，反馈意见回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

保荐代表人：

齐百钢

王新仪

内核负责人：

曾 信

保荐业务负责人：

谌传立

总经理：

邓 舸

国信证券股份有限公司

年 月 日