证券代码：600163　　证券简称：中闽能源　　公告编号：2019－035

中闽能源股份有限公司
关于上海证券交易所
《关于对中闽能源股份有限公司
重大资产重组预案的问询函》的回复公告

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

2019 年 4 月 4 日，中闽能源股份有限公司（以下简称“公司”）召开第七届董事会第二十一次临时会议，审议通过了《关于公司发行股份和可转换公司债券购买资产并募集配套资金方案的议案》等相关议案，并于 2019 年 4 月 8 日披露了《中闽能源股份有限公司发行股份和可转换公司债券购买资产并募集配套资金暨关联交易预案》及其摘要等相关公告和文件。

2019 年 4 月 18 日，公司收到上海证券交易所下发的《关于对中闽能源股份有限公司重大资产重组预案的问询函》（上证公函【2019】0469 号）（以下简称“《问询函》”）。根据《问询函》要求，公司及相关中介机构就《问询函》中所列问题进行了逐项分析与核查，并对本次交易相关的信息披露文件进行了修订、补充和完善。

如无特别说明，本回复中的简称均与《中闽能源股份有限公司发行股份和可转换公司债券购买资产并募集配套资金暨关联交易预案（修订稿）》（以下简称“重组预案”）中相同。

一、关于标的公司经营模式及不确定性风险

问题 1：

预案披露，上市公司主营业务为陆上风力发电及光伏发电项目的投资建设、运营及管理。本次交易完成后，上市公司业务范围将增加海上风力发电项目的

投资建设、运营及管理。请公司补充披露：（1）海上风力发电与陆上风力发电的具体业务模式，是否存在不同的专业技术、准入许可等要求；（2）公司是否有足够的管理能力与经验经营新增的海上风电业务。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）海上风力发电与陆上风力发电的具体业务模式，是否存在不同的专业技术、准入许可等要求

1、主要业务模式

无论海上风力发电还是陆上风力发电，其业务模式均可分为风电场开发建设及风电场运营管理两个阶段，其内容和要求基本相同，具体情况如下：

（1）风电场开发建设阶段

在开发建设阶段，海上风力发电和陆上风力发电项目的业务环节基本相同，均为：项目选址及测风——项目可研、评估及决策——项目前期审批——项目正式核准——项目开工建设五大环节。所不同的是各阶段的具体要求：

序号	阶段	海上风力发电差异
1	项目测风	需在近海海上建设测风塔，测风成本更高
2	项目可研	受海洋环境的影响，可研需考虑项目对海洋环境的影响及海况变化对风机运行的影响；在进行经济测算分析时，可研需要考虑海上施工、运营维护对成本的影响
3	项目前期审批	相比陆上风电增加了海洋环境影响评价审批、海底海缆路由方案审查、水上水下活动许可、海域使用权预审意见及用岛规划的审批（如需）
4	项目核准	均为省发改委能源主管部门审批，不存在差异
5	项目开工建设	1、审批事项：需额外取得海洋环境工程竣工验收报告、海域使用权证、海岛使用权证； 2、专业技术：海上风电在海上施工作业，与陆上风电项目在风机架设的施工技术及海缆铺设技术方面存在差异（均委托施工单位实施）；同时，受海洋环境及海况变化的影响，施工难度大，施工周期更长、成本更高。

（2）项目运营管理阶段

在运营管理阶段，海上风力发电和陆上风力发电均通过风机机组将自然风能转化为电能，随后经过升压输送至电网，根据供应电网公司的上网电量和单位上网电价确认收入，扣除生产经营的各项成本费用后获得利润。风电场主要负责的工作包括运营和维护检修两个方面，运营主要包括数据监视、报表统计、倒闸操作、设备巡检、接收并执行调度指令等工作；维护检修包括风机定期维护保养和故障消缺检修。

海上风力发电和陆上风力发电的运营工作基本相同，只是由于海上风电风机安装在近海，风机定期维护和消缺检修均需通过轮船前往。受海况的影响，检修窗口期较短，可达性较差，风机的可利用率易受外部影响并且交通成本较高。

2、专业技术

风电项目运营商对海上风电场和陆上风电场的投资建设、运营及管理过程均为：经过项目评估决策后进行核准申请和投资，对外采购风电机组等大型设备并聘请设计单位、施工单位完成风电场建设，再依靠风电机组将风能转化为电能销售给电网企业以获得收入回报。对于风电运营商本身而言，无论是海上风力发电还是陆上风力发电，运营风电场并不需要对风机等核心设备以及设计施工的技术进行研发，仅需在运行维护方面拥有一定的故障处理和维修保养经验。因此，陆上风力发电和海上风力发电不存在专业技术上的差异。

3、准入许可

海上风电项目与陆上风电项目需取得的主要许可审批如下：

序号	海上风电项目	陆上风电项目
1	项目核准	项目核准
2	陆上工程环境影响评价批复	环境影响评价批复
3	陆上工程竣工环境保护验收	环境保护验收
4	海洋工程环境影响评价批复	（无需）
5	海洋工程建设项目环保竣工验收	（无需）
6	用地审批	用地审批
7	用海审批	（无需）
8	海底电缆路由方案	（无需）

9	水上水下活动许可	（无需）
10	通航安全检查	（无需）
11	并网运行批复	并网运行批复
12	办理电力业务许可	办理电力业务许可

如上表所示，海上风电项目除需额外取得海洋环评、海洋工程建设项目环保竣工验收、用海审批、海缆方案审批、水上水下活动许可、通航安全检查等用海相关审批外，与陆上风电项目相比不存在其他行业准入或审批事项的差异。

（二）公司是否有足够的管理能力与经验经营新增的海上风电业务

本次公司收购中闽海电 100%股权后，中闽海电的业务团队将继续保留并持续运营现有一期项目和二期项目。公司长期从事陆上风电业务，拥有专业化的管理团队，积累了丰富的专业知识，以及项目开发、工程建设和运营管理经验，由于海上风力发电与陆上风力发电的业务模式基本相同，在收购完成后经过适当的整合和学习就能胜任海上风电业务的管理，经营新增的海上风电业务。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第八章 本次交易对上市公司的影响”之“一、本次交易对上市公司主营业务的影响”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

海上风力发电和陆上风力发电业务模式基本相同，均包括项目开发建设与项目运营管理两个方面，所不同的是海上风电风机安装在近海，需要考虑海洋环境对设备和施工的影响。海上风力发电和陆上风力发电均不涉及专业技术的研发，不存在专业技术上的差异。海上风电项目除需额外取得海洋环评、海洋工程建设项目环保竣工验收、用海审批、海缆方案审批、水上水下活动许可、通航安全检查等用海相关审批外，与陆上风电项目相比不存在其他行业准入或审批事项的差异。

本次公司收购中闽海电 100%股权后，中闽海电的业务团队将继续保留并持续运营现有一期项目和二期项目。公司长期从事陆上风力业务，具备较强的风电业务管理能力和较为丰富的运营经验，由于海上风力发电与陆上风力发电的业务

模式基本相同，在收购完成后经过适当的整合和学习就能胜任海上风电业务的管理，经营新增的海上风电业务。

问题 2：

预案披露，标的公司所处区域风力资源丰富，但风况在一年中的不同季节存在显著差异，因此未来风力发电业务存在业绩波动的风险，可能对持续盈利能力产生不利影响。请公司补充披露：（1）标的资产海上风力发电因季节因素等导致的业绩波动的特征；（2）可行性研究报告中对于风力测试及相应业绩波动情况的敏感性分析。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）标的公司海上风力发电因季节因素等导致的业绩波动的特征

在价格稳定、其他因素保持不变的情形下，风电场的业绩可用风机的发电量来衡量，发电量越高，业绩越好，反之亦然。一般而言，风电场的发电量与区域内风力大小的正相关程度较高。

标的公司所属海上风电项目所在的莆田平海湾海上风电场的风况在一年中的不同季节存在显著差异，通常冬季和春季风力较大，相应的发电量水平较高，发电量的季节性变化会导致标的公司的风电业务收入随季节变化而产生波动，但对其成本、费用没有直接影响。

（二）可行性研究报告中的风力测试情况

由于二期项目可行性研究报告包含了一期项目可行性研究报告的测风数据，所以仅列示前者的测风数据。根据该可行性研究报告，为了评估风电场风资源，在风电场内设有两座测风塔，其中一座为 5270#测风塔，塔高 100 米，位于风电场 B 区海域中，自 2010 年 1 月开始测风，至二期项目进行可行性研究前，已测得 2010 年 1 月 20 日-2014 年 4 月 22 日，共计 50 个月的风况；另一座为 1001#测风塔，塔高 80 米，位于风电场 C 区鸬鹚岛上，至二期项目进行可行性研究前，已测得 2010 年 5 月 16 日至 2014 年 4 月 23 日，共计 46 个月的风况。该两座测风塔的风况测试情况如下：

1、风速及风向测试情况

5270#测风塔实测逐月平均风速（单位：m/s）

年份	月份	测风高度					
		25m	**40m**	**55m**	**65m**	**80m**	**100m**
2010	2	8.7	9.3	9.5	9.8	9.7	10.1
	3	8.3	8.8	9.1	9.3	9.2	9.4
	4	8.4	8.9	9.2	9.4	9.4	9.8
	5	6.8	7.5	7.7	8.1	8.1	8.5
	6	7.6	8.4	8.7	9.2	9.3	9.9
	7	6.9	7.7	8.0	8.6	8.7	9.2
	8	6.8	7.3	7.5	7.8	7.8	8.3
	9	7.8	8.1	8.2	8.3	8.3	8.5
	10	12.7	13.2	13.5	13.6	13.5	14.0
	11	11.5	12.0	12.3	12.5	12.5	12.9
	12	8.3	8.7	8.9	8.9	8.9	9.4
2011	1	14.2	14.7	15.1	15.1	14.9	15.6
	2	9.4	10.2	10.6	10.8	10.9	11.4
	3	10.4	11.1	11.4	11.6	11.6	12.1
	4	6.9	7.7	8.0	8.2	8.4	8.7
	5	6.7	7.1	7.3	7.5	7.5	7.8
	6	6.9	7.5	7.9	8.5	8.6	9.1
	7	6.3	6.9	6.8	7.3	7.4	7.8
	8	6.7	7.4	7.3	7.9	8.1	8.4
	9	7.9	8.1	8.2	8.4	8.4	8.7
	10	11.8	12.2	12.4	12.7	12.7	13.1
	11	11.8	12.4	12.7	13.1	13.2	13.6
	12	12.9	13.3	13.9	14.7	14.7	15.2
2012	1	11.3	11.7	12.2	12.8	12.8	13.3
	2	10.7	11.2	11.6	12.2	12.2	12.7
	3	9.0	9.4	9.8	10.3	10.4	10.7
	4	6.9	7.5	7.9	8.0	8.0	8.3
	5	7.8	9.2	9.7	8.7	8.6	8.5
	6	7.9	8.7	9.1	8.5	9.0	9.1
	7	7.5	8.0	8.5	8.8	8.9	9.3
	8	7.1	8.2	8.2	8.3	8.4	9.0
	9	7.4	8.1	8.3	8.7	8.6	8.9
	10	9.5	10.2	10.5	11.3	11.2	11.4
	11	8.6	8.5	8.8	9.5	9.7	9.7
	12	10.9	11.0	11.9	12.3	12.3	12.5
2013	1	10.5	10.9	11.7	12.0	12.0	12.3
	2	9.4	10.2	10.7	11.2	11.3	11.5
	3	7.9	8.5	8.9	9.5	9.6	9.6
	4	6.9	7.5	7.8	8.4	8.6	8.6

年份	月份	测风高度					
		25m	**40m**	**55m**	**65m**	**80m**	**100m**
	5	6.2	7.2	7.5	7.8	8.0	8.1
	6	6.8	8.5	8.1	8.4	8.7	8.7
	7	5.9	7.4	7.5	7.3	7.5	7.3
	8	5.8	7.1	7.2	7.2	7.3	7.4
	9	8.8	8.9	8.9	10.6	10.6	10.7
	10	9.9	10.2	10.4	11.9	11.8	11.9
	11	10.1	10.5	11.2	11.9	11.8	11.9
	12	10.7	11.1	11.7	12.4	12.3	12.4
2014	1	8.8	9.2	9.7	10.5	10.5	10.8
	2	8.7	9.0	9.4	10.4	10.4	10.7
	3	7.9	8.6	9.1	9.9	9.9	10.0
2011 平均值		9.3	9.9	10.1	10.5	10.5	11.0
2012 平均值		8.7	9.3	9.7	9.9	10.0	10.3
2013 平均值		8.2	9.0	9.3	9.9	10.0	10.1
2011.1～2013.12 平均值		8.8	9.4	9.7	10.1	10.2	10.4
2010.2～2014.1 平均值		8.7	9.3	9.6	10.0	10.0	10.3

1001#测风塔实测逐月平均风速（单位：m/s）

年份	月份	测风高度					
		10m	**30m**	**55m**	**70m**	**80mA**	**80mB**
2010	6	7.1	8.5	9.1	9.3	9.4	9.1
	7	6.3	7.6	8.4	8.8	8.9	8.7
	8	6.2	7.2	7.8	7.8	7.8	7.8
	9	6.4	7.4	7.8	7.7	7.5	7.6
	10	12.2	14.0	14.3	14.2	14.0	13.9
	11	10.4	12.7	13.0	13.0	12.7	12.6
	12	7.9	9.4	9.6	9.5	9.5	9.4
2011	1	13.3	15.6	15.5	15.3	15.5	15.0
	2	8.5	10.5	11.0	11.0	11.3	10.9
	3	9.4	11.3	11.8	11.9	11.8	11.7
	4	6.2	7.4	8.5	8.6	8.4	8.5
	5	6.0	6.4	7.4	7.3	7.1	7.2
	6	6.3	7.8	8.3	8.6	8.4	8.5
	7	5.7	6.6	7.1	7.4	7.3	7.3
	8	6.1	7.3	8.0	8.2	8.0	8.1
	9	7.6	7.7	8.7	8.5	8.3	8.4
	10	11.2	12.0	13.3	13.1	12.7	12.9
	11	11.0	12.6	13.8	13.6	13.3	13.4

年份	月份	测风高度					
		10m	**30m**	**55m**	**70m**	**80mA**	**80mB**
	12	12.7	14.2	15.5	15.2	14.8	14.8
2012	1	11.0	12.3	13.4	13.1	12.8	12.8
	2	10.4	11.7	12.8	12.5	12.2	12.2
	3	8.7	9.7	10.7	10.5	10.3	10.3
	4	6.4	7.3	8.4	8.0	7.9	7.9
	5	7.1	7.3	9.0	8.6	8.6	8.6
	6	7.5	7.4	8.8	8.9	8.9	8.9
	7	7.0	7.0	8.8	9.0	8.8	8.8
	8	7.0	7.0	8.2	8.3	8.3	8.2
	9	7.8	7.8	8.8	8.7	8.5	8.5
	10	9.7	10.2	11.1	11.5	10.8	11.2
	11	8.0	9.4	9.4	9.7	8.8	9.9
	12	9.9	11.6	11.6	12.7	11.4	12.3
2013	1	9.2	11.3	11.3	12.7	11.3	12.2
	2	8.7	10.7	10.7	12.1	10.8	11.6
	3	7.5	9.2	9.2	9.7	9.4	10.0
	4	6.2	7.4	7.9	8.7	8.3	8.6
	5	5.9	5.9	8.0	8.1	8.0	8.0
	6	6.7	6.7	8.2	8.4	8.2	8.2
	7	5.6	5.8	7.2	7.4	7.4	7.4
	8	5.5	6.6	7.3	7.4	7.6	7.4
	9	9.3	10.4	10.8	10.5	10.6	10.5
	10	10.5	11.6	12.2	12.0	11.9	11.8
	11	10.1	11.6	12.3	12.1	12.0	11.9
	12	10.7	12.2	12.9	12.7	12.6	12.4
2014	1	8.6	10.1	10.8	10.8	10.7	10.6
	2	8.9	9.9	10.6	10.4	10.4	10.3
	3	8.0	9.1	10.1	10.1	10.1	10.0
2011 平均值		8.7	10.0	10.7	10.7	10.6	10.5
2012 平均值		8.4	9.0	10.1	10.1	9.8	10.0
2013 平均值		8.0	9.1	9.8	10.1	9.8	10.0
2011.1～2013.12 平均值		8.3	9.4	10.2	10.3	10.1	10.2

根据上述测风情况，风电场每年的 5 月到 8 月风速较低，风况较差；10 月到次年的 3 月份风速较高，风况较好。从风向来看，全年盛行风向为 NNE、NE，占全部风向的 60%左右，其次为 SSW、SW，约占全部风向的 10%以上，风电场区冬季以东北风为主，夏季以西南风为主，风向稳定。

2、风速频率分布情况

根据可行性研究报告，采用 5270#（2010.2~2014.1）测风塔 80 米高度（离海平面约 90 米）和 100 米风向、1001#测风塔（2011.1~2013.12）测风塔 70 米高度（离海平面约 90 米）与 80 米风向进行风电场风能资源分析评价。风速频率分布情况如下表：

风电场风速频率分布（5270#）

风速段（m/s）	0～0.5	0.5～1	1～2	2～3	3～4	4～5	5～6	6～7	7～8
风速频率（%）	0.44	1.04	2.60	3.72	4.42	4.77	5.11	5.13	5.64
风速段（m/s）	8～9	9～10	10～11	11～12	12～13	13～14	14～15	15～16	16～17
风速频率（%）	6.73	7.69	8.90	8.55	7.80	7.32	6.52	5.18	3.67
风速段（m/s）	17～18	18～19	19～20	20～21	21～22	22～23	23～24	24～25	25～31
风速频率（%）	2.13	1.05	0.50	0.40	0.27	0.18	0.08	0.05	0.11

风电场风速频率分布（1001#）

风速段（m/s）	0～0.5	0.5～1	1～2	2～3	3～4	4～5	5～6	6～7	7～8
风速频率（%）	1.28	0.88	2.22	3.64	4.06	4.49	4.62	4.87	5.54
风速段（m/s）	8～9	9～10	10～11	11～12	12～13	13～14	14～15	15～16	16～17
风速频率（%）	6.58	7.57	8.63	8.11	7.55	7.02	6.20	5.30	4.45
风速段（m/s）	17～18	18～19	19～20	20～21	21～22	22～23	23～24	24～25	25～31
风速频率（%）	2.97	1.28	0.67	0.73	0.49	0.22	0.21	0.19	0.25

由图表分析，风速在 5.0~17.0m/s 的频率最高，占全部风速的 75%以上。

（三）可行性研究报告中风力与业绩波动情况的敏感性分析

由于可行性研究报告采用的是多年平均风速进行风力资源的评估，已经平衡了不同年份间风力差异对发电量的影响，因此并未就不同年份的平均风速的差异对业绩的影响做敏感性分析，仅就发电量与内部收益率进行敏感性分析。为了更好地理解风力与业绩的敏感性，下面结合风能转化电能公式、标的公司一、二期项目的风机功率曲线图以及一期项目后评价报告与二期项目可行性研究报告中发电量与内部收益率的敏感性分析对风力与业绩波动的关系进行说明。

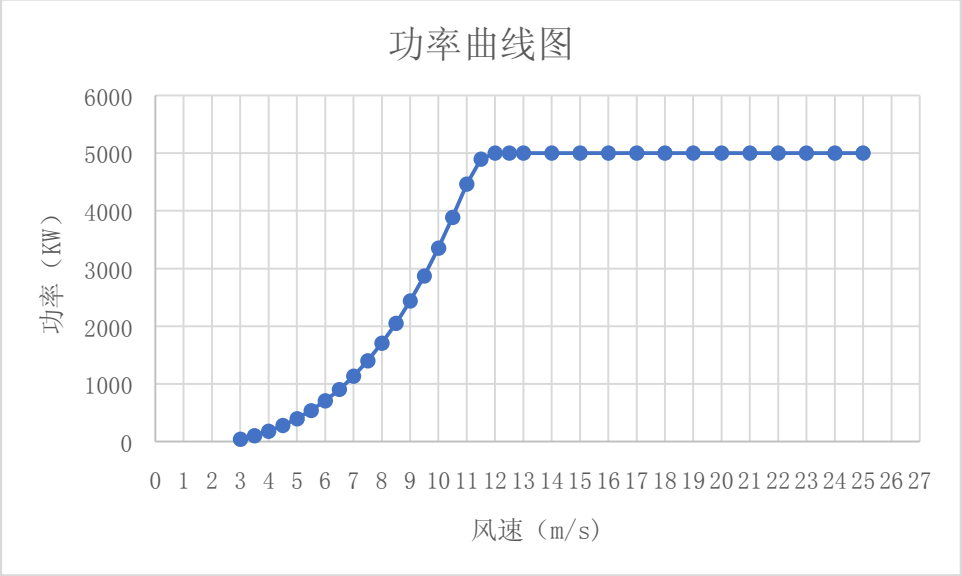
1、风力与发电量敏感性的分析说明

根据风能转化为电能的公式，$P=1/2（\rho tsv^3）Cp$（其中，P 为电能，ρ 为空气密度（千克/平方米），v 为风速（米/ 秒），t 为时间（秒），s 为风机叶片的扫风截面面积（平方米），Cp 为风能转化率），在空气密度、发电时间、风机叶片扫风面积以及风能转化率相同的情况下，理论上风速的立方与风机发电量成正比，风速每提高 5%，则发电量提高 15.76%，风速每降低 5%，则发电量减少 14.26%（实际上，由于各种客观情况的影响，具体数值敏感性存在一定偏差）。

但由于风机都设有额定功率，风机发电功率达到设计的额定功率时，风机满

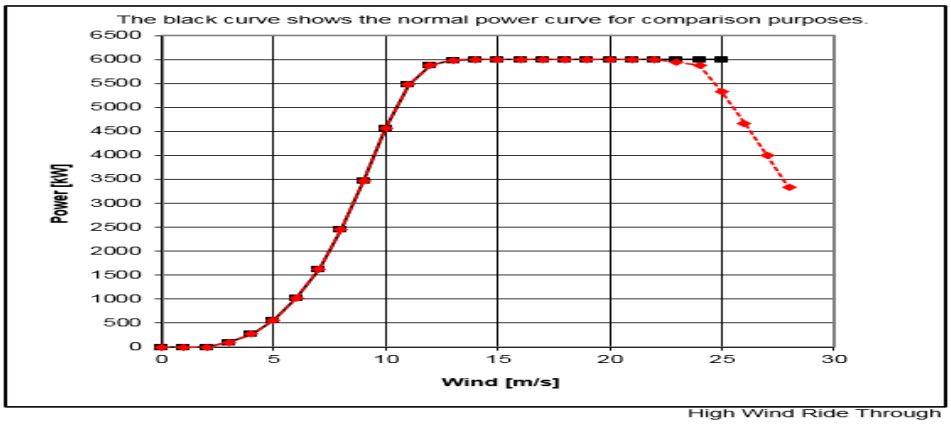
负荷发电，单位小时的发电量最高，当风速达到或超过风机的额定功率的需求值时，风速与发电量将呈现阶段性的无相关或负相关性。以中闽海电一、二期项目风机的功率曲线图为例进行说明：

根据一期项目风电机组制造厂商湘电风能有限公司提供的一期项目5MW风电机组的功率曲线图：



风速在3m/s以下时，风力太小，风机无法发电；当风速在3.0 m/s ~12m/s（不含12m/s）变化时，风机发电功率与风速呈正相关关系；风速在12m/s ~25m/s变化时，风电机组达到额定功率5MW即满负荷发电状态，此时风机叶片通过变桨系统逐步收桨，使得发电功率保持在满负荷发电状态；当风速超过25m/s时，为保证风机的安全会自动切出，即叶片自动收桨到设定位置，风机停止运行。

根据二期项目风电机组制造厂商上海电气风电集团有限公司提供的二期项目6MW的功率曲线图：



风速在 3m/s 以下时，风力太小，风机无法发电；风速在 3.0 m/s ~15m/s(不

含 15m/s)变化时，风机发电功率与风速呈正相关关系；风速在 15 m/s ~25m/s 变化时，风电机组达到额定功率 6MW 即满负荷发电状态，此时风机叶片通过变桨系统逐步收桨，使得发电功率保持在满负荷发电状态；风速超过 25m/s 时，风机变桨系统会加大叶片收桨角度，功率开始呈下降趋势，直到超过 28m/s 后，为保证风机的安全会自动切出，即叶片自动收桨到设定位置，风机停止运行。

2、一期项目后评价报告与二期项目可行性研究报告中上网电量与内部收益率的敏感性分析

一期项目后评价报告中上网电量与内部收益率的敏感性分析为：一期项目全部投资税后内部收益率为 12.08%。在总投资额及电价保持不变的情况下，上网电量增长 10%，则内部收益率变更为 13.39%；上网电量增长 5%，则内部收益率变更为 12.80%；上网电量减少 5%，则内部收益率变更为 11.55%；上网电量减少 10%，则内部收益率变更为 10.89%。

二期项目可行性研究报告上网电量与内部收益率的敏感性分析为：按照可行性研究报告确定的总投资额、上网电量以及电价水平，二期项目全部投资税后内部收益率为 14.33%。在总投资额及电价保持不变的情况下，上网电量增长 10%，则内部收益率变更为 16.01%；上网电量增长 5%，则内部收益率变更为 15.17%；上网电量减少 5%，则内部收益率变更为 13.47%；上网电量减少 10%，则内部收益率变更为 12.59%。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（六）业绩波动情况”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

在价格稳定、其他因素保持不变的情形下，风电场的业绩可用风机的发电量来衡量，发电量越高，业绩越好，反之亦然。一般而言，发电量与风力大小的正相关程度较高。

标的公司所属海上风电项目所在的莆田平海湾海上风电场的风况在一年中的不同季节存在显著差异，通常冬季和春季风力较大，相应的发电量水平较高，

发电量的季节性变化会导致标的公司的风电业务收入随季节变化而产生波动，但对其成本、费用没有直接影响。

风力与发电量敏感性的分析说明，以及一期项目后评价报告与二期项目可行性研究报告中发电量与内部收益率的敏感性分析，已在重组预案中补充披露。

问题 3：

预案披露，我国风电、光伏产业主要盈利依靠政策补贴，补贴来源主要是用户支付的每度电费中包含的可再生能源附加费，其收缴结算周期过长，可能直接影响上市公司现金流。请公司补充披露：（1）补贴申请、结算的具体流程及一般的收款周期；（2）补贴的确认政策、确认依据及确认时点，是否符合企业会计准则要求；（3）目前应收补贴款项的账龄结构及收款情况，是否存在部分款项超期未收回或难以收回的情况，是否计提减值；（4）根据国家发改委相关文件，标的公司和上市公司本身均面临风电上网电价下调退坡的风险，请量化分析其对公司及标的未来经营业绩、现金流量可能产生的影响。请财务顾问和会计师发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）补贴申请、结算的具体流程及一般的收款周期

1、补贴申请、结算的具体流程

可再生能源补贴申请和结算的具体流程如下：

（1）财政部办公厅、国家发展和改革委员会办公厅、国家能源局综合司根据工作安排发出关于组织申报可再生能源电价附加资金补助目录的通知；符合要求的发电企业按属地原则并根据通知的时间、材料要求向当地省级财政、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、国家能源局审核后，发电企业申报的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。

（2）电网企业根据本级电网覆盖范围内的列入可再生能源电价附加资金补助目录的并网发电项目情况，按照国家有关部门的要求定期提出可再生能源电价

附加补助资金申请。国家相关部门确定发放补贴的时间范围，财政部将补贴款拨付电网企业。

（3）发电企业按月向当地电网企业报送并核对售电量，按照电网企业通知开具发票，电网企业将收到的电费补贴款偿付给发电企业。

2、一般的收款周期

一般收款周期为 1 至 2 年，少量补贴款存在 2 至 3 年收回的情况。

（二）补贴的确认政策、确认依据及确认时点，是否符合企业会计准则要求

1、电价补贴收入的确认政策

根据《企业会计准则第 16 号——政府补助》的规定：企业从政府取得的经济资源，如果与企业销售商品或提供服务等活动密切相关，且是企业商品或服务的对价或者是对价的组成部分，适用《企业会计准则第 14 号——收入》等相关会计准则。

根据《中华人民共和国可再生能源法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》等政策，风力发电项目的上网电价实行政府指导价，上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分由可再生能源电价附加补助资金支付，属于补贴电价。因此，风电企业获得的可再生能源补贴收入适用《企业会计准则第 14 号——收入》和《可再生能源电价附加有关会计处理规定》的确认政策。

2、电价补贴收入的确认依据

结算数量的依据是实际上网电量，结算单价的依据是与项目当地电网企业签署的购售电合同中约定的、按国家有权价格主管部门批准的上网电价与当地燃煤机组标杆电价的差额。

3、电价补贴收入的确认时点

上市公司和标的公司在电力供应至各电厂所在地的电网公司的时点确认电价补贴收入。

4、电价补贴收入的确认符合企业会计准则要求

对电价补贴收入的具体账务处理，符合《企业会计准则第 14 号——收入》的规定：

（1）电力供应已经完成；

（2）由于电力的生产、供应及使用具有“即时性”的特点，上市公司、标的公司在电力供应完成后，即不再保留与所供应商品（电力）的控制权和管理权；

（3）根据上市公司下属项目公司、标的公司与当地电网公司签署的购售电合同、发改委文件等，对风电的上网电价、当地脱硫燃煤机组标杆上网电价、补贴电价和结算电量的计算方法均进行了明确约定，电价补贴的金额能够可靠地计量；

（4）根据《中华人民共和国可再生能源法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，申请电价补贴的项目必须符合以下条件：①属于《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》规定的补助范围；②按照国家有关规定已完成审批、核准或备案，且已经过国家能源局审核确认；③符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。上市公司和标的公司的已投产项目符合电价补贴条件，补贴部分收入相关的经济利益很可能流入企业；

（5）上市公司、标的公司与电力供应相关的成本（主要包括折旧、人工、运营维护等）能够可靠地计量；

（6）上市公司、标的公司按实际收到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的上网电价收入，贷记“主营业务收入”科目，贷记“应交税费——应交增值税（销项税额）”科目，与《可再生能源电价附加有关会计处理规定》中的规定一致。

综上，上市公司和标的公司补贴收入的确认符合《企业会计准则》相关规定。

（三）目前应收补贴款项的账龄结构及收款情况，是否存在部分款项超期未收回或难以收回的情况，是否计提减值

1、截至 2018 年 12 月 31 日，上市公司和标的公司应收补贴款项的账龄结构如下表所示：

单位：万元

单位名称	1 年以内	1-2 年	合计
中闽能源	24,475.01	13,844.28	38,319.29
中闽海电	9,537.21	5,186.98	14,724.19

2、截至 2018 年 12 月 31 日，上市公司下属各风电场已收回 2017 年之前的

全部应收补贴款，2017 年部分月份应收补贴款已收回；标的公司截至 2017 年 6 月末的应收补贴款项已收回。

3、是否存在部分款项超期未收回或难以收回的情况，是否计提减值

根据行业惯例，上市公司、标的公司与电网企业未明确约定应收可再生能源补贴款的信用期，电网企业收到财政款项后偿付发电企业，因此可再生能源补贴款不存在超期未收回的情况。

可再生能源补贴款由财政部拨付给电网企业，实际收回金额与对应期间的应收补贴金额一致，未出现损失，不存在难以收回的情况。

基于上述情况，截至 2018 年 12 月 31 日，上市公司和标的公司对应收可再生能源补贴款未计提坏账准备。

（四）根据国家发改委相关文件，标的公司和上市公司本身均面临风电上网电价下调退坡的风险，请量化分析其对公司及标的未来经营业绩、现金流量可能产生的影响

1、上网电价下调退坡相关政策分析

近年来，国家发改委多次调整陆上风电标杆上网电价，调整对象均为尚未获得核准或已核准但尚未开工建设的项目。2014 年和 2016 年，国家发改委分别发布了《关于海上风电上网电价政策的通知》和《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，均明确近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元（含税），截至本回复出具日，国家发改委未出台过对近海风电项目上网电价进行调整的政策。

2018 年国家能源局出台的《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》规定，“从 2019 年起，各省（自治区、直辖市）新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价”。

因此，在国家发改委和国家能源局现有政策下，上市公司和标的公司已投产或 2018 年底前已核准在建风电项目的上网电价具有一定的稳定性和可持续性。

2、对上市公司和标的公司的影响

未来，若国家出台相关政策对已投产和已获批风电项目上网电价进行调整，对上市公司、标的公司经营业绩和现金流量可能产生的影响情况如下：

如果出现上网电价下调，主要影响营业收入，对成本、费用没有直接影响。

以 2018 年度经营业绩为基础，并假设：未来上网电量保持 2018 年度水平不变；成本费用水平保持不变；所得税率 25%且不考虑所得税率减免情况；增值税税率 13%，且不考虑增值税退税、进销税额变动及留抵；城建税税率 7%（中闽能源）和 5%（中闽海电）、教育费附加税率 3%及地方教育费附加税率 2%；当期实现的售电收入均在当期全部实现回款，上网电价下调对上市公司和标的公司经营活动净现金流量的其他影响也均在当期实现。基于上述假设基础，量化分析上网电价下调对上市公司和标的公司经营业绩、经营活动净现金流量的具体影响，测算结果如下：

单位名称	不含税电费单价变动（元）	营业收入（万元）	净利润（万元）	经营活动净现金流量（万元）
中闽能源	-0.01	-1,040.54	-768.00	-768.00
中闽海电	-0.01	-202.56	-149.90	-149.90

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（四）可再生能源补贴相关情况”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，会计师认为：

可再生能源补贴申请、结算的具体流程及一般的收款周期已在重组预案中补充披露。上市公司和标的公司补贴的确认政策、确认依据及确认时点，符合企业会计准则要求；目前应收补贴款项的账龄结构及收款情况已在重组预案中补充披露，不存在部分款项超期未收回或难以收回的情况，未计提减值。在国家发改委和国家能源局现有政策下，上市公司和标的公司已投产或 2018 年底前已核准在建的风电项目的上网电价具有一定的稳定性和可持续性。未来，若国家出台相关政策对已投产和已获批风电项目上网电价进行调整，对上市公司和标的公司经营业绩和经营活动净现金流量可能产生的影响情况，已在重组预案中补充披露。

经核查，财务顾问认为：

可再生能源补贴申请、结算的具体流程及一般的收款周期已在重组预案中补充披露。上市公司和标的公司补贴的确认政策、确认依据及确认时点，符合企业

会计准则要求；目前应收补贴款项的账龄结构及收款情况已在重组预案中补充披露，不存在部分款项超期未收回或难以收回的情况，未计提减值。在国家发改委和国家能源局现有政策下，上市公司和标的公司已投产或 2018 年底前已核准在建的风电项目的上网电价具有一定的稳定性和可持续性。未来，若国家出台相关政策对已投产和已获批风电项目上网电价进行调整，对上市公司和标的公司经营业绩和经营活动净现金流量可能产生的影响情况，已在重组预案中补充披露。

二、关于标的公司项目情况

问题 4：

预案披露,本次重组拟先注入标的公司已投产运营的一期项目和投产时间较明确的二期项目，共计海上风电装机容量为 29.6 万千瓦。请公司补充披露：（1）一期项目的具体区域、总投资、资本金、银行贷款、建设进度、装机容量、机组数量、以及并网发电、相应政府补贴等情况；（2）二期项目的具体区域、总投资、资本金、银行贷款、建设进度、装机容量、机组数量、预计分批并网发电具体时间进度安排、以及是否存在建设超期或成本超支等情况；（3）将尚未投产运营的二期项目注入上市公司是否有利于提高上市公司质量。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）一期项目情况

1、具体区域

项目位于莆田市秀屿区平海湾海域。

2、项目总投资、资本金和银行贷款

项目实际总投资金额 85,237.29 万元，其中项目资本金 17,000 万元，贷款 68,237.29 万元（含财政部清洁能源基金专项贷款）。

3、建设进度、装机容量、机组数量以及并网发电、相应政府补贴等情况

一期项目总装机容量 50MW，全部 10 台 5MW 的风机已于 2016 年 9 月 1 日实现正式并网发电并开始确认收入。

2016 年，中闽海电已针对一期项目与国网福建省电力有限公司签订了《保营风电场购售电合同》，约定依据国家颁布的《可再生能源法》的有关规定，国网福建省电力有限公司在保证电网安全稳定运行的前提下全额收购售电方的上网电量，上网电价按国家有权价格主管部门批准的上网电价执行。根据《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.85 元，海上风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分通过国家可再生能源发展基金予以补贴。2018 年 6 月，一期项目纳入《可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）》，享受可再生能源电价补贴。

（二）二期项目情况

1、具体区域

项目位于莆田市秀屿区平海湾海域。

2、项目总投资、资本金和银行贷款

项目计划总投资金额 447,656.00 万元，其中项目资本金 98,672.00 万元已全部到位，应投入贷款 348,984.00 万元；截至 2019 年 3 月 31 日，已使用资本金 27,592.56 万元，银行贷款 84,785.90 万元，暂未投入的金额 335,277.54 万元。

3、建设进度、装机容量、机组数量、预计分批并网发电具体时间进度安排

二期项目总装机容量 246MW，拟安装 41 台 6MW 的风机，目前仍处于建设期。按照施工计划，基础施工时间为 2018 年 2 月-2020 年 9 月，风机吊装时间为 2019 年 3 月-2020 年 12 月。预计分批并网发电且通过 250 小时试运行考核的具体时间进度安排如下：

批次	风机数量	并网发电且通过 250 小时试运行考核的时间
1	10 台	2019 年 10 月 1 日前
2	27 台	2020 年 10 月 1 日前
3	4 台	2021 年 2 月 1 日前

4、不会发生建设超期或成本超支的情况

根据可研报告预计，二期项目整体施工时间为 36 个月，中闽海电于 2016 年 5 月取得项目批文，2018 年 2 月正式开始动工。根据目前建设进度预计，二期项目将于 2021 年 2 月 1 日前实现全部机组并网发电且通过 250 小时试运行考

核，不会发生建设超期的情况。

随着国内风机厂商技术的不断进步和建设施工单位效率的不断提升，海上风电场建设成本呈下降趋势。同时，中闽海电在项目建设过程中厉行节约，在保证项目质量的同时合理节省了部分开支，预计二期项目不会发生成本超支的情况。

（三）将尚未投产运营的二期项目注入上市公司有利于提高上市公司质量

虽然目前二期项目尚未投产运营，但其项目资本金已全部到位、建设进展顺利，预计将于 2019 年 10 月至 2021 年 2 月期间分批投产并网发电，从而在本次重组完成后即可逐步提升上市公司装机容量和盈利能力。上市公司已聘请具有证券、期货相关业务资格的评估机构对标的资产（含尚未投产的二期项目）进行评估，并参考评估结果与交易对方协商交易对价，从而保护上市公司及全体股东的利益。

作为福建省首个商业化运作的海上风电示范项目，一期项目投产后的运营数据与业绩远好于其可行性研究报告的预测，反映出福建海上风电资源丰富的优势和中闽海电良好的开发运营能力。根据一期项目的历史业绩，可以预计采用更大单机容量的风电机组、总装机容量接近一期项目 5 倍的二期项目完成投产并网发电后将能够为公司贡献较大的营业收入和利润，进一步提升公司盈利能力。同时，二期项目装机容量 246MW，占中闽能源 2018 年末风电装机容量 416.5 MW 的 59.06%，注入投产后能够显著增加上市公司的风电项目数量和装机容量，有利于加强上市公司风电业务的市场地位，提高获取风电资源和项目开发权的竞争力。

因此，将尚未投产运营的二期项目注入上市公司有利于提高上市公司质量。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（一）主要产品及服务”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

一期项目和二期项目的相关情况已在重组预案中补充披露。

将尚未投产运营的二期项目注入上市公司，其项目投产时间可期且定价原则公允，投产后上市公司规模将显著增加，盈利能力增强，市场竞争能力得到进一

步提升，有利于提高上市公司质量。

问题 5：

预案披露，投资集团拟设立全资项目子公司承接刚核准的三期项目，继续培育至满足注入条件后再与上市公司协商启动注入程序。请公司补充披露：（1）三期项目承接的进展情况；（2）人员、资产、负债等划分安置计划；（3）后续注入上市公司、解决同业竞争的具体计划。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）三期项目承接的进展情况

2019 年 3 月 31 日，投资集团与中闽海电签署了《关于福建中闽海上风电有限公司项目剥离及费用承担相关事宜之协议书》（以下简称《协议书》），协议约定，中闽海电将三期项目整体剥离至投资集团，投资集团同意承接上述项目并设立项目公司作为建设主体；投资集团同意承担截至 2019 年 3 月 31 日三期项目的前期费用金额为 9,463,557.89 元（不含税），上述费用将在《协议书》生效之日起三十日内由投资集团支付给中闽海电。

2019 年 4 月 2 日，经福建省莆田市秀屿区工商行政管理局网上核准，拟承接三期项目的公司名称确定为福建莆田闽投海上风电有限公司。截至本回复出具日，投资集团正在办理福建莆田闽投海上风电有限公司的设立登记手续。

投资集团拟设立全资项目子公司承接三期项目尚需取得福建省发改委的同意。截至本回复出具日，投资集团正在推动办理三期项目的建设主体变更手续，在取得福建省发改委的同意之前，公司将不会实施本次交易方案。

（二）人员、资产、负债等划分安置计划

本次交易的标的资产为投资集团持有的中闽海电 100%的股权，本次交易将不会导致中闽海电的法人主体地位发生变化，不涉及中闽海电的人员安置问题。本次交易将以保证一期项目、二期项目的稳定运营为原则，确保一期项目、二期项目运营所需人员的劳动关系不变；在满足前述要求的情况下，拟承接三期项目的福建莆田闽投海上风电有限公司将根据经营管理需求招聘相关人员。

根据投资集团与中闽海电签署的《协议书》和付款凭证等资料，截至 2019 年 3 月 31 日三期项目前期核准等准备工作中已发生的费用和支出不含税金额 9,463,557.89 元，上述支出所形成的在建工程将随着投资集团承担费用的同时转移至三期项目公司。

根据投资集团与中闽海电签署的《协议书》约定，自 2019 年 3 月 31 日起，与三期项目有关，如涉及需变更中闽海电与相关合作单位签署的相关合同的，投资集团承诺将协调相关合作单位与中闽海电以及变更后的项目建设单位（即：福建莆田闽投海上风电有限公司）签署相关合同主体变更协议，即变更相关债权债务合同的主体，同时投资集团承担上述变更所需的相关费用和支出。

（三）后续注入上市公司、解决同业竞争的具体计划

在上市公司 2015 年实施重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易（以下简称“2015 年重大资产重组”）时，投资集团作为上市公司的控股股东，就避免与上市公司之间的同业竞争出具了《关于避免同业竞争承诺函》。根据《关于避免同业竞争承诺函》，投资集团承诺在中闽海电稳定投产、于一个完整会计年度内实现盈利、不存在合规性问题并符合上市公司条件后一年内，与上市公司充分协商，启动将相关符合上市条件资产注入上市公司的程序，具体的注入方式包括但不限于接受上市公司支付的现金、认购上市公司非公开发行的股份以及其他法律法规规定的合法方式；根据中国证监会的要求，投资集团就《避免同业竞争承诺函》中的“稳定投产”的含义进行了明确，对于中闽海电而言，“稳定投产”系指中闽海电所有发电机组或发电工程试运行期满后，确定发电机组或发电工程的技术指标符合产品技术文件规定，并签署相关验收证书。

为解决三期项目与上市公司的同业竞争问题，投资集团已经出具承诺如下：

1、本公司在 2015 年出具的《避免同业竞争承诺函》将持续有效，直至本公司不再是上市公司的控股股东为止。

2、在本公司为上市公司的控股股东期间，本公司将按照《避免同业竞争承诺函》的要求，优先将三期项目注入上市公司，在福建莆田闽投海上风电有限公司稳定投产、于一个完整会计年度内实现盈利、不存在合规性问题并符合上市公司条件后一年内，与上市公司充分协商，启动将三期项目注入上市公司的程序。

关于“稳定投产”的具体内涵，系指三期项目所有发电机组或发电工程试运

行期满后，确定发电机组或发电工程的技术指标符合产品技术文件规定，并签署相关预验收文件。其中，《风力发电机组验收规范》（GB/T 20319——2017）对试运行的要求为：单台机组应连续、稳定、无故障运行达 240h[1]，并且在此期间机组达到额定功率，则视为试运行合格。如果在 240h 的试运行期内，机组没有达到额定功率，则试运行顺延至达到额定功率；如果顺延 120h 仍然未达到额定功率，机组运行正常，则视为试运行合格。（如后续关于风力发电机组的验收规范有新的国家标准要求的，则以新的国家标准为准。）。

综上，投资集团已经就三期项目后续注入上市公司、解决与上市公司的同业竞争问题作出了切实可行的计划。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（一）主要产品及服务”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

三期项目承接的进展情况和人员、资产、负债等划分安置计划已经在重组预案中补充披露。

投资集团已就三期项目后续注入上市公司、解决同业竞争的事项出具承诺函，承诺 2015 年出具的《避免同业竞争承诺函》将持续有效；优先将三期项目注入上市公司，在福建莆田闽投海上风电有限公司稳定投产、于一个完整会计年度内实现盈利、不存在合规性问题并符合上市条件后一年内，与上市公司充分协商，启动将三期项目注入上市公司的程序。投资集团关于三期项目后续注入上市公司、解决同业竞争的承诺明确可行。

问题 6：

[1]根据《风力发电机组验收规范》（GB/T20319-2006，2007 年 1 月 1 日起实施）的规定，风机试运行合格的最低时限为 250 小时；根据《风力发电机组验收规范》（GB/T 20319-2017，2018 年 2 月 1 日起实施）的规定，风机试运行合格的最低时限为 240 小时。
标的公司二期项目主要合同的签署时间在 2018 年 2 月 1 日之前，因而二期项目风机试运行合格的最低时限按 250 小时执行；标的公司三期项目主要合同尚未签署，因而《避免同业竞争承诺函》所述“稳定投产”的具体内涵中，风机试运行合格的最低时限按 240 小时执行。

预案披露，标的公司 2018 年度实现营业收入 1.46 亿元，同比下滑 11.43%，净利润 6365.64 万元，同比下滑 28.21%。同时，其 2018 年末负债总额为 25.94 亿元，同比增长 124.99%，负债率由期初的 72.14%上升至 80.68%。请公司补充披露：（1）2018 年度标的公司业绩下滑的具体原因，下滑趋势是否可能持续；（2）标的公司负债规模大幅增加的原因，量化分析未来是否将对上市公司带来较大偿付压力，并进行相应风险提示。请财务顾问和会计师发表意见。

一、相关情况说明

（一）2018 年度标的公司业绩下滑的具体原因，下滑趋势是否可能持续

1、2018 年度标的公司业绩下滑的主要原因

（1）2018 年发电量减少，营业收入下降

标的公司的发电量与风力大小的正相关程度较高，而标的公司一期项目风机所测 2018 年度年平均风速 9.24m/s 较 2017 年度年平均风速 9.86m/s 下降了 6.29%，标的公司上网电量同比上年减少约 2,624.06 万千瓦时，同比下滑 11.46%。

（2）薪酬增长和修理费增长导致成本费用增长

2018 年标的公司为应对二期项目建设和企业规模增长需求，新增招聘员工、调增薪酬待遇，人工薪酬增长较快；同时，2018 年标的公司发生的风机清障费用、平台防腐工程和测风塔检修费用较上年有所增加。

2、标的公司未来业绩存在持续下滑趋势的可能性较小

根据标的公司所属莆田平海湾海上风电场所在海域鸬鹚岛上 1001#测风塔不同高度的测风数据，经过数据修正，利用 Windographer 软件进行测算得出的最近五年 100m 层平均风速情况如下：

年份	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
100m 层平均风速（m/s）	10.3	10.9	10.1	10.9	10.5

标的公司的业绩主要受所属风电场海域风况的影响。标的公司所属莆田平海湾海上风电场最近五年 100m 层平均风速数据，反映了该区域不同年份间的风况存在小幅度的波动，但不存在持续下降趋势。

基于此，在标的公司所属风电场海域未来的风况不发生较大的变化，风机运行稳定、检修情况正常以及其他成本费用不出现大幅增长的情形下，预计标的公司未来业绩存在持续下滑趋势的可能性较小。

（二）标的公司负债规模大幅增加的原因，量化分析未来是否将对上市公司带来较大偿付压力，并进行相应风险提示

1、标的公司负债规模大幅增加的原因

标的公司2018年末负债规模较2017年末大幅增加主要为建设二期项目所致：

（1）2018年标的公司大规模建设二期项目，按资本金20%，贷款80%的比例进行筹资，2018年末二期项目有息负债本金余额99,729.26万元。

（2）2018年末二期项目采购的风机大量交货，应付设备款增加。

2、量化分析未来是否将对上市公司带来较大偿付压力，并进行相应风险提示

（1）量化分析未来是否将对上市公司带来较大偿付压力

截至2018年12月31日，标的公司二期项目专项借款合同金额合计336,000.00万元，公司按进度提款，借款本金余额99,729.26万元，借款期限主要为15-18年，按合同规定分期还款，未来会给上市公司带来一定的偿付压力，但根据标的公司提供的二期项目可行性研究报告，二期项目投产后产生的经营性现金流能够覆盖分期偿还的银行贷款本息支出。

二期项目可行性研究报告中的财务评价如下：二期项目借款总额预计为35.90亿元；预计发电利润总额超过借款总额；投资回收期（所得税后、不含建设期）为5.7年；投产后第一年资产负债率最高，为71.2%，此后逐年递减，投产后第5年资产负债率可降至50%以下，投产后第15年后长期贷款本息全部还清，资产负债率不到1%。该项目具有较强偿债能力。

截至本回复出具日，本次交易标的资产的审计和评估工作尚未完成，本次交易对上市公司有息债务和偿债能力的影响，将在重组报告书中披露。

（2）补充风险提示

标的公司经营业绩主要受所属风电场海域风况的影响，同时还受风电场运营管理等多方面因素影响。若由于风电场海域风况不佳、风电场运营管理成本增加等因素，标的公司经营业绩出现波动或下滑，二期项目投产后产生的经营性现金流无法覆盖分期偿还的银行贷款本息支出，则会使标的公司产生偿债风险，并给上市公司带来较大的偿付压力。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章标的资产基本情况”之“七、报告期内主要财务数据”；“重大风险提示”和“第九章 风险因素”之“二、标的公司的经营风险”之“（八）债务偿付风险”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，会计师认为：

标的公司 2018 年主营业务收入、净利润同比上年下滑，主要原因是 2018 年发电量下降，营业收入下降；同时还受薪酬和修理费增长导致成本费用增加等因素影响。标的公司所属风电场所在区域不同年份间的风况存在小幅度的波动，但不存在持续下降趋势。基于此，在标的公司所属风电场海域未来的风况不发生较大的变化，风机运行稳定、检修情况正常以及其他成本费用不出现大幅增长的情形下，预计标的公司未来业绩存在持续下滑趋势的可能性较小。

标的公司 2018 年末负债规模较 2017 年末大幅增加，主要为建设二期项目所致，未来会给上市公司带来一定的偿付压力，但根据可行性研究报告，二期项目投产后产生的经营性现金流能够覆盖分期偿还的银行贷款本息支出。若由于风电场海域风况不佳、风电场运营管理成本增加等因素，标的公司经营业绩出现波动或下滑，二期项目投产后产生的经营性现金流无法覆盖分期偿还的银行贷款本息支出，则会使标的公司产生偿债风险，并给上市公司带来较大的偿付压力。相关风险提示已在重组预案中补充披露。

经核查，财务顾问认为：

标的公司 2018 年主营业务收入、净利润同比上年下滑，主要原因是 2018 年发电量下降，营业收入下降；同时还受薪酬和修理费增长导致成本费用增加等因素影响。标的公司所属风电场所在区域不同年份间的风况存在小幅度的波动，但不存在持续下降趋势。基于此，在标的公司所属风电场海域未来的风况不发生较大的变化，风机运行稳定、检修情况正常以及其他成本费用不出现大幅增长的情形下，预计标的公司未来业绩存在持续下滑趋势的可能性较小。

标的公司 2018 年末负债规模较 2017 年末大幅增加，主要为建设二期项目所致，未来会给上市公司带来一定的偿付压力，但根据可行性研究报告，二期项目投产后产生的经营性现金流能够覆盖分期偿还的银行贷款本息支出。若由于风电场海域风况不佳、风电场运营管理成本增加等因素，标的公司经营业绩出现波动

或下滑，二期项目投产后产生的经营性现金流无法覆盖分期偿还的银行贷款本息支出，则会使标的公司产生偿债风险，并给上市公司带来较大的偿付压力。相关风险提示已在重组预案中补充披露。

问题 7：

预案披露，标的公司所属海上风电项目面临自然条件风险，易受台风等恶劣天气威胁。请公司补充披露：（1）过往风况测试结果；（2）截至目前是否存在自然灾害影响标的公司正常运营的情况，若有，说明具体影响程度；（3）相关应对举措或应急预案。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）过往风况测试结果

根据标的公司莆田平海湾海上风电场项目的可行性研究报告，标的公司所属海上风电项目所在的莆田平海湾海上风电场位于福建中部沿海地区，进入该区域的热带气旋中有 74%经过台湾，因而强度减弱较多，但也有遭遇强台风袭击的可能性。1959-2009 年，影响福建省近海的 129 场热带气旋中，正面登陆（50km 内）莆田平海湾海上风电场的热带气旋共 29 场，其中超强台风 1 个、强台风 2 个、台风 11 个，其余 15 个为强热带风暴及以下。

风电场风况测试详细情况，请见“问题 2”之“一、相关情况说明”之“（二）可行性研究报告中的风力测试情况”。

（二）截至目前是否存在自然灾害影响标的公司正常运营的情况

截至本回复出具日，标的公司不存在自然灾害影响其正常运营的情况。

（三）相关应对举措或应急预案

1、应对举措

为了应对福建区域易发的台风等自然灾害威胁，保证风电场安全稳定运行，标的公司一期项目和二期项目均选择抗台风的海上风电机组，即符合 IEC 标准的 I 类风电机组。

风电场运营期间，严格按照技术规范要求，在台风季节来临前完成风机设备的各项维护保养、安全测试以及螺栓力矩检验工作，及时消除设备缺陷，确保风

机健康水平和防御台风的能力。

2、应急预案

为规范中闽海电已建、在建或新建风电项目的应急预案管理，确保风电场安全稳定运行、取得良好效益，根据《中华人民共和国突发事件应对法》、《电力监管条例》、《国家突发公共事件总体应急预案》、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则（GB/T29639-2013）》等法律法规和国家标准的要求，结合标的公司应急管理的实际经验，中闽海电制定了《应急预案管理手册》并于 2017 年 9 月 1 日起开始实施。

该手册针对风电场可能面临的气象灾害（强对流天气（含暴雨、雷电、龙卷风等）、台风、洪水、大雾）、地震灾害、地质灾害（山体崩塌、滑坡、泥石流、地面塌陷）等自然灾害，编制了 4 个专项应急预案，具体包括：

（1）防台、防汛、防强对流天气灾害应急预案；

（2）防地震灾害应急预案；

（3）防地质灾害应急预案；

（4）防大雾应急预案。

上述应急预案包括应急处置基本原则、事件类型和危害程度分析、事件分级、应急响应机构及职责、预防与预警、信息报告、应急响应、后期处置、应急保障、培训和演练等内容，为应对自然灾害、保证风电场安全稳定运行，建立了完备的应急管理措施体系。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章 标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（七）自然灾害应对安排”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

标的公司所属海上风电项目所在的莆田平海湾海上风电场位于福建中部沿海地区，进入该区域的热带气旋中有 74%经过台湾，因而强度减弱较多，但也有遭遇强台风袭击的可能性。截至本回复出具日，标的公司不存在自然灾害影响其正常运营的情况。标的公司一期项目和二期项目均选择抗台风的海上风电机组，

在台风季节来临前完成风机设备的检测保养；制定了《应急预案管理手册》，针对风电场可能面临的自然灾害，编制了 4 个专项应急预案，为应对自然灾害、保证风电场安全稳定运行，建立了完备的应急管理措施体系。

问题 8：

预案披露，弃风、弃光限电风险的存在将可能对公司在相关地区项目的收益产生不利影响。请公司补充披露弃风限电风险对标的公司收益可能产生的具体影响及应对措施。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

1、报告期内，弃风限电未对标的公司的收益产生影响

根据国家能源局披露的《2018 年风电并网运行情况》、《2017 年风电并网运行情况》、《2016 年风电并网运行情况》，福建省属于沿海经济发达地区，用电量大，风电消纳情况良好，2016 年-2018 年不存在弃风现象。标的公司自一期项目并网发电以来未出现弃风限电的情形，弃风限电未对标的公司的收益产生影响。

2、标的公司无需就弃风限电采取应对措施

基于下述原因，预计标的公司所在的福建省区域短期内不会出现弃风限电的现象，标的公司无需采取应对措施。

（1）福建省全社会用电情况增长较快，电力需求情况较好

最近三年，福建区域及全国全社会用电量情况如下：

单位：亿千瓦时

区域	2018 年		2017 年		2016 年	
	全社会用电量	增长率	全社会用电量	增长率	全社会用电量	增长率
福建省	2,313.80	9.52%	2,112.70	7.32%	1,968.60	6.30%
全国	68,449	8.5%	63,077	6.6%	59,198	5.0%

从上表可知，最近三年，福建省全社会用电量逐年增高，且增长率均高于国内平均水平，表明福建省对电力的良好消纳能力。

（2）福建省非水电可再生能源占比低于规划目标，未来风力发电仍有较大

的空间

2018 年福建风电、光伏发电量 75.07 亿千瓦时，约占全省总发电量 3.05%，远低于国家能源局《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）规定的福建 2020 年全社会用电量中非水电可再生能源电力消纳量比重 7%指标，未来福建区域的风力发电仍有较大发展空间。

（3）国家及地方已出台明确的政策，要求优先、全额收购风电、光伏发电等可再生能源所发电量

根据国家发改委、国家能源局等相关部门印发的《关于下达 2016 年全国风电开发建设方案的通知》、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》等文件及中共福建省委、福建省人民政府发布的《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的实施意见》，要求落实可再生能源发电全额保障性收购政策，优先收购消纳风电、光伏发电等可再生能源所发电量，推动清洁低碳能源优先上网。2016-2018 年，福建省经济和信息化委员会每年下达的当年全省差别电量发电调控计划的通知中皆明确规定，全额安排可再生能源发电，优先安排水电、核电、资源综合利用机组发电，其中风电、水电发电量全额上网。

综上所述，考虑到福建省经济发达，全社会电力需求增长高于全国平均水平，电力消纳情况较好；福建省非水电可再生能源占比低于国家能源局规划目标，风力发电仍有较大的增长空间；国家政策已就优先全额收购风电、光伏发电等可再生能源所发电量进行了明确的要求等因素，预计福建区域短期内不会出现弃风限电的现象，项目均位于福建省内的标的公司尚无需采取应对措施。

二、补充披露情况

相关内容已在重组预案之“第四章标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（三）竞争优势”进行了补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

报告期内，弃风限电未对标的公司的收益产生影响。考虑到福建省经济发达，全社会电力需求增长高于全国平均水平，电力消纳情况较好；福建省非水电可再生能源比重低于国家能源局规划目标，风力发电仍有较大的增长空间；国家政策

已就优先全额收购风电、光伏发电等可再生能源所发电量进行了明确的要求等因素，预计福建区域短期内不会出现弃风限电的现象，项目均位于福建省内的标的公司尚无需采取应对措施。

问题 9：

预案披露，标的公司面临客户类型单一，市场竞争加剧等风险。请补充披露标的公司未来是否有大用户直供电客户的相关安排及规划，以及标的公司如何应对日益加剧的市场竞争风险。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）标的公司未来是否有大用户直供电客户的相关安排及规划

标的公司暂无大用户直供电客户的相关安排及规划。

（二）标的公司如何应对日益加剧的市场竞争风险

目前，在海上风力发电仍实行上网标杆电价，所发电量全部由电网公司收购的情形下，未来海上风电项目的竞争更多的是投资成本及运营成本管控的竞争。标的公司将采取如下措施应对竞争风险：

针对在建项目，标的公司将进一步优化施工方案，精简工期，尽快实现投产并网发电。同时，严格在建项目的招投标程序及施工管理，控制施工成本，减少投产后的营业成本。

针对已投产项目，标的公司将加强运营管理，密切风机的运营情况监控，及时对问题风机进行检修维护，保证风机全年的持续正常发电。

二、补充披露情况

以上内容已在重组预案之“第四章 标的资产基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（二）经营模式”补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

标的公司暂无大用户直供电客户的相关安排及规划。由于目前海上风力发电

仍实行上网标杆电价，所发电量全部由电网公司收购，标的公司通过加强投资成本及运营成本管控来应对市场竞争加剧的风险。

问题 10：

预案披露，标的公司所属风电项目位于福建省莆田市秀屿区平海湾海域。请公司补充披露：（1）在相关海域进行发电业务是否需有关部门审批程序；（2）标的公司是否曾因相关问题产生纠纷或受到处罚，若有，说明其具体影响。请财务顾问和律师发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）在相关海域进行发电业务是否需要有关部门审批程序

根据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国海域使用管理法》《中华人民共和国海洋环境保护法》《中华人民共和国海岛保护法》《企业投资项目核准和备案管理办法》《国家能源局、国家海洋局关于印发<海上风电开发建设管理办法>的通知》（国能新能〔2016〕394 号）等法律、法规和规范性文件的规定，海上风电开发建设管理包括项目核准、海域海岛使用、环境保护、施工及运行等环节的行政组织管理。本次拟注入上市公司范围的海上风电项目包括一期项目和二期项目，根据上述法律、法规和规范性文件等的规定，截至本回复出具日，中闽海电就一期项目、二期项目已经取得的相关部门的主要审批情况如下：

1、一期项目

一期项目经核准建设规模为 50MW。截至本回复出具日，一期项目已经建成投产。一期项目已经取得的主要审批如下：

批准事项	批准文件	批准内容
项目核准	福建省发展和改革委员会《关于莆田平海湾 50MW 海上风电项目核准的复函》（闽发改网能源函〔2014〕247 号）	同意建设莆田平海湾 50MW 海上风电项目，项目单位为中闽海电，项目建设地点为莆田市秀屿区平海湾海域，建设规模 50MW
陆上工程环境	莆田市环境保护局于 2013 年 8 月	原则同意中闽海电在莆田市秀屿区平

批准事项	批准文件	批准内容
影响评价批复	16 日出具批复意见	海镇石井村建设平海湾海上风电场陆上部分工程
陆上工程竣工环境保护验收	中闽海电于 2017 年 10 月 20 日自主完成竣工环境保护验收	
海洋工程环境影响评价批复	福建省海洋与渔业厅《关于福建莆田平海湾 5 万千瓦海上风电项目海洋环境影响报告书的核准意见》（闽海渔函〔2013〕502 号）、《关于福建莆田平海湾 5 万千瓦海上风电项目用海变更工程海洋环境影响报告表的意见》	相关环境影响评价报告书和报告表的编制符合《海洋工程环境影响评价技术导则》及相关法律和技术规范的要求
用地审批（注 1）	莆田市国土资源局《建设项目用地预审意见书》（莆国土资预（2013）10 号）	拟用地面积 3.7242 公顷；该项目符合国家产业政策和用地供地政策，拟以出让方式供地
	闽（2017）莆田市不动产权第 XY00866 号《不动产权证书》	地块面积：20,107.17 平方米，土地用途：公共管理与公共服务用地—公共设施用地（电力设施）；权利性质：出让；权利终止日期：2042 年 2 月 6 日
用海审批	福建省人民政府《关于莆田平海湾 50MW 海上风电项目用海的批复》（闽政海域〔2016〕40 号）	同意中闽海电使用莆田市秀屿区平海湾 70.8980 公顷海域，其中海底电缆管道用海 59.2140 公顷、透水构筑物用海 11.6840 公顷；用海类型一级类为工业用海，二级类为电力工业用海；用海期限为 30 年，自海域使用权登记之日起计算
	国海证 2016B35030404962 号《海域使用权证书》	用海类型：工业用海/电力工业用海；用海方式：透水构筑物 11.6840 公顷，

批准事项	批准文件	批准内容
		海底电缆管道 59.2140 公顷；权利终止日期：2046 年 11 月 27 日
海底电缆路由方案	福建省海洋与渔业厅《关于莆田平海湾 50MW 海上风电项目海底电缆路由勘测报告的审查意见》（闽海渔函〔2013〕431 号）、《关于同意调整平海湾 50MW 海上风电试验项目海底电缆路由方案的函》、《关于莆田平海湾 50MW 海上风电项目海底电缆路由调整的反馈函》	同意中闽海电所推荐的路由走向及其调整
水上水下活动许可（注 2）	中华人民共和国莆田海事局“准字（2015）第 004 号”《水上水下活动许可证》	准许中交三航局福建莆田平海湾 50MW 海上风电风机基础项目部在许可的相关海域进行风电风机基础打桩、承台施工、风电设备安装等施工作业以及进行海底电缆敷设等施工作业
通航安全检查	中华人民共和国福建海事局《关于莆田平海湾 50MW 海上风电场项目通航安全核查的意见》（闽海通航〔2019〕6 号）	莆田平海湾海上风电场一期工程已按设计和相关规范完成相应建设内容
并网运行批复	福建省经济和信息化委员会《关于同意莆田平海湾 50MW 海上风电项目并网运行的批复》（闽经信能源〔2015〕744 号）	同意莆田平海湾 50MW 海上风电项目并入省电网运行和电量上省电网

注 1：莆田市国土资源局《建设项目用地预审意见书》（莆国土资源（2013）10 号）所预审的用地面积与中闽海电取得的《不动产权证书》所记载的面积的差异原因如下：

2017 年 1 月 18 日，莆田市国土资源局秀屿分局与中闽海电签署国有建设用地使用权出让合同，莆田市国土资源局秀屿分局将位于平海镇的编号为莆田平海湾 50MW 海上风电项目、

面积为 32,242 平方米的宗地出让给中闽海电，出让宗地用途包括建设 1 座陆上 110KV 升压变电站用地 20,107.17 平方米及项目配套的陆上电缆沟用地 12,134.83 平方米。

2019 年 4 月 11 日，莆田市自然资源局出具《证明》，“因我局从未对电缆沟做过认证，因此无法办理土地使用权证，因此本局最终核发给公司的不动产权证的面积为 20,107.17 平方米。但公司项目电缆沟用地符合当地土地利用总体规划及详细规划、城乡发展规划和电力设施布局规划，且公司已就电缆沟用地已经支付了土地出让金，其用地面积 12,134.83 平方米无法办理不动产权证并不影响公司对该等土地依法享有的使用权，公司使用该等土地进行项目电缆沟建设未违反国家和地方有关土地使用的法律、法规、规章和规范性文件的规定。”

注 2：一期项目的风机基础施工及风机安装工程的施工方为中交第三航务工程局有限公司。根据《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》，《中华人民共和国水上水下活动许可证》可由水上水下活动的建设单位、主办单位或者对工程总负责的施工作业者向海事管理机构申请。

国家能源局福建监管办公室于 2017 年 6 月 28 日向中闽海电核发《电力业务许可证》，许可证编号为 1041917-01414，许可类别为发电类，有效期自 2017 年 6 月 28 日至 2037 年 6 月 27 日，机组所在电厂名称为福建莆田平海湾 50MW 海上风电项目，住所为福建省莆田市秀屿区平海镇石井村保营风电场，机组编号为 #1——#10 机组，机组类型为风电，机组容量为 10 台 5MW。

截至本回复出具日，中闽海电正在积极沟通办理一期项目陆上工程的建设工程竣工验收备案手续和海洋工程建设项目环保竣工验收。

2、二期项目

二期项目经核准的建设规模为 250MW。截至本回复出具日，二期项目正在建设中。二期项目已取得的主要审批文件如下：

批准事项	批准文件	批准内容
项目核准	福建省发展和改革委员会《关于莆田平海湾海上风电场二期项目核准的复函》（闽发改网能源函〔2016〕54 号）	同意建设莆田平海湾海上风电场二期项目，项目建设单位为中闽海电，项目建设地点为莆田市秀屿区平海湾海域，项目建设规模为 250MW
陆上工程环境影响	莆田市环境保护局《关于福建莆田平海二期 250MW 海上风	同意按照《福建莆田平海二期 250MW 海上风电项目（陆上部分鸬鹚岛升压站变更）环

批准事项	批准文件	批准内容
评价批复	电项目（陆上部分鸬鹚岛升压站变更）环境影响报告表的批复》（莆环保评〔2017〕15 号）	境影响报告表》进行建设
海洋工程环境影响评价批复	福建省海洋与渔业厅《关于福建莆田平海湾二期 250MW 海上风电项目海洋环境影响报告书的核准意见》（闽海渔函〔2016〕9 号）、《关于<福建莆田平海湾二期 250MW 海上风电项目（用海方案调整）海洋环境影响评价补充报告>的意见》（闽海渔函〔2017〕28 号）	相关海洋环境影响报告书的编制符合《海洋工程环境影响评价技术导则》的要求
用岛审批	福建省人民政府《关于莆田平海湾海上风电场二期项目用岛的批复》（闽政海域〔2017〕51 号）	同意中闽海电使用位于莆田市秀屿区平海镇东南海域无居民海岛鸬鹚岛局部面积，用于建设莆田平海湾海上风电场二期项目，项目使用海岛面积 1.1746 公顷，用岛类型为工业建设用岛，用岛期限为 28 年，自无居民海岛使用权不动产登记之日起计算
	闽（2018）海不动产权第 0000001 号《不动产权证书》	海岛名称：鸬鹚岛；用岛面积：1.1746 公顷；用岛类型：工业建设；权利性质：审批；权利终止日期：2046 年 1 月 1 日
用海审批	福建省人民政府《关于莆田平海湾海上风电场二期项目用海的批复》（闽政海域〔2017〕50 号）	同意中闽海电使用莆田市秀屿区平海湾 329.3544 公顷海域，其中：海底电缆管道用海 265.6693 公顷、透水构筑物（风机）用海 60.6586 公顷、非透水构筑物（码头）用海 0.2643 公顷、港池用海 2.7622 公顷，用于建设莆田平海湾海上风电场二期项目，用海期

批准事项	批准文件	批准内容
		限 28 年，自海域使用权登记之日起计算
	闽（2017）海不动产权第 0000127 号《不动产权证书》	用海类型：工业用海/电力工业用海；用海方式：非透水构筑物 0.2643 公顷，港池、蓄水等 2.7622 公顷；权利终止日期：2045 年 12 月 28 日
	闽（2017）海不动产权第 0000128 号《不动产权证书》	用海类型：工业用海/电力工业用海；用海方式：海底电缆管道 265.6693 公顷，透水构筑物 60.6586 公顷；权利终止日期：2045 年 12 月 28 日
通航安全影响论证及通航安全评估审查	中华人民共和国福建海事局《关于福建莆田平海湾二期 250MW 海上风电项目通航安全影响论证的审查意见》（闽海通航〔2015〕37 号）	《福建莆田平海湾二期 250MW 海上风电项目通航安全影响论证报告》符合《中华人民共和国海事局水上水下活动通航安全影响论证与评估管理办法》有关要求
	中华人民共和国福建海事局《关于莆田平海湾海上风电场二期项目鸬鹚岛配套码头工程通航安全影响论证报告的审查意见》（闽海通航〔2016〕5 号）	《莆田平海湾海上风电场二期项目鸬鹚岛配套码头工程通航安全影响论证报告》符合《中华人民共和国海事局水上水下活动通航安全影响论证与评估管理办法》有关要求
	中华人民共和国福建海事局《关于<莆田平海湾海上风电场二期项目鸬鹚岛配套码头工程通航安全评估报告>的审查意见》（闽海通航〔2017〕16 号）	《莆田平海湾海上风电场二期项目鸬鹚岛配套码头工程通航安全评估报告》符合《中华人民共和国海事局水上水下活动通航安全影响论证与评估管理办法》有关要求
	中华人民共和国福建海事局《关于<莆田平海湾海上风电	《莆田平海湾海上风电场二期项目通航安全评估报告》符合《中华人民共和国海事局

批准事项	批准文件	批准内容
	场二期项目通航安全评估报告>的审查意见》（闽海通航〔2018〕9 号）	水上水下活动通航安全影响论证与评估管理办法》有关要求
海底电缆路由方案	国家海洋局东海分局《关于莆田平海湾海上风电场二期项目海底电缆变更路由审查意见的复函》（海东管〔2018〕240 号）	原则同意相关勘测报告中推荐的莆田平海湾海上风电场二期项目海底电缆路由
水上水下活动许可证（注 1）	中华人民共和国莆田海事局“莆海准字（2018）第 5 号”《水上水下活动许可证》	准许中交第三航务工程有限公司在许可的相关海域范围内进行风机基础施工、风机安装及附属工程施工作业
	中华人民共和国莆田海事局“莆海准字（2017）第 9 号”《水上水下活动许可证》	准许中交三航局莆田平海湾海上风电场二期项目鸬鹚岛码头工程工程项目经理部在许可的相关海域进行挖泥船定位、挖泥、运泥、填砂、沉箱安装等水上水下施工作业
	中华人民共和国莆田海事局“莆海准字（2018）第 8 号”《水上水下活动许可证》	准许上海凯波水下工程有限公司在许可的相关海域范围内进行海底电缆敷设与附件安装等施工作业

注 1：二期项目的水上水下活动的施工作业者分别为中交第三航务工程局有限公司、上海凯波水下工程有限公司。根据《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》,《中华人民共和国水上水下活动许可证》可由水上水下活动的建设单位、主办单位或者对工程总负责的施工作业者向海事管理机构申请。

截至本回复出具日，二期项目正在建设中，尚未取得《电力业务许可证》；中闽海电正在就二期项目的陆上及鸬鹚岛上工程建设办理施工许可手续。

（二）标的公司是否曾因相关问题产生纠纷或受到处罚，若有，说明其具体影响

1、报告期内的纠纷

报告期内，标的公司涉及如下一桩诉讼：

2018 年 5 月 18 日，自然人宋文忠、黄清泉作为原告，以标的公司、中交第三航务工程局有限公司（以下简称“中交航务”）作为共同被告，向厦门海事法院提起诉讼。原告以中闽海电、中交航务在 2018 年 2 月以前在未取得海域使用权的情况下，在原告养殖海域上进行风电开发利用、工程建设，损害了原告的养殖设施从而给原告造成财产损失和停产利润损失为由，请求判令标的公司和中交航务赔偿其损坏原告养殖区的养殖设施损失、原告养殖区从 2016 年 11 月 1 日至 2018 年 2 月 9 日期间的停产损失，合计赔偿金额 8,043,000 元（最终以评估值为准）。2019 年 4 月 9 日，厦门海事法院作出（2018）闽 72 民初 356 号《民事判决书》，驳回原告的诉讼请求。根据中闽海电的确认，截至本回复出具日，上述判决尚未生效。

就上述诉讼，投资集团已经出具承诺：“如最终生效法律文件判定中闽海电需承担任何赔偿责任或其他金钱支付义务的，本公司将全部承担，以保证中闽海电和上市公司的利益不遭受任何损失。”

2、标的公司因在平海湾海域进行发电业务所受到的行政处罚

自 2017 年 1 月 1 日以来，标的公司因在莆田市秀屿区平海湾海域进行发电，受到如下一项行政处罚：

莆田市秀屿区海洋与渔业局于 2018 年 5 月 31 日出具《行政处罚决定书》（闽莆秀海渔罚〔2018〕03 号），因标的公司于 2017 年 6 月至 7 月期间在莆田市秀屿区平海湾鸬鹚屿未经批准进行生产、建设活动，违反了《中华人民共和国海岛保护法》第三十条第二款的规定，根据《中华人民共和国海岛保护法》第四十七条第二款等的规定，莆田市秀屿区海洋与渔业局对标的公司作出责令立即停止违法行为，并处八万元的罚款的行政处罚。

根据中闽海电提供的资料及中闽海电的确认，上述未经批准进行生产、建设活动涉及的活动系中闽海电未经批准在鸬鹚屿上修建水泥道路以及备料场以辅助进行二期项目鸬鹚岛上工程建设的行为，二期项目的岛上升压站的主体工程建设已经取得了闽（2018）海不动产权第 0000001 号《不动产权证书》，上述行政处罚不会影响中闽海电依据其已经取得的《不动产权证书》享有的海岛使用权。

2019 年 4 月 29 日，莆田市秀屿区海洋与渔业局出具《证明》，确认中闽海电的上述违法行为属于违反《中华人民共和国海岛保护法》一般情节行为，除上

述行政处罚外，自 2018 年 6 月 5 日起至该证明出具之日，中闽海电未受过该局其他行政处罚。

投资集团已经出具承诺：“如中闽海电因其于交割日前在鸬鹚岛上的生产、建设违反法律法规的规定导致中闽海电被处以罚款、责令停产停业、限期改正违法行为等任何行政处罚，由此给中闽海电造成损失的，本公司将对中闽海电因此所遭受的损失全部予以承担。”

二、补充披露情况

上述内容已在重组预案“第四章交易标的基本情况”之“六、主营业务发展情况”之“（五）从事发电业务所履行的审批程序及所涉纠纷和行政处罚情况”中补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，律师认为：

除上述正在办理的一期项目涉及的陆上工程的建设工程竣工验收备案和海洋工程建设项目环保竣工验收、二期项目涉及的陆上及鸬鹚岛上工程的施工许可以外，中闽海电已经就其在平海湾海域进行一期项目和二期项目海上风电开发建设取得了相关部门的主要审批同意。

上述中闽海电所涉及的诉讼的金额较小，且投资集团已经承诺全部承担中闽海电因此遭受的风险或损失，上述尚未了结的纠纷对标的公司以及本次交易的影响较小。莆田市秀屿区海洋与渔业局的行政处罚不会对中闽海电的后续经营产生重大不利影响。

经核查，财务顾问认为：

除上述正在办理的一期项目涉及的陆上工程的建设工程竣工验收备案和海洋工程建设项目环保竣工验收、二期项目涉及的陆上及鸬鹚岛上工程的施工许可以外，中闽海电已经就其在平海湾海域进行一期项目和二期项目海上风电开发建设取得了相关部门的主要审批同意。

上述中闽海电所涉及的诉讼的金额较小，且投资集团已经承诺全部承担中闽海电因此遭受的风险或损失，上述尚未了结的纠纷对标的公司以及本次交易的影响较小。莆田市秀屿区海洋与渔业局的行政处罚不会对中闽海电的后续经营产生

重大不利影响。

三、关于交易安排

问题 11：

预案披露，2019 年 3 月 25 日，投资集团作出股东决定，同意中闽海电的注册资本由 35,672 万元增加至 115,672 万元，增加的注册资本全部由投资集团认缴。请公司补充披露，在上市公司收购前，交易对方对标的资产大额增资的原因和必要性，实际出资情况，以及对本次交易的影响。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）交易对方实际出资情况

中闽海电分别于 2018 年 9 月 12 日和 2019 年 3 月 28 日收到投资集团缴入的增资款 20,000 万元和 60,000 万元。

2019 年 3 月 29 日，福建华兴会计师事务所（特殊普通合伙）出具《验资报告》（闽华兴所（2019）验字 C-001 号）和《关于福建中闽海上风电有限公司注册资本实收情况的复核报告》（闽华兴所（2019）审核字 C-009 号），截至 2019 年 3 月 28 日，中闽海电变更后的累计注册资本人民币 115,672 万元，实收资本 115,672 万元。

（二）本次交易前，交易对方对标的资产大额增资的原因和必要性

1、投资集团按照二期项目既定的建设投入计划进行增资

二期项目的项目总投资为 447,656 万元。根据二期项目既定的建设投入计划，投资集团分别于 2018 年 9 月和 2019 年 3 月向标的公司增资 20,000 万元和 60,000 万元，以保证标的公司二期项目的施工建设按照既定计划稳步推进。

2、投资集团在施工窗口期前对标的公司增资具有必要性

根据二期项目可行性研究报告，福建沿海一带，每年夏、秋两季频遭台风侵袭，而冬、春两季又常受到气旋后部冷空气造成的大风袭击，具有大风天数多、潮差大的气候水文特点，因此建议莆田平海湾海上风电场的施工窗口期为 3-8 月。

标的公司二期项目全年的施工窗口期较短，而期间投资支出较大。故投资集

团在施工窗口期前对标的公司进行增资，对于保证二期项目在施工窗口期内正常开展施工建设具有必要性。

（三）上述增资事项对本次交易的影响

在上市公司董事会首次就本次重组作出决议前，中闽海电于 2019 年 3 月 28 日收到投资集团缴入的增资款 60,000 万元，已设定明确、合理的资金用途。上述增资款将在标的资产评估中予以考虑，交易双方将以具有证券、期货相关业务资格的资产评估机构出具并经国有资产监督管理部门备案的评估报告的评估结果为基础确定标的资产的交易价格，具体情况将在重组报告书中予以披露。

二、补充披露情况

上述内容已在重组预案“第四章交易标的基本情况”之“二、历史沿革”之“（六）2019 年 3 月第五次增资”中补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

中闽海电分别于 2018 年 9 月 12 日和 2019 年 3 月 28 日收到投资集团缴入的增资款 20,000 万元和 60,000 万元。投资集团按照二期项目既定的建设投入计划，在施工窗口期前对标的公司进行增资，对于保证二期项目在施工窗口期内正常开展施工建设具有必要性。上述 60,000 万元增资款将在标的资产评估中予以考虑，具体情况将在重组报告书中予以披露。

问题 12：

预案披露，本次交易方案包括发行股份和可转换公司债券购买资产、发行可转换公司债券募集配套资金两部分。对于发行股份部分，发行价格定为 3.39 元/股，与当前股价偏离较大。请结合目前公司股价情况，说明未设置相应调价机制的考虑。请财务顾问发表意见。

答复：

一、相关情况说明

根据《上市公司重大资产重组办法》第四十五条的规定，上市公司发行股份

购买资产的，可以设置发行价格调整机制。考虑到股价波动受宏观经济、市场流动性、行业政策、公司经营状况和本次交易等多方面因素影响，为减少股价波动给本次交易带来的不确定性，经交易双方协商一致，不对发行价格设置调价机制，有利于推动本次交易的顺利完成，为公司全体股东创造更多价值。

二、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

经交易双方协商一致不对发行价格设置调价机制，以减少股价波动给本次交易带来的不确定性，有利于推动本次交易的顺利完成，为上市公司全体股东创造更多价值。本次交易不设置发行价格调价机制，符合《上市公司重大资产重组办法》第四十五条的规定。

问题 13：

预案披露，本次募集配套资金总额不超过 5.6 亿元，将用于支付重组中介机构费用、标的公司莆田平海湾海上风电场二期项目建设及补充上市公司流动资金。请补充披露拟用于二期项目建设投入的具体计划。请财务顾问发表意见。

回复：

一、相关情况说明

（一）本次募集配套资金的具体用途

本次交易中，募集配套资金总额不超过 56,000 万元，拟用于如下具体用途：

单位：万元

序号	募集资金用途	拟使用募集资金金额
1	支付中介机构费用	1,500.00
2	标的公司莆田平海湾海上风电场二期项目建设	44,500.00
3	补充上市公司流动资金	10,000.00
	合计	**56,000.00**

（二）莆田平海湾海上风电场二期项目建设投入具体计划

本项目主要由风力发电机组、升压站、集电线路、风电场内交通工程（含码头）及施工辅助工程等组成，预计将于 2021 年 2 月前完成建设投产，项目投资

估算如下：

单位：万元

项目名称	总投资金额	上市公司董事会决议日前已投入金额	拟使用募集资金投入金额
莆田平海湾海上风电场二期项目	447,656.00	112,378.46	44,500.00

截至上市公司第七届董事会第二十一次临时会议决议日，二期项目已累计完成投资 112,378.46 万元，董事会后尚需投入资金 335,277.54 万元，超过拟使用的募集资金金额。

二、补充披露情况

相关内容已在本次重组预案之“第七章募集配套资金情况”之“三、募集配套资金用途”中进行补充披露。

三、中介机构核查意见

经核查，财务顾问认为：

本次交易募集配套资金总额不超过 5.60 亿元，其中拟使用 0.15 亿元支付中介机构费用，拟使用 4.45 亿元用于二期项目建设投入，拟使用 1 亿元补充上市公司流动资金。公司本次募投项目是根据实际情况确定的，募投项目设计、建设切实可行，募投项目具体投资构成合理。本次募集配套资金符合《关于上市公司发行股份购买资产同时募集配套资金的相关问题与解答》（2018 年修订）的相关规定。

特此公告。

中闽能源股份有限公司董事会

2019 年 5 月 7 日