

股票简称：福能股份

股票代码：600483



关于福建福能股份有限公司公开发行 可转换公司债券申请文件 反馈意见的回复

保荐机构（主承销商）



（深圳市福田区中心区金田路 4036 号荣超大厦 16-20 层）

建造成本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》(172611 号) (下称“反馈意见”)的要求,平安证券股份有限公司(下称“平安证券”或“保荐机构”)会同发行人福建福能股份有限公司(下称“福能股份”或“发行人”或“申请人”或“公司”)、发行人律师北京国枫律师事务所(下称“国枫所”或“发行人律师”)、发行人会计师立信会计师事务所(特殊普通合伙)(下称“立信所”或“立信会计师”或“发行人会计师”)对相关问题进行了核查和落实。

现就反馈意见涉及问题的核查和落实情况逐条说明如下(本回复中的简称与《募集说明书》中的简称具有相同含义,涉及对申请文件修改的内容已用楷体加粗标明):

目录

目录	2
一、重点问题	3
重点问题 1	3
重点问题 2	45
重点问题 3	56
重点问题 4	68
重点问题 5	85
重点问题 6	93
二、一般问题	95
一般问题 1	95
一般问题 2	98
一般问题 3	112
一般问题 4	116

一、重点问题

重点问题1

申请人本次募集资金总额不超过 28.3 亿元，用于投资四个风电场项目。请申请人：

（1）分项目补充说明募投项目具体建设内容，具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，募集资金投入部分对应的投资项目，各项投资构成是否属于资本性支出。说明本次募投项目的募集资金使用和项目建设的进度安排。

（2）截至本次发行董事会决议日前，各募投项目建设进展、募集资金使用进度安排、已投资金额等情况，并请说明本次募集资金是否会用于置换董事会决议日前已投资金额。

（3）结合现有风电场运营情况、报告期内相关业务主要运营数据及收入情况、除本次募投外已公告拟投资的风电场运营规模、当地用电需求等情况说明募投项目投资规模确定的合理性及必要性，并结合风电场造价可比市场价格、前募项目建造成本，说明本次募集资金是否超过项目需要量。

（4）补充说明项目建成后的运营模式、盈利模式、目标客户，并结合目标客户、当地市场需求、前募项目运营情况等说明项目达产后的产能消化措施。

（5）结合现有风电机组装机容量、平均等效满负荷年利用小时数及其波动情况、上网发电量及效益情况补充说明募投项目预计效益情况、测算依据、测算过程及合理性，并说明新增固定资产未来折旧情况及对公司业绩的影响。

请保荐机构核查并发表意见。

问题 1-1：分项目补充说明募投项目具体建设内容，具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，募集资金投入部分对应的投资项目，各项投资构成是否属于资本性支出。说明本次募投项目的募集资金使用和项目建设的进度安排。

回复：

本次可转债募集资金总额不超过人民币 28.30 亿元，募集资金在扣除发行费用后拟用于投资以下项目：

单位：万元

序号	项目名称	永春外山风电场	南安洋坪风电场	莆田潘宅风电场	莆田平海湾海上风电场 F 区项目	资本性支出
一	施工辅助工程	540.77	578.78	4,104.54	18,368.67	是
二	设备及安装工程	12,014.59	11,954.39	49,971.15	213,777.38	是
三	建筑工程	3,187.01	2,627.82	6,957.32	68,147.54	是
四	其他费用	2,836.26	2,653.76	8,850.17	37,268.70	-
1	生产准备费	187.03	180.28	461.93	1,101.61	否
2	生产准备费外其他费用	2,649.23	2,473.48	8,388.24	36,167.09	是
五	基本预备费	264.74	247.82	697.47	16,878.11	否
六	建设期利息	-	-	-	12,923.00	否
七	铺底流动资金	60.00	60.00	255.00	1,000.00	否
八	总投资	18,903.36	18,122.57	70,835.64	368,363.40	-
九	拟使用募集资金	10,400.00	12,400.00	62,500.00	197,700.00	是

一、永春外山风电场项目

（一）具体建设内容

根据《福建省发展和改革委员会关于永春外山风电场项目核准的复函》（闽发改网能源函[2015]264 号），主要建设内容包括 10 台 2MW 级风力发电机组，总容量 20MW，1 座 110kV 升压变电站。

（二）具体投资数额安排明细及投资数额的测算依据和测算过程

永春外山项目的总投资为 18,903.36 万元，投资构成包括施工辅助工程、设备及安装工程、建筑工程、其他费用、基本预备费和流动资金。根据福建省水利水电勘测设计研究院出具的《永春外山风电场可行性研究报告》，具体构成情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程		540.77		540.77	2.86%
1	施工供电工程	-	16.50	-	16.50	-
2	施工供水工程	-	32.50	-	32.50	-

3	其他施工辅助工程	-	491.77	-	491.77	-
二	设备及安装工程	10,866.20	1,148.39	-	12,014.59	63.56%
1	发电场设备及安装工程	10,180.79	870.94	-	11,051.73	-
2	升压变电设备及安装工程	632.85	110.37	-	743.22	-
3	控制保护设备及安装工程	388.86	87.46	-	476.32	-
4	其他设备及安装工程	315.00	79.62	-	394.62	-
5	与南安洋坪风电场分摊费用	-651.30		-	-651.30	-
三	建筑工程	-	3,187.01	-	3,187.01	16.86%
1	发电场工程	-	920.90	-	920.90	-
2	升压变电站工程	-	187.14	-	187.14	-
3	房屋建筑工程	-	883.95	-	883.95	-
4	交通工程	-	1,022.52	-	1,022.52	-
5	其他工程	-	402.50	-	402.50	-
6	与南安洋坪风电场分摊费用	-	-230.00	-	-230.00	-
四	其他费用	-	-	2,836.26	2,836.26	15.00%
1	项目建设用地费	-	-	1,276.11	1,276.11	-
2	项目建设管理费	-	-	1,161.96	1,161.96	-
3	生产准备费	-	-	187.41	187.41	-
4	勘察设计费	-	-	183.00	183.00	-
5	其他	-	-	27.78	27.78	-
五	基本预备费	-	-	-	264.74	1.40%
	工程静态投资合计	-	-	-	18,843.36	99.68%
六	铺底流动资金	-	-	-	60.00	0.32%
	工程总投资	10,866.20	4,876.17	2,836.26	18,903.36	100.00%

本项目的工程项目、费用性质划分及取费标准依据《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2011）、《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2011）、《风电场工程勘测设计收费标准》（NB/T32007-2011）和其他相关规定编制，相关材料及设备参考编制报告时点的市场价格。测算过程具体分析如下：

1、设备购置费

本项目设备购置费合计 10,866.20 万元，主要设备包括 10 台 2000kW 风电设备（包含风电机组、塔筒、机组变电站及集成电缆线路）及 1 台 SZ11-40000/110 主变压器，其中发电设备具体明细如下：

序号	名称及规格	合计（万元）
一	发电场设备	10,180.79

1	风电机组	8,148.60
2	塔筒（架）	1,738.42
3	机组变电站	293.78
二	升压变电站设备	632.85
1	主变压器系统	179.07
2	配电装置设备系统	280.14
3	无功补偿系统	131.15
4	升压站用电系统	42.49
三	控制保护设备	388.86
1	监控系统	137.45
2	直流系统	34.70
3	通信系统	143.27
4	远动自动控制及电量计费系统	73.44
四	其他设备	315.00
1	采暖通风和空调系统	35.00
2	照明系统	-
3	消防及给排水系统	35.00
4	劳动安全与工业卫生设备	30.00
5	生产车辆	50.00
6	风功率预测系统及气象站	80.00
7	国家风电信息上报系统	30.00
8	风电场运行管理系统	40.00
9	电工试验设备	15.00
五	与洋坪风电站分摊费用	-651.30

注：①风力发电机组采用 2,000kw/台（含运输至现场的费用）按 810 万元/台（4,050 元/kW）计入，塔架按照 0.95 万元/吨计入（现场交货价）；②110kV 主变压器按 170 万元/台计入，配套其他设备按国内价格水平估列；③本项目与南安洋坪风电场项目共用一座 110kV 升压变电站，在本工程的设备及安装工程中按装机规模考虑将 651.30 万元设备费分摊至南安洋坪风电场。

2、建安工程费

本项目建安工程费合计 4,876.17 万元，主要为购置设备的安装费用及风电场、道路、辅助工程的建造费用。建筑安装工程由直接费、间接费、利润、税金组成，其中直接费包括直接工程费和措施费，直接工程费=人工费+材料费+施工机械使用费。本项目建安工程措施费及间接费费率标准如下：

序	工程类别	措施费	间接费
---	------	-----	-----

号		计算基数	费率	计算基数	费率
1	土方工程	人工费+机械费	12.48%	人工费+机械费	21.28%
2	石方工程	人工费+机械费		人工费+机械费	19.56%
3	混凝土工程	人工费+机械费		人工费+机械费	40.98%
4	钢筋工程	人工费+机械费		人工费+机械费	39.93%
5	基础处理工程	人工费+机械费		人工费+机械费	28.86%
6	砌体砌筑工程	人工费+机械费		人工费+机械费	34.02%
7	机组、塔筒设备	人工费+机械费	6.43%	人工费	108%
8	线路工程	人工费+机械费	11.04%	人工费	
9	其他设备	人工费+机械费	9.56%	人工费	

注：本项目与南安洋坪风电场项目共用一座 110kV 升压变电站，在本工程的建设安装工程中按实际情况考虑将 230 万元建设工程费分摊至南安洋坪风电场。

3、其他费用

本项目的其他费用合计 2,836.26 万元，包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘查设计费及税费。

序号	工程或费用名称	单位	数量/计算基数	费率或单价	合价（万元）
	第四部分其他费用	-	-	-	2,836.26
一	项目建设用地费	-	-	-	1,276.11
1	建设用地费	-	-	-	1,276.11
	永久用地	亩	17.62	5.00 万元	88.10
	施工道路用地	亩	124.87	3.00 万元	374.61
	临时用地	亩	45.52	3.00 万元	136.56
	森林资源补偿费	亩	169.21	4.00 万元	676.84
二	项目建设管理费	-	-	-	1,161.96
1	工程前期费	项	1	120.00 万元	120.00
2	工程建设管理费	万元	15,742.37	2.21%	347.91
3	工程建设监理费	万元	15,742.37	0.65%	102.33
4	项目咨询服务费	-	-	-	212.33
4.1	项目基本咨询服务费	万元	15,742.37	0.65%	102.33
4.2	专项专题报告编制费	项	1	110.00 万元	110.00
5	项目技术经济评审费	万元	15,742.37	0.87%	136.96
6	工程验收费	万元	15,742.37	1.09%	171.59
7	工程保险费	万元	15,742.37	0.45%	70.84
三	生产准备费	-	-	-	187.41
1	生产人员培训及提前进厂费	万元	4,876.17	1.42%	69.32
2	管理用具购置费	万元	4,876.17	0.81%	39.61
3	工器具及生产家具购置费	万元	10,866.2	0.38%	41.29

4	备品备件购置费	万元	10,866.2	0.30%	32.60
5	联合试运转费	万元	1,148.39	0.40%	4.59
四	勘察设计费	-	-	-	183.00
1	勘察费	项	1	80.00 万元	80.00
2	设计费	项	1	103.00 万元	103.00
五	其他	-	-	-	27.78
1	水土保持设施补偿费	项	1	18.03 万元	18.03
2	电力工程质量检测费	万元	4676.17	0.20%	9.75

注：①用地费用：永久征地暂按 5 万元/亩（含青苗赔偿），风机施工及安装场地临时用地按 3 万元/亩计列；②项目建设管理费：按照《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》参考行业惯常比例计算；③勘测设计费：按国家计委、建设部计价格【2002】10 号文颁布的《工程勘察设计收费管理规定》及国家能源局发布的《风电场勘察设计收费标准》(NB/T 31007-2011)计算确定。

（三）募集资金投入部分对应的项目及各项投资构成是否属于资本性支出

单位：万元

序号	项目名称	资本性支出	非资本性支出	合计
一	工程静态总投资	-	-	-
1	施工辅助工程	540.77	-	540.77
2	设备及安装工程	12,014.59	-	12,014.59
3	建筑工程	3,187.01	-	3,187.01
4	其他费用	-	-	-
4.1	生产准备费	-	187.03	187.03
4.2	生产准备费外其他费用	2,649.23	-	2,649.23
5	基本预备费	-	264.74	264.74-
二	铺底流动资金	-	60.00	60.00
三	总投资	18,391.60	511.77	18903.36
四	可转债董事会决议日前已投资金额	7,931.49	-	7,931.49
五	拟使用募集资金	10,400.00	-	10,400.00

由上表可知，本项目拟使用募集资金 10,400.00 万元全部用于可转债董事会决议日后之项目资本性支出。

（四）本次募投项目的募集资金使用和项目建设的进度安排。

截至本次可转债董事会召开日，项目已完成场内道路建设及全部 10 台机组的平台建设及基础浇注工作。根据工程所处区域的水文气象、地形地质和交通条件，结合工程的具体情况，项目后续建设进度具体安排如下：

2018 年 4 月底完成全部 10 台风机整机机组的吊安装工作及 10 台风机箱式变压器的基础安装工作以及部分集成线路施工工程；2018 年 5 月底完成全部集成线路施工工程、升压站受电工作以及全部 10 台风机箱式变压器的调试工作；2018 年 6 月底完成全部 10 台风机的调试工作，争取并网发电。

公司将在募集资金到账后，根据项目建设的进度安排，使用募集资金进行投入，并以募集资金置换可转债董事会决议日后项目已投入资金。

二、南安洋坪风电场项目

（一）具体建设内容

根据《福建省发展和改革委员会关于南安洋坪风电场项目核准的复函》（闽发改网能源函[2015]263 号），主要建设内容包括 10 台 2MW 级风力发电机组，总容量 20MW。

（二）具体投资数额安排明细及投资数额的测算依据和测算过程

南安洋坪风电场项目的总投资为 18,122.57 万元，其中项目静态总投资为 18,062.57 万元，主要构成包括施工辅助工程、设备及安装工程、建筑工程、其他费用、基本预备费和流动资金。根据福建省水利水电勘测设计研究院出具的《南安洋坪风电场可行性研究报告》，具体构成情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	578.78	-	578.78	3.19%
1	施工供水工程	-	30.50	-	30.50	-
2	其他施工辅助工程	-	548.28	-	548.28	-
二	设备及安装工程	10,955.06	999.33	-	11,954.39	65.96%
1	发电场设备及安装工程	10,180.79	937.08	-	11,117.87	-
2	升压变电设备	24.13	0.79	-	24.92	-
3	控制保护设备及安装工程	18.84	31.62	-	50.46	-
4	其他设备及安装工程	80.00	29.84	-	109.84	-

5	永春外山风电场升压站电气设备直接费分摊	651.30		-	651.30	-
三	建筑工程	-	2,627.82	-	2,627.82	14.50%
1	发电场工程	-	975.04	-	975.04	-
2	交通工程	-	977.50	-	977.50	-
3	其他工程	-	445.28	-	445.28	-
4	永春外山风电场升压站分摊费用	-	230.00	-	230.00	-
四	其他费用	-	-	2,653.76	2,653.76	14.64%
1	项目建设用地费	-	-	1,110.58	1,110.58	-
2	项目建设管理费	-	-	1,127.53	1,127.53	-
3	生产准备费	-	-	180.28	180.28	-
4	勘察设计费	-	-	211.02	211.02	-
5	其他	-	-	24.35	24.35	-
五	基本预备费	-	-	-	247.82	1.36%
	工程静态投资合计	-	-	-	18,062.57	99.67%
六	铺底流动资金	-	-	-	60.00	0.33%
	工程总投资	10,955.06	4,205.93	2,653.76	18,122.57	100.00%

本项目的工程项目、费用性质划分及取费标准依据《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2011）、《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2011）、《风电场工程勘测设计收费标准》（NB/T32007-2011）和其他相关规定编制，相关材料及设备参考编制报告时点的市场价格。测算过程具体分析如下：

1、设备购置费

本项目设备购置费合计 10,955.06 万元，主要设备包括 10 台 2000kW 风电设备（包含风电机组、塔筒、机组变电站及集成电缆线路）及 1 台 SZ11-40000/110 主变压器，其中发电设备具体明细如下：

序号	名称及规格	合计（万元）
一	发电场设备	10,180.79
1	风电机组	8,148.60
2	塔筒（架）	1,738.42
3	机组变电站	293.78
二	升压变电设备	24.13
三	控制保护设备	18.84
1	监控系统	16.84

2	通信系统	2.00
四	其他设备	80.00
1	劳动安全与工业卫生设备	30.00
2	生产车辆	50.00
五	外山 110kV 升压站电气设备直接费分摊	651.30

注：风力发电机组采用 2,000kW/台（含运输至现场的费用）按 810 万元/台（4,050 元/kW）计入，塔架按照 0.95 万元/吨计入（现场交货价）；配套其他设备按国内价格水平估列；本项目与永春外山风电场项目共用一座 110kV 升压变电站，在本工程的设备及安装工程中按实际情况考虑将 651.30 万元设备费由永春外山风电场分摊至本项目。

2、建安工程费

本项目建安工程费合计 4,205.93 万元，主要为购置设备的安装费用及风电场、道路、辅助工程的建造费用。建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润、税金组成，其中直接费包括直接工程费和措施费，直接工程费=人工费+材料费+施工机械使用费。本项目建安工程措施费及间接费费率标准如下：

序号	工程类别	措施费		间接费	
		计算基数	费率	计算基数	费率
1	土方工程	人工费+机械费	12.48%	人工费+机械费	21.28%
2	石方工程	人工费+机械费		人工费+机械费	19.56%
3	混凝土工程	人工费+机械费		人工费+机械费	40.98%
4	钢筋工程	人工费+机械费		人工费+机械费	39.93%
5	基础处理工程	人工费+机械费		人工费+机械费	28.86%
6	砌体砌筑工程	人工费+机械费		人工费+机械费	34.02%
7	机组、塔筒设备	人工费+机械费	6.43%	人工费	108%
8	线路工程	人工费+机械费	11.04%	人工费	
9	其他设备	人工费+机械费	9.56%	人工费	

注：本项目与永春外山风电场项目共用一座 110kV 升压变电站，在本工程的建设安装工程中按实际情况考虑将 230 万元建设工程费由永春外山风电场分摊至本项目。

3、其他费用

本项目的其他费用合计 2,653.76 万元，包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘查设计费及税费。

序号	工程或费用名称	单位	数量/计算基数	费率或单价	合价（万元）
	其他费用	-	-	-	2653.76
一	项目建设用地费	-	-	-	1,110.58
1	建设用地费	-	-	-	1,110.58
	永久用地	亩	9.37	5.00 万元	46.85

	施工道路用地	亩	107.99	3.00 万元	323.97
	临时用地	亩	48.07	3.00 万元	144.21
	森林资源补偿费	亩	148.89	4.00 万元	595.55
二	项目建设管理费	-	-	-	1,127.53
1	工程前期费	项	1	120.00 万元	120.00
2	工程建设管理费	万元	15,160.99	2.21%	335.06
3	工程建设监理费	万元	15,160.99	0.65%	98.55
4	项目咨询服务费	万元	15,160.99	0.65%	98.55
5	项目技术经济评审费	万元	15,160.99	0.87%	131.90
6	专项专题报告编制费	项	1	110.00 万元	110.00
7	工程验收费	万元	15160.99	1.09%	165.25
8	工程保险费	万元	15160.99	0.45%	68.22
三	生产准备费	-	-	-	180.28
1	生产人员培训及提前进厂费	万元	4,205.93	1.54%	64.77
2	管理用具购置费	万元	4,205.93	0.88%	37.01
3	工器具及生产家具购置费	万元	10,955.06	0.38%	41.63
4	备品备件购置费	万元	10,955.06	0.30%	32.87
5	联合试运转费	万元	999.33	0.40%	4.00
四	勘察设计费	-	-	-	211.02
1	勘察费	项	1	72.00 万元	72.00
2	设计费	项	1	139.02 万元	139.02
五	其他	-	-	-	24.35
1	水土保持设施补偿费	项	1	15.94 万元	15.94
2	电力工程质量检测费	万元	4,205.93	0.20%	8.41

注：①用地费用：永久征地暂按 5 万元/亩（含青苗赔偿），风机施工及安装场地临时用地按 3 万元/亩计列；②项目建设管理费：按照《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》参考行业惯常比例计算；③勘测设计费：按国家计委、建设部计价格【2002】10 号文颁布的《工程勘察设计收费管理规定》及国家能源局发布的《风电场勘察设计收费标准》(NB/T 31007-2011)计算确定。

（三）募集资金投入部分对应的项目及各项投资构成是否属于资本性支出

单位：万元

序号	项目名称	资本性支出	非资本性支出	合计
一	工程静态总投资	-	-	-
1	施工辅助工程	578.78	-	578.78
2	设备及安装工程	11,954.39	-	11,954.39
3	建筑工程	2,627.82	-	2,627.82
4	其他费用	-	-	-

序号	项目名称	资本性支出	非资本性支出	合计
4.1	生产准备费	-	180.28	180.28
4.2	生产准备费外其他费用	2,473.48	-	2,473.48
5	基本预备费	-	247.82	247.82
二	铺底流动资金	-	60.00	60.00
三	总投资	17,634.47	488.10	18,122.57
四	可转债董事会决议日前已投资金额	5,193.31	71.67	5,264.98
五	拟使用募集资金	12,400.00	-	12,400.00

由上表可知，本项目拟使用募集资金 12,400.00 万元全部用于可转债董事会决议日后之项目资本性支出。

（四）本次募投项目的募集资金使用和项目建设的进度安排。

截至本次可转债董事会召开日，项目已完成场内道路建设及全部 10 台机组的平台建设及基础浇注工作。根据工程所处区域的水文气象、地形地质和交通条件，结合工程的具体情况，项目建设后续进度具体安排如下：

2018 年 4 月底完成全部 10 台风机整机机组的吊安装工作；2018 年 5 月底完成箱式变压器的基础安装工作部分集成线路施工工程；2018 年 6 月底完成全部集成线路施工工程以及全部 10 台风机机组的调试工作，争取并网发电。

公司将在募集资金到账后，根据项目建设的进度安排，使用募集资金进行投入，并以募集资金置换可转债董事会决议日后已投入资金。

三、莆田潘宅风电场项目

（一）具体建设内容

根据《福建省发展和改革委员会关于莆田潘宅风电场项目核准的复函》（闽发改网能源函[2015]258 号）及《福能埭头（莆田）风力发电有限公司关于莆田潘宅风电场建设机型变更的报告》（埭头风电综字[2017]5 号），主要建设内容包括 34 台 2.5 MW 级风力发电机组，总容量 85MW。

（二）具体投资数额安排明细及投资数额的测算依据和测算过程

莆田潘宅风电场项目总投资额为 70,835.64 万元，其中项目静态总投资为 70,580.64 万元。根据福建省永福电力设计股份有限公司出具的《莆田潘宅风电场可行性研究报告》，项目投资构成具体如下：

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	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	4,104.54	-	4,104.54	5.79%
1	其他施工辅助工程	-	1,054.54	-	1,054.54	
2	大蚶山 220kV 升压站分摊部分静态投资	-	3,050.00	-	3,050.00	
二	设备及安装工程	46,879.32	3,091.83	-	49,971.15	70.54%
1	发电设备及安装工程	45,302.17	2,559.03	-	47,861.20	
2	升压变电设备及安装工程	1,287.35	64.17	-	1,351.52	
3	控制保护设备及安装工程	168.94	288.44	-	457.38	
4	其他设备及安装工程	120.86	180.19	-	301.05	
三	建筑工程	-	6,957.32	-	6,957.32	9.82%
1	发电场工程	-	3,528.04	-	3,528.04	
2	交通工程	-	3,033.21	-	3,033.21	
3	其他工程	-	396.07	-	396.07	
四	其他费用	-	-	8,850.17	8,850.17	12.49%
1	项目建设用地费	-	-	4,846.54	4,846.54	
2	项目建设管理费	-	-	2,903.77	2,903.77	
3	生产准备费	-	-	461.93	461.93	
4	勘察设计费	-	-	580.00	580.00	
5	其他税费	-	-	57.93	57.93	
五	基本预备费	-	-	-	697.47	0.98%
	工程静态投资合计	-	-	-	70,580.64	99.64%
六	铺底流动资金	-	-	-	255.00	0.36%
	工程总投资	46,879.32	14,153.69	8,850.17	70,835.64	100.00%

本项目的工程项目、费用性质划分及取费标准依据《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2011）、《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2011）和《风电场工程勘测设计收费标准》（NB/T32007-2011）编制，相关材料及设备参考编制报告时点的市场价格。测算过程具体分析如下：

1、设备购置费

本项目设备购置费合计 46,879.32 万元，主要设备包括 34 台 2,500kW 风电设备（包含风电机组、塔筒、机组变电站及集成电缆线路）及 1 台 SFZ11-120000/220 主变压器，其中发电设备具体明细如下：

编号	名称及规格	合计（万元）
一	发电设备	45,302.17
1	风电机组	39,334.60
2	塔筒（架）	5,296.10
3	机组变电站	652.47
4	集电电缆线路	19.00
二	升压变电设备	1,287.35
1	主变压器系统	537.70
2	220kV 配电装置设备系统	172.23
3	35kV 配电装置设备系统	289.96
4	无功补偿系统	285.98
5	升压站用电系统	1.48
三	控制保护设备及	168.94
四	其他设备	120.86

注：①风力发电机组采用 2,500kW/台（含运输至现场的费用）按 1,150 万元/台（4,600 元/kW）计入，塔架按照 0.95 万元/吨计入（现场交货价），综合运杂费按设备费的 0.60%计入；② 220kV 主变压器按 500 万元/台计入，配套其他设备按国内价格水平估列，运杂综合费率按 5.92%计入。

2、建安工程费

本项目建安工程费合计 14,153.69 万元，主要为购置设备的安装费用及风电场、道路、辅助工程的建造费用。建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润、税金组成，其中直接费包括直接工程费和措施费，直接工程费=人工费+材料费+施工机械使用费。本项目建安工程相关费率标准如下：

序号	工程类别	措施费		间接费	
		计算基数	费率	计算基数	费率
1	土方工程	人工费+机械费	12.48%	人工费+机械费	23.18%
2	石方工程	人工费+机械费		人工费+机械费	21.72%
3	混凝土工程	人工费+机械费		人工费+机械费	43.74%
4	钢筋工程	人工费+机械费		人工费+机械费	40.88%
5	基础处理工程	人工费+机械费		人工费+机械费	31.54%
6	砌体砌筑工程	人工费+机械费		人工费+机械费	34.02%
7	机组、塔筒设备	人工费+机械费	6.43%	人工费	111%
8	线路工程	人工费+机械费	11.04%	人工费	

9	其他设备	人工费+机械费	9.56%	人工费	
---	------	---------	-------	-----	--

3、其他费用

本项目的其他费用合计 8,850.17 万元，包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计及税费。

编号	工程或费用名称	单位	费率/数量	计算基数(万元)	合计(万元)
一	项目建设用地费	-	-	-	4,846.54
1	建设用地费	-	-	-	4,846.54
1.1	土地征用费	亩	26.98	20.00	539.58
1.2	临时用地租用费	亩	320.28	3.50	1,120.98
1.3	林业资源补偿费	项	1.00	3,185.98	3,185.98
二	项目建设管理费	-	-	-	2,903.77
1	工程前期费	%	1.00	57,983.01	579.83
2	工程建设管理费	%	1.45	57,983.01	840.75
3	工程建设监理费	%	0.47	57,983.01	272.52
4	项目咨询服务费	-	-	-	329.33
4.1	基本咨询服务费	%	0.43	57,983.01	249.33
4.2	专项专题报告编制费	项	1.00	80.00	80.00
5	项目技术经济评审费	%	0.41	57,983.01	237.73
6	项目验收费	%	0.61	57,983.01	353.70
7	工程保险费	%	0.50	57,983.01	289.92
三	生产准备费	-	-	-	461.93
1	生产人员培训及提前进厂费	%	1.02	11,103.69	113.26
2	管理用具购置费	%	0.58	11,103.69	64.40
3	工器具及生产家具购置费	%	0.28	46,879.32	131.26
4	备品备件购置费	%	0.30	46,879.32	140.64
5	联合试运转费	%	0.40	3,091.83	12.37
四	勘察设计费	项	1.00	580.00	580.00
五	其他税费	-	-	-	57.93
1	水土保持补偿费	项	1.00	57.93	57.93

注：①用地费用：永久征地暂按 20 万元/亩（含青苗赔偿），风机施工及安装场地临时用地按 3.5 万元/亩计列；②项目建设管理费：按照《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》参考行业惯常比例计算；③勘测设计费：按国家计委、建设部计价格【2002】10 号文颁布的《工程勘察设计收费管理规定》及国家能源局发布的《风电场勘察设计收费标准》(NB/T 31007-2011)计算确定。

（三）募集资金投入部分对应的项目及各项投资构成是否属于资本性支出

单位：万元

序号	项目名称	资本性支出	非资本性支出	合计
一	工程静态总投资	-	-	-
1	施工辅助工程	4,104.54	-	4,104.45
2	设备及安装工程	49,971.15	-	49,971.15
3	建筑工程	6,957.32	-	6,957.32
4	其他费用	-	-	-
4.1	生产准备费	-	461.93	461.93
4.2	生产准备费外其他费用	8,388.24	-	8,388.24
5	基本预备费	-	697.47	697.47
二	铺底流动资金	-	255.00	255.00
三	总投资	69,421.25	1,414.40	70,835.65
四	可转债董事会决议日前已投资金额	4,760.19	-	4,760.19
五	拟使用募集资金	62,500.00	-	62,500.00

由上表可知，本项目拟使用募集资金 62,500.00 万元全部用于可转债董事会决议日后之项目资本性支出。

（四）本次募投项目的募集资金使用和项目建设的进度安排。

截至本次可转债董事会召开日，项目已完成场内部分道路建设及部分风机平台的清表、平整工作。根据工程所处区域的水文气象、地形地质和交通条件，结合工程的具体情况，租用两套起吊设备安装考虑，项目后续建设进度具体安排如下：

2018 年 4 月底完成其中 30 台风机安装平台的平整工作；2018 年底完成全部 34 台风机基础浇筑工作，并完成风机吊安装 25 台，争取实现首批风机并网发电；2019 年内完成全部风机吊安装工作，实现全部风机并网发电。

公司将在募集资金到账后，根据项目建设的进度安排，使用募集资金进行投入，并以募集资金置换可转债董事会决议日后项目已投入的资金。

四、莆田平海湾海上风电场 F 区项目

（一）具体建设内容

根据《福建省发展和改革委员会关于莆田平海湾海上风电场 F 区项目核准的复函》（闽发改网能源函[2017]58 号），主要建设内容为装机总量 200MW 的海上风电场项目，同时建设 1 座 220kV 陆上升压站。

（二）具体投资数额安排明细及投资数额的测算依据和测算过程

莆田平海湾海上风电场 F 区项目总投资额为 368,363.40 万元，其中项目静态总投资为 354,440.40 万元。根据福建省水利水电勘探设计研究院出具的《莆田平海湾海上风电场 F 区项目可行性研究报告》，项目静态投资构成具体如下：

单位：万元

序号	项目名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计	占总投资比例
一	施工辅助工程	-	18,368.67	-	18,368.67	4.99%
1	施工交通工程	-	10,633.50	-	10,633.50	-
2	大型船舶（机械）进出场费	-	2,019.29	-	2,019.29	-
3	风电设备组（安）装场工程	-	180.00	-	180.00	-
4	施工供电工程	-	105.00	-	105.00	-
5	施工供水工程	-	66.00	-	66.00	-
6	特殊专用工器具	-	100.00	-	100.00	-
7	其他施工辅助工程	-	5,264.88	-	5,264.88	-
二	设备及安装工程	186,829.63	26,947.75	-	213,777.38	58.03%
1	发电场设备及安装工程	178,783.1	26,188.05	-	204,971.15	-
2	升压变电设备及安装工程	3,132.72	347.53	-	3,480.25	-
3	控制保护设备及安装工程	872.41	186.15	-	1,058.56	-
4	其他设备及安装工程	4,041.40	226.02	-	4,267.42	-
三	建筑工程	-	68,147.54	-	68,147.54	18.50%
1	发电场工程	-	63,893.17	-	63,893.17	-
2	升压变电站工程	-	254.23	-	254.23	-
3	房屋建筑工程	-	2,494.14	-	2,494.14	-
4	交通工程	-	300.00	-	300.00	-
5	其他工程	-	1,206.00	-	1,206.00	-
四	其他费用	-	-	37,268.70	37,268.70	10.12%
1	项目建设用海（地）费	-	-	13,659.40	13,659.40	-
2	项目建设管理费	-	-	10,643.47	10,643.47	-

3	生产准备费	-	-	1,101.61	1,101.61	-
4	科研勘察设计费	-	-	11,261.32	11,261.32	-
5	其他税费	-	-	602.90	602.90	-
五	基本预备费	-	-	-	16,878.11	4.58%
	工程静态投资合计	-	-	-	354,440.40	96.22%
六	建设期利息	-	-	-	12,923.00	3.51%
七	铺底流动资金	-	-	-	1,000.00	0.27%
	工程总投资	186,829.63	113,463.96	37,268.70	368,363.40	100.00%

本项目的工程项目、费用性质划分及取费标准依据《海上风电场工程可行性研究报告编制规程》（NB/T31032-2012）、《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31009-2011）、《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2011）、《关于建筑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（可再生定额（2016）32号）、《海上风电场工程概算定额》（NB/T31008-2011）、《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2011）和《风电场工程勘测设计收费标准》（NB/T31007-2011）编制，相关材料及设备参考编制报告时点的市场价格。测算过程具体分析如下：

1、设备购置费

本项目设备购置费合计 186,829.63 万元，主要设备包括合计 200MW 风电设备（包含风电机组、塔筒、机组变电站及集成电缆线路）及 1 台 SFZ11-120000/220 主变压器，其中发电设备具体明细如下：

序号	名称及规格	合计（万元）
一	发电场设备	178,783.10
1	风电机组	160,960.00
2	塔筒（架）	13,396.70
3	机组变电站	4,426.40
二	升压变电站设备	3,132.72
1	主变压器系统	786.19
2	配电装置设备系统	831.49
3	无功补偿系统	944.28
4	升压站用电系统	570.76
三	控制保护设备	872.41
1	监控系统	445.91
2	直流系统	137.97

3	通信系统	215.09
4	远动自动控制及电量计量系统	73.44
四	其他设备	4,041.40
1	采暖通风和空调系统	20.00
2	消防系统	50.00
3	劳动安全与工业卫生设备	200.00
4	安全监测设备	600.00
5	环境与水土保持设备	148.40
6	生产船舶	1,000.00
7	生产车辆	90.00
8	航标工程设备	83.00
9	航空警示设备	20.00
10	风功率预测系统	450.00
11	国家风电信息时时上报系统	80.00
12	海上风电建设及运维管理系统	800.00
13	接入系统配套设备	150.00
14	电工试验设备	50.00
15	自动气象站	300.00

注：①风力发电机组根据现行市场价格 8,000 元/kW（全套主机包括机组变压器及环网柜，齿轮箱、控制系统、调向系统、液压系统、主轴、机舱、轮毂及桨叶等；中央监控系统、备品备件、专用工具、技术服务费及每套风力发电机组的包装运输及保险费用均包含在内），塔架 1 万元/吨，220kV 主变压器按 780 万元/台计入，综合运杂费 0.6%。②配套其他设备按国内价格水平估列，运杂综合费率按 4.92%计入。

2、建安工程费

本项目建安工程费合计 113,463.96 万元，主要为购置设备的安装费用及海上风电场、陆上道路、辅助工程的建造费用。建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润、税金组成，其中直接费包括直接工程费和措施费，直接工程费=人工费+材料费+施工机械使用费。本项目建安工程相关费率标准如下：

（1）陆上工程

序号	工程类别	措施费		间接费	
		计算基数	费率	计算基数	费率
1	土方工程	人工费+机械费	12.48%	人工费+机械费	23.18%
2	石方工程	人工费+机械费		人工费+机械费	21.72%
3	混凝土工程	人工费+机械费		人工费+机械费	43.74%
4	钢筋工程	人工费+机械费		人工费+机械费	40.88%
5	基础处理工程	人工费+机械费		人工费+机械费	31.54%
6	砌体砌筑工程	人工费+机械费		人工费+机械费	34.02%

7	机组、塔筒设备	人工费+机械费	6.43%	人工费	111%
8	线路工程	人工费+机械费	11.04%	人工费	
9	其他设备	人工费+机械费	9.56%	人工费	

(2) 海上工程

序号	工程类别	措施费		间接费	
		计算基数	费率	计算基数	费率
1	安装工程	人工费+机械费	6.43%	人工费+机械费	12.66%
2	建筑工程	人工费+机械费	5.99%	人工费+机械费	15.42%

3、其他费用

本项目的其他费用合计 37,268.70 万元，包括项目建设用地费、项目建设管理费、生产准备费、勘察设计及税费。其计算依据是《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

序号	工程或费用名称	单位	数量/计算基数	费率或单价	合价 (万元)
—	项目建设用海（地）费（不含预备费）	-	-	-	13,659.40
1	用地用海征迁补偿	-	-	-	12,600.90
1.1	风机基础补偿费	-	-	-	253.7
1.2	海底电缆	-	-	-	487.3
1.3	220kV 升压变电站	-	-	-	76.7
1.4	升压站进场道路	-	-	-	29.3
1.5	陆上电缆	-	-	-	29.2
1.6	临时工程	-	-	-	11724.8
2	独立费用	-	-	-	1,058.5
二	项目建设管理费	-	-	-	10,643.47
1	工程前期费	项	1	1,500.00 万元	1,500.00
2	工程建设管理费	万元	300,293.59	1.17%	3,526.47
3	工程建设监理费	万元	300,293.59	0.29%	877.81
4	项目咨询服务费	-	-	-	2,375.15
5	项目基本咨询服务费	万元	300,293.59	0.12%	375.15

6	专项专题报告编制费	项	1	2,000.00 万元	2,000.00
7	项目技术经济评审费	万元	300,293.59	0.15%	442.60
8	项目验收费	万元	300,293.59	0.19%	570.12
9	工程保险费	万元	300,293.59	0.45%	1,351.32
三	生产准备费	-	-	-	1,101.61
1	生产人员培训及提前进厂费	万元	113,463.96	0.12%	132.34
2	管理用具购置费	万元	113,463.96	0.07%	75.61
3	工器具及生产家具购置费	万元	186,829.63	0.12%	225.38
4	备品备件购置费	万元	186,829.63	0.3%	560.49
5	联合试运转费	万元	26,947.75	0.4%	107.79
四	科研勘察设计费	-	-	-	11,261.32
1	科研试验费	万元	113,463.96	0.5%	567.32
2	工程勘察收费	项	1	4,410.00 万元	4,410.00
3	工程设计收费	项	1	6,284.00 万元	6,284.00
五	其他	-	-	-	602.90
1	海洋生态补偿金	项	1	600.00 万元	600.00
2	水土保持设施补偿费	项	1	2.90 万元	2.90

注：①用地用海费用：参照当地土地征迁补偿、福建海域使用补偿标准进行确定，经测算统计的征迁范围为工程建设永久征海面积 2,201 亩(含风机基础、海底电缆管道及透水构筑物)，其中征收有养殖水面 733.7 亩；施工影响用海面积 29238 亩，其中影响有养殖面积 14,619 亩；陆上项目永久征收土地面积 33.9 亩，施工临时用地面积 7.5 亩；②项目建设管理费：参照《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T31009-2011)；③勘测设计费：按国家计委、建设部计价格【2002】10 号文颁布的《工程勘察设计收费管理规定》及国家能源局发布的《风电场勘察设计收费标准》(NB/T 31007-2011)计算确定。

4、建设期利息及测算过程

本次项目在做投资规模测算时，假设项目公司投入资本金为 12 亿元，项目投资所需剩余资金来自银行贷款或股东借款，银行贷款利率按照中国人民银行最新公布的贷款利率，据此计算项目建设期利息合计约为 12,923.00 万元。

(三) 募集资金投入部分对应的项目及各项投资构成是否属于资本性支出

单位：万元

序号	项目名称	资本性支出	非资本性支出	合计
一	工程静态总投资	-	-	-
1	施工辅助工程	18,368.67	-	18,368.67
2	设备及安装工程	213,777.38	-	213,777.38
3	建筑工程	68,147.54	-	68,147.54
4	其他费用	-	-	-
4.1	生产准备费	-	1101.61	1101.61
4.2	生产准备费外其他费用	36,167.09	-	36,167.09
5	基本预备费	-	16,878.11	16,878.11
二	建设期利息		12,923.00	12,923.00
三	铺底流动资金	-	1,000.00	1,000.00
四	总投资	336,460.68	31,902.72	368,363.40
五	可转债董事会决议日前已投资金额	11,627.85	-	11,627.85
五	拟使用募集资金	197,700.00	-	197,700.00

由上表可知，本项目拟使用募集资金 197,700.00 万元全部用于可转债董事会决议日后之项目资本性支出。

（四）本次募投项目的募集资金使用和项目建设的进度安排。

截至本次可转债董事会召开日，项目正在进行该项目海域补偿、样机试桩等前期准备工作。根据工程所处区域的水文气象、地形地质和交通条件，结合工程的具体情况，后续建设进度安排如下：

2018 年 6 月底前完成工程准备工作，主要有施工码头场地租用、场内外道路、水电系统、砼拌和系统和施工临时房屋的修建； 2019 年 3 月前风力发电机组的基础施工工作； 2019 年 12 月前完成第一批 20 台风机整机机组的安装工作及陆上升压站的施工工作并争取实现并网发电； 2020 年底完成剩下风机整机机组的安装工作并实现全部并网发电。

公司将在募集资金到账后，根据项目建设的进度安排，使用募集资金进行投入，并以募集资金置换可转债董事会决议日后项目已投入资金。

问题 1-2：截至本次发行董事会决议日前，各募投项目建设进展、募集资金使用进度安排、已投资金额等情况，并请说明本次募集资金是否会用于置换董事会决议日前已投资金额。

回复：

一、永春外山风电场项目

本次可转债发行预案董事会决议日前，项目公司实施了募投项目可行性研究、地质勘测、批文申请、场内道路施工和部分风机基础开挖、浇筑工程等工作，累计投入 7,931.49 万元，全部为资本性支出。本次募集资金不置换可转债董事会决议日前项目已投入资金。

二、南安洋坪风电场项目

本次可转债发行预案董事会决议日前，项目公司实施了募投项目可行性研究、地质勘测、批文申请、场内道路施工和部分风机基础开挖、浇筑工程等工作，累计投入 5,264.98 万元，其中资本性支出 5,193.31 万元。本次募集资金不置换可转债董事会决议日前项目已投入资金。

三、莆田潘宅风电场项目

本次可转债发行预案董事会决议日前，项目公司实施了募投项目可行性研究、地质勘测、批文申请、场内道路施工和部分风机基础开挖等工作，累计投入 4,760.19 万元，全部为资本性支出。本次募集资金不置换可转债董事会决议日前项目已投入资金。

四、莆田平海湾海上风电场 F 区项目

本次可转债发行预案董事会决议日前，项目公司实施了募投项目可行性研究、地质海洋勘测、批文申请、海域使用补偿、样机试桩等工作，累计投入 11,627.85 万元，全部为资本性支出。本次募集资金不置换可转债董事会决议前项目已投入资金。

问题 1-3：结合现有风电场运营情况、报告期内相关业务主要运营数据及收入情况、除本次募投外已公告拟投资的风电场运营规模、当地用电需求等情况说

明募项目投资规模确定的合理性及必要性，并结合风电场造价可比市场价格、前募项目建造成本，说明本次募集资金是否超过项目需要量。

回复：

一、募项目投资规模确定的合理性及必要性

（一）公司现有风电场近三年运营情况及已公告核准拟投资风电场运营规模

本公司的风电业务主要由晋江气电、福能新能源及其子公司负责建设及运营。目前福建地区不存在弃风限电现象，公司风电场发电量可全额并网消纳。截至2017年12月31日，公司正在运营的陆上风电场共16个，其中莆田地区9个风电场项目，漳州地区5个风电场项目，泉州地区2个风电场项目，除本次募投项目外暂无已公告核准拟投资的风电场项目，具体如下：

序号	项目名称	地区	装机容量 (单位:MW)	发电量 (单位:万千瓦时)			上网电量 (单位:万千瓦时)		
				2017 年	2016 年	2015 年	2017 年	2016 年	2015 年
1	石城风电场	莆田	54	18,960.97	16,257.83	18,356.80	18,579.22	15,913.79	18,005.50
2	石井风电场	莆田	54	15,648.64	13,493.23	14,038.26	15,329.34	13,226.84	13,797.35
3	东峤风电场	莆田	48	10,398.75	10,376.03	10,995.73	10,188.98	10,191.02	10,843.83
4	后海一期风电场	莆田	48	12,686.17	11,761.55	11,582.72	12,425.13	11,517.57	11,344.89
5	后海二期风电场	莆田	48	13,169.57	12,037.07	11,695.90	12,923.23	11,804.27	11,470.44
6	隆教风电场	漳州	48	11,478.50	11,201.87	11,686.40	11,287.79	10,990.60	11,506.63
7	黄坑发电场	漳州	40	9,275.72	9,109.60	9,108.38	9,094.42	8,906.87	8,938.70
8	草山风电场	莆田	34.5	7,488.00	7,654.65	7,414.09	7,127.67	7,260.77	6,982.64
9	石城二期风电场	莆田	34	15,210.57	13,586.44	14,939.67	14,987.94	13,365.04	14,660.79
10	金井风电场	泉州	32	8,897.01	7,405.51	9,010.12	8,594.50	7,159.07	8,737.86
11	小岞风电场	泉州	12	4,709.53	4,133.71	4,484.89	4,594.03	4,030.39	4,378.51
12	新村风电场	漳州	48	10,499.24	10,074.54	1,284.32	10,281.56	9,814.49	1,233.50
13	大蚶山风电场	莆田	48	19,415.69	16,015.80	11,302.45	19,126.16	15,725.68	11,111.42
14	新厝风电场	漳州	47.5	8,003.77	4,618.05	-	7,857.20	4,509.07	-
15	石塘风电场	莆田	48	18,881.14	5,719.91	-	18,479.63	5,601.59	-
16	港尾风电场	漳州	40 (部分投产)	3,656.98	1,007.39	-	3,596.33	981.02	-

(二) 报告期内公司风电业务经营数据情况

类型	2017 年度	2016 年度	2015 年度	2014 年度
上网电量（亿千瓦时）	18.45	15.10	13.30	11.38
销售收入（亿元）	9.54	7.72	6.79	5.92
毛利率（%）	67.63	63.07	65.39	65.66

(三) 募投项目所处区域近三年用电需求情况

单位：亿千瓦时

地区	2017 年		2016 年		2015 年	
	全社会用电量	增长	全社会用电量	增长	全社会用电量	增长
福建省	2,112.7	7.3%	1,968.6	6.3%	1,851.9	-0.2%
其中：泉州	470.4	7.2%	438.8	3.8%	422.7	-0.9%
莆田	94.5	11.3%	84.9	7.2%	79.2	0.2%

(四) 本次募投项目投资规模的合理性及必要性

1、本次募投项目符合国家产业政策

本次募投项目属于可再生能源发电项目，符合国家产业政策，为福建省重点建设项目。

2018 年全国能源工作会议指出：聚焦绿色发展，着力解决清洁能源消纳问题，着力推进能源结构调整战略工程，统筹推进煤炭清洁高效利用，大力推进能源清洁发展水平。

2016 年 11 月，国家能源局公布的《风电发展“十三五”规划》中指出：海上风电规划目标为 5GW，并且将总量目标拆解至各省份并网目标，其中重点推动江苏、浙江、福建、广东等四省的海上风电建设。

近年来，国家能源委员会、国家发改委、能源局等机构和部门高度重视风力发电的消纳和利用，要求大力加强风电配套电网建设和风电并网服务工作，先后出台了一系列政策，有力地支持了风电行业发展。2015 年 11 月 25 日，国家能源局发布《国家能源局关于印发〈国家能源局派出机构权利和责任清单（试行）〉的通知》（国能法改[2015]425 号），其中明确了“对未全额收购可再生能源的处罚”。2016 年 3 月 24 日，国家能源局发布《可再生能源电力全额保障性收购管理办法》，通过落实可再生能源优先发电制度，结合市场竞争机制，实现可再生

能源发电的全额保障性收购。电力体制的改革及以上新政策及机制将有利于解决风电行业“弃风限电”问题，为风力发电企业的经济效益提供有力保障。目前福建地区风力发电由国网福建省电力有限公司全额消纳，未发生“弃风限电”情况。

2、福建区域可再生能源发电潜力较大

本次募投的 4 个风电场项目均位于福建省内。福建位于 21 世纪海上丝绸之路核心区，列入我国第二批自由贸易试验区试点，未来将保持较高的经济增长速度和社会用电需求。福建省地处我国东南沿海，一次能源贫乏；省内水力资源可规模开发的项目很少；台湾海峡独特的“狭管效应”赋予了福建地区优越的风力资源，2017 年福建省风电平均利用小时数已达到 2,756 小时，远高于全国平均利用小时数。

（1）福建为风电 IV 类资源区，无弃风限电

2017 年末福建省风电装机容量 252 万千瓦，约占 2017 年末福建省总装机规模的 4.57%，远低于全国风电装机容量占比 9.2%；2017 年福建风电、光伏发电量 51.7 亿千瓦时，约占全省总发电量 2.58%，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。

（2）福建“十三五”规划风电新增装机规模较大

“十三五”期间，福建省将加快发展可再生能源。2016 年 10 月，福建省政府发布的《福建省“十三五”能源发展专项规划》中指出：稳步推动陆上风电开发和管理，“十三五”投产陆上风电装机 150 万千瓦左右，至 2020 年全省陆上风电装机目标达 300 万千瓦以上。积极推动海上风电建设，重点推进莆田平海湾、福州兴化湾、平潭岛周边等资源较好地区的海上风电项目开发，“十三五”建成海上风电 200 万千瓦以上。截至 2017 年底，福建省风电装机规模为 252 万千瓦，远低于福建省“十三五”能源发展专项规划中的装机目标，发展潜力较大。

2017 年 3 月 2 日，国家能源局复函同意《福建省海上风电规划》（国能新能[2017]61 号），同意福建省海上风电规划总规模 1,330 万千瓦，包括福州、漳州、莆田、宁德、平潭所辖海域 17 个风电场。到 2020 年底，福建省海上风电规模要

达到 200 万千瓦以上，到 2030 年底要达到 500 万千瓦以上。2017 年 7 月 19 日，国家能源局《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能发新能[2017]31 号），明确福建 2017-2020 年新增建设风电规模 350 万千瓦。

3、公司具有风电运营管理优势

公司在风电领域经过多年的积累，建立了资源勘测、风电场建设、风机运行和生产运维等方面的经验优势、技术优势及从事风电行业的优秀管理团队，能够保证本次募投的 4 个风电场项目顺利运营。

4、本次募投项目投产后经济效益较好

公司风电业务盈利能力较强，本次募投项目均为风电场项目，所处区域经济较为发达，用电需求旺盛，四个风电场全部投产后，预计可增加发电量约 10.28 亿千瓦时，远低于近两年福建省新增全社会用电需求量。公司本次募投风电场项目符合公司发展战略，投产后经济效益较好，可进一步提升公司经营业绩。

综上，本次募投项目的投资规模具有合理性和必要性。

二、本次募集资金不超过项目需要量

（一）2016年-2017年福建区域可比风电场建造成本市场价格情况

序号	类型	风电场	装机规模	总投资 (单位：万元)	单位建造成本 (单位：元/kW)
1	陆上风 电场	平潭青峰二期风电场	72MW	57,444	7,978.33
2		尤溪汤川风电场	48MW	42,899	8,937.29
3		大田武陵风电场	48MW	41,740	8,695.83
4		武平出米岩风电场	50MW	45,231	9,046.20
5		长汀红山风电场	46MW	41,706	9,066.52
6		连城天子壁风电场	50MW	45,113	9,022.60
7		龙岩茫荡洋风电场二期	6MW	5,981	9,968.33
8		闽清上莲风电场	48MW	41,303	8,604.79
9		屏南灵峰风电场	40MW	36,285	9,071.25
10		屏南东峰尖风电场	48MW	43,081	8,975.21
11		建宁甘家隘风电场	60MW	52,978	8,829.67
12		漳平大西岭风电场	39.6MW	33,021	8,338.64
13		永安贡川风电场	48MW	42,663	8,888.13
14		政和澄源风电场	48MW	41,449	8,635.21

15		建瓯筹岭风电场	48MW	44,809	9,335.21
16		宁德虎贝风电场项目	60MW	54,169.33	9,028.22
17		南安高崙山风电场	70MW	62,271	8,895.86
18		南安翔云风电场	48MW	40,994	8,540.42
19		龙岩茫荡洋风电场	38MW	37,502	9,868.95
20		闽清大湖仙风电场	30MW	30,115	10,038.33
21		漳平红尖山风电场	48MW	42,392	8,831.67
22		连城石壁山风电场	48.3MW	41,957	8,686.75
23		古田泮洋风电场二期	40MW	33,826	8,456.50
24		霞浦浮鹰岛风电场项目	48MW	51,665.80	10,763.71
25		福清王母山风电场项目	47.5MW	43,523.68	9,162.88
26		福清马头山风电场项目	47.5MW	45,033.63	9,480.76
27		福清大帽山风电场项目	40MW	39,097.00	9,774.25
		平均单位建造成本			8,998.73
1	海上风电场	福清兴化湾海上风电场二期	280MW	535,116	19,111.29
2		福清兴化湾海上风电场一期	77.4MW	182,579	23,589.02
3		平潭长江澳海上风电场	185MW	345,181	18,658.43
4		福清海坛海峡海上风电场	300MW	666,746	22,224.87
5		平潭大练海上风电场	300MW	609,334	20,311.13
6		莆田平海湾海上风电场二期	250MW	495,982	19,839.28
		平均单位建造成本			20,360.08

数据来源：福建省发展与改革委员会、中闽能源及闽东电力上市公司公告

（二）前募项目建设成本情况

序号	地区	风电场	装机规模	预算总投资额 (万元)	预算单位建造成本 (元/kW)	预计结算总投资额 (万元)	预计结算单位建造成本 (元/kW)
1	莆田市	大蚶山风电场	48MW	48,914	10,190.42	41,283	8,600.63
2		顶岩山风电场	48MW	47,259	9,845.63	-	-
3		石塘风电场	48MW	46,901	9,771.04	44,113	9,190.21
4		坪洋风电场	30MW	30,053	10,017.67	26,873	8,957.67
		平均单位建造成本			9,949.83		8,910.24
5	漳州龙海	新村风电场	48MW	43,194	8,998.75	36,053	7,511.04
6		新厝风电场	47.5MW	45,845	9,651.58	36,873	7,762.74
7		港尾风电场	40MW	40,071	10,017.75	-	-
		平均单位建造成本			9,528.41		7,636.23

注：由于前募项目尚未竣工结算，预计结算总投资额可能会与竣工结算后的实际总投资额存在一定差异。

截至本回复出具日，上述前次募投项目中，除莆田顶岩山风电场项目及龙海港尾风电场项目处于在建状态外，其余风电场项目已达预定可使用状态。莆田市的风电场项目所在区域地势较漳州龙海市的风电场项目所在区域地势更为复杂，施工难度较大，因此，莆田市的风电场项目单位建造成本高于漳州龙海市的风电场项目单位建造成本。

（三）本次募集资金28.30亿元未超过项目需要量

公司拟使用本次募集资金 28.30 亿元用于 4 个风电场项目，其投资具体情况如下：

序号	项目名称	装机规模	拟投资总额 (单位：万元)	单位建造成本 (单位：元/kW)	募集资金投资 额(单位：万元)
1	永春外山风电场项目	20MW	18,903.36	9,451.68	10,400.00
2	南安洋坪风电场项目	20MW	18,122.57	9,061.29	12,400.00
3	莆田潘宅风电场项目	85MW	70,835.64	8,333.60	62,500.00
4	莆田平海湾海上风电场F区项目	200MW	368,363.40	18,418.17	197,700.00
合计		325MW	476,224.97		283,000.00

本次 4 个募投项目的单位投资成本中，莆田潘宅风电场项目及莆田平海湾海上风电场 F 区项目单位建造成本低于 2016 年-2017 年可比市场单位建造成本及同区域前次募投项目预计结算单位建造成本金额。永春外山风电场项目及南安洋坪风电场项目两个规模较小的风电场项目单位建造成本略高于 2016 年-2017 年福建区域可比风电场单位建造成本及前募项目的预计结算单位建造成本，主要原因系两个风电场规模较小，单位分摊的成本较大。

另外，永春外山风电场项目及南安洋坪风电场项目通过招投标已与供应商签署了《风电机组及其附属设备合同》以及《塔筒采购合同》两份主要设备合同。经对比，永春外山风电场主要设备采购金额合计为 9,931.96 万元较投资明细中相关对应设备预计金额 9,887.02 万元增加 44.94 万元，误差占该部分实际金额的 0.45%；南安洋坪风电场项目主要设备采购金额合计为 9,968.11 万元较投资明细

中相关对应设备预计金额 9,887.02 万元增加 81.09 万元，误差占该部分实际金额的 0.81%。

根据本题之问题 1-2，本次可转债发行所募集资金全部投入于募投项目的资本化支出。结合本题之问题 1-1 之（二）“具体投资数额安排明细及投资数额的测算依据和测试过程”分析，本次募集资金数额测算谨慎合理。因此，募集资金数额未超过项目需要量。

问题 1-4：补充说明项目建成后的运营模式、盈利模式、目标客户，并结合目标客户、当地市场需求、前募项目运营情况等说明项目达产后的产能消化措施。

回复：

一、募投项目的运营模式、盈利模式及目标客户

（一）募投项目的运营模式

风电场的运营主要分为项目开发、项目建设、项目运营三个环节。在项目开发阶段，完成信息收集、选址与测风、项目评估、核准等项目开发工作；项目通过核准后，进入项目建设阶段，主要包括风机设备和电气设备的招标与采购、土地建设、设备安装等工作；项目建成投产，在项目运营阶段，由项目人员负责风电场的运行、维护和检修，并进行实时监控。

1、采购模式

募投项目主要利用风力发电，无需外购大量原材料。

2、生产模式

募投项目的主要生产模式是依靠风力发电机组，将风能转化为电能；通过场内集电线路、变电设备，将电能输送到电网上。

3、销售模式

募投项目的电力销售采用直接销售方式。依照国家政策和项目核准时的并网承诺，公司与当地电网公司签署购售电协议，将风电场所发电量并入指定的并网点，实现电量交割。其中电量计量由电网公司指定的计量装置按月确认，电价按照国家能源价格主管部门确定的区域电价。

（二）盈利模式

募投项目的实施主体为生产销售型发电企业，主要依靠风力发电机组设备，将风能转化为电能进行电力生产，通过与当地电网公司签署购售电合同进行电力销售，根据单位电量价格与供应的电量计算电力收入，扣除生产经营的各项成本费用后获得利润。

（三）目标客户

电力销售对象为国网福建省电力有限公司及其下属子公司。

二、产能消纳措施

本次募投 4 个项目均位于福建省，结合问题 1-3 之“一、募投项目投资规模确定的合理性及必要性”分析，由于福建省风能新能源的发电政策是全额消纳，不存在弃风限电情况，预计本次募投的 4 个风电场项目所发电量可直接在福建省电网内消纳。

问题 1-5：结合现有风电机组装机容量、平均等效满负荷年利用小时数及其波动情况、上网发电量及效益情况补充说明募投项目预计效益情况、测算依据、测算过程及合理性，并说明新增固定资产未来折旧情况及对公司业绩的影响。

回复：

一、募投项目预计效益情况、测算依据、测算过程

（一）永春外山风电场项目

募投项目效益测算主要依据《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》、原电力部颁发的电力工程经济评价实施细则、《风电场项目经济评价规范》（NB/T31085-2016）以及现行国家有关财、税法规及规定等文件。根据永春外山风电场项目可行性研究报告，募投项目效益测算过程如下所示：

1、收入测算

序号	项目名称（单位）	数值
1	装机容量（MW）	20
2	年上网电量（MWh）	46,570
3	年等效满负荷小时数（小时）	2,329

4	经营期平均电价（不含增值税）（元/kWh）	0.5214
5	经营期平均电价（含增值税）（元/kWh）	0.61
6	经营期平均年收入（不含增值税）（万元）	2,428.01

2、成本测算

单位：万元

序号	项目	投产后每年（万元）
1	折旧费	1,092.37
2	维修费	284.59
3	工资及福利	97.80
4	保险费	43.12
5	材料费	40.00
6	其他费用	80.00

注 1：折旧费至投产后第 15 年固定资产价值折旧完后便不再计提。

注 2：维修费由于投产后各时段费率不同，上表中取加权平均数。

本风电场总成本费用主要包括：折旧费、维修费、职工工资及福利费、保险费、材料费及其他费用，计算期 21 年，其中建设期按 1 年计算。

本项目折旧年限 15 年，残值率为 5%；

修理费=固定资产原值×修理费率，修理费率按投产后前两年 0.5%（质保期），3~10 年按 1.5%，10~20 年按 2.0%计算；

职工工资及福利费等=职工人均年工资×定员×（1+福利劳保费等提取率），人均年工资：6 万元；福利劳保系数：63%；

保险费=固定资产净值×保险费率，保险费率 0.25%；

其他费用=装机容量×其他费用定额，其他费用定额 40 元/kW

3、税金

（1）增值税及附加：电力工程缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税，其中：增值税为价外税，增值税率按照财政部和国家税务总局财税[2008]156 号“关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知”精神，对于增值税实行即征即退 50%的政策；附加税有城市维护建设税 5%、教育附加费 5%，以上附加税以增值税为基础征收。

(2) 所得税：所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电销售收入扣除成本和销售税金附加后的余额。根据新颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，所得税按照 25%征收，享受三免三减半政策。

(3) 盈余公积金：按所得税后利润的 10%计取，其中法定公积金为 10%，公益金依据财政部《财企〔2006〕67 号》文规定：从 2006 年 1 月 1 日起不再提取公益金。

4、经济效益

序号	项目名称(单位)	数值
1	销售收入总额(不含增值税)(万元)	48,560.17
2	总成本费用(万元)	27,295.84
3	销售税金附加总额(万元)	666.02
4	发电利润总额(万元)	23,928.42
5	年均净利润总额(万元)	949.73
6	全部投资内部收益率(所得税后)(%)	8.54
7	全部投资财务净现值(所得税后)(万元)	3,494.52

根据永春外山风电项目可研报告，按平均含税上网电价 0.61 元/千瓦时测算，项目投资税后财务内部收益率为 8.54%，项目具有较好的经济效益。

(二) 南安洋坪风电场项目

募投项目效益测算主要依据《建设项目经济评价方法与参数(第三版)》、原电力部颁发的电力工程经济评价实施细则、《风电场项目经济评价规范》(NB/T31085-2016)以及现行国家有关财、税法规及规定等文件。根据南安洋坪风电场项目可行性研究报告，募投项目效益测算过程如下所示：

1、收入测算

序号	项目名称(单位)	数值
1	装机容量(MW)	20
2	年上网电量(MWh)	43,140
3	年等效满负荷小时数(小时)	2,157
4	经营期平均电价(不含增值税)(元/kWh)	0.5214
5	经营期平均电价(含增值税)(元/kWh)	0.61
6	经营期平均年收入(不含增值税)(万元)	2,249.18

2、成本测算

序号	项目	投产后每年（万元）
1	折旧费	1,042.28
2	维修费	271.54
3	工资及福利费	48.90
4	保险费	41.14
5	材料费	40.00
6	其他费用	80.00

注 1：折旧费至投产后第 15 年固定资产价值折旧完后便不再计提。

注 2：维修费由于投产后各时段费率不同，上表中取加权平均数

本风电场总成本费用主要包括：折旧费、维修费、职工工资及福利费、保险费、材料费及其他费用，计算期 21 年，其中建设期按 1 年计算。

本项目折旧年限 15 年，残值率为 5%；

修理费=固定资产原值×修理费率，修理费率按投产后前两年 0.5%（质保期），3~10 年按 1.5%，10~20 年按 2.0%计算；

职工工资及福利费等=职工人均年工资×定员×（1+福利劳保费等提取率）；
人均年工资：6 万元；福利劳保系数：63%；

保险费=固定资产净值×保险费率，保险费率 0.25%；

其他费用=装机容量×其他费用定额，其他费用定额 40 元/kW

3、税金

（1）增值税及附加：电力工程缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税，其中：增值税为价外税，增值税率按照财政部和国家税务总局财税[2008]156 号“关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知”精神，对于增值税实行即征即退 50%的政策；附加税有城市维护建设税 5%、教育附加费 5%，以上附加税以增值税为基础征收。

（2）所得税：所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电销售收入扣除成本和销售税金附加后的余额。根据新颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，所得税按照 25%征收，享受三免三减半政策。

(3) 盈余公积金：按所得税后利润的 10%计取，其中法定公积金为 10%，公益金依据财政部《财企〔2006〕67 号》文规定：从 2006 年 1 月 1 日起不再提取公益金。

4、经济效益

序号	项目名称（单位）	数值
1	销售收入总额（不含增值税）（万元）	44,986.59
2	总成本费用（万元）	25,265.81
3	销售税金附加总额（万元）	604.12
4	发电利润总额（万元）	22,134.26
5	年均净利润（万元）	878.06
6	全部投资内部收益率（所得税后）（%）	8.28
7	全部投资财务净现值（所得税后）（万元）	2,992.60

根据南安洋坪风电项目可研报告，按平均含税上网电价 0.61 元/千瓦时测算，项目投资税后财务内部收益率为 8.28%，项目具有较好的经济效益。

（三）莆田潘宅风电场项目

募投项目效益测算主要依据《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》、原电力部颁发的电力工程经济评价实施细则、《风电场项目经济评价规范》（NB/T31085-2016）以及现行国家有关财、税法规及规定等文件。根据莆田潘宅风电场项目可行性研究报告，募投项目效益测算过程如下所示：

1、收入测算

序号	项目名称（单位）	数值
1	装机容量（MW）	85
2	年上网电量（MWh）	287,713
3	年等效满负荷小时数（小时）	3,385
4	经营期平均电价（不含增值税）（元/kWh）	0.5214
5	经营期平均电价（含增值税）（元/kWh）	0.61
6	经营期平均年收入（万元）	15,000.43

2、成本测算

序号	项目	投产后年均（万元）
1	折旧费	4,019.31
2	维修费	872.61
3	工资及福利费	119.00

4	保险费	158.66
5	材料费	212.50
6	其他费用	340.00

注 1：折旧费至投产后第 15 年固定资产价值折旧完后便不再计提。

注 2：维修费由于投产后各时段费率不同，上表中取加权平均数

本风电场总成本费用主要包括：折旧费、维修费、职工工资及福利费、保险费、材料费及其他费用，计算期 21 年，其中建设期按 1 年计算。

本项目折旧年限 15 年，残值率为 5%；

修理费=固定资产原值×修理费率，修理费率按投产后运营期 1 至 3 年（质保期内）为 0.5%；运营期 4 至 8 年为 1%；运营期 9 至 14 年为 1.5%；运营期 15 至 20 年 2.0%；

职工工资及福利费等=职工人均年工资×定员×（1+福利劳保费等提取率）；
人均年工资：7 万元；福利劳保系数：70%；

保险费=固定资产净值×保险费率，保险费率 0.25%；

其他费用=装机容量×其他费用定额，其他费用定额 40 元/kW

3、税金

（1）增值税及附加：电力工程缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税，其中：增值税为价外税，增值税率按照财政部和国家税务总局财税[2008]156 号“关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知”精神，对于增值税实行即征即退 50%的政策；附加税有城市维护建设税 5%、教育附加费 5%，以上附加税以增值税为基础征收。

（2）所得税：所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电销售收入扣除成本和销售税金附加后的余额。根据新颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，所得税按照 25%征收，享受三免三减半政策。

（3）盈余公积金：按所得税后利润的 10%计取，其中法定公积金为 10%，公益金依据财政部《财企〔2006〕67 号》文规定：从 2006 年 1 月 1 日起不再提取公益金。

4、经济效益

序号	项目名称（单位）	数值
1	销售收入总额（不含增值税）（万元）	300,008.53
2	总成本费用（万元）	94,344.96
3	销售税金附加总额（万元）	3,510.68
4	发电利润总额（万元）	224,094.65
5	年均净利润（万元）	8,973.62
6	全部投资内部收益率（所得税后）（%）	19.24
7	全部投资财务净现值（所得税后）（万元）	74,022.33

根据莆田潘宅风电项目可研报告，按平均含税上网电价 0.61 元/千瓦时测算，项目投资税后财务内部收益率为 19.24%，项目具有很好的经济效益。

（四）莆田平海湾海上风电场F区项目

募投项目效益测算主要依据《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》、原电力部颁发的电力工程经济评价实施细则、《风电场项目经济评价规范》（NB/T31085-2016）、以及现行国家有关财、税法规及规定等文件。根据莆田平海湾海上风电场 F 区项目可行性研究报告，募投项目效益测算过程如下所示：

1、收入测算

序号	项目名称（单位）	数值
1	装机容量（MW）	200
2	年上网电量（MWh）	650,170
3	年等效满负荷小时数（小时）	3,251
4	经营期平均电价（不含增值税）（元/kWh）	0.726
5	经营期平均电价（含增值税）（元/kWh）	0.85
6	经营期平均年收入（万元）	46,308.39

考虑到机组设计寿命为20年，特许期为30年，在机组运行满20年后，年上网电量按折减10%计算。

2、成本测算

序号	项目	完全投产后每年（万元）
1	折旧费	15,844.15
2	维修费	6,965.54
3	工资及福利费	1,141
4	保险费	1,668
5	材料费	800.00

6	海域使用金	103.67
7	其他费用	800.00

注 1：折旧费至投产后第 20 年固定资产价值折旧完后便不再计提。

注 2：维修费由于投产后各时段费率不同，上表中取加权平均数

本风电场总成本费用主要包括：折旧费、维修费、职工工资及福利费、保险费、材料费及其他费用，计算期 28 年，其中建设期按 3 年计算。

本项目折旧年限 20 年，残值率为 5%；

修理费=固定资产原值×修理费率，修理费率按投产后前三年 0.5%(质保期)，3~10 年取 1.5%、11~20 年取 2.5%、21~25 年取 3.0%；

职工工资及福利费等=职工人均年工资×定员×(1+福利劳保费等提取率)；
人均年工资：10 万元；福利劳保系数：63%；

保险费=固定资产净值×保险费率，保险费率 0.5%；

其他费用=装机容量×其他费用定额，其他费用定额 40 元/kW；

拆除费是项目运营结束后拆除海上用海设施及建筑物所需发生的费用，每台风电机组拆除费用按 300 万元估算（包含拆除废料的处理费）。

本项目风电机组基础海域使用面积 50.2 万 m²，海域使用金按 1.2 万元/公顷/年；海缆海域使用面积 96.5 万 m²，海域使用金按 0.45 万元/公顷/年。

正常经营期内利息支出包括为长期贷款利息、短期借款利息和流动金借款利息，当年利息计入生产成本。经营期内计入成本的贷款利息合计为 98131 万元。

3、税金

(1) 增值税及附加：电力工程缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税，其中：增值税为价外税，增值税率按照财政部和国家税务总局财税[2008]156 号“关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知”精神，对于增值税实行即征即退 50%的政策；附加税有城市维护建设税 5%、教育附加费 5%，以上附加税以增值税为基础征收。

(2) 所得税：所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电销售收入扣除成本和销售税金附加后的余额。根据新颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，所得税按照 25%征收，享受三免三减半政策。

(3) 盈余公积金：按所得税后利润的 10%计取，其中法定公积金为 10%，公益金依据财政部《财企〔2006〕67 号》文规定：从 2006 年 1 月 1 日起不再提取公益金。

4、经济效益

序号	项目名称(单位)	数值
1	销售收入总额(不含增值税)(万元)	1,180,864
2	总成本费用(万元)	719,652
3	销售税金附加总额(万元)	16,694
4	发电利润总额(万元)	527,990
5	年均净利润(万元)	16,115
6	全部投资内部收益率(所得税后)(%)	8.99
7	全部投资财务净现值(所得税后)(万元)	89,491

根据莆田平海湾海上风电场 F 区项目可研报告，按平均含税上网电价 0.85 元/千瓦时测算，项目投资财务内部收益率为 8.99%，项目具有较好的经济效益。

(五) 募投项目预计效益情况、测算依据、测算过程的合理性

2014 年-2017 年，公司风电业务运营情况如下：

科目	2017 年	2016 年	2015 年	2014 年
风机装机规模(万千瓦)	66.4	64.6	54.25	45.25
平均等效满负荷年利用小时数(小时)	2,837	2,631	2,763	2,793
上网发电量(亿千瓦时)	18.45	15.10	13.30	11.38
毛利率(%)	67.64	63.07	65.39	65.66

本次募投项目为三个陆上风电场项目及一个海上风电场项目，其上网发电量主要依据项目所在场址的风能资源评估及拟选用的风机机型并考虑一系列的折减因素后谨慎计算而来。其中风能主要依据项目所在场址内设立的测风塔检测数据并结合周边气象站的长期检测数据计算而来。

永春外山风电场项目与南安洋坪风电场项目处于同一区域，为泉州内陆地区，风能低于沿海区域。其效益测算时计算其等效满负荷年利用小时数分别为 2,329 小时和 2,157 小时，低于公司风电机组近三年平均等效满负荷年利用小时数。

莆田潘宅风电场项目位于莆田市，与莆田大蚶山风电场项目及莆田顶岩山风电场项目同处于莆田市埭头镇区域，风能资源丰富，莆田大蚶山风电场自投产以来的运营情况如下：

项目名称	装机容量 (MW)	上网电量 (亿千瓦时)			上网等效满负荷年利用小时数 (小时)			
		2017 年	2016 年	2015 年	2017 年	2016 年	2015 年	设计数据
莆田大蚶山风电场	48	1.91	1.57	1.11	3,985	3,276	2,314	3,379.8

注：计算上网等效满负荷年利用小时数时按照总装机容量进行折算，大蚶山风电场至 2016 年 4 月全部投产，故 2015 年、2016 年数据为非全投产口径数据。

莆田潘宅风电场项目效益测算时计算其上网等效满负荷年利用小时数约为 3,385 小时，与同区域的莆田大蚶山风电场项目设计上网等效满负荷年利用小时数较为一致，低于大蚶山风电场 2017 年全投产实际上网等效满负荷年利用小时数。此外，莆田潘宅风电场项目拟采用较先进的 2.5MW 风电机组，其在同等装机规模下，风能利用率高于采用 2MW 风电机组的大蚶山风电场。

莆田平海湾海上风电场 F 区项目为福能股份开发的首个海上风电项目，该项目位于莆田市秀屿区南日岛西南侧的平海湾区域，毗邻莆田石塘陆上风电场项目，莆田石塘陆上风电场自投产以来的运营情况如下：

项目名称	装机容量 (MW)	上网电量 (亿千瓦时)			上网等效满负荷年利用小时数 (小时)			
		2017 年	2016 年	2015 年	2017 年	2016 年	2015 年	设计数据
莆田石塘风电场	48	1.84	0.56	-	3,850	1,167	-	3,329

注：计算等效满负荷年利用小时数时按照总装机容量进行折算，莆田石塘风电场 2016 年 10 月全部建成投产，故 2016 年数据非全投产口径数据。

莆田平海湾海上风电场 F 区项目效益测算时其等效满负荷年利用小时数约为 3,251 小时，与该区域毗邻的陆上风电场莆田石塘风电场项目设计上网等效满负荷年利用小时数较为一致，低于石塘风电场项目 2017 年全投产实际上网等效满负荷年利用小时数。

综上，本次募投项目的预测效益情况、效益测算及效益依据具有合理性。

二、新增固定资产未来折旧情况及对公司业绩的影响

本次募投项目预计未来形成固定资产总额为 430,729.07 万元，参考《风电场项目经济评价规范》(NBT 31085-2016)，预计本次募投项目形成固定资产年折旧情况如下：

单位：万元；年

募投项目	资产原值	折旧年限	残值率	年折旧额
永春外山风电场	17,248.36	15	5%	1,092.37
南安洋坪风电场	16,456.57	15	5%	1,042.28
莆田潘宅风电场	63,462.74	15	5%	4,019.31
莆田平海湾海上风电场 F 区项目	333,561.40	20	5%	15,844.15
合计	430,729.07	-	-	21,997.78

募投项目完全投产后总成本费用最高年份的盈利情况如下：

单位：万元

项目	永春外山风电场	南安洋坪风电场	莆田潘宅风电场	莆田平海湾海上风电场 F 区	合计
营业收入	2,428.01	2,249.18	15,000.43	47,234.57	66,912.19
总成本费用	1,698.25	1,581.46	6,118.72	35,908.20	45,306.63
其中：折旧费用	1,092.37	1,042.28	4,019.31	15,844.15	21,998.11
利润总额	729.76	667.72	8,881.71	11,326.37	21,605.56

注：利润总额中不含增值税即征即退 50%的补贴收入。

本次募投项目均为风力发电项目，福建区域风电发电量可全额消纳，募投项目投产后即可实现盈利，增厚公司业绩，因此本次募投项目新增固定资产的折旧对于公司的业绩不存在不利影响。

【保荐机构核查意见】

保荐机构走访了拟实施募投项目的现场，查阅了相关募投项目立项发改委批复、相关文件及可行性研究报告，查阅了募投项目实施公司投资台账和相关重要凭证，查阅了福建地区风电发展的相关政策文件，以及同行业可比上市公司公告及可比同类项目的相关材料，并就上述情况与管理层及项目负责人进行访谈。

经核查，本保荐机构认为：本次募投项目投资数额的安排、测算依据和测算过程合理，募集资金投入部分所对应的投资项目属于资本性支出。本次募集资金使用进度安排合理，本次发行募投项目不存在董事会前的资金投入。报告期内公司风电场运营情况良好，本次募投项目的投资规模具有合理性及必要性，本次募集资金未超项目需要量。本次募投项目风电场建成后的运营模式、盈利模式及合作模式与公司现有业务及行业内现有模式相符，根据过往福建省的风电消纳情况，及未来福建省“十三五”风电规划拟建设的风电场规模目标来看，本次募投项目达产后的产能消化不存在实质性障碍。本次募投项目的效益测算符合风电业务的实际情况，测算过程及假设合理，未来募投项目新增固定资产的折旧对公司业绩影响不存在不利影响，总体而言募投项目风电场建成并网发电后，将增厚公司业绩。

重点问题2

申请人最近一期扣非归母净利润同比下降 34.76%，报告期各期，供电项目毛利率分别为 30.90%、31.61%、32.74%和 18.95%，最近一期毛利率大幅下滑。

请申请人：

(1)补充披露报告期各期各发电品种毛利率情况，结合当地电力行业情况、同行业上市公司情况、原材料价格波动、电价补贴等情况定量分析最近一期业绩及毛利率大幅下滑的原因及合理性。

(2)补充说明目前公司经营业绩是否已有改观，影响经营业绩下滑的主要因素是否消除，是否会对公司 2017 年及以后年度业绩产生重大不利影响。

(3)2017 年业绩快报说明本次发行是否符合《上市公司证券发行管理办法》第十四条第(一)项“最近三个会计年度加权平均净资产收益率平均不低于百分之六”的规定。

请保荐机构核查并发表意见。

问题 2-1：补充披露报告期各期各发电品种毛利率情况，结合当地电力行业情况、同行业上市公司情况、原材料价格波动、电价补贴等情况定量分析最近一期业绩及毛利率大幅下滑的原因及合理性。

回复：

一、补充披露报告期各发电品种毛利率情况

发行人已在《募集说明书》“第七节 管理层讨论与分析”之“二、公司盈利能力分析”之“(三)毛利构成及毛利率情况分析”之“(1)供电毛利率变动分析”中就各发电品种毛利率情况进行修改和补充披露如下：

“(1) 供电毛利率变动分析

报告期内，公司各发电品种毛利率情况如下表所示：

项目	2017 年度	2016 年度	2015 年度
燃煤发电	19.34%	37.98%	41.63%
燃气发电	4.86%	17.76%	15.90%
风力发电	67.63%	63.07%	65.39%

光伏发电	46.01%	-	-
供电毛利率	22.28%	32.74%	31.61%

2015-2016 年，公司供电毛利率稳中有升，分别为 31.61%、32.74%，2017 年下降至 22.28%，主要系燃煤发电业务和燃气发电业务毛利率下降所致。

1) 燃煤发电

2017 年公司燃煤发电业务毛利率较 2016 年减少 18.64 个百分点，主要系原材料成本上升所致。燃煤发电业务的主要原材料为煤炭，占燃煤发电业务成本的 70%以上。由于煤炭供给侧改革的持续推进，2017 年煤炭价格保持高位运转，公司原煤消耗平均不含税单价由 2016 年的 380.77 元/吨上涨至 513.60 元/吨，上涨幅度达 34.88%。

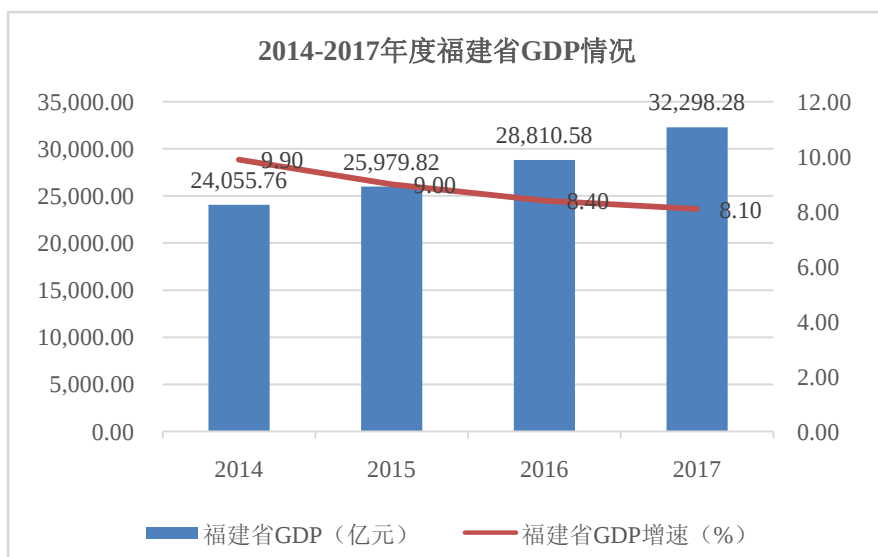
2) 燃气发电

2017 年公司燃气发电业务毛利率较 2016 年减少 12.90 个百分点，主要系原材料成本上升所致。燃气发电业务的生产成本主要系燃料成本，占燃气发电业务生产成本的 50%以上。2017 年公司液化天然气含税采购均价由 2016 年的 2.12 元/立方米上涨至 2.86 元/立方米，上涨幅度达 34.91%。”

二、福建地区电力行业情况及同行业上市公司情况

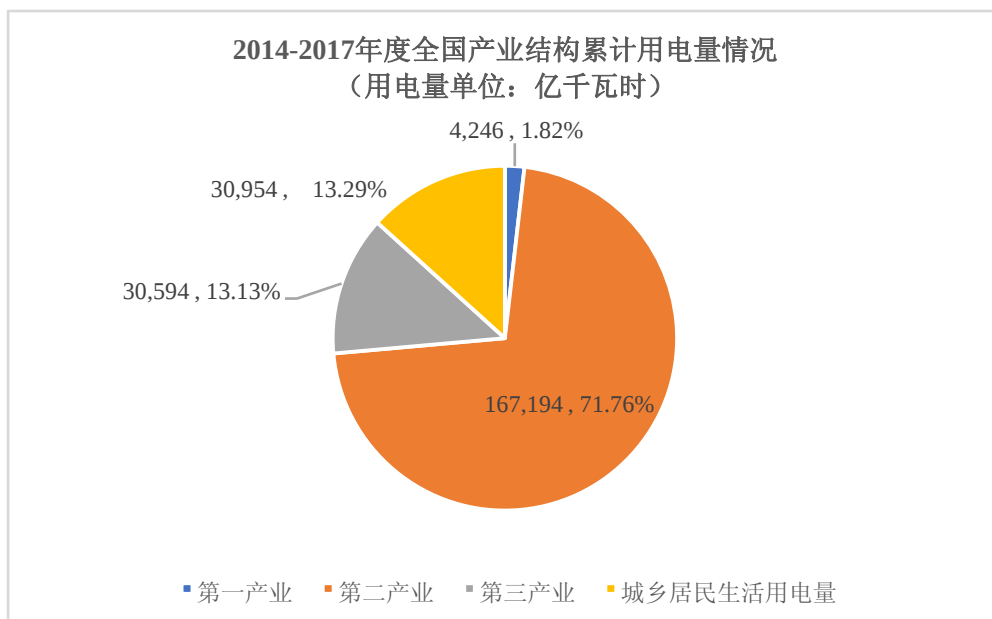
（一）福建地区电力行业情况

电力生产行业是关系国计民生的公用事业行业，是国民经济发展中最重要的基础能源产业之一，其发展与宏观经济走势密切相关。2014-2017 年，福建省 GDP 增长情况如下：



数据来源：Wind 资讯

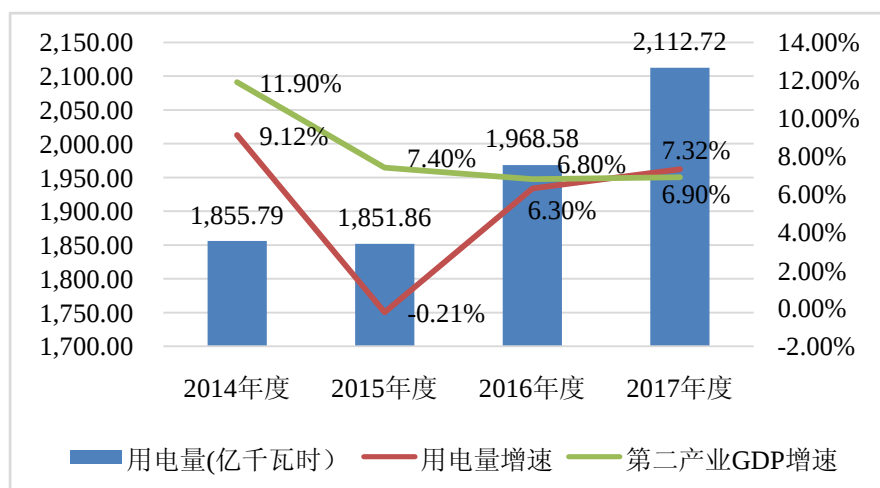
分产业结构来看，第二产业是我国电力消费的主力。2014-2017 年度，我国第二产业累计用电量占全社会累计用电量的比例为 71.76%，其中工业电力需求占比高达 98.25%。因此，第二产业的发展情况对我国社会用电量情况影响较大。



数据来源：Wind 资讯

2014-2017 年，福建省第二产业占 GDP 比重分别为 52.03%、50.29%、48.92% 和 48.83%，呈逐年下降的趋势。同时，福建省第二产业 GDP 增速也呈现放缓趋势，尤其是 2015 年第二产业 GDP 增速下降幅度较大，由 2014 年的 11.90% 下降至 7.40%，2015 年福建省用电量同比减少 0.21%。虽然全省经济增长承受压力，

但受益于国内经济总体稳中向好，同时福建省深入推进供给侧结构性改革，2016年以来全省经济实现了平稳健康地发展。2016年，福建省用电量回升，达到1,968.58亿千瓦时，同比增长6.30%；2017年，福建省用电量继续保持上升趋势，全年用电量为2,112.72亿千瓦时，同比增长7.32%。



数据来源：Wind 资讯

综上，2017年发行人主营业务收入、供电业务收入较上年均有所上升，近一期业绩下滑并非福建省宏观经济及电力行业等因素影响所致，主要原因为原材料价格上涨，具体分析详见本题回复“三、最近一期申请人业绩及毛利率大幅下滑的原因及合理性分析”。

（二）同行业上市公司情况

发行人的主营业务为供电、供热及纺织制品的生产和销售。报告期内，供电收入占主营业务收入的76%以上，是发行人最主要的收入来源。2017年前三季度，发行人同行业可比上市公司的经营业绩普遍出现下降，具体情况如下表所示：

单位：%

证券简称	净利润同比增长率	归属于母公司股东的净利润同比增长率	归属于母公司股东的扣除非经常性损益的净利润同比增长率
皖能电力	-93.74	-86.99	-87.89
漳泽电力	-1,077.56	-1,595.73	-934.67
吉电股份	-227.82	-281.78	-816.27
内蒙华电	-23.49	-11.02	-62.23
上述可比公司均值	-355.65	-493.88	-475.27

全行业上市公司均值	-53.33	-57.30	-45.79
福能股份	-33.65	-29.32	-34.76

数据来源：Wind 资讯

注：上表中“全行业上市公司均值”为根据《上市公司行业分类指引》（2012 年修订），归属于“D44 电力、热力生产和供应业”的上市公司数据算术平均值，同时因甘肃电投（000793）、华银电力（600744）、科林环保（002499）的盈利增长率指标大幅偏离行业水平，故在计算行业平均数据时予以剔除。

由上表可见，发行人同行业可比上市公司 2017 年前三季度归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润均出现了大幅下降，平均同比下降 475.27%。其中，皖能电力、漳泽电力和吉电股份 2017 年前三季度归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润下降的主要原因为煤炭价格大幅上涨而导致火电业务毛利率下降，盈利空间被大幅压缩甚至亏损；内蒙华电 2017 年前三季度归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润下降主要系参股火电企业受宏观经济及行业因素影响而出现业绩下滑，从而导致其对联营企业和合营企业的投资收益大幅减少。

发行人近一期的毛利及毛利率变化趋势与同行业可比上市公司平均变化趋势基本一致，具体情况如下表所示：

单位：万元；%

证券简称	毛利总额			供电毛利率		
	2017 年 1-9 月	2016 年 1-9 月	变动率	2017 年 1-6 月	2016 年 1-6 月	增减百分点
皖能电力	28,750.15	111,315.28	-74.17	-2.23	20.48	-22.71
漳泽电力	-13,824.91	86,824.08	-115.92	-2.76	14.79	-17.55
吉电股份	53,243.88	70,997.74	-25.01	27.94	39.11	-11.17
内蒙华电	139,332.48	119,881.83	16.22	9.08	19.35	-10.27
可比上市公司均值	51,875.40	97,254.73	-49.72	8.01	23.43	-15.42
福能股份	83,818.02	125,617.24	-33.28	20.05	31.83	-11.78

数据来源：Wind 资讯

注：因上市公司三季度报告未分产品类型披露毛利率，故在此列示 2017 年 1-6 月、2016 年 1-6 月毛利率情况作为参考。

由上表可见，除内蒙华电外，发行人同行业可比上市公司 2017 年 1-9 月毛利总额及 2017 年上半年的毛利率均同比大幅下降，毛利总额平均下降幅度为 49.72%，毛利率平均减少 15.42 个百分点。内蒙华电虽受电煤价格持续高位运行

的影响，但其 2017 年前三季度平均售电单价同比上调 4.55 元/千千瓦时并新增投产项目，售电量同比增加，从而使得前三季度毛利总额较上年同期有所增加。

综上，发行人近一期经营业绩下滑的趋势与同行业可比上市公司一致，下滑幅度低于同行业可比上市公司平均水平，这主要是由于发行人的电力产品结构相对较为均衡。虽然受煤炭、天然气等燃料价格大幅上涨等行业不利因素的影响，发行人火电业务盈利空间压缩，但随着前次非公开发行股票募集资金的到位，发行人风力发电装机容量增加，风力发电收入持续增长，一定程度上缓解了发行人业绩下滑的趋势。

三、最近一期申请人业绩及毛利率大幅下滑的原因及合理性分析

发行人 2017 年的毛利率及归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润大幅下滑，主要系主营业务中的电力板块毛利及毛利率下降所致。2016 年和 2017 年，发行人主营业务毛利及毛利率情况如下表所示：

单位：万元；%

类型	2017 年度		2016 年度	
	毛利	毛利率	毛利	毛利率
供电	115,050.52	22.28	158,444.02	32.74
纺织	6,612.96	6.91	7,318.40	7.18
供热	12,357.41	21.12	7,694.64	18.06
其他	2,224.07	96.16	2,057.28	90.77
合计	136,244.97	20.25	175,514.34	27.83

2016 年和 2017 年，发行人各发电产品毛利及毛利率情况如下表所示：

单位：万元；%

类型	2017 年度		2016 年度		变动情况	
	毛利	毛利率	毛利	毛利率	毛利同比变动	毛利率增减百分点
燃煤发电	38,689.44	19.34	70,426.14	37.98	-45.06	-18.64
燃气发电	10,642.43	4.86	39,303.90	17.76	-72.92	-12.90
风力发电	64,527.49	67.63	48,713.98	63.07	32.46	4.56
光伏发电	531.95	46.01	-	-	-	-
合计	114,391.31	22.18	158,444.02	32.74	-27.80	-10.56

注：上表不包括发行人供电业务中的电力技术服务。

发行人的电力产品包括火电、风电和光伏发电。其中，火电业务包括燃煤发电和燃气发电两大类。2017 年，发行人主营业务毛利及毛利率较上年大幅下降，主要系火电业务受到燃料价格上升的影响，具体情况如下：

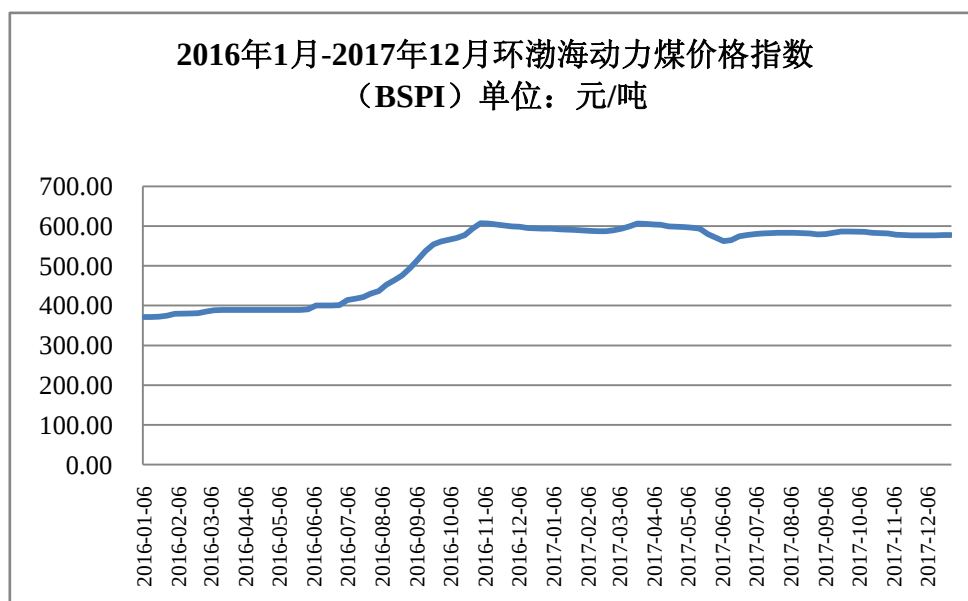
（一）燃煤发电业务

截至 2017 年 12 月 31 日，发行人并网装机容量为 347.10 万千瓦，其中燃煤发电机组装机容量为 123.61 万千瓦，占比 35.61%。

发行人 2016 和 2017 年燃煤发电业务情况如下表所示：

项目	2017 年度	2016 年度	变动率
上网电量（万千瓦时）	609,813.31	579,095.04	5.30%
含税平均上网单价（元/千瓦时）	0.3838	0.3747	2.43%
燃煤发电收入（万元）	200,057.96	185,451.39	7.88%
燃煤发电成本（万元）	161,368.52	115,025.25	40.29%
其中：原材料成本（万元）	126,169.96	85,060.43	48.33%
燃煤发电毛利率	19.34%	37.98%	减少 18.64 个百分点

发行人 2017 年燃煤发电收入较 2016 年有所增长，而毛利率较上年减少 18.64 个百分点，主要系发电成本上升所致。燃煤发电业务的生产成本主要系燃料成本，占燃煤发电业务成本的 70%以上。2016 年 2 月 5 日，国务院发布《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发〔2016〕7 号），推进煤炭产业结构性改革。受此政策影响，环渤海动力煤价格指数（BSPI）由 2016 年 1 月的 372.00 元/吨上涨至 2016 年 12 月份的 595.00 元/吨，2017 年环渤海动力煤价格指数（BSPI）维持在 585.31 元/吨附近高位震荡。受动力煤价格大幅上升的影响，2017 年发行人原煤消耗平均不含税单价为 513.60 元/吨，较 2016 年增长 34.88%。燃煤发电所需的主要原材料为煤炭，因此在动力煤价格大幅上涨的情况下，发行人 2017 年燃煤发电业务的毛利率下降至 19.34%。



数据来源：Wind 资讯

（二）燃气发电业务

截至 2017 年 12 月 31 日，发行人燃气发电机组装机容量为 152.80 万千瓦，占总并网装机容量的 44.02%。

发行人 2016 和 2017 年燃气发电业务情况如下表所示：

项目	2017 年度	2016 年度	变动率
上网电量（万千瓦时）	471,837.14	472,906.30	-0.23%
含税平均上网单价（元/千瓦时）	0.5430	0.5506	-1.38%
燃气发电收入（万元）	219,107.95	221,306.13	-0.99%
燃气发电成本（万元）	208,465.52	182,002.24	14.54%
其中：原材料成本（万元）	112,626.68	93,890.49	19.96%
燃气发电毛利率	4.86%	17.76%	减少 12.90 个百分点

注：1.上表中的上网电量包含替代电量；

2.上表中的原材料成本不包括电量替代的外购电量成本。

发行人 2017 年燃气发电收入与 2016 年基本持平，而毛利率较上年减少 12.90 个百分点，主要系发电成本上升所致。燃气发电业务所需的直接原材料为液化天然气，燃料成本占燃气发电业务成本的 50% 以上。因此，液化天然气价格的变动直接影响发行人燃气发电业务的盈利能力。福建省物价局负责制定和下发福建省

天然气采购价格，并根据气源价格变动情况实行周期联动调整。2016-2017 年，发行人采购液化天然气采购价格情况如下表所示：

单位：元/立方米

时间	天然气销售不含税价格
2016 年 1 月 1 日-2016 年 7 月 31 日	2.1000
2016 年 8 月 1 日-2016 年 9 月 30 日	1.8310
2016 年 10 月 1 日-2016 年 12 月 31 日	1.5504
2017 年 1 月 1 日-2017 年 6 月 30 日	2.3292
2017 年 7 月 1 日-2017 年 12 月 31 日	2.6991

2017 年，发行人液化天然气含税采购均价上涨至 2.86 元/立方米，较 2016 年增长 34.91%，燃气发电业务盈利空间大幅下降。

综上所述，发行人经营业绩及毛利率大幅下滑主要是受到煤炭价格上涨及液化天然气价格上涨的双重影响。2017 年，发行人同行业可比上市公司的归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润均出现明显下滑的趋势，发行人经营业绩的变化与电力行业运行情况相吻合，且优于同行业可比上市公司的业绩表现。

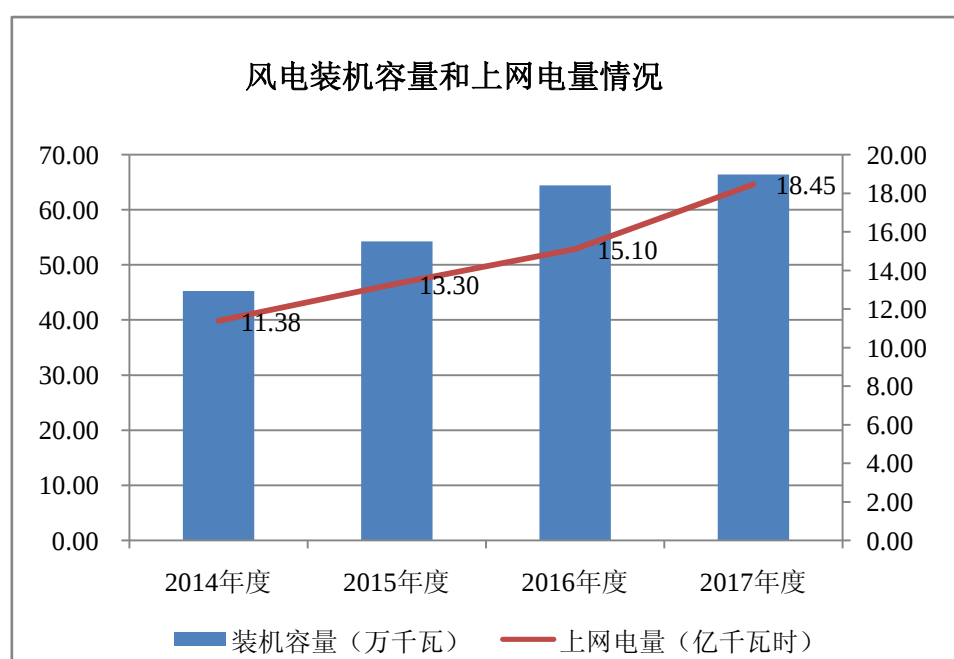
问题 2-2：补充说明目前公司经营业绩是否已有改观，影响经营业绩下滑的主要因素是否消除，是否会对公司 2017 年及以后年度业绩产生重大不利影响。

回复：

根据《福建省物价局关于合理调整电价结构有关事项的通知》（闽价商〔2017〕177 号）的规定，自 2017 年 7 月 1 日起，福建省燃煤机组（含热电联产机组）上网电价每千瓦时提高 1.95 分，可在一定程度上弥补煤炭价格上涨对发行人经营业绩产生的不利影响。随着 2017 年第四季度盛风期的到来以及气电政策的全额兑现，发行人 2017 年第四季度经营业绩较 2017 年前三季度已有改善。

发行人 2017 年前三季度、2017 年第四季度及 2017 年全年实现归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润分别为 45,277.85 万元、34,779.26 万元和 80,057.11 万元。发行人 2017 年前三季度实现归属于母公司股东扣除非经常性损益的净利润较 2016 年同期下降 34.76%，2017 年全年该指标较 2016 年下降 20.72%，经营业绩已有改观。

此外，发行人也继续加大力度向风力发电、光伏发电等国家鼓励的清洁能源领域拓展。报告期内，发行人风力发电的装机规模及上网电量呈持续上升趋势，截至 2017 年 12 月 31 日，发行人风力发电并网装机容量为 66.40 万千瓦，光伏发电并网装机容量为 4.29 万千瓦。发行人本次发行募投项目为建设三个陆上风电场和一个海上风电场项目，新增风力发电并网装机容量 32.50 万千瓦。风力发电属于国家鼓励的清洁能源，在电力调度方面较有优势，同时其运营成本不受燃料价格波动影响，盈利能力较为稳定，发行人风电业务的发展将有利于降低未来业绩的波动性。



问题 2-3：2017 年业绩快报说明本次发行是否符合《上市公司证券发行管理办法》第十四条第（一）项“最近三个会计年度加权平均净资产收益率平均不低于百分之六”的规定。

根据发行人 2015-2017 年审计报告计算的加权平均净资产收益率情况如下表所示：

项目	2017 年	2016 年	2015 年
扣除非经常性损益前			
加权平均净资产收益率	8.21%	10.77%	17.16%
扣除非经常性损益后			

加权平均净资产收益率	7.79%	10.72%	17.07%
------------	-------	--------	--------

由上表可见，2015-2017 年度，发行人扣除非经常性损益前后的加权平均净资产收益率孰低值分别为 17.07%、10.72%、7.79%，最近三个会计年度加权平均净资产收益率平均值为 11.86%，符合《上市公司证券发行管理办法》第十四条第（一）项“最近三个会计年度加权平均净资产收益率平均不低于百分之六”的规定。

【保荐机构核查意见】

保荐机构收集、查阅了发行人的财务报告及审计报告、相关经营信息数据，政策、法律及行业规章，参考分析了同行业可比上市公司的定期报告，核查了发行人各期经营业绩及毛利的变化情况及原因，分析了发行人 2017 年全年经营业绩情况，复核了加权平均净资产收益率的计算过程。

经核查，保荐机构认为：（1）发行人最近一期经营业绩及毛利率大幅下滑主要受燃料价格大幅上涨的影响，供电业务毛利空间被大幅压缩，发行人经营业绩趋势与同行业可比上市公司基本吻合。（2）发行人 2017 年全年经营业绩较 2017 年前三季度已有所改观，前述影响经营业绩下滑的因素未对发行人 2017 年业绩产生重大不利影响。未来，若煤炭、液化天然气价格持续上涨或长期维持在较高水平，则可能对发行人未来业绩产生不利影响。发行人已在《募集说明书》“第三节 风险因素”之“二、经营风险”之“（二）燃料价格波动风险”进行相应的风险提示。（3）发行人本次发行符合《上市公司证券发行管理办法》第七条第（一）项“最近三个会计年度连续盈利”及第十三条第（一）项“最近三个会计年度加权平均净资产收益率平均不低于百分之六”的规定。

重点问题3

申请人于 2016 年 1 月非公开发行股票，募集资金净额为人民币 268,133.64 万元，除 5 亿元偿还银行贷款外，其他募集资金主要用于 7 个风电场项目的投资建设，截至 2017 年 9 月 30 日，已累计使用募集资金为 187,050.30 万元，其中莆田大蚶山、龙海新村、莆田石塘、龙海新厝等 4 个已建成使用的风电场项目实际投资金额与募集后承诺投资金额均存在一定差异，剩余三个风电场项目尚未建成。请申请人：

（1）逐项补充说明前募项目实际投资金额与承诺投资金额差异的具体原因及合理性，部分前募项目未达承诺效益的原因及合理性，并结合前述情况说明本次募集资金再度投资四个风电场项目的必要性及投资规模的谨慎性。

（2）补充说明前次募投项目建设是否存在延期，如有，说明延期的主要原因，是否履行了必要的决策程序与信息披露义务，是否积极采取措施加以补救。

请保荐机构及会计师核查并发表意见。

问题 3-1：逐项补充说明前募项目实际投资金额与承诺投资金额差异的具体原因及合理性，部分前募项目未达承诺效益的原因及合理性，并结合前述情况说明本次募集资金再度投资四个风电场项目的必要性及投资规模的谨慎性。

回复：

一、前募项目实际投资金额与承诺投资金额差异的具体原因及合理性

截至本回复出具日，前次募投项目已有 5 个项目达到预定可使用状态，尚有龙海港尾和莆田顶岩山风电场项目处于建设阶段。截至 2017 年 12 月 31 日，前次募集资金投资项目实际投资金额与承诺投资金额差异情况如下：

单位：万元

序号	募投项目名称	募集后承诺投资金额	实际投资金额	实际投资金额与募集后承诺投资金额的差额
1	莆田大蚶山风电场	23,200.00	16,332.86	-6,867.14
2	龙海新村风电场	30,400.00	19,070.80	-11,329.20

3	莆田石塘风电场	34,900.00	30,895.64	-4,004.36
4	龙海新厝风电场	37,000.00	23,270.17	-13,729.83
5	龙海港尾风电场	32,500.00	12,922.16	-19,577.84
6	莆田坪洋风电场	19,500.00	19,559.26	59.26
7	莆田顶岩山风电场	42,500.00	20,144.37	-22,355.63
8	偿还借款	50,000.00	48,984.84	-1,015.16
合计		270,000.00	191,180.10	-78,819.90

（一）莆田大蚶山风电场项目

莆田大蚶山风电场项目已于 2015 年 9 月达到预定可使用状态。截至 2017 年 12 月 31 日,莆田大蚶山风电场项目募集资金实际已投资金额 16,332.86 万元,与承诺投资金额 23,200.00 万元差额-6,867.14 万元,扣除尚未到付款期的项目质保金及应付设备款、工程款合计约 2,000.00 万元,预计该项目最终节余募集资金约 4,867.14 万元。节余主要原因为:

1、该项目建设过程中,公司本着合理、有效、节约利用的原则,在不影响募投项目实施的前提下,与其他建设项目共享施工设备、材料、施工单位管理人员等,减少了部分工程投资;同时,公司在风电场项目的建设上已经积累了较为丰富的经验,通过公开招标、加强管理等方式,节约了建筑工程费、工程建设其他费用及基本预备费的支出。

2、原设备投资预算系根据 2014 年行业情况进行预测,在项目实施具体过程中,由于风机设备生产技术的提高以及原材料钢铁价格在建设期间的下滑,同时公司对风电场的建设进行设计优化、集中采购,较好的控制了设备材料的采购成本,使其较预算价格有一定下浮。

3、该项目尚未竣工结算,后续的支出仅是按照已签订的合同金额进行估算,后续项目施工过程中的客观因素可能导致最终的节余资金与上述预计数字有所差异。

（二）龙海新村风电场项目

龙海新村风电场项目已于 2015 年 11 月达到预定可使用状态。截至 2017 年 12 月 31 日,龙海新村风电场项目募集资金实际已投资金额 19,070.80 万元与承诺投资金额 30,400.00 万元相差-11,329.20 万元,扣除尚未付款期的项目质保金及

应付设备款、工程款合计约 3,230.98 万元，预计该项目最终节余募集资金约 8,098.22 万元。节余主要原因为：

1、该项目建设过程中，公司在风电场项目的建设上已经积累了较为丰富的经验，本着合理、有效、节约利用的原则，在不影响募投项目实施的前提下，通过公开招标、加强管理等方式，减少了部分工程投资，节约了建筑工程费、工程建设其他费用及基本预备费的支出。

2、原设备投资预算系根据 2013 年行业情况进行预测，在项目实施具体过程中，由于风机设备生产技术的提高以及原材料钢铁价格在建设期间的下滑，同时公司对风电场的建设进行设计优化、集中采购，较好的控制了设备材料的采购成本，使其较预算价格有一定下浮。

3、该项目尚未竣工结算，后续的支出仅是按照已签订的合同金额进行估算，后续项目施工过程中的客观因素可能导致最终的节余资金与上述预计数字有所差异。

（三）莆田石塘风电场项目

莆田石塘风电场项目已于 2016 年 10 月达到预定可使用状态。截至 2017 年 12 月 31 日，莆田石塘风电场项目募集资金实际已投资金额 30,895.64 万元与承诺使用募集资金投资金额 34,900.00 万元差额-4,004.36 万元，扣除尚未到付款期的项目质保金及应付设备款、工程款合计约 2,709.73 万元，预计该项目最终节余募集资金约 1,294.63 万元，节余主要原因为：

1、该项目建设过程中，公司在风电场项目的建设上已经积累了较为丰富的经验，本着合理、有效、节约利用的原则，在不影响募投项目实施的前提下，通过公开招标、加强管理等方式，减少了部分工程投资，节约了建筑工程费、工程建设其他费用及基本预备费的支出。

2、原设备投资预算系根据 2014 年行业情况进行预测，在项目实施具体过程中，由于风机设备生产技术的提高以及原材料钢铁价格在建设期间的下滑，同时公司对风电场的建设进行设计优化、集中采购，较好的控制了设备材料的采购成本，使其较预算价格有一定下浮。

3、该项目尚未竣工结算，后续的支出仅是按照已签订的合同金额进行估算，后续项目施工过程中的客观因素可能导致最终的节余资金与上述预计数字有所差异。

（四）龙海新厝风电场项目

龙海新厝风电场项目已于 2016 年 10 月达到预定可使用状态。截至 2017 年 12 月 31 日，龙海新厝风电场项目募集资金实际已投资金额 23,270.17 万元，与承诺使用募集资金投资金额 37,000.00 万元，差额-13,729.83 万元，扣除尚未到付款期的项目质保金及应付设备款、工程款合计约 8,610 万元，预计该项目最终节余募集资金约 5,119.83 万元。节余主要原因为：

1、该项目建设过程中，公司本着合理、有效、节约利用的原则，在不影响募投项目实施的前提下，与其他建设项目共享施工设备、材料、施工单位管理人员等，减少了部分工程投资；同时，公司在风电场项目的建设上已经积累了较为丰富的经验，通过公开招标、加强管理等方式，节约了建筑工程费、工程建设其他费用及基本预备费的支出。

2、原设备投资预算系根据 2013 年行业情况进行预测。但在项目实施具体过程中，随着风机设备生产技术的提高以及原材料钢铁价格在建设期间的持续下滑，同时，公司对风电场的建设进行设计优化、集中采购，在不影响募投项目实施的前提下，用国产的风电机组设备代替设计拟采购的进口风电机组设备，较好的控制了设备材料的采购成本，使其较预算价格有一定下浮。

3、该项目尚未竣工结算，后续的支出仅是按照已签订的合同金额进行估算，后续项目施工过程中的客观因素可能导致最终的节余资金与上述预计数字有所差异。

（五）莆田坪洋风电场项目

截至 2017 年 12 月 31 日，莆田坪洋风电场项目募集资金实际已投资金额 19,559.26 万元，高于承诺使用募集资金投资金额 19,500.00 万元，其中高出的 59.26 万元为募集资金利息及理财收益，该项目不存在重大差异，项目后续投资金额将通过公司自有资金进行支付。

（六）龙海港尾风电场项目、莆田顶岩山风电场项目

龙海港尾风电场项目部分机组于 2016 年 10 月达到预定可使用状态，剩余机组仍处于建设当中；莆田顶岩山风电场项目尚处于建设当中。截至 2017 年 12 月 31 日，龙海港尾风电场项目募集资金实际已投资金额 12,922.16 万元，与承诺使用募集资金投资金额 32,500.00 万元差异-19,577.84 万元；莆田顶岩山风电场项目募集资金实际已投资金额 20,144.37 万元，与承诺使用募集资金投资金额 42,500.00 万元差异-22,355.63 万元。差异原因为：

1、项目仍处于建设当中，截至 2017 年 12 月 31 日，龙海港尾风电场项目尚有 4 台风电机组处于并网调试状态，有 4 台风电机组尚未完成安装；莆田顶岩山风电场项目尚有 12 台风电机组未完成安装。工程尚未结束，未来仍有大量的工程建设费用需要支出。

2、募投项目建设过程中，公司本着合理、有效、节约利用的原则，在不影响募投项目实施的前提下，与其他建设项目共享施工设备、材料、施工管理人员等，减少了部分工程投资；同时，公司在风电场项目的建设上已经积累了较为丰富的经验，通过公开招标、加强管理等方式，节约了建筑工程费、工程建设其他费用及基本预备费的支出。

3、上述两个项目原设备投资预算系分别根据 2013 年和 2014 年行业情况进行预测，在项目实施具体过程中，由于风机设备生产技术的提高以及原材料钢铁价格在建设期间的下滑，同时公司对风电场的建设进行设计优化、集中采购，较好的控制了设备材料的采购成本，使其较预算价格有一定下浮。

前次募投项目主要建设时间集中在 2014 年至 2016 年期间。该期间内，中国大宗商品钢铁价格指数由 101.24 跌至最低 55.35。此外，随着风机设备生产技术的发展，公司风电场建设集约化程度的提高，以及部分项目用国产风机机组代替原先设计的进口风机机组，公司风机主要设备的采购成本较预算价格有一定下浮。

二、部分前募项目未达承诺效益的原因及合理性

回复：

截至 2017 年 12 月 31 日，前次募投项目效益实现情况如下：

金额单位：万元

实际投资项目		承诺效益	最近三年实际效益			截止日 累计实现效益	是否达到 预计效益
序号	项目名称		2015 年 度	2016 年 度	2017 年 度		
1	莆田大蚶山风电场项目	3,915.67	3,583.23	5,365.40	6,871.43	15,820.06	是
2	龙海新村风电场项目	1,772.49	214.39	2,873.90	3,277.70	6,365.99	是
3	莆田石塘风电场项目	4,096.25	-	2,133.89	6,968.19	9,102.08	是
4	龙海新厝风电场项目	2,069.60	-	739.66	2,000.65	2,740.31	否
5	龙海港尾风电场项目	1,893.94	-	-15.58	853.35	837.77	否
6	莆田坪洋风电场项目	833.55	-	-	不适用	不适用	否
7	莆田顶岩山风电场项目	3,728.2	-	-	不适用	不适用	否
8	偿还借款	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用	不适用

前次募投项目中的龙海新厝风电场项目、龙海港尾风电场项目、莆田坪洋风电场项目、莆田顶岩山风电场项目尚未达到承诺效益，主要原因如下：

1、龙海新厝风电场项目装机规模 47.5MW，于 2016 年 10 月达到预定可使用状态。截至 2017 年 12 月 30 日，其累计实现效益 2,740.31 万元，其中 2017 年实现效益 2,000.65 万元，与预计效益 2,069.60 万元略有差异，主要受所处风电场区域实际风况情况影响，利用小时数较预计数略低，导致项目未达预计效益。

2、龙海港尾风电场项目总装机规模 40MW，建设内容包括 16 台 2.5MW 级并网型变桨变速风力发电机组。2016 年 10 月，项目完成 8 台机组并网发电，截止 2017 年 12 月 31 日，尚有 4 台机组处于并网调试状态，另外 4 台已经完成风机基础及风机防雷接地网安装，预计 2018 年上半年可全部建成投产。因设备供应商不能如期供货及工程施工受阻，影响工期进度，导致未能按计划进度投产，影响项目效益实现。

3、莆田坪洋风电场项目及莆田顶岩山风电场项目截至 2017 年 12 月 31 日尚处于在建状态，尚未投产，不适用未达到预计效益的情形。莆田坪洋风电场项目

已于 2018 年 1 月 25 日建成投产；莆田顶岩山风电场项目预计将于 2018 年内建成投产。

由于风电场效益主要受风况影响，但风况每年都存在一定波动，龙海新厝风电场由于当年区域风况的影响，实现效益比预计实现效益金额少 68.95 万元，未达部分仅占预计实现效益的 3.33%。龙海港尾风电场、莆田坪洋风电场项目及莆田顶岩山风电场项目截至 2017 年 12 月 31 日尚处于建设当中，故无法实现完全投产状态下的预计效益，不具有可比性。

三、结合前述情况说明本次募集资金再度投资四个风电场项目的必要性及投资规模的谨慎性

回复：

公司未改变前次募投项目建设内容及装机容量，募集资金实际投资金额与承诺投资金额差异的原因主要系建造成本降低及部分款项尚未支付所致。截至 2017 年 12 月 31 日，龙海新厝风电场项目由于所处区域风况原因低于预期效益 68.95 万元，未达效益占比仅为 3.33%，其余已建成的风电场项目实现效益均超过预期实现效益。龙海港尾风电场项目仅投产部分风电机组，剩余部分仍处于在建状态；莆田坪洋风电场项目、莆田顶岩山风电场项目处于在建状态，尚未投产，暂无法进行预计实现效益对比。

本次募投项目四个风电场项目是公司现有风电业务的进一步拓展，目前风电业务属于公司战略部署的重点发展业务，其毛利率远高于公司其他业务，结合问题 1-3 之一“募投项目投资规模确定的合理性及必要性”分析，其再度投资四个风电场项目具有必要性。

结合问题 1-1 “具体投资数额安排明细，投资数额的测算依据和测算过程，募集资金投入部分对应的投资项目，各项投资构成是否属于资本性支出”及问题 1-3 之二“本次募集资金不超过项目需要量”分析，本次募投项目四个风电场项目的投资规模具有谨慎性。

问题 3-2：补充说明前次募投项目建设是否存在延期，如有，说明延期的主要原因，是否履行了必要的决策程序与信息披露义务，是否积极采取措施加以补救。

回复：

一、部分募投项目延期原因及补救措施

前次募投项目建设情况如下：

序号	募投项目名称	计划建设期	实际建成投产时间	是否延期
1	莆田大蚶山风电场	2014-2015	2015.9	否
2	龙海新村风电场	2014-2015	2015.11	否
3	莆田石塘风电场	2015-2016	2016.10	否
4	龙海新厝风电场	2015-2016	2016.10	否
5	龙海港尾风电场	2015-2016	2016.10 部分投产	是
6	莆田坪洋风电场	2015-2016	-	是
7	莆田顶岩山风电场	2015-2016	-	是
8	偿还借款	不适用	不适用	不适用

前次募投项目中的龙海港尾风电场项目、莆田坪洋风电场项目及莆田顶岩山风电场项目存在建设延期情形。延期具体原因及相关补救措施如下：

（一）龙海港尾风电场

龙海港尾风电场项目延期原因系设备供应商延期供货及工程施工受阻，影响了工期进度。具体如下：

1、龙海港尾风电场项目公司福能（龙海）发电有限公司通过公开招标方式确定东方电气股份有限公司（下称“东方电气”）为该项目风电机组及其附属设备的供应商，而本项目风机机组由东方电气全资子公司东方电气新能源设备（杭州）有限公司（以下简称“杭州东方新能源”）制造，杭州东方新能源公司于 2017 年 4 月被申请破产清算，东方电气延期交付风机机组影响了工期进度。

2、项目公司于 2015 年 12 月 11 日与当地政府部门签订土地出让协议并已支付完毕相关土地出让款项。但在项目施工过程中，因附近村民阻挠影响了工期进度。

项目公司多次催促供应商抓紧提供风机设备，同时与当地政府积极协调处理项目阻工问题。目前，上述问题已全部解决。截至本回复出具日，该项目龙海港尾风电场已有 8 台机组并网发电，剩余所有风电机组已吊装完成，正进行配套设备的安装及调试工作，预计 2018 年上半年可以建成投产，实现 16 台机组全部并网发电。

（二）莆田坪洋风电场项目

莆田坪洋风电场项目建设延期主要原因为风机设备供应商违约，项目公司重新招标采购影响工期进度，导致未能按计划进度投产，具体原因如下：

莆田坪洋风电场项目公司福能（城厢）发电有限公司通过公开招标方式确定东方电气为该项目风电机组及其附属设备的供应商，本项目风机机组由杭州东方新能源制造，杭州东方新能源公司于 2017 年 4 月被申请破产清算，无法交付约定型号的风机机组。项目公司重新公开招标确定风机机组供应商，进而影响了工期进度。

莆田坪洋风电场项目供应商违约，项目公司通过招标重新确定供应商，尽量将原设备供应商违约行为造成的损失减少至最低水平，同时项目公司在新的风机设备到场后督促施工方抓紧建设，避免造成进一步的延期。目前莆田坪洋风电场项目已于 2018 年 1 月 25 日正式投产。

另外，针对供应商东方电气的违约行为，项目公司已向厦门仲裁委员会提起仲裁，要求东方电气补偿其相应损失。2017 年 10 月，厦门仲裁出具仲裁裁决书，裁决供应商东方电气支付违约金并赔偿相应损失合计约 1,400 万元，截至 2017 年 12 月 31 日，东方电气已将该笔赔付金基本支付完毕。

（三）莆田顶岩山风电场

莆田顶岩山风电场项目建设延期主要原因为施工受阻影响工程进度，导致未能按计划进度投产，具体原因如下：

莆田顶岩山风电场项目位于莆田市埭头镇，该项目公司福能（埭头）发电有限公司于 2017 年 2 月 23 日与当地政府部门签订土地出让协议并支付完毕相关土地出让款项。但在项目建设施工中，部分村落村民阻挠项目部分机位施工。项目

公司积极与当地政府沟通协调，请求协助予以解决相关受阻问题。截至目前，莆田顶岩山风电场部分机位经当地政府的斡旋协调后已恢复正常施工，剩余机位的施工预计 2018 年内可全部恢复。项目预计 2018 年内可建成投产。

二、针对前募项目延期公司履行了必要的决策程序与信息披露义务

公司对前次募投项目达到预定可使用状态的时间进行了合理估计，根据情况的变化通过适当程序做了调整，并履行了信息披露义务，具体情况如下：

公司第八届董事会第六次会议审议通过了《关于公司募集资金存放与实际使用情况的专项报告》，对项目进度、项目业绩情况等进行了披露，并将上述项目达到预定可使用状态的预计时间调整为 2017 年内，独立董事发表了同意的独立意见。同时，公司第八届监事会第六次会议亦审议通过了《关于公司募集资金存放与实际使用情况的专项报告》。2017 年 3 月 30 日，公司公告了 2016 年度《关于募集资金年度存放与使用情况的专项报告》、《第八届董事会第六次会议决议》、《第八届监事会第六次会议决议》及《福建福能股份有限公司独立董事关于公司第八届董事会第六次会议相关议案的独立意见》等文件，对相关情况进行了披露。

公司第八届董事会第七次会议审议通过了《关于公司 2017 年上半年募集资金存放与实际使用情况的专项报告》，对项目进度、项目业绩情况等进行了披露，项目达到预定可使用状态的预计时间为 2017 年内，独立董事发表了同意的独立意见。同时，公司第八届监事会第七次会议审议通过了《关于公司 2017 年上半年募集资金存放与实际使用情况的专项报告》。2017 年 8 月 30 日，公司公告了 2017 年上半年《关于公司 2017 年上半年募集资金年度存放与使用情况的专项报告》、《第八届董事会第七次会议决议》、《第八届监事会第七次会议决议》及《福建福能股份有限公司独立董事关于公司第八届董事会第七次会议相关议案的独立意见》等文件，对相关情况进行了披露。

公司第八届董事会第八次会议审议通过了《关于公司募集资金存放与实际使用情况的专项报告》，对项目进度、项目业绩情况等进行了披露，坪洋风电场项目于 2018 年 1 月全部建成投产，龙海港尾项目 8 台机组及莆田顶岩山风电场项目 24 台机组达到预定可使用状态的预计时间调整为 2018 年内，独立董事发表了同意的独立意见。同时，公司第八届监事会第八次会议审议通过了《关于公司募

集资金存放与实际使用情况的专项报告》。2018年3月16日，公司公告了2017年度《关于募集资金年度存放与使用情况的专项报告》、《第八届董事会第八次会议决议》、《第八届监事会第八次会议决议》及《福建福能股份有限公司独立董事关于公司第八届董事会第八次会议相关议案的独立意见》等文件，对相关情况进行了披露。

【中介机构核查意见】

保荐机构取得并检查了前次募集资金项目台账及项目主要合同，调阅了前次募投项目的可研报告以及与前次募集资金项目决策程序相关的历次董事会、监事会、股东会会议文件、独立董事意见和保荐机构核查意见等，并查询对应的相关公告文件，对申请人的相关部门人员进行访谈，了解公司的生产经营、财务管理情况、延期的具体原因及发行人针对前次募投项目延期采取的补救措施，与本次募投项目的可研报告及已签订的合同进行分析，现场实地走访了福能新能源的经营场所及部分前次募投项目，了解前次募投风电场项目的建设情况。

经核查，保荐机构认为：前次募投项目实际投资金额与承诺投资金额存在一定差异，主要系发行人对项目进行设计优化、加强施工管理等方式，同时风机设备生产技术持续提高，原材料钢铁价格在建设期间下滑，使得风机及其配套设备的采购成本与项目建造成本较预算价格存在一定下浮。前次部分募投项目未达预期效益主要受区域风况及施工进度滞后影响。本次再次投资四个风电场项目具有必要性，投资规模具有谨慎性。发行人针对前次募集资金投资项目延期已及时履行了相关的决策程序和信息披露义务并采取了积极的补救措施。

经核查，立信会计师认为：

前募项目实际投资金额与承诺投资金额差异的原因主要是：（1）申请人通过公开招标、集中采购、加强施工管理等方式节约了项目投资金额；（2）受技术进步及市场因素等影响，申请人风机及配套设备实际采购成本低于可研概算金额，节约了项目投资金额。

部分前募项目未达承诺效益的原因主要是：（1）部分项目受所处风电场实际风况情况影响，利用小时数较预计数略低，导致项目未达预期效益；（2）部分设

备供应商发生违约及不能如期供货情况，以及工程施工受阻影响，导致项目延期未达预期效益。

重点问题4

申请人与福能财务签订了《金融服务协议》，福能财务为申请人提供存款、信贷及委托贷款等金融服务。报告期各期，申请人向福能财务支付借款利息分别为 2,887.69 万元、2,137.81 万元、1,226.65 万元和 961.39 万元，支付委托贷款手续费分别为 7 万元、20.53 万元、53.97 万元和 52.70 万元，在福能财务的存款余额分别为 2.25 亿元、12.40 亿元、20.73 亿元和 14.39 亿元。请申请人补充说明：

（1）福能财务的基本情况、历史沿革、业务开展情况；报告期各期末，申请人与福能财务的存款、贷款及委托贷款规模，并结合委托贷款客户资质、账龄等情况补充分析相关款项的可收回风险；结合前述情况，说明公司是否存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形，说明控股股东福能集团是否违反 2014 年 6 月做出的“公司及其子公司不得通过福能财务公司向其他关联单位提供委托贷款或开展委托理财”的承诺。

（2）是否建立系统的资金风险防范制度，明确约定上市公司在福能财务存款每日余额的最高限额，上市公司在财务公司的日均存款余额不得超过贷款余额；是否对福能财务的经营资质、业务和风险状况进行评估，并制订相关的风险控制措施；福能财务及其股东是否对上市公司的资金安全做出承诺并披露。

请保荐机构对上述事项进行核查，并对上市公司资金是否被占用、本次募集资金是否用于变相转借他人发表明确核查意见。

问题 4-1：福能财务的基本情况、历史沿革、业务开展情况；报告期各期末，申请人与福能财务的存款、贷款及委托贷款规模，并结合委托贷款客户资质、账龄等情况补充分析相关款项的可收回风险。

回复：

一、福能财务基本情况

根据福能财务现行有效的《营业执照》和《公司章程》记载，福能财务基本情况如下：

中文名称	福建省能源集团财务有限公司
统一社会信用代码	9135000058110929XX

住所	福建省福州市鼓楼区琴亭路 29 号方圆大厦 16 楼
法定代表人	罗振文
注册资本	壹拾亿圆整
公司类型	有限责任公司
成立日期	2011 年 08 月 12 日
经营期限	2011 年 08 月 12 日至 2061 年 08 月 11 日
经营范围	对成员单位办理财务和融资顾问、信用鉴证及相关的咨询、代理服务；协助成员单位实现交易款项的收付；经批准的保险代理业务；对成员单位提供担保；办理成员单位之间的委托贷款及委托投资；对成员单位办理票据承兑与贴现；办理成员单位之间的内部转账结算及相应的结算、清算方案设计；吸收成员单位的存款；对成员单位办理贷款及融资租赁；从事同业拆借；承销成员单位的企业债券；有价证券投资；对金融机构的股权投资；中国银监会批准的其他业务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

二、福能财务历史沿革

1、2011 年 8 月设立

2010 年 12 月 30 日，中国银行业监督管理委员会下发《中国银监会关于福建省能源集团有限责任公司筹建企业集团财务公司的批复》（银监复[2010]656 号），批准福能集团筹建企业集团财务公司。

2011 年 5 月 20 日，福建中兴会计师事务所有限公司出具闽中兴验字(2011)第 013 号《验资报告》，经审验，截至 2011 年 5 月 19 日，福建省能源集团财务有限公司（筹）已收到全体股东以货币出资缴纳的实收资本（注册资本）合计人民币 3 亿元。

2011 年 8 月 1 日，中国银行业监督管理委员会下发《中国银监会关于福建省能源集团财务有限公司开业的批复》（银监复[2011]295 号），批准福建省能源集团财务有限公司开业，并批准注册资本、股权结构、出资比例、业务范围、董事和高级管理人员任职资格以及《福建省能源集团财务有限公司章程》。

2011 年 8 月 5 日，中国银行业监督管理委员会福建监管局向福能财务核发《金融许可证》。

福能财务设立时的股权结构情况为：

序号	股东名称	出资额（万元）	持股比例
1	福建省能源集团有限责任公司	27,000.00	90%
2	厦门国际信托有限公司	3,000.00	10%
合计		30,000.00	100%

2、2012 年 12 月第一次增资

2012 年 10 月 23 日，福能财务 2012 年度第二次股东会议审议通过股东增资议案：原有股东同比例增资，新增注册资本（实收资本）2 亿元，并修订《福建省能源集团财务有限公司章程》。

2012 年 12 月 5 日，中国银监会福建监管局下发《福建银监局关于同意福建省能源集团财务有限公司增加注册资本及修改章程的批复》（闽银监复[2012]492 号），同意福能财务全体股东同比例增加注册资本 2 亿元，并修改公司章程。

2012 年 12 月 14 日，福建中兴会计师事务所有限公司出具闽中兴验字(2012)第 012 号《验资报告》，经审验，截至 2012 年 12 月 13 日，福建省能源集团财务有限公司已收到全体股东以货币出资缴纳的新增注册资本（实收资本）合计 200,000,000.00 元。

2012 年 12 月 20 日，福建省工商行政管理局向福能财务核发《企业法人营业执照》。

本次变更后，福能财务的股权结构情况为：

序号	股东名称	出资额（万元）	持股比例
1	福建省能源集团有限责任公司	45,000.00	90%
2	厦门国际信托有限公司	5,000.00	10%
合计		50,000.00	100%

3、2014 年 9 月第二次增资

2014 年 9 月 3 日，中国银监会福建监管局下发《福建银监局关于福建省能源集团财务有限公司增加注册资本的批复》（闽银监复[2014]275 号），同意福能财务全体股东同比例增加注册资本 5 亿元，并修改公司章程。

2014年9月5日，福能财务2014年度第三次股东会审议通过福能财务的注册资本由50,000万元人民币增加至100,000万元人民币，并修改公司章程。

2014年7月22日，福建省工商行政管理局向福能财务核发《营业执照》。

本次变更后，福能财务的股权结构情况为：

序号	股东名称	出资额（万元）	持股比例
1	福建省能源集团有限责任公司	90,000.00	90%
2	厦门国际信托有限公司	10,000.00	10%
合计		100,000.00	100%

4、2017年3月股权转让

2017年1月5日，中国银监会福建监管局下发《福建银监局关于福建省能源集团财务有限公司股权变更的批复》（闽银监复[2017]3号），同意福能股份受让厦门国际信托有限公司持有福能财务的10%股权，并修改公司章程。

2017年1月24日，福能财务2017年度第一次股东会审议通过同意原股东厦门国际信托有限公司将所持有公司10%股权认缴出资额为10,000万元人民币以14,689.19万元人民币的价格转让给新股东福建福能股份有限公司并修改公司章程。

2017年3月7日，福能财务10%股权转让的工商变更登记手续已办理完毕。

本次转让完成后，福能财务的股权结构情况为：

序号	股东名称	出资额（万元）	持股比例
1	福建省能源集团有限责任公司	90,000.00	90%
2	福建福能股份有限公司	10,000.00	10%
合计		100,000.00	100%

三、福能财务业务开展情况

目前福能财务主要业务为：对成员单位办理财务和融资顾问、信用鉴证及相关的咨询、代理服务；协助成员单位实现交易款项的收付；经批准的保险代理业务；对成员单位提供担保；办理成员单位之间的委托贷款及委托投资；对成员单位办理票据承兑与贴现；办理成员单位之间的内部转账结算及相应的结算、清算方案设计；吸收成员单位的存款；对成员单位办理贷款及融资租赁；从事同业拆

借；承销成员单位的企业债券；有价证券投资；对金融机构的股权投资；中国银监会批准的其他业务。

福能财务经过多年发展，已基本搭建了“三会一层”组织架构，建立了较为系统的内控制度体系和风险管理机制，主要监管指标满足监管要求。截至 2017 年 12 月 31 日，福能财务资产总额 176.74 亿元，负债总额 161.24 亿元，所有者权益总额 15.49 亿元。2017 年，福能财务累计实现营业收入 4.26 亿元，实现利润总额 2.95 亿元，实现净利润 2.21 亿元。

四、福能股份与福能财务存款、贷款及委托贷款情况

2017 年末、2016 年末、2015 年末和 2014 年末，福能股份与福能财务存款、贷款及委托贷款余额如下表：

项目 (单位：亿元)	2017/12/31	2016/12/31	2015/12/31	2014/12/31
存款余额	14.39	20.64	12.40	2.18
贷款余额	8.72	2.14	2.50	2.92
委托贷款余额	3.41	5.23	0.50	2.00

其中福能股份通过福能财务委托贷款的借款方为福能股份全资子公司福能新能源、鸿山热电、南纺公司（及其子公司）和控股子公司晋江气电，且委托贷款期限均为一年或一年以下，公司委托贷款不存在可收回风险。

问题 4-2：结合前述情况，说明公司是否存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形。

回复：

报告期内，公司及权属子公司为满足日常经营资金周转需要，母、子公司之间以及子公司之间，通过福能财务提供委托贷款。此类委托贷款均为福能股份合并范围内的委托贷款，且贷款期限均为一年或一年以下，不属于金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资。

截至 2017 年末，福能股份持有的金融类资产包括以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产和可供出售金融资产，其中以公允价值计量且其变动计

入当期损益的金融资产 2.23 万元，可供出售金融资产 12,451.00 万元，具体情况如下：

1、以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

2014-2017 年各年末，福能股份持有的以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产持有情况如下表所示：

单位：万元

项目	2017.12.31	2016.12.31	2015.12.31	2014.12.31
交易性金融资产	2.23	-	-	-
其中：权益工具投资	2.23	-	-	-
指定以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产	-	-	-	-
合计	2.23	-	-	-
占总资产比例（%）	-	-	-	-

截至 2017 年末，福能股份持有以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产的账面价值为 2.23 万元，系公司参与新股申购而增加的证券投资。

2、可供出售金融资产

2014-2017 年各年末，福能股份持有的可供出售金融资产情况如下表所示：

单位：万元

项目	2017.12.31	2016.12.31	2015.12.31	2014.12.31
可供出售权益工具	12,451.00	15,718.69	17,238.80	16,397.42
其中：按公允价值计量	12,251.00	15,518.69	17,038.80	16,197.42
按成本计量	200.00	200.00	200.00	200.00
合计	12,451.00	15,718.69	17,238.80	16,397.42
占总资产比例（%）	0.63	0.88	1.16	1.14

截至 2017 年末，福能股份持有可供出售金融资产的账面价值为 12,451.00 万元，占总资产的比例为 0.63%。发行人可供出售金融资产均为 2014 年实施重大资产重组时，承继原上市公司福建南纺股份有限公司持有的权益投资。其中，以公允价值计量的可供出售金融资产系持有的上市公司股票，截至 2017 年末，该类资产明细情况如下表所示：

单位：万元

证券代码	证券简称	初始投资成本	占该公司股权比例（%）	账面价值
------	------	--------	-------------	------

证券代码	证券简称	初始投资成本	占该公司股权比例(%)	账面价值
601328	交通银行	2,850.00	0.026	11,783.48
601377	兴业证券	24.13	0.010	467.52
合计		2,874.13	-	12,251.00

福能股份按成本计量的可供出售金融资产系原上市公司福建南纺股份有限公司 1995 年购入的南平市投资担保中心 3.92% 的股权投资，账面价值为 200.00 万元，报告期内未发生变化。在 2014 年之前，该项资产一直计入“长期股权投资”科目核算。2014 年，财政部发布《企业会计准则第 2 号-长期股权投资（2014 年修订）》，发行人执行新的会计准则，将相应资产计入“可供出售金融资产”科目核算。

除上述以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产及可供出售金融资产外，截至 2017 年末，发行人不存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资情形。截至 2017 年末，发行人持有的以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产及可供出售金融资产合计账面价值占当期末资产总额和净资产的比例分别为 0.63% 和 1.12%，不属于金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形。

问题 4-3：说明控股股东福能集团是否违反 2014 年 6 月做出的“公司及其子公司不得通过福能财务公司向其他关联单位提供委托贷款或开展委托理财”的承诺。

回复：

2014 年 6 月，福能集团出具《关于保障上市公司与集团财务公司规范运作的承诺函》承诺：“本次重组完成后，上市公司及其子公司不得通过福能财务公司向其他关联单位提供委托贷款或开展委托理财。”。

经核查，报告期内福能股份通过福能财务提供委托贷款的借款方均为福能股份合并范围内的子公司，不存在向合并范围外的关联单位提供委托贷款的情形；报告期内，福能股份不存在通过福能财务进行委托理财的情形。

综上，福能集团没有违反 2014 年 6 月做出的“公司及其子公司不得通过福能财务公司向其他关联单位提供委托贷款或开展委托理财”的承诺。

问题 4-4：是否建立系统的资金风险防范制度，明确约定上市公司在福能财务存款每日余额的最高限额，上市公司在财务公司的日均存款余额不得超过贷款余额；

回复：

一、公司资金风险防范制度情况介绍

（一）福能集团相关承诺

福能集团于 2014 年 6 月 3 日出具了《关于上市公司与集团财务公司规范运作的承诺函》，有关上市公司在福能财务存款每日余额的最高限额的承诺如下：

“4、本次重组完成后，上市公司及其子公司与福能财务公司发生存款业务时，上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计不得超过上市公司最近一个会计年度经审计的总资产金额的 5%，且同时亦不得超过上市公司最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的 50%。”

福能集团于 2014 年 6 月 13 日出具了《关于保障上市公司与集团财务公司规范运作的补充承诺函》，对有关内容补充如下：

“3、福能集团将督促上市公司建立在福能财务公司开展关联存款业务的相关预警指标，包括但不限于下列预警指标：上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的总资产金额的比例为 4%；上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的比例为 40%；

4、福能集团将督促上市公司建立健全上市公司在福能财务公司开展关联存款业务的问责机制，建立上市公司开展关联存款业务的责任追究指标，包括但不限于下列责任追究指标：上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的总资产金额的比例为 5%；上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的比例为 50%；超过上述指标时，上市公

司将依据公司相关规定，分别给予相关责任人必要的行政处分和经济处罚，如给上市公司造成损失，并追究其相应的法律责任。

5、在本次重组完成后 6 个月内，福能集团将督促上市公司及其子公司在福能财务公司开展的关联存款业务满足上述要求。”

（二）福能股份相关制度规定

2014 年 9 月 4 日，福建南纺股份有限公司（福能股份曾用名）第七届董事会第十次临时会议审议通过了《关于制订〈福建南纺股份有限公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度〉的议案》，该制度未约定“上市公司在财务公司的日均存款余额不得超过贷款余额”相关内容，约定了上市公司在福能财务存款每日余额的最高限额，相关内容如下：

“第六条 （二）公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数不超过公司及注入的三家电力企业最近一个会计年度经审计的总资产金额的 5%；公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数不超过公司及注入的三家电力企业最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的 50%。”

福能股份 2015 年 3 月 24 日召开的第七届董事会第十四次会议和 2015 年 4 月 28 日召开的 2014 年年度股东大会审议通过了《关于提请豁免控股股东对公司在福能财务公司关联存款业务承诺的议案》，涉及豁免的主要条款包括：

①2014 年 6 月 3 日出具的承诺函中的第 4 条 “4、本次重组完成后，上市公司及其子公司与福能财务公司发生存款业务时，上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计不得超过上市公司最近一个会计年度经审计的总资产金额的 5%，且同时亦不得超过上市公司最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的 50%。”

②2014 年 6 月 13 日出具的补充承诺函中的第 3 条、第 4 条和第 5 条，即：“3、福能集团将督促上市公司建立在福能财务公司开展关联存款业务的相关预警指标，包括但不限于下列预警指标：上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的总资产金额的比例为 4%；上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上

上市公司最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的比例为 40%； 4、福能集团将督促上市公司建立健全上市公司在福能财务公司开展关联存款业务的问责机制，建立上市公司开展关联存款业务的责任追究指标，包括但不限于下列责任追究指标：上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的总资产金额的比例为 5%；上市公司及其子公司存放在福能财务公司的日均存款余额合计数占上市公司最近一个会计年度经审计的期末货币资金总额的比例为 50%；超过上述指标时，上市公司将依据公司相关规定，分别给予相关责任人必要的行政处分和经济处罚，如给上市公司造成损失，并追究其相应的法律责任。 5、在本次重组完成后 6 个月内，福能集团将督促上市公司及其子公司在福能财务公司开展的关联存款业务满足上述要求。”

2015 年 8 月 5 日，福能股份第八届董事会第五次临时会议审议通过了《关于修订<福建福能股份有限公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度>的议案》，取消了原制度中有关上市公司在福能财务存款每日余额的最高限额的相关规定。

二、福能股份与福能财务之间的资金往来已履行相关审批程序，未损害上市公司利益

福能财务系发行人控股股东福能集团控制的公司，双方之间的资金往来构成关联交易。福能股份已严格按照《上海证券交易所股票上市规则》、《上海证券交易所关联交易实施指引》、《福建福能股份有限公司章程》、《福建福能股份有限公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度》等现有法规、规章、规范性文件的规定，规范上市公司与福能财务之间的关联交易，相关事项履行了公司关于关联交易的审批决策程序和信息披露义务。

（一）关联交易决策程序及信息披露情况

福能股份于2014年10月20日与福能财务签订《金融服务协议》，该金融服务协议于2014年9月9日经发行人第七届董事会第十次临时会议审议通过，并经发行人于2014年9月29日召开的2014年第二次临时股东大会审议通过。2015年4月29日，发行人与福能财务续签《金融服务协议》，有效期延长至2017年5月31日。该金融服务协议于2015年3月24日经公司第七届董事会第十四次会议审议通过，

并经公司2014年年度股东大会审议通过。2017年6月1日，公司与福能财务续签《金融服务协议》，有效期延长至2020年5月31日。该金融服务协议于2017年3月28日经公司第八届董事会第六次会议审议通过，并经公司2016年年度股东大会审议通过。上述金融服务协议均公开披露。公司董事会和股东大会审议与福能财务公司之间的关联交易时，关联董事和关联股东均回避表决。

报告期内，董事会每年均会于年度报告中披露当年与福能财务之间的关联交易情况。

（二）关联交易价格公允性

福能股份于2014年10月20日与福能财务签订《金融服务协议》，并分别于2015年4月29日、2017年6月1日与福能财务续签《金融服务协议》，目前有效期延长至2020年5月31日。《金融服务协议》中对关联交易价格进行明确规定：福能财务为福能股份提供存款服务的存款利率将不低于中国人民银行统一颁布的同期同类存款的存款利率，不低于同期中国国内主要商业银行同类存款的存款利率，也不低于福能集团其他成员企业同期在福能财务同类存款的存款利率的平均水平；福能财务向福能股份提供的贷款利率按照中国人民银行对商业银行贷款利率的有关规定执行；福能财务就提供其他金融服务所收取的费用，不高于中国主要金融机构就同类服务所收取的费用的合理范围。

报告期内，福能股份与福能财务存贷款资金往来主要依据央行存贷款基准利率以及主流商业银行存贷款利率执行。福能财务提供给福能股份的存款超过50万元以上的部分存款按照协定存款利率1.495%执行，较中国人民银行协定存款基准利率1.15%上浮30%，不低于同期主流商业银行存款利率，也不低于福能集团其他成员企业同期在福能财务同类存款的存款利率的平均水平。福能财务给福能股份提供的贷款利率按照同期中国人民银行贷款基准利率或下浮一定幅度执行。福能财务为福能股份提供委托贷款手续费收费标准为0.01%-1.2%；开具保函收费标准为每年不高于合同总金额的2%，不高于中国主要金融机构就同类服务所收取的费用的合理范围。因此，福能财务与福能股份之间的存贷款利率及其他金融服务收费标准公允合理。

综上，福能股份已建立系统的资金防范制度，自2014年9月4日至2015年8月4

日，相关制度明确约定了上市公司在福能财务存款每日余额的最高限额，未约定上市公司在财务公司的日均存款余额不得超过贷款余额；自2015年8月5日相关制度修订后，上市公司取消了关于在财务公司存款每日余额最高限额的相关规定。福能股份与福能财务之间的存、贷款利率参考央行基准存贷款利率和同期主流商业银行存贷款利率，关联交易价格公允，符合《金融服务协议》相关要求，上市公司与福能财务之间的资金往来未损害上市公司的利益，上市公司不存在被福能财务占用资金的情形。

问题4-5：是否对福能财务的经营资质、业务和风险状况进行评估，并制订相关的风险控制措施；

回复：

一、公司已对福能财务的经营资质、业务和风险状况进行评估

福能股份每年均会组织专人评估福能财务的经营资质、业务和风险状况，并向董事会出具《关于福建省能源集团财务有限公司的风险评估报告》，通过查验福能财务的《金融许可证》、《企业法人营业执照》，调查了解福能财务业务及内部控制制度，取得并审阅福能财务的定期财务报表或财务报告，同时对比主要监管监测指标，认为：福能财务具有合法有效的《金融许可证》、《企业法人营业执照》；未发现福能财务存在违反中国银行业监督管理委员会颁布的《企业集团财务公司管理办法》规定的情形，福能财务的主要监管监测指标符合该办法的规定；福能财务成立至今按照《企业集团财务公司管理办法》的规定经营，福能财务的风险管理不存在重大缺陷；福能股份与福能财务之间发生关联存、贷款等金融业务的风险可控。

二、公司已制订相关风险控制措施

公司正在执行的《福建福能股份有限公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度》中对福能财务进行风险防范作出明确规定，并制定了风险处置预案及问责机制，具体内容如下：

“第四章 风险防范

第八条 公司应制定以保障存款资金安全性为目标的风险处置预案，明确相应责任人。当福能财务公司出现下列任一情形，应及时按照预案进行处理：

（一）福能财务公司资产负债率指标不符合《企业财务公司管理办法》相关的规定；

（二）福能财务公司发生挤提存款、到期债务不能支付、大额贷款逾期或担保垫款、电脑系统严重故障、被抢劫或诈骗、董事或高级管理人员涉及严重违纪、刑事案件等重大事项；

（三）发生可能影响福能财务公司正常经营的重大机构变动、股权交易或者经营险等事项；

（四）福能财务公司因违法违规受到中国银行业监督管理委员会等监管部门的行政处罚；

（五）福能财务公司被中国银行业监督管理委员会责令进行整顿；

（六）公司董事会认为其他可能对公司存放资金带来安全隐患的事项。

第九条 当福能财务公司出现存款异常波动风险时，公司有关部门及人员应及时向福能财务公司、能源集团或监管机构了解信息，整理分析后形成书面报告递交公司董事会审议。对存款风险，任何单位、个人不得隐瞒、缓报、谎报或者授意他人隐瞒、缓报、谎报。

第五章 风险处置预案及问责机制

第十条 公司成立存款风险处置领导小组(以下简称“领导小组”)，由公司董事长任组长，为领导小组风险处置第一责任人，由公司总经理、财务总监任副组长，领导小组成员包括财资部及董事会办公室等相关部门负责人。领导小组负责组织开展存款风险的防范和处置工作。领导小组下设办公室，办公地点设在公司财资部，由公司总经理担任办公室主任、公司财务总监担任办公室副主任，具体负责日常的监督与管理工作。

第十一条 对存款风险的处置应遵循以下原则办理：

（一）统一领导，分级负责。存款风险的处置工作由领导小组统一领导，领导小组对董事会负责，全面负责存款风险的防范和处置工作；

（二）各司其职，协调合作。相关部门按照职责分工，积极筹划、落实各项防范化解风险的措施，相互协调，共同控制和化解风险；

（三）收集信息，重在防范。公司财资部应加强对风险的监测，督促福能财务公司及时提供相关信息，关注其经营情况，测试其资金流动性，并从能源集团及其成员单位或监管部门处及时了解相关信息，做到信息监控到位，风险防范有效；

（四）定时报警，及时处置。公司财资部应加强对风险的监测，对存款风险做到早发现、早报告，一旦发现问题，及时向领导小组报告，并果断采取措施，防止风险扩散及蔓延，将存款风险降到最低。

第十二条 当福能财务公司出现上述“第八条”规定的任一情形时，领导小组应立即启动处置程序，同时公司应当及时履行相关信息披露义务。

第十三条 处置预案程序启动后，领导小组应组织公司财资部相关人员督促福能财务公司提供详细情况说明，并多渠道了解情况，必要时可进驻现场调查发生存款风险原因，分析风险动态，同时根据风险起因和风险状况，落实风险化解预案规定的各项化解措施和责任，制定风险处置预案。该方案应当根据存款风险的变化以及实施中发现的问题及时进行修订、补充。风险处置方案主要包括以下内容：

（一）各部门、各单位的职责分工和应采取的措施，应完成的任务以及应达到的目标；

（二）各项化解风险措施的组织实施；

（三）化解风险措施落实情况的督查和指导。

第十四条 针对出现的风险，领导小组应与福能财务公司召开联席会议，要求福能财务公司采取积极措施，进行风险自救，避免风险扩散和蔓延，具体措施包括：

- （一）暂缓或停止发放新增贷款，组织回收资金；
- （二）对拆放同业的资金不论到期与否，一律收回；
- （三）对未到期的贷款寻求机会转让给其他金融机构及时收回贷款本息等；
- （四）必要时共同起草文件向能源集团寻求帮助，确保公司资金的安全性、流动性不受影响。

第十五条 突发性存款风险平息后，领导小组要加强对福能财务公司的监督，要求福能财务公司增强资金实力，提高抗风险能力，重新对福能财务公司存款风险进行评估，调整存款比例。

第十六条 领导小组联合福能财务公司对突发性存款风险产生的原因、造成的后果进行认真分析和总结，吸取经验、教训，更加有效地做好存款风险的防范和处置工作，如果影响风险的因素不能消除，则采取行动撤出全部存款。”

综上，福能股份每年均会对福能财务的经营资质、业务和风险状况进行了评估，并已制订较为完善的风险控制措施，发行人资金存放在福能财务的资金安全能够得到较好的保障。

问题 4-6：福能财务及其股东是否对上市公司的资金安全做出承诺并披露。

回复：

2014 年 4 月 15 日，为保证存放资金使用安全，福能集团出具了《关于资金安全的承诺函》，并于 2014 年 7 月 12 日在《发行股份购买资产暨关联交易报告书（修订稿）》中披露，承诺内容如下：

“1、福能集团作为公司本次重大资产重组完成后的控股股东，将严格遵守有关法律、法规、规范性文件的相关规定，切实履行福能集团已出具的相关承诺，充分尊重公司及其子公司的经营自主权，不干预公司及其子公司的日常商业运作；

2、重组完成后福能集团将就上市公司与福能财务公司发生的存、贷款等金融业务事宜督促双方签订金融服务协议，并作为单独议案履行董事会或者股东大会审议程序，如需提交股东大会审议的，同时向股东提供网络形式的投票平台，涉及关联交易的，关联董事或关联股东在董事会、股东大会审议该议案时应当回避表决，福能集团还将建议并督促上市公司参照同类资金存放的上市公司管理制

度，制定《上市公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度》，该项制度内容应至少包括：

（1）上市公司与福能财务公司之间发生存、贷款等金融业务事宜的信息披露及关联交易决策程序；

（2）上市公司与福能财务公司发生存款业务前，应当对福能财务公司的经营资质、业务和风险状况等进行评估。发生存款业务期间，应当每年取得并审阅福能财务公司经审计的财务报告，并指派专门人员每年对存放在福能财务公司的资金风险状况进行评估；

（3）上市公司应制定以保障存款资金安全性为目标的风险处置预案，并明确相应责任人。

3、福能集团作为福能财务公司的控股股东，将加强对福能财务公司经营情况的监督，保障公司及其子公司在福能财务公司存款及结算资金的安全。

4、如公司在福能财务公司的存款及结算资金产生风险，福能集团将保证公司的资金安全。如发生损失，福能集团将在确认具体损失金额后的30日内代福能财务公司全额偿付，以保证公司及其子公司不遭受任何损失。”

【保荐机构核查意见】

保荐机构查阅了福能财务的工商档案、报告期内财务报表以及相关规章制度，查阅了《福建南纺股份有限公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度》、《福建福能股份有限公司在福建省能源集团财务有限公司存款资金风险控制制度》、《募集资金管理制度》、《金融服务协议》、福能集团出具的承诺函以及发行人与福能财务的相关业务合同，查阅了公司定期出具的《关于福建省能源集团财务有限公司的风险评估报告》，查阅了公司的审计报告，核查了报告期内公司与福能财务的存款余额情况，查询了央行存贷款基准利率和主流商业银行同期存贷款利率情况。

经核查，保荐机构认为：发行人已制定并严格按照与福能财务资金往来的关联交易决策程序，建立系统的资金风险防范制度；发行人对福能财务的经营资质、业务和风险状况进行评估，并制订相关的风险控制措施；福能财务及发行人的控股股东福能集团已对发行人的资金安全做出承诺并披露，发行人与福能财务关联

交易价格公允，不存在发行人资金被占用的情况，福能财务不存在侵害上市公司利益的情形。

报告期内，发行人不存在通过财务公司对合并范围以外的单位、企业提供委托贷款或开展委托理财的情况；本次计划的募集资金全部用于募投项目的资本性支出，不存在用于补充流动资金的情况；发行人已制定《募集资金管理制度》，本次募集资金将存放于经董事会批准设立的专项账户集中管理，并与保荐机构、存放募集资金的商业银行签订募集资金专户存储三方监管协议，募集资金将不会存放于福能财务。综上，本次募集资金不会用于变相转借他人。

重点问题5

根据申请文件，部分募投项目用地尚未取得土地或海域使用权。请申请人补充披露取得的最新进展情况。请保荐机构和律师核查，并就募投用地的取得是否存在实质障碍发表结论性意见。

回复：

发行人本次募投项目的用地、用海审批手续办理情况如下：

一、募投项目用地最新进展

（一）永春外山风电场项目

截至本回复出具日，发行人全资子公司福建省永春福能风电有限公司已就“永春外山风电场项目”向永春县国土资源局支付了土地出让金，并已取得《不动产权证书》，具体情况如下：

序号	产权证书证号	取得日期	用地面积(m ²)	用途	取得方式
1	闽（2017）永春县 不动产权第 0005469号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
2	闽（2017）永春县 不动产权第 0005470号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
3	闽（2017）永春县 不动产权第 0005471号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
4	闽（2017）永春县 不动产权第 0005472号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
5	闽（2017）永春县 不动产权第 0005473号	2017.5.18	4,675	公共设施用地	出让
6	闽（2017）永春县 不动产权第 0005474号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
7	闽（2017）永春县 不动产权第 0005475号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
8	闽（2017）永春县 不动产权第 0005476号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让

9	闽（2017）永春县 不动产权第 0005477号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
10	闽（2017）永春县 不动产权第 0005478号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让
11	闽（2017）永春县 不动产权第 0005479号	2017.5.18	441	公共设施用地	出让

（二）南安洋坪风电场项目

截至本回复出具日，发行人全资子公司福建省南安福能风电有限公司已就“南安洋坪风电场项目”向南安市国土资源局支付了土地出让金，并已取得《不动产权证书》，具体情况如下：

序号	产权证书证号	取得日期	用地面积	用途	取得方式
1	闽（2017）南安市不 动产权第1100007号	2017.1.19	4,410平方米	公共设施用地	出让

（三）莆田潘宅风电场项目

截至本回复出具日，发行人全资子公司福能埭头（莆田）风力发电有限公司已就“莆田潘宅风电场项目”向莆田市国土资源局支付了土地出让金，并已取得《不动产权证书》，具体情况如下：

序号	产权证书证号	取得日期	用地面积(m ²)	用途	取得方式
1	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00872号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
2	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00873号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
3	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00874号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
4	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00875号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
5	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00876号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让

6	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00877号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
7	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00878号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
8	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00879号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
9	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00880号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
10	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00881号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
11	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00882号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
12	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00883号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
13	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00884号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
14	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00885号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
15	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00886号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
16	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00887号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
17	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00888号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
18	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00889号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
19	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00890号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
20	闽（2018）莆田市	2018.3.30	529	公共管理与公共服	出让

	不动产权第 XY00891号			务用地-公共设施 用地（电力设施）	
21	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00892号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
22	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00893号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
23	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00894号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
24	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00895号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
25	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00896号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
26	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00897号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
27	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00898号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
28	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00899号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
29	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00900号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
30	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00901号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
31	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00902号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
32	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00903号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
33	闽（2018）莆田市 不动产权第 XY00904号	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施 用地（电力设施）	出让
34	闽（2018）莆田市 不动产权第	2018.3.30	529	公共管理与公共服 务用地-公共设施	出让

	XY00905号			用地（电力设施）	
--	----------	--	--	----------	--

（四）莆田平海湾海上风电场F区项目

1、项目用地审批情况

截至本回复出具日，莆田平海湾海上风电场 F 区项目的用地手续办理情况如下：

2016 年 11 月 29 日，莆田市国土资源局出具《建设项目用地预审意见书》（莆国土资预（2016）2 号）。2017 年 4 月 11 日，福建省国土资源厅出具《福建省国土资源厅建设用地预审意见书》（闽国土资[2017]预 003），确认莆田平海湾海上风电场 F 区项目不符合秀屿区土地利用总体规划，符合国家产业政策和用地供地政策。

2017 年 5 月 2 日，福建省发展和改革委员会出具《福建省发展和改革委员会关于莆田平海湾海上风电场 F 区项目核准的复函》（闽发改网能源函[2017]58 号），同意实施莆田平海湾海上风电场 F 区项目。

2017 年 12 月 12 日，莆田市国土资源局秀屿分局出具《关于莆田平海湾海上风电场 F 区项目用地手续办理的说明》，确认：“福建省三川海上风电有限公司莆田平海湾 F 区升压站项目建设地点位于秀屿区南日镇，项目已于 2017 年 4 月 11 日获得省国土厅的建设用地预审意见书（闽国土资[2017]预 003），该项目涉及占用基本农田，所以在预审意见中指出项目用地不符合秀屿区土地利用总体规划。在本次永久基本农田划定中该项目已经调整为一般耕地，并已通过国土部的审查，现阶段，福建省正在开展土地利用总体规划的调整，数据库须等乡镇规划审批后才能启用。目前秀屿区土地利用总体规划调整材料已经省国土厅审查并上报省人民政府，待省政府批准后，乡镇规划报市政府审批后，我局将积极配合开展该项目“农转用征收”、“供地”及“土地使用权证”等相关手续的办理。”

2018 年 1 月 8 日，莆田市人民政府出具《莆田市人民政府关于秀屿区笏石镇等 7 个镇土地利用总体规划（2006-2020 年）调整方案的批复》（莆政土[2018]3 号），同意秀屿区笏石镇等 7 个镇土地利用总体按规划（2006-2020 年）调整方案。

2018 年 3 月 2 日，福建省人民政府已针对项目用地出具《福建省人民政府关于莆田平海湾海上风电场 F 区工程建设农用地转用和土地征收的批复》（闽征地[2018]89 号），同意将该项目用地由农用地转为建设用地，并征收后以出让方式提供作为莆田平海湾海上风电场 F 区工程建设用地。

2018 年 3 月 29 日，莆田市人民政府针对项目用地发布《莆田市人民政府征收土地公告》（莆市公[2018]7 号）。

2、项目用海审批情况

截至本回复出具日，莆田平海湾海上风电场 F 区项目的用海审批手续办理情况如下：

2017 年 3 月 10 日，莆田市海洋与渔业局出具《莆田市海洋与渔业局关于莆田平海湾海上风电场 F 区项目的预审意见》（莆海渔审[2017]2 号），确认莆田平海湾海上风电场 F 区项目用海总体符合海洋功能区划的管控要求。

2017 年 5 月 2 日，福建省发展和改革委员会出具《福建省发展和改革委员会关于莆田平海湾海上风电场 F 区项目核准的复函》（闽发改网能源函[2017]58 号），同意实施莆田平海湾海上风电场 F 区项目。

2018 年 3 月 30 日，福建省人民政府已针对项目用海出具《福建省人民政府关于莆田平海湾海上风电场 F 区用海的批复》（闽政海域[2018]7 号），同意三川公司使用莆田秀屿区平海湾、南日岛南侧 154.1989 公顷海域用于建设莆田平海湾海上风电场 F 区项目。

按照《中华人民共和国海域使用权管理法》等相关规定，经福建省人民政府批准后，福建省三川海上风电有限公司正在办理项目海域使用权证。

二、补充披露情况

申请人已在《募集说明书》“第八节 本次募集资金运用”之“三、本次募集资金投资项目的具体情况”中就募投项目土地或海域使用权取得的最新进展情况补充披露如下：

“（五）项目土地或海域使用权取得最新进展情况

1、永春外山风电场项目

本项目位于永春县外山乡云峰村附近的山坡地，用地符合当地的发展规划。截至本募集说明书出具日，项目已取得该项目用地土地不动产权证书，权证号为闽（2017）永春县不动产权第 0005469 号-第 0005479 号。

2、南安洋坪风电场项目

本项目位于本项目位于南安市向阳乡洋坪村附近的山坡地，用地符合当地的发展规划。截至本募集说明书出具日，项目已取得该项目用地不动产权证书，权证号为闽（2017）南安市不动产权第 1100007 号。

3、莆田潘宅风电场项目

本项目在莆田市秀屿区埭头镇潘宅东南侧建设，用地符合当地的发展规划。截至本募集说明书出具日，项目已取得该项目用地土地不动产权证书，权证号为闽（2018）莆田市不动产权第 XY00872 号-第 000905 号。

4、莆田平海湾海上风电场项目

（1）土地

本项目陆上升压站部分在莆田市秀屿区南日镇岩下村建设，用地符合当地的发展规划。2018 年 3 月 2 日，福建省人民政府已针对项目用地出具《福建省人民政府关于莆田平海湾海上风电场 F 区工程建设农用地转用和土地征收的批复》（闽征地[2018]89 号），同意将该项目用地由农用地转为建设用地，并征收后以出让方式提供作为莆田平海湾海上风电场 F 区工程建设用地。截至本募集说明书出具日，莆田市人民政府已针对该土地发布《莆田市人民政府征收土地公告》（莆市公[2018]7 号）。

（2）海域

本项目风机机组在莆田市秀屿区平海湾、南日岛南侧海域建设。截至本募集说明书出具日，福建省人民政府已针对项目用海出具《福建省人民政府关于莆田平海湾海上风电场 F 区用海的批复》（闽政海域[2018]7 号），同意三川公司使用莆田秀屿区平海湾、南日岛南侧 154.1989 公顷海域用于建设莆田平海湾海上风电场 F 区项目。”

【中介机构核查意见】

保荐机构查阅了永春外山风电场项目、南安洋坪风电场项目的不动产权证书、莆田潘宅风电场项目的《国有建设用地使用权出让合同》、付款凭证及不动产权证书、莆田平海湾海上风电场 F 区项目的《福建省人民政府关于莆田平海湾海上风电场 F 区工程建设农用地转用和土地征收的批复》和《福建省人民政府关于莆田平海湾海上风电场 F 区用海的批复》等相关材料、莆田市国土资源局秀屿分局出具的《关于莆田平海湾海上风电场 F 区项目用地手续办理的说明》，并就用地用海权属证明进展情况与项目负责人进行了访谈。

经核查，保荐机构认为：本次募投项目中的永春外山风电场项目、南安洋坪风电场项目及莆田潘宅风电场项目已取得项目用地的《不动产权证书》；莆田平海湾海上风电场 F 区项目已取得项目用地农转用批复和用海批复，正在办理该项目用地的征收、出让手续以及海域使用权的办证手续。项目土地使用权证及海域使用权证的取得预计不存在实质性障碍。

经核查，发行人律师认为：本次募投项目中的永春外山风电场项目、南安洋坪风电场项目、莆田潘宅风电场项目已取得项目用地的《不动产权证书》；莆田平海湾海上风电场 F 区项目用地目前正处于该宗土地的征收阶段，登记期满后 will 按规定办理土地出让手续；莆田平海湾海上风电场 F 区项目用海已取得福建省人民政府海域使用权的批复，正在办理权属证书。综上所述，本所律师认为，莆田平海湾海上风电场 F 区项目用地在完成土地征收后即可履行出让程序，项目用海的海域使用权证正在办理中。

重点问题6

申请人部分高级管理人员于近期辞职。请申请人补充披露相关情况，请保荐机构和律师结合该等情况就申请人是否符合《上市公司证券发行管理办法》第七条第（四）项的规定发表核查意见。

回复：

一、最近 12 个月内高级管理人员的变动情况

发行人已在《募集说明书》“第四节 发行人基本情况”之“十四、董事、监事和高级管理人员”之“（一）董事、监事和高级管理人员基本情况”中就高级管理人员于近期辞职的相关情况进行补充披露，具体补充披露内容如下：

“2017 年 11 月 22 日，公司第八届董事会第二十五次临时会议审议通过了《关于改聘公司副总经理的议案》，同意俞金树先生辞去公司副总经理的职务，聘任叶道正先生为公司副总经理，任期至本届董事会届满之日。

2017 年 12 月 29 日，公司第八届董事会第二十七次临时会议审议通过了《关于公司副经理申请辞职的议案》，同意周谟铁先生辞去公司副总经理的职务。

2018 年 4 月 13 日，公司第九届董事会第一次会议审议通过了《关于聘任公司总经理的议案》、《关于聘任公司副总经理、财务总监和总法律顾问的议案》和《关于聘任公司董事会秘书的议案》，继续聘任程元怀为公司总经理；继续聘任叶道正、周朝宝、沈龙山、李祖安为公司副总经理，新聘任郑声清为公司副总经理；继续聘任许建才为公司财务总监；继续聘任汪元军为公司董事会秘书兼总法律顾问。”

本回复出具日前 12 个月内，公司高级管理人员及其具体变动情况如下：

序号	职务	2017 年 11 月 22 日前	2017 年 11 月 22 日	2017 年 12 月 29 日	2018 年 4 月 13 日至今
1	总经理	程元怀	程元怀	程元怀	程元怀
2	副总经理	周朝宝、沈龙山、李祖安、俞金树、周谟铁	叶道正、周朝宝、沈龙山、李祖安、周谟铁	叶道正、周朝宝、沈龙山、李祖安	叶道正、周朝宝、沈龙山、李祖安、郑声清
3	财务总监	许建才	许建才	许建才	许建才
4	董事会秘书	汪元军	汪元军	汪元军	汪元军
5	总法律顾问	汪元军	汪元军	汪元军	汪元军

二、最近 12 个月内高级管理人员变动主要系工作变动原因

公司副总经理周谟铁因公司工作分工调整，不再担任副总经理职位，由公司总经理程元怀与董事会秘书汪元军代行周谟铁负责的主要工作，周谟铁担任公司全资子公司福建省鸿山热电有限责任公司总经理。俞金树因工作变动原因从公司离职，不再在公司（含权属子公司）担任职务。

【中介机构核查意见】

保荐机构查阅了公司最近 12 个月高级管理人员变动的相关决议及公告文件、《福建福能股份有限公司关于调整领导班子成员分工的通知》。

经核查，保荐机构认为，发行人在最近十二个月内的高级管理人员变动系正常工作变动原因，不构成公司高级管理人员的重大不利变化，不存在违反《上市公司证券发行管理办法》第七条第（四）项规定的情形。

经核查，发行人律师认为，发行人在最近十二个月内的高级管理人员变动系正常工作变动原因，除俞金树先生外，辞任的周谟铁先生仍继续在公司子公司担任重要职位，上述变动不构成公司高级管理人员的重大不利变化。发行人符合《上市公司证券发行管理办法》第七条第（四）项的相关规定。

二、一般问题

一般问题1

申请人公告称公司及下属子公司开展动力煤套期保值业务。请申请人补充披露说明报告期内公司及子公司发生的套期保值业务的交易内容、交易金额、资金来源、交易完成情况或计划完成时间，是否属于类金融投资，并提示相关风险。请保荐机构及会计师核查并发表意见。

问题 1-1：套期保值业务的交易内容、交易金额、资金来源、交易完成情况或计划完成时间。

回复：

一、套期保值业务基本情况说明

燃煤发电业务为发行人发电业务的主要收入和利润来源之一，而燃料成本是燃煤发电企业营业成本的主要构成部分，因此煤炭价格是影响燃煤发电企业经营业绩的重要因素，如果煤炭价格大幅波动，将对发电企业经营业绩产生一定影响。

为规避动力煤价格波动带来的不利影响，抵消现货市场交易中存在的价格风险，达到稳定动力煤采购成本的目的，充分保障及提高持续稳定盈利能力，发行人分别于 2015 年 7 月 29 日和 2016 年 4 月 26 日召开第八届董事会第二次会议、第八届董事会第十二次临时会议，审议通过了《关于开展动力煤期货套期保值业务的议案》，批准全资子公司福建省鸿山热电有限责任公司结合其动力煤采购情况，择机通过国内期货市场适度开展套期保值业务，以提高抵抗市场风险能力。交易对象为郑州商品交易所交易的动力煤期货，全年套期保值动力煤数量不超过当年煤炭采购量的 30%，当期累计投入资金（保证金）不超过人民币 3 亿元。

报告期内，福建省鸿山热电有限责任公司从事期货套期保值交易的资金来源为自有资金。

二、报告期内套期保值业务交易明细

截至 2017 年末，发行人不存在未完成的套期保值业务。报告期内，发行人子公司福建省鸿山热电有限责任公司经审批授权，进行动力煤套期保值交易明细如下表所示：

合约代码	交易日期	买手	交易金额 (万元)	履约保证金 (万元)	交易完成情况	平仓盈亏 (万元)
ZC1701	2016-9-13	100 手	495.00	100.00	2016 年 9 月 22 日平仓	32.18

除上述交易外，发行人未进行其他套期保值交易。

问题 1-2：是否属于类金融投资，并提示相关风险。

回复：

报告期内，发行人全资子公司开展的套期保值业务均为动力煤，未涉及其他交易品种，从事交易的目的在于规避动力煤价格波动对业绩带来的不利影响；同时无论是交易量还是交易金额，占公司全年销售量、销售额的比重均较小。因此公司开展套期保值业务的目的均是为了公司的经营发展需要，并非为了获得投资收益，因此并不属于类金融投资。

动力煤期货套保值操作一定程度上可以规避燃料价格波动对生产经营的影响，但同时也存在以下风险：

1、价格波动风险

期货行情变动较大时，尤其是在期货与现货价格偏差较大时，可能无法以适当的价格买入或平仓动力煤期货套保值合约。

2、资金流动性风险

按照董事会授权的年度累计投入保证金额度计算，动力煤套期保值业务对流动资金占用最高达人民币 3 亿元，可能造成流动资金占用及短缺风险。

3、技术操作风险

由于现货市场与期货市场价格存在价差且价差波动受多种因素影响，因此对于交易方案及交易时机的选择会直接影响套期保值交易的有效性。

发行人已在募集说明书“第三节 风险因素”之“三、财务风险”中，就套期保值业务进行了补充披露及风险提示如下：

“（二）动力煤套期保值风险

为规避动力煤价格波动带来的不利影响，抵消现货市场交易中存在的价格风险，达到稳定动力煤采购成本的目的，公司分别于 2015 年 7 月 29 日和 2016 年 4 月 26 日召开第八届董事会第二次会议、第八届董事会第十二次临时会议，审议通过了《关于开展动力煤期货套期保值业务的议案》，批准全资子公司福建省鸿山热电有限责任公司结合其动力煤采购情况，择机通过国内期货市场适度开展套期保值业务，以提高抵抗市场风险能力。

报告期内，公司开展动力煤套期保值业务的交易量和交易金额均相对较小，但进行动力煤套期保值业务也存在一定的风险，如价格波动风险、资金流动性风险、技术操作风险等。若未来公司在套期保值过程中操作不当，或受到动力煤价格剧烈波动等因素影响，公司将面临套期保值业务带来的收益波动风险。”

【中介机构核查意见】

保荐机构查阅了发行人开展套期保值业务的内部决策文件、《期货套期保值业务内部控制制度》、套期保值账单。

经核查，保荐机构认为，发行人开展套期保值业务的主要目的在于规避公司生产经营中使用的主要原材料价格风险，同时套期保值业务的交易量、交易金额占发行人全年销售量、销售金额的比例较低，不属于类金融投资。

经核查，立信会计师认为，申请人及子公司报告期内发生的套期保值业务的交易内容、交易金额、资金来源、交易完成情况或计划完成时间等相关内容披露真实完整；申请人子公司开展动力煤期货套保业务是以规避生产经营中的原材料价格风险为目的，不属于类金融投资。

一般问题2

报告期内，申请人应收账款余额分别为 77,512.53 万元、76,217.38 万元、97,870.11 万元和 155,009.26 万元，主要包括应收电价款、清洁能源补贴款、纺织制品及供热款项。其中，清洁能源补贴款、应收纺织制品款最近一期末相比上年末分别增长 21,083.45 万元、24,148.47 万元，增幅较大。另外，根据公司坏账计提政策，应收账款中占比较大的应收电价、清洁能源补贴、供热等款项均采用个别认定法，未计提坏账准备。请申请人补充说明：

（1）报告期各期清洁能源电价补贴收入情况、可持续性以及对发行人业绩的影响，并说明应收清洁能源电价补贴款计入“应收账款”的合理性，是否符合会计准则相关规定。

（2）应收账款期后回款情况，区分业务类型、结合业务模式、客户资质、信用政策、报告期分季度相关数据定量分析最近一期末应收账款大幅增长的原因及合理性。

（3）结合上述情况及同行业可比上市公司对比分析应收账款坏账计提政策的谨慎性及坏账准备计提的充分性。

请保荐机构及会计师核查并发表意见。

问题 2-1：报告期各期清洁能源电价补贴收入情况、可持续性以及对发行人业绩的影响，并说明应收清洁能源电价补贴款计入“应收账款”的合理性，是否符合会计准则相关规定。

回复：

一、报告期内清洁能源电价补贴收入情况

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》（发改价格[2006]7 号）、《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）、《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）等可再生能源相关文件规定，公司下属子公司的风力发电和光伏发电业务属于可再生能源发电，享受国家可再生能源电价附加补助资金（即清洁能源电价补贴）政策。

根据上述文件的规定，清洁能源电价补贴收入为可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，该部分来源于财政部门向电力用户征收的电价附加费用。财政部根据可再生能源电价附加收入、省级电网企业和地方独立电网企业资金申请等情况，将可再生能源电价附加补助资金拨付到省级财政部门，省级财政部门按照国库管理制度有关规定，通过电网企业向发电企业及时拨付资金。

截至 2017 年 12 月 31 日，公司风力发电并网装机容量为 66.40 万千瓦，光伏发电并网装机容量为 4.29 万千瓦，公司清洁能源电价补贴收入主要源自风力发电业务。报告期内，公司清洁能源电价补贴收入情况如下表所示：

单位：万元

时间	清洁能源电价补贴收入	占风力、光伏发电收入的比例	期末应收清洁能源补贴款余额
2014 年度	16,129.79	27.26%	16,250.21
2015 年度	21,467.94	31.63%	5,288.99
2016 年度	29,894.58	38.70%	26,431.47
2017 年度	36,333.96	37.63%	52,889.02

二、清洁能源电价补贴收入的可持续性以及对业绩的影响

公司的清洁能源电价补贴收入由风力、光伏发电业务的售电量和上网标杆电价决定。报告期内，公司按照“大力发展新型清洁能源发电，做强做大热电联产业务”的思路积极推进清洁能源发电业务，风电装机规模和售电量逐年增加。

报告期内，公司清洁能源发电业务产销情况如下表所示：

项目		2017 年度	2016 年度	2015 年度	2014 年度
风力发电	期末并网机组（万千瓦）	66.40	64.40	54.25	45.25
	发电量（亿千瓦时）	18.84	15.45	13.59	11.62
	上网电量（亿千瓦时）	18.45	15.10	13.30	11.38
光伏发电	期末并网机组（万千瓦）	4.29	-	-	-
	发电量（亿千瓦时）	0.18	-	-	-
	上网电量（亿千瓦时）	0.18	-	-	-

随着前次非公开发行股票募投项目的完工投产及本次募投项目建设进程的推进，公司的风力发电装机规模将进一步增加，清洁能源发电业务量也将快速增长。

影响发行人清洁能源补贴收入的另一因素风力、光伏发电的上网标杆电价由国家发改委确定。我国风力、光伏发电上网标杆电价变化情况如下表所示：

（一）风力发电

时间	文号	含税上网标杆电价（元/千瓦时）				适用范围
		I 类	II 类	III 类	IV 类	
2009年7月	发改价格 [2009]1906号	0.51	0.54	0.58	0.61	2009年8月1日后核准的陆上风电项目。
2014年12月	发改价格 [2014]3008号	0.49	0.52	0.56	0.61	2015年1月1日以后核准的陆上风电项目，以及2015年1月1日前核准但于2016年1月1日以后投运的陆上风电项目。
2015年12月	发改价格 [2015]3044号	0.47	0.50	0.54	0.60	2016年1月1日后核准的陆上风电项目，以及2016年前核准的陆上风电项目但于2017年底前仍未开工建设的陆上风电项目。
		0.44	0.47	0.51	0.58	2018年1月1日后核准的陆上风电项目。
2016年12月	发改价格 [2016]2729号	0.40	0.45	0.49	0.57	2018年1月1日以后核准并纳入财政补贴年度规模管理的陆上风电项目，2018年以前核准并纳入以前年份财政补贴规模管理的但于2019年底前仍未开工建设的陆上风电项目，以及2018年以前核准但纳入2018年1月1日之后财政补贴年度规模管理的陆上风电项目。

注：2009年起，国家发改委将全国分为四类风能资源区，相应制定陆上电网标杆电价。发行人目前已投运及在建的风力发电项目均位于福建省内，属于IV类资源区。

（二）光伏发电

时间	文号	含税上网标杆电价（元/千瓦时）			适用范围
		I 类	II 类	III 类	
2011年7月	发改价格 [2011]1594号	1.15			2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产、发改委尚未核定价格的太阳能光伏发电项目。
		1.00			2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目。

					能光伏发电项目，以及 2011 年 7 月 1 日之前核准但截至 2011 年 12 月 31 日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目（除西藏地区）。
2013年8月	发改价格 [2013]1638号	0.90	0.95	1.00	2013 年 9 月 1 日后备案（核准），以及 2013 年 9 月 1 日前备案（核准）但于 2014 年 1 月 1 日及以后投运的光伏电站项目。
2015 年 12 月	发改价格 [2015]3044号	0.80	0.88	0.98	2016 年 1 月 1 日以后备案并纳入年度规模管理的光伏发电项目，以及 2016 年以前备案并纳入年度规模管理但于 2016 年 6 月 30 日以前仍未全部投运的光伏发电项目。
2016 年 12 月	发改价格 [2016]2729号	0.65	0.75	0.85	2017 年 1 月 1 日以后纳入财政补贴年度规模管理的光伏发电项目，以及 2017 年以前备案并纳入以前年份财政补贴规模管理但于 2017 年 6 月 30 日以前仍未投运的光伏发电项目。

注：2013 年起，国家发改委将全国分为三类太阳能资源区，相应制定光伏电站标杆上网电价。发行人目前已投运的光伏发电项目主要位于云南省内，属 II 类资源区。

近几年，国家发改委针对风电和光伏发电发布了一系列的调价政策，但始终坚持“发电成本+还本付息+合理利润”的定价原则，同时实行价格费用分摊制度。国家发改委历次进行上网标杆电价调整时，调整对象为尚未并网发电的风力、光伏发电项目，不调整已并网发电且取得物价局价格核准文件项目的上网标杆电价，标杆上网电价的调整对政策实施前已建成投产的项目未产生影响。

从历年实际结算情况来看，公司下属各可再生能源电场标杆上网电价均执行各项目最初核准时的批复电价，不存在随上述不同时期各项政策的调整而发生变化，公司已投产运营可再生能源电场项目的标杆上网电价具有一定的稳定性和持续性。清洁能源电价补贴收入为可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，清洁能源单位电价补贴本身可能会随着当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的波动而变化，由于可再生能源电场标杆上网电价具有稳定性与可持续性，因此不会因此影响公司业绩的稳定性。

由于国家发改委出台的《能源发展战略行动计划（2014-2020）》提出风电、光伏电价 2020 年实现平价上网的目标要求，未来公司新建的风电场项目可能会

因此收入减少，但由于风电场技术不断成熟完善，未来风电投资单位成本亦会逐步降低，缓冲新建项目收入减少对公司业绩带来的不利影响。

三、应收清洁能源电价补贴款计入“应收账款”的合理性分析

根据《可再生能源电价附加有关会计处理规定》（财会[2012]24 号）规定，对可再生能源发电企业销售可再生能源电量时，按实际收到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的电价收入，贷记“主营业务收入”科目，按专用发票上注明的增值税额，贷记“应交税费——应交增值税（销项税额）”科目。发行人子公司按照财会[2012]24 号规定，按照销售可再生能源电量时应收的清洁能源电价补贴款计入“应收账款”，符合会计准则相关规定。

问题 2-2：应收账款期后回款情况，区分业务类型、结合业务模式、客户资质、信用政策、报告期分季度相关数据定量分析最近一期末应收账款大幅增长的原因及合理性。

回复：

一、应收账款期后回款情况

截至 2017 年 9 月 30 日，发行人应收账款余额为 155,009.26 万元，具体构成情况及期后回款情况如下表所示：

单位：万元

项目	2017 年 9 月 30 日		期后回款余额				回款比例（%）
	金额	占应收账款比例（%）	2017 年 10 月	2017 年 11 月	2017 年 12 月	截至 2017 年 12 月 31 日回款合计	
供电	115,506.88	74.52	67,252.28	3,005.92	7,792.73	78,050.93	67.57
其中：应收电价款	67,991.96	43.86	67,252.28	-	739.68	67,991.96	100.00
清洁能源款	47,514.92	30.65	-	3,005.92	7,053.05	10,058.97	21.17
纺织制品	33,102.34	21.36	10,856.14	7,372.77	11,054.70	29,283.61	88.46
供热	5,930.56	3.83	4,522.52	688.54	701.77	5,912.83	99.70
其他	469.48	0.30	469.48	-	-	469.48	100.00
合计	155,009.26	100.00	83,100.42	11,067.23	19,549.20	113,716.85	73.36

截至 2017 年 12 月 31 日，发行人已收回 2017 年 9 月末应收账款余额 113,716.85 万元，回款比例达 73.36%。其中，应收电价款、纺织制品应收账款和

供热应收账款回款比例分别为 100.00%、88.46%、99.70%，应收清洁能源款回款比例为 21.17%，回款比例较低的原因为电网公司按照与发行人签订的《电网购售电合同》，再生能源发展基金承担的上网费用（清洁能源补贴收入）在电网公司收到财政补贴资金后陆续支付。报告期内，对于已纳入补助目录的清洁能源电价补贴款，电网公司收到款项后按照合同约定支付给发行人，结算周期一般为 6-12 个月，回款相对稳定。

二、最近一期末应收账款增长原因及合理性分析

2015-2017 年各三季度末及 2015-2017 年各年末，发行人按业务类型划分的应收账款余额构成情况如下表所示：

单位：万元；%

项目	2017.9.30		2016.9.30		2015.9.30	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
供电	115,506.88	74.52	65,243.39	66.02	66,134.47	66.84
1、燃煤发电	27,326.78	17.63	20,496.11	20.74	24,873.19	25.14
2、燃气发电	37,073.96	23.92	26,182.70	26.50	30,256.02	30.58
3、风力及光伏发电	51,106.14	32.97	18,564.58	18.79	11,005.26	11.12
（1）应收电价款	3,591.22	2.32	4,884.38	4.94	4,718.90	4.77
（2）清洁能源款	47,514.92	30.65	13,680.20	13.84	6,286.36	6.35
纺织制品	33,102.34	21.36	30,371.48	30.73	28,822.28	29.13
供热	5,930.56	3.83	2,981.40	3.02	3,012.67	3.05
其他	469.48	0.30	223.82	0.23	968.03	0.98
合计	155,009.26	100.00	98,820.09	100.00	98,937.44	100.00
项目	2017.12.31		2016.12.31		2015.12.31	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
供电	112,309.05	90.30	88,562.75	90.49	66,869.49	87.74
1、燃煤发电	23,363.91	18.78	11,945.93	12.21	28,367.95	37.22
2、燃气发电	25,550.10	20.54	41,928.34	42.84	27,315.21	35.84
3、风力及光伏发电	63,395.05	50.97	34,688.48	35.44	11,186.33	14.68
（1）应收电价款	10,506.03	8.45	8,257.01	8.44	5,897.34	7.74
（2）清洁能源款	52,889.02	42.52	26,431.47	27.01	5,288.99	6.94
纺织制品	8,698.55	6.99	8,953.87	9.15	9,044.03	11.87
供热	3,169.11	2.55	211.33	0.22	303.88	0.40
其他	202.62	0.16	142.15	0.15	-	-
合计	124,379.33	100.00	97,870.10	100.00	76,217.40	100.00

由上表可见，发行人 2016 年、2017 年第三季度末应收账款余额均高于上年年末应收账款余额。2017 年 9 月末，发行人应收账款余额较 2016 年末增加

57,139.16 万元，其中供电业务增加 26,944.13 万元，纺织制品增加 24,148.47 万元、供热业务增加 5,719.23 万元。结合各类业务的客户资质、信用政策及季节性因素，上述应收账款项的增加原因及合理性分析如下：

（一）供电业务

1、客户资质及信用政策

发行人供电业务的客户主要为国网福建省电力有限公司及其下属供电公司。对于燃煤发电和燃气发电业务，发行人按照与电网公司签订的《电网购售电合同》，按月结算电费。对于风力发电和光伏发电业务，按照《电网购售电合同》及《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）的规定，电网公司根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量，按月与发行人结算标准电费；补贴电费部分由省电网公司按季提出季度资金申请，经省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局审核，最终由财政部将补助资金拨付到省级财政部门，省级财政部门再拨付给省电网公司，由省电网公司与发电企业对接并结算补助资金。补贴电费在实际结算时周期较长，是由电网公司收到财政补助资金后转付发行人，根据行业惯例，双方未明确约定应收补贴电费的信用期。

根据电网公司的实际回款情况统计，电网公司按照合同约定条款，月末抄表并结算当月电费，所有项目都按期支付标准电费，付款周期一般为 1 个月；已经进入可再生能源补贴名录的项目，由电网公司转付的补贴电费部分在电力公司收到财政资金后按照合同约定支付，实际拨付周期通常在 6—12 个月左右。

2、季度数据分析

电力行业的季节性主要表现为不同用电季节对发电量需求的影响。发行人火电业务主要受用电需求及调峰的影响，表现一定的季节性波动，通常二、三季度发电量水平较高；风电业务受风资源季节性影响，通常冬季和春季为盛风期，即一季度、四季度风量较大，相应的发电量水平也较高。

2016 年和 2017 年，发行人供电业务中各发电品种分季度销售情况如下表所示：

单位：万元；亿千瓦时

项目	2017 年度							
	第四季度		第三季度		第二季度		第一季度	
	收入	上网电量	收入	上网电量	收入	上网电量	收入	上网电量
燃煤发电	59,610.48	18.13	61,449.93	17.98	56,432.72	17.69	22,564.83	7.18
燃气发电	75,315.82	16.20	91,729.52	19.74	26,093.72	5.66	25,968.89	5.59
风力及光伏发电	37,820.31	7.28	13,439.97	2.57	16,660.81	3.22	28,646.17	5.55
合计	172,746.61	41.61	166,619.42	40.29	99,187.25	26.57	77,179.89	18.32
项目	2016 年度							
	第四季度		第三季度		第二季度		第一季度	
	收入	上网电量	收入	上网电量	收入	上网电量	收入	上网电量
燃煤发电	42,830.35	13.06	51,699.22	16.19	57,282.99	18.07	33,638.83	10.60
燃气发电	68,205.54	14.35	78,986.39	17.00	54,488.44	11.72	19,625.76	4.20
风力及光伏发电	29,800.26	5.72	12,997.12	2.64	12,158.30	2.43	22,282.26	4.32
合计	140,836.15	33.13	143,682.73	35.83	123,929.73	32.22	75,546.85	19.12

注：上表中燃气发电上网电量包含替代电量。

2016 年和 2017 年，发行人供电业务应收账款余额分季度情况如下表所示：

单位：万元

项目	2017.12.31	2017.9.30	2017.6.30	2017.3.31
燃煤发电	23,363.91	27,326.78	23,702.95	12,331.63
燃气发电	25,550.10	37,073.96	21,804.61	7,022.98
风力及光伏发电	63,395.05	51,106.14	49,922.60	44,825.88
（1）应收电价款	10,506.03	3,591.22	6,254.04	5,573.12
（2）清洁能源款	52,889.02	47,514.92	43,668.56	39,252.76
合计	112,309.05	115,506.88	95,430.16	64,180.50
项目	2016.12.31	2016.9.30	2016.6.30	2016.3.31
燃煤发电	11,945.93	20,496.11	21,902.00	22,887.06
燃气发电	41,928.34	26,182.70	24,918.37	7,488.18
风力及光伏发电	34,688.48	18,564.58	12,870.24	18,523.49
（1）应收电价款	8,257.01	4,884.38	3,127.25	4,661.51
（2）清洁能源款	26,431.47	13,680.20	9,742.99	13,861.98
合计	88,562.75	65,243.39	59,690.61	48,898.73

2017 年 9 月末，发行人供电业务应收账款余额较上年末增加 26,944.13 万元，主要系燃煤发电业务增加应收账款 15,380.85 万元及应收清洁能源补贴款增加 21,083.45 万元。结合发行人供电业务的信用政策及电力产品的季节数据进行分

析，2017 年三季度末发行人上述应收账款增加的原因为：（1）2016 年福建省水电超发，同时发行人在当年第四季度进行热电燃煤机组检修，2016 年第四季度燃煤发电量下降，而每年第三季度为用电高峰期，发行人 2017 年第三季度燃煤发电收入较 2016 年第四季度增加 18,619.58 万元，从而 2017 年 9 月末燃煤发电业务应收账款余额较 2016 年末增加 15,380.85 万元；（2）风力及光伏发电业务的应收清洁能源补贴款需待国家财政资金统一安排后才能到位，结算周期相对较长，2017 年 9 月末较 2016 年末增加 21,083.45 万元。

（二）纺织业务

1、客户资质及信用政策

发行人纺织业务的客户主要是位于福建、江浙、安徽等地区的纺织产品下游企业，客户相对分散且主要为民营企业。根据发行人与客户签订的产品销售合同，付款周期通常为 1-3 个月，大部分合同约定客户于年末还清当年欠款。

2、季度数据分析

发行人纺织业务的季节性波动主要受下游行业影响。相对而言，服装和鞋的季节性特征较为明显，产品需求主要集中在秋冬季节；而箱包、家具、球、汽车内饰、装饰材料等消费需求的季节分布较为均匀。

2016 年和 2017 年，发行人纺织业务分季度销售情况如下表所示：

单位：万元

年份	销售收入			
	第四季度	第三季度	第二季度	第一季度
2017 年	19,407.88	34,114.82	20,135.06	22,060.52
2016 年	27,037.08	31,113.28	21,136.88	22,600.07
年份	应收账款期末余额			
	12 月 31 日	9 月 30 日	6 月 30 日	3 月 31 日
2017 年	8,698.55	33,102.34	16,459.60	22,851.27
2016 年	8,953.87	30,371.48	18,374.09	21,478.87

结合纺织业务的信用政策及季度数据进行分析，发行人 2017 年三季度末纺织业务应收账款余额较 2016 年末增加 24,148.47 万元主要系：（1）每年的第三季度为纺织业务的销售旺季，应收账款余额随销售规模的增加而增长；（2）根据合

同约定，发行人纺织业务通常在年末实现回款，故每年的 12 月发行人纺织业务应收账款回款集中，期末余额较当年三季度末的余额有较大幅度下降。

（三）供热业务

1、客户资质及信用政策

发行人供热业务的客户主要为泉州石狮沿海三镇工业园区内服装印染、造纸等用热企业，位于福鼎市龙安工业区的龙安热电燃煤机组于 2017 年建成投产后，为龙安工业园区内的皮革企业集中供热。根据发行人与用热企业签订的供热合同，付款周期通常在 1 个月以内。

2、季度数据分析

发行人供热业务的主要客户为下游皮革、服装印染等用热企业，供热量的季节性波动主要受用热企业季节性生产周期影响。

单位：万元

年份	销售收入							
	第四季度		第三季度		第二季度		第一季度	
	收入	供热量 (万吨)	收入	供热量 (万吨)	收入	供热量 (万吨)	收入	供热量 (万吨)
2017 年	20,664.04	139.2	14,660.12	99.85	12,479.62	90.55	10,707.97	77.66
2016 年	11,557.69	102.24	9,697.43	103.58	12,620.05	136.03	8,729.95	93.86
年份	应收账款期末余额							
	12 月 31 日		9 月 30 日		6 月 30 日		3 月 31 日	
	3,169.11		5,930.56		3,549.15		4,790.79	
2017 年	211.33		3,205.22		3,240.09		3,785.35	
2016 年								

2017 年 9 月末，发行人供热业务应收账款较 2016 年末增加 5,719.23 万元的主要原因为：（1）2017 年前三季度，受燃煤价格高位运行的影响，低压蒸汽和中压蒸汽供热基准价格大幅提升，发行人供热业务收入增加，相应的应收账款也随之增加；（2）龙安热电燃煤机组投产运营新增应收供热款。

问题 2-3：结合上述情况及同行业可比上市公司对比分析应收账款坏账计提政策的谨慎性及坏账准备计提的充分性。

回复：

一、申请人应收账款坏账计提政策

发行人采用备抵法核算应收款项坏账损失，年末单独或按组合进行减值测试，计提坏账准备，计入当期损益。发行人应收账款坏账计提政策是在结合业务类型与客户资质，在对单项重大或不重大应收账款单独计提坏账准备的基础上，同时考虑不同行业呈现的不同信用风险特征，划分了应收电价组合、清洁能源电价补贴款组合、应收供热组合、关联方组合、账龄组合等。具体的坏账计提政策如下：

（一）供电业务

应收电价组合属于供电业务应收账款，按个别认定法计提坏账准备。应收电价组合为按燃煤机组标杆上网电价结算的应收电费，供电业务客户主要为省电网公司，客户单一且客户资信极高，应收电费均按时隔月回款，逾期风险极低。

清洁能源电价补贴款属于供电业务应收账款，按个别认定法计提坏账准备。清洁能源电价补贴款组合为按可再生能源上网电价结算的可再生能源电价附加补助资金。目前可再生能源电价附加补助资金原则上是实行“按季预拨、年终清算”。由省电网公司按季提出季度资金申请，经省级财政、价格、能源主管部门审核后，报财政部、国家发展改革委、国家能源局审核，最终由财政部将补助资金拨付到省级财政部门，省级财政部门再拨付给省电网公司，由省电网公司与发电企业对接并结算补助资金。年度终了后，省电网公司提交补助资金清算申请，按上述流程再层层上报，审核拨付清算补助资金。清洁能源电价补贴款在实际结算时周期较长，但该部分资金是省电网公司结算，最终由财政资金刚性兑付，受可再生能源相关政策支持，可收回性高，坏账风险极低。

（二）供热业务

应收供热组合属于供热业务应收账款，按个别认定法计提坏账准备。供热客户主要为集中供热园区内的用热企业，热力属于用热企业主要能源介质，且供热合同通常约定用热企业未按期支付供热款项时，供热企业停止供热并执行预付款供热制度，因此在收款环节，供热企业处于较强的优势地位，供热应收账款回收风险极低，报告期内发行人尚未发生供热应收账款逾期无法收回的情形。

（三）关联方组合

关联方组合属于实际控制人并表范围内关联方之间发生的应收款项，按个别认定法计提坏账准备。关联方指福建省能源集团有限责任公司合并报表范围的子公司，应收关联方的款项回收风险低。

（四）账龄组合

账龄组合是对于不属于上述组合以外的应收账款，按账龄为信用风险特征计提坏账的组合，主要包括纺织业务产生的应收账款。纺织业务应收账款客户分散，存在一定逾期风险。

二、同行业可比上市公司坏账准备计提政策

（一）单项金额重大并单独计提坏账准备的应收账款

项目	福能股份	漳泽电力	吉电股份	内蒙华电	皖能电力
单项金额重大的判断依据或金额标准	单项金额超过期末应收款项余额的10%或单项金额超过人民币300万元以上。	余额为1000万元以上的应收款项确认为单项金额重大的应收款项。	将金额为人民币1000万元以上的应收款项确认为单项金额重大的应收款项。	将单项金额超过500万元或占年末资产总额5%以上的应收款项视为重大应收款项。	占应收款项余额10%以上的应收款。
单项金额重大并单项计提坏账准备的计提方法	单独进行减值测试，如有客观证据表明其已发生减值，按预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提坏账准备，计入当期损益。单独测试未发生减值的应收款项，将其归入相应组合计提坏账准备。	当存在客观证据表明公司将无法按应收款项的原有条款收回所有款项时，根据其预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额，单独进行减值测试，计提坏账准备。	对单项金额重大的应收款项单独进行减值测试，单独测试未发生减值的金融资产，包括在具有类似信用风险特征的金融资产组合中进行减值测试。单项测试已确认减值损失的应收款项，不再包括在具有类似信用风险特征的应收款项组合中进行减值测试。	根据其未来现金流量现值是否低于其账面价值的差额计提或不计提坏账准备。	单独进行减值测试，根据其未来现金流量现值低于其账面价值的差额计提坏账准备。

（二）按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款

项目	福能股份	漳泽电力	吉电股份	内蒙华电	皖能电力
----	------	------	------	------	------

个别认定法	应收电价组合、清洁能源 电价补贴款组合、应收供 热组合、关联方组合	组合2 (注1)	个别认定组合 (注2)	(注3)	(注4)
账龄分析法					
其中：1年以内	5%	0%	0%	0%	半年以内 0%；半年至 1年5%
1-2年	10%	5%	10%	10%	10%
2-3年	20%	20%	20%	30%	30%
3-4年	40%	40%	50%	50%	50%
4-5年	80%	60%	50%	50%	80%
5年以上	100%	100%	100%	80%	100%

注：（1）漳泽电力将国网山西省电力公司、山西华泽铝电有限公司等供电、供热客户划分为组合2，按个别认定法计提坏账准备；（2）吉电股份将应收国家电网各个省公司的电费计入个别认定组合计提坏账；（3）内蒙华电将应收内蒙古电力集团及国家电网华北分部等电费及直供非居民的热力费划分为单项金额重大并单独计提坏账准备的应收款项；（4）皖能电力将应收国网安徽省电力公司等账龄在半年以内的款项按0%计提坏账准备。

三、申请人及同行业可比上市公司坏账准备计提情况

2014-2016 年各期末，发行人坏账准备金额占应收账款余额比重与同行业可比上市公司对比情况如下表所示：

公司名称	2016.12.31	2015.12.31	2014.12.31
漳泽电力	0.09%	0.46%	0.09%
吉电股份	0.22%	0.23%	0.12%
内蒙华电	0.08%	0.01%	0.06%
皖能电力	0.24%	0.25%	0.13%
同行业可比上市公司均值	0.16%	0.24%	0.10%
福能股份	2.72%	2.98%	1.78%

由上表可见，发行人坏账准备金额占应收账款余额比重高于同行业可比上市公司均值，坏账准备计提较为充分。

综上所述，发行人分别结合供电、供热与纺织业务应收账款不同信用风险特征按不同组合计提坏账准备。按照行业惯例及同行业可比上市公司的坏账计提政策来看，供电、供热业务产生的应收账款，未出现逾期情况、隔月收回的应收款项通常按照个别认定法不计提坏账准备。发行人账龄分析法计提坏账比例与同行业可比上市公司基本一致。同时，对于有迹象表明客户信用状况恶化的应收款项，

根据其预计未来现金流量现值低于其账面价值的差额，单独进行减值测试，计提坏账准备。因此发行人应收账款坏账计提政策是谨慎的，坏账准备计提金额是充分的。

【中介机构核查意见】

保荐机构查阅了清洁能源电价补贴相关政策文件、电价文件及相关会计处理规定；核查了大额应收账款回款的相关订单、银行流水凭证、记账凭证等原始凭据；获取并查阅了发行人应收账款明细账，结合发行人季报数据对分季度业务数据进行定量分析；查阅了同行业上市公司的审计报告或财务报告；对比分析了同行业上市公司的应收账款坏账准备计提政策。

经核查，保荐机构认为：（1）发行人现有项目的清洁能源电价补贴收入对应的可再生能源标杆上网电价具有一定的稳定性与可持续性。未来新增风力、光伏发电项目的清洁能源电价补贴收入将受政策调整影响，但由于风电场技术不断成熟完善，未来风电投资单位成本亦会逐步降低；（2）发行人应收清洁能源电价补贴款收入计入“应收账款”符合相关会计处理规定及行业惯例；（3）应收账款水平合理，回款情况良好；（4）应收账款坏账准备计提政策与同行业可比上市公司不存在重大差异，发行人根据客户性质和实际情况，严格按照会计政策计提坏账准备，坏账计提比例充分。

经核查，立信会计师认为，（1）申请人报告期各期清洁能源电价补贴收入金额真实完整，应收清洁能源电价补贴款计入“应收账款”的符合会计准则相关规定；（2）应收账款期后回款情况真实准确，最近一期末应收账款大幅增长的原因主要包括：热电板块受3季度用电高峰期影响燃煤发电量较上年末增加，以及新建供热机组投产运营影响供热量较上年末增加，燃煤发电及供热应收账款同比增加；风电板块受清洁能源电价补贴拨付进度较慢影响，应收清洁能源款同比增加；纺织业务受3季度旺季及结算周期影响，纺织制品应收账款同比增加；（3）应收账款坏账准备计提政策符合企业会计准则及行业惯例，与同行业可比上市公司不存在重大差异，报告期内坏账准备计提充分。

一般问题3

报告期各期末，申请人商誉为 46,295.36 万元，主要为 2014 年重大资产重组实现借壳上市确认的商誉。请申请人结合相关资产的经营状况、财务状况补充披露商誉减值准备计提的充分性及依据，并结合商誉规模补充说明未来商誉减值对企业未来经营业绩的影响。请保荐机构及会计师核查并发表意见。

回复：

一、商誉基本情况说明

截至 2017 年 12 月 31 日，公司商誉构成情况如下表所示：

单位：万元

项目	期末余额	占比
2014 年重大资产重组构成反向购买确认的商誉	46,175.36	99.74%
2003 年收购福建省南平新南针有限公司确认的商誉	120.00	0.26%
合计	46,295.36	100.00%

截至 2017 年 12 月 31 日，公司的商誉包括 2014 年重大资产重组构成反向购买确认的商誉，以及 2003 年收购福建省南平新南针有限公司（原南平针织总厂资产）确认的商誉。其中，2014 年公司进行重大资产重组实现借壳上市，根据《关于非上市公司购买上市公司股权实现间接上市会计处理的复函》（财会便[2009]17 号文），此次反向购买确认商誉 46,175.36 万元，占公司商誉总额的 99.74%，占期末净资产的 4.15%。以下就反向购买确认的商誉进行详细说明。

二、商誉减值准备计提的充分性及依据

（一）2014 年重大资产重组相关资产的经营状况、财务状况

2014 年公司进行重大资产重组构成反向购买，从会计上的收购方（法律上的子公司）角度，报告期内纺织报告分部主体资产福建南纺有限公司的主要财务数据如下表所示：

单位：万元

项目	2017.12.31	2017.9.30	2016.12.31	2015.12.31	2014.12.31
资产总额	106,361.04	114,663.74	89,956.72	90,922.57	103,814.40
负债总额	32,803.68	41,635.28	17,770.14	20,695.80	34,993.38

所有者权益总额	73,557.36	73,028.46	72,186.58	70,226.77	68,821.02
资产负债率	30.84%	36.31%	19.75%	22.76%	33.71%
项目	2017 年度	2017 年 1-9 月	2016 年度	2015 年度	2014 年度
营业收入	96,554.64	76,968.58	102,523.42	107,857.86	122,030.27
营业利润	2,022.15	578.69	2,318.40	2,428.18	1,779.65
利润总额	2,020.80	1,244.47	2,574.38	2,712.63	2,211.56
经营活动产生的现金流量净额	4,505.10	2,935.50	9,102.02	10,471.82	10,716.66

2014 -2016 年，南纺公司的资产规模呈逐年下降趋势，主要系经营活动产生的现金流量充沛，偿还了银行借款本金。2017 年末，南纺公司的资产总额较 2016 年末有所增长，主要系南纺公司积极推进退城入园，开展南纺高新材料产业园项目一期建设而增加银行借款。2014 年以来，以南纺公司为主体的纺织报告分部虽受纺织行业整体低迷及主要产品 PU 革基布竞争加剧影响，但得益于南纺公司实施“转型升级”战略，积极调整产品业务结构和保持产品研发优势，资产盈利能力保持稳定且经营性现金流量较为充足。

2017 年以来，南纺公司积极推进退城入园，开展南纺高新材料产业园项目一期建设，在优化现有产品的基础上，重点发展水刺无纺布、针刺无纺布，积极培育和壮大医疗卫生材料、环保功能性过滤材料及其产业链延伸项目。目前，南纺公司高新材料产业园一期项目已基本完成，其中主要新建年产 2.0 万吨功能性高效多级低位水刺全棉复合医卫材料项目，其生产的卫生材料可广泛应用于面膜、婴儿纸尿裤、成人失禁用品等一次性卫生用品。南纺公司介入高增长率高毛利率的一次性卫生用品行业，开拓新的盈利点，增强其未来盈利能力。

未来，南纺公司将继续坚持“以合成革基布为主业，以新型针刺、水刺产品为两翼，重点发展新型卫生和防护材料、车用材料、高温环保过滤材料”的产业发展思路，加强非织造布生产技术的研发，拓展非织造布产业类别，使得非织造产品向卫生材料、车用材料、高温环保过滤材料、合成革基布方向延伸，逐步由劳动密集型企业向资金技术型企业方向转变。

此外，从法律上的母公司（原福建南纺）角度来看，注入的电力资产组组合包括鸿山热电 100%股权、福能新能源 100%股权和晋江气电 75%股权。根据重大资产重组时，公司与福能集团签署的《发行股份购买资产协议》与《盈利预测补偿协议》，福能集团承诺：本次重组标的资产对应的 2014 年度、2015 年度和 2016 年度扣除非经常性损益后的净利润合计数分别不低于人民币 50,200 万元、50,800 万元和 51,100 万元。2014 年至 2016 年，重组标的资产实现扣除非经常性损益后的净利润合计数分别为 79,548.46 万元、104,728.14 万元，86,208.92 万元，较好地实现了业绩承诺。具体情况如下：

单位：万元

项目		2016 年度	2015 年度	2014 年度
扣除非经常性损益后的净利润	实际数	86,208.92	104,728.14	79,548.46
	预测数	51,100.00	50,800.00	50,200.00
差额		35,108.92	53,928.14	29,348.46
完成率		168.71%	206.16%	158.46%

注：上表中相关数据引自公司业经立信会计师事务所（特殊普通合伙）审计的 2014 年度、2015 年度及 2016 年度《盈利预测的专项审核报告》。

（二）公司商誉减值的会计政策

公司至少在每年年度终了进行商誉减值测试。进行商誉减值测试时，对于因企业合并形成的商誉的账面价值，自购买日起按照合理的方法分摊至相关的资产组；难以分摊至相关资产组的，将其分摊至相关的资产组组合。

在对包含商誉的相关资产组或者资产组组合进行减值测试时，如与商誉相关的资产组或者资产组组合存在减值迹象的，先对不包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，计算可收回金额，并与相关账面价值相比较，确认相应的减值损失；再对包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，比较这些相关资产组或者资产组组合的账面价值（包括所分摊的商誉的账面价值部分）与其可收回金额，如相关资产组或者资产组组合的可收回金额低于其账面价值的，确认商誉的减值损失。

（三）商誉减值测试情况

公司聘请了福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司，对截至 2017 年 12 月 31 日包含上市公司流通权的纺织资产组即福建南纺资产组估值提供专项咨询服务，为公司管理层进行商誉减值测试提供价值参考。根据福建中兴资产评估房地产土地估价有限责任公司出具的闽中兴评咨字（2018）第 1001 号《估值分析咨询报告》，相关资产组的可收回金额高于资产组包含商誉的账面价值，无需计提商誉减值准备。

（四）未来商誉减值对业绩的影响

根据对上述商誉减值的因素分析，商誉发生减值的原因主要为预期相关资产组的经营业绩发生重大不利变化。在上述相关资产的经营环境、经营策略、经营效益、市场价值不发生重大不利变化的情况下，预计未来商誉减值对业绩的影响较小。但相关资产的经营环境、经营策略、经营效益、市场价值等受多种因素的影响，不排除公司商誉未来发生重大减值，进而对公司以后年度经营业绩构成不利影响。由于商誉账面价值占期末总资产、净资产的比例较低，分别为 2.34%、4.17%，故即使未来商誉出现减值，上市公司的基本面不会因此发生长期根本性的变化。

公司已在募集说明书风险因素章节就商誉减值事项作出风险提示，若未来相关资产组盈利能力下降，则可能存在商誉减值损失风险，从而对公司经营业绩产生不利影响。

【中介机构核查意见】

保荐机构核查了发行人相关资产的财务报表、商誉减值测算过程；结合商誉形成的原因分析了假设和测算参数的合理性，复核了发行人商誉减值测试的过程和结果。

经核查，保荐机构认为，发行人期末对商誉进行了减值测试，发行人与商誉相关的资产组经营状况良好，商誉不存在减值迹象，无需计提减值准备。在上述相关资产的经营环境、经营策略、经营效益、市场价值不发生重大不利变化的情况下，预计未来商誉减值对业绩的影响较小。但相关资产的经营环境、经营策略、经营效益、市场价值等受多种因素的影响，不排除公司商誉未来发生重大减值，

进而对公司以后年度经营业绩构成不利影响。发行人已在募集说明书风险因素章节就商誉减值事项作出风险提示。

经核查，立信会计师认为：申请人依据企业会计准则和公司的会计政策对商誉进行商誉减值测试符合企业会计准则的相关规定，报告期末商誉未发生减值，无需计提减值准备。

一般问题4

请在募集说明书“重大事项提示”部分，结合可转债的品种特点、转债票面利率与可比公司债券的利率差异、转股价格与正股价格的差异等，充分提示可转债价格波动甚至低于面值的风险。

回复：

发行人在《募集说明书》“重大事项提示”之“六、本公司提请投资者仔细阅读本募集说明书“风险因素”全文，并特别注意以下风险：”之“（四）与本次可转债发行相关的主要风险”之“3、可转债价格波动风险”和“第三节 风险因素”之“六、与可转债相关的风险”之“（五）可转债价格波动的风险”中修订补充披露了相关内容，具体如下：

“可转债作为一种复合型金融产品，具有股票和债券的双重特性，其二级市场价格受到市场利率、票面利率、剩余年限、转股价格、上市公司股票价格、赎回条款及回售条款、投资者的心理预期等诸多因素的影响，价格变动较为复杂。其中因可转债附有转股权利，通常可转债的发行利率比相似评级和期限的可比公司债券的利率更低。另外，由于可转债的转股价格为事先约定的价格，随着市场股价的波动，可能会出现转股价格高于股票市场价格的情形，导致可转债的交易价格降低。

因此，可转债在上市交易、转股等过程中，价格可能会出现异常波动或与其投资价值严重背离的现象，甚至可能低于面值，从而可能使投资者不能获得预期的投资收益。”

（本页无正文，为关于福建福能股份有限公司公开发行可转换公司债券申请文件
反馈意见的回复之盖章页）

福建福能股份有限公司

年 月 日

（本页无正文，为平安证券股份有限公司关于福建福能股份有限公司公开发行可转换公司债券申请文件反馈意见的回复之签字盖章页）

保荐代表人： _____
朱翔坚 国 萱

总经理： _____
竺 亚（经刘世安授权）

法定代表人： _____
竺 亚（经刘世安授权）

平安证券股份有限公司

年 月 日

声 明

本人已认真阅读福建福能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。

总经理：_____

竺亚（经刘世安授权）

平安证券股份有限公司

年 月 日