证券代码:600163　　证券简称:中闽能源　　公告编号:2024—023

中闽能源股份有限公司关于上海证券交易所对公司2023年年度报告的信息披露监管工作函的回复公告

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

中闽能源股份有限公司（以下简称"公司"或"中闽能源"）于近期收到上海证券交易所《关于中闽能源股份有限公司2023年年度报告的信息披露监管工作函》（上证公函【2024】0528号）（以下简称"《监管工作函》"），公司对此高度重视，积极组织相关各方针对《监管工作函》中涉及的问题逐项进行认真核查，现就《监管工作函》提及的问题回复如下：

问题1.关于业绩承诺及标的资产。

年报及相关公告显示，前期公司通过发行股份和可转债收购控股股东资产福建中闽海上风电有限公司（以下简称中闽海电），控股股东做出三年业绩承诺，将累计实现净利润作为业绩补偿的计算基础。中闽海电主要资产为福建莆田平海湾海上风电场一期50MW项目和二期246MW项目，2021年实现归母净利润37,646万元，业绩承诺完成比例为135.27%；2021、2022年累计实现归母净利润80,691.21万元，业绩承诺完成比例为104.07%；2021-2023年累计实现归母净利润124,407.96万元，业绩承诺完成比例为100.50%，压线完成三年业绩承诺。

请公司补充披露中闽海电有关情况：（1）一期项目、二期项目2021-2023年的装机容量、发电量、上网电量、上网电价、销售收入及利用小时数，拆分收入中电价收入、补贴收入的具体金额和占比，以及各年补贴收入的回款情况；（2）近三年收入、成本的具体金额和变动情况，分析每度电发电成本与盈利能力，并与其他海上风电上市公司进行对比说明合理性；（3）近三年应收账款的金额及占营业收入的比重、坏账准备计提情况及依据，说明坏账准备计提比例是否充分合理；（4）近三年财务费用、管理费用金额，结合借款等情况说明财务费用的变动是否合理，结合管理人员的配备和具体工作内容说明管理费用率水平是否合理，是否存在母公司或者其他主体为中闽海电提供相关管理协助其完成业绩承诺的情况。请公司年审会计师和保荐机构对上述问题发表核查意见。

回复：

一、中闽海电一期项目、二期项目2021-2023年的装机容量、发电量、上网电量、上网电价、销售收入及利用小时数，拆分收入中电价收入、补贴收入的具体金额和占比，以及各年补贴收入的回款情况。

（一）中闽海电一期项目情况

项目	2021年	2022年	2023年
装机容量（MW）	50	50	50
发电量（万千瓦时）	16,281.78	15,253.04	15,820.80
上网电量（万千瓦时）	15,405.49	14,337.72	14,872.26
上网电价（元/千瓦时）	0.85	0.85	0.85
利用小时数	3,256.36	3,050.61	3,164.16
主营业务收入（万元）	11,450.94	10,628.95	11,076.71
其中：标杆电价收入（万元）	5,223.31	4,832.96	5,064.63
标杆电价收入占比	45.61%	45.47%	45.72%
补贴电价收入（万元）	6,227.63	5,795.99	6,012.08
补贴电价收入占比	54.39%	54.53%	54.28%
补贴回款金额（万元）	5,219.07	4,172.63	0
补贴回款占补贴电价收入比例	83.81%	71.99%	–

补贴电费根据国家现行政策以及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司，再由地方电网公司根据电量结算情况拨付至发电企业。2021年、2022年中闽海电补贴回款存在缺口，按国网补贴结算通知，系根据财政部文件要求，优先拨付2022年当年电量对应的补贴，按2022年当年电量对应的补贴缺口等比例拨付，2021年的补贴缺口需待财政部通知及下达资金后结算。中闽海电暂未收到2023年对应补贴的结算通知。

（二）中闽海电二期项目情况

项目	2021年	2022年	2023年
装机容量（MW）	246	246	246
发电量（万千瓦时）	75,489.03	104,266.67	99,754.40
上网电量（万千瓦时）	73,348.23	101,591.42	97,286.66
上网电价（元/千瓦时）	0.85	0.85	0.85
利用小时数	4,349.20	4,238.48	4,055.06
主营业务收入（万元）	54,602.01	75,320.43	72,019.43
其中：标杆电价收入（万元）	24,951.15	34,252.33	32,691.51
标杆电价收入占比	45.70%	45.48%	45.39%
补贴电价收入（万元）	29,650.86	41,068.11	39,327.92
补贴电价收入占比	54.30%	54.52%	54.61%
补贴回款金额（万元）	0	0	0

根据《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2016〕2729号），近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时0.85元。根据《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882号），对2018年底前已核准的海上风电项目，如在2021年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价。中闽海电二期项目于2016年5月核准，从2019年起陆续并网投产发电，至2021年12月全容量并网投产，执行核准时的上网电价0.85元/千瓦时。

中闽海电一期项目已纳入可再生能源发电补贴项目清单。中闽海电二期项目正在办理补贴申报，于2024年2月4日通过国家可再生能源信息管理中心审核并于2024年2月14日完成公示，按审核流程将列入后续批次的补贴项目清单、获得补贴结算。

二、中闽海电近三年收入、成本的具体金额和变动情况，分析每度电发电成本与盈利能力，并与其他海上风电上市公司进行对比说明合理性。

（一）中闽海电近三年收入、成本的具体金额和变动情况

项 目	2021年	2022年	2023年
主营业务收入（万元）	66,052.96	85,949.38	83,096.14
主营业务成本（万元）	18,261.99	26,517.77	26,558.27
上网电量（万千瓦时）	88,753.71	115,929.14	112,158.93
每度电收入（元/千瓦时）	0.7442	0.7414	0.7409
每度电成本（元/千瓦时）	0.2058	0.2287	0.2368
每度电毛利（元/千瓦时）	0.5385	0.5127	0.5041
毛利率	72.35%	69.15%	68.04%

（二）分析每度电发电成本与盈利能力

中闽海电的主营业务成本主要包括折旧费、保险费、职工薪酬等，成本支出相对刚性。2021年至2023年的主营业务成本分别为1.83亿元、2.65亿元和2.66亿元，每度电成本分别为0.2058元/千瓦时、0.2287元/千瓦时和0.2368元/千瓦时。中闽海电2022年主营业务成本及每度电成本较2021年有所增长，主要原因为中闽海电二期项目从2019年起陆续并网投产发电，2021年12月全部并网投产，2019年至2022年2月陆续经试运行达到预定可使用状态转入固定资产核算，2022年折旧费较上年增加6,998.80万元，同时2022年3月运营险投保范围增加，2022年保险费较上年增加1,189.05万元；2023年主营业务成本与2022年基本保持稳定，因2023年平均风速较上年减少约10%，受此影响2023年发电量较上年减少3,770.21万千瓦时，导致2023年每度电成本较2022年略有增长。

中闽海电的主营业务收入主要为莆田平海湾海上风电场一、二期项目风力发电电费收入，主要取决于并网投产装机容量、风况和风机利用率。中闽海电2022年营业收入大幅增长、毛利率略有下降，主要原因为中闽海电二期项目从2019年起陆续并网投产发电，2021年12月中闽海电二期项目全部并网投产，主营业务成本增长幅度大于主营业务收入增长幅度，导致毛利率略有下降；2023年营业收入和毛利率均略有下降，主要受2023年平均风速较上年减少约10%影响所致。

（三）与其他海上风电上市公司进行对比说明合理性

1、其他海上风电上市公司基本情况

（1）福建省三川海上风电有限公司

福建省三川海上风电有限公司（以下简称"三川风电"）系由福建福能股份有限公司控股，中国长江三峡集团、国家投资集团参股设立的国有企业。三川风电的主要业务范围是从事海上风电项目投资开发、建设和运营，目前正在运营莆田平海湾海上风电场F区（200MW）和莆田石城海上风电场（200MW），两个项目于2021年7月同步竣工投产。

三川风电近三年财务数据情况如下：

单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
营业收入	74,480.36	113,523.86	98,466.40
净利润	46,634.63	59,280.82	46,367.13
净利率	62.61%	52.22%	47.09%

数据来源：福能股份年度报告

（2）福建省福能海峡发电有限公司

福建省福能海峡发电有限公司（以下简称"福能海峡"）系由福建福能股份有限公司控股，海峡发电有限责任公司参股设立的国有企业，主要负责开发建设和运营福建省福州市长乐外海海上风电场区B、C区（800MW）项目，其中长乐外海海上风电场C区项目于2021年10月开始并网发电。

福能海峡近三年财务数据情况如下：

单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
营业收入	840.24	107,861.27	129,877.19
净利润	216.75	67,930.99	46,775.36
净利率	25.80%	62.98%	36.02%

数据来源：福能股份年度报告

（3）海峡发电有限责任公司

海峡发电有限责任公司（以下简称"海峡发电"）系由三峡能源控股，福能股份参股的国有企业，主要业务为开发建设运营福建区域海上风电项目，已控股投产运营福清兴化湾一期7.74万千瓦、二期28万千瓦、长乐外海A区30万千瓦和平潭外海11.1万千瓦海上风电项目；负责控股建设漳浦六鳌二期40.2万千瓦和筹建平海湾DE区40万千瓦海上风电项目；参股的联营企业投产运营莆田平海湾F区20万千瓦、莆田石城20万千瓦和长乐外海C区49.6万千瓦海上风电项目等。

海峡发电近三年财务数据情况如下：

单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
营业收入	86,756.02	179,784.98	175,290.59
净利润	65,730.76	154,711.76	119,956.83
净利率	75.77%	86.05%	68.43%

数据来源：三峡能源年度报告

（4）三峡新能源盐城大丰有限公司

三峡新能源盐城大丰有限公司（以下简称"三峡大丰"）系由三峡能源控股，盐城市国能投资有限公司参股的国有企业。三峡大丰主要负责建设和运营三峡新能源江苏大丰300MW海上风电项目以及三峡新能源江苏大丰H8-2#300MW海上风电工程项目。

三峡大丰近三年财务数据情况如下：

单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
营业收入	72,506.62	123,578.23	121,299.53
净利润	31,600.87	53,201.32	41,801.85
净利率	43.58%	43.05%	34.46%

数据来源：三峡能源年度报告

（5）中节能（阳江）风力发电有限公司

中节能（阳江）风力发电有限公司（以下简称"中节能阳江"）系节能风电的全资子公司，主要负责建设和运营中节能阳江南鹏岛300MW海上风电项目。截至2021年12月31日，中节能阳江南鹏岛海上风电项目运营装机容量为10.45万千瓦，其余19.55万千瓦装机容量于2022年上半年通过并网调试、试运行后，转为固定资产并计入运营装机容量。

中节能阳江近三年财务数据情况如下：

单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
营业收入	5,476.75	57,473.05	49,148.79
净利润	618.64	21,636.51	9,910.11
净利率	11.30%	37.65%	20.16%

数据来源：节能风电年度报告，其中2022年及2023年营业收入根据其上网电量及上网电价计算。

（6）福建中闽海上风电有限公司

中闽海电系公司全资子公司，负责投资运营福建莆田平海湾海上风电场一期50MW项目和二期246MW项目。

中闽海电近三年财务数据情况如下：

金额单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
营业收入	67,296.11	88,389.05	86,898.21
净利润	38,737.39	41,953.82	43,739.01
净利率	57.56%	47.46%	50.33%

2、与其他海上风电上市公司对比情况

公司名称	2021年	2022年	2023年	三年平均净利率
三川风电	62.61%	52.22%	47.09%	53.97%
福能海峡	/	62.98%	36.02%	49.50%
海峡发电	75.77%	86.05%	68.43%	76.75%
三峡大丰	43.58%	43.05%	34.46%	40.36%
中节能阳江	/	37.65%	20.16%	28.91%
平均数	60.65%	56.39%	41.23%	52.76%
中闽海电	57.56%	47.46%	50.33%	51.78%

注：福能海峡和中节能阳江2021年度因投产装机容量和收入规模较小，不具有可比性，因此不纳入比较范围。

中闽海电净利率与其他海上风电上市公司2022年平均净利率较2021年均出现不同程度下降，中闽海电2022年净利率较上年减少10.10个百分点，主要原因是二期项目风机自2019年起陆续建成并投产，于2021年12月实现全部并网投产，2022年营业收入较上年增加19,896.42万元，同比增长30.12%，但同期主营业务成本较上年增加8,278.84万元（主要为新增风机折旧费6,998.80万元、运营期保险费1,189.05万元），同比增长45.39%，主营业务成本增长幅度大于主营业务收入增长幅度，导致2022年的净利率较上年降低。

受2023年风况影响，其他海上风电上市公司2023年平均净利率较2022年均出现不同程度下降，而中闽海电2023年净利率较2022年却出现小幅上升，主要原因一是2023年一、二期项目平均风速较上年减少约10%，但一期项目风机可利用率由73.07%提升至86.42%，二期项目风机可利用率由91.31%提升至96.05%，一定程度上减小了主营业务收入的下降幅度；二是2023年借款本金减少，导致财务费用较上年减少2,606.48万元；三是受补贴回款及预期信用损失率变化等影响，导致信用减值损失较上年减少2,541.08万元。

从近三年平均净利率来看，中闽海电为51.78%，其他海上风电上市公司平均为52.76%，基本相当。

综上，中闽海电与其他海上风电上市公司相比，三年平均净利率水平相当，不存在重大差异，具有合理性。

三、中闽海电近三年应收账款的金额及占营业收入的比重、坏账准备计提情况及依据，说明坏账准备计提比例是否充分合理。

（一）中闽海电近三年应收账款的金额及占营业收入的比重

金额单位：万元

项目	2021年12月31日/2021年度	2022年12月31日/2022年度	2023年12月31日/2023年度
应收账款账面价值	73,197.51	107,320.55	153,609.28
营业收入	67,296.11	88,389.05	86,898.21
应收账款账面价值占营业收入比重(%)	108.77	121.42	176.77

（二）中闽海电近三年坏账准备计提情况

金额单位：万元

年份	应收账款余额			坏账准备		
	标杆电费	再生能源补贴电费	合计	标杆电费计提比例	再生能源补贴电费计提比例	合计
	1	2	3=1+2	4	5	6=1×4+2×5
2021年	4,666.74	71,588.31	76,255.05	0.10%	4.26%	3,057.55
2022年	6,438.88	105,382.13	111,821.01	0.10%	4.26%	4,500.45
2023年	5,037.48	152,443.70	157,481.18	0.10%	2.54%	3,871.90

2023年坏账准备计提比例下降的主要原因是2023年可再生能源补贴电费应收账款预期信用损失率变化。预期信用损失率变化详见本回复"问题4.一、（一）3、近三年不同组合应收账款对应的坏账准备计提比例情况"。

（三）坏账准备计提依据，说明坏账准备计提比例是否充分合理

中闽海电自2019年1月1日起开始执行新金融工具准则，将应收款项的坏账准备政策由"已发生损失法"改为"预期损失法"，考虑前瞻性信息，以预期信用损失为基础计提坏账准备。根据新金融工具准则的规定，预期信用损失，是指以发生违约的风险为权重的金融工具信用损失的加权平均值。信用损失是指企业按照原实际利率折现的、根据合同应收的所有合同现金流量与预期收取的所有现金流量之间的差额，即全部现金短缺的现值。

1、坏账准备计提政策

中闽海电对于《企业会计准则第14号——收入》所规定的、不含重大融资成分（包括根据该准则不考虑不超过一年的合同中融资成分的情况）的应收账款，按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备。

除单项评估信用风险的应收账款外，中闽海电基于客户类别、账龄等作为共同风险特征，将其划分为不同组合，在组合基础上计算预期信用损失，确定组合的依据如下：

组合名称	确定组合的依据
关联方组合	母公司合并范围内关联方的应收账款
应收电费组合	供电收入的应收账款
其他组合	特殊业务的应收账款

对于划分为应收电费组合，中闽海电参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，计算预期信用损失。

2、中闽海电应收账款情况及坏账准备计提过程

公司预期信用损失率以应收账款的历史违约损失率为基础，并根据前瞻性估计予以调整。应收账款坏账准备=应收账款期末余额×预期信用损失率。

（1）历史损失率

应收账款电费包含燃煤机组标杆电费和可再生能源补贴电费两部分，中闽海电应收燃煤机组标杆电费客户均为当地国网电力公司，信用良好，历史上未出现过坏账损失；应收可再生能源补贴电费由财政部拨付国网电力公司，还款资金有保障。历史损失率均为0。

（2）预期信用损失率

预期信用损失率以应收账款的历史违约损失率为基础，并根据前瞻性估计予以调整。

①标杆电费

标杆电费形成的应收账款一般次月回款，历史无坏账，基于谨慎性，按前瞻性估计损失率0.1%，确定2023年、2022年、2021年预期信用损失率均为0.1%。

②可再生能源补贴电费

可再生能源补贴电费形成的应收账款回款周期较长，补贴电费根据国家现行政策以及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司，再由地方电网公司根据电量结算情况拨付至发电企业。可再生能源补贴为财政拨款，其信用和支付记录良好，应收账款相关的关键前瞻性因素为借款利率，能够较好反映行业前景及市场指标。由于本公司可再生能源电费补贴历史损失率为零，应收账款回收期一般超过一年，基于谨慎性，主要参考公司借款利率水平确定预期损失率。2023年、2022年、2021年预期信用损失率分别为2.54%、4.26%、4.26%，具体确定依据详见本回复"问题4.一、（一）3、（2）可再生能源补贴电费坏账准备计提比例"。

如本回复"问题4.一、（二）与同行业比较说明合理性"所述，中闽海电应收账款坏账准备计提比例总体高于同行业可比公司，计提比例充分、合理。

四、中闽海电近三年财务费用、管理费用金额，结合借款等情况说明财务费用的变动是否合理，结合管理人员的配备和具体工作内容说明管理费用率水平是否合理，是否存在母公司或者其他主体为中闽海电提供相关管理协助其完成业绩承诺的情况。

（一）近三年财务费用金额，结合借款等情况说明财务费用的变动是否合理

1、近三年财务费用金额情况

金额单位：万元

项 目	2021年发生额	2022年发生额	2023年发生额
财务费用	6,672.21	8,534.53	5,928.05
资本化利息支出	2,362.82	0	0
合计	9,035.03	8,534.53	5,928.05

资本化利息支出是项目发电机组达到预定可使用状态前发生的利息支出，该利息支出在在建工程科目列支。中闽海电二期项目从2019年起陆续并网投产发电，2021年12月全部并网投产。2021年度资本化的利息支出为2,362.82万元，2022年度和2023年度无资本化的利息支出。

2、近三年末借款本金情况

金额单位：万元

项 目	2021年末余额	2022年末余额	2023年末余额
一年内到期的长期借款	3,226.00	4,442.00	0.00
长期借款	65,487.02	65,629.02	0.00
一年内到期的长期应付款	17,463.35	17,463.35	19,750.16
长期应付款	232,174.65	194,116.20	200,750.93
合计	318,351.02	281,650.57	220,501.09

由上可见，随着借款的偿还，财务费用呈逐年下降趋势，财务费用的变动具有合理性。

（二）近三年管理费用金额，结合管理人员的配备和具体工作内容说明管理费用率水平是否合理

1、近三年管理费用金额

金额单位：万元

项目	2021年发生额	2022年发生额	2023年发生额
职工薪酬	449.50	509.57	579.11
折旧及摊销	71.05	68.87	59.69
办公及通讯费	13.91	13.68	14.34
业务招待费	10.75	11.99	12.37
差旅及车辆使用费	19.23	17.65	22.89
中介咨询及广告宣传费	29.06	44.39	54.28
物业水电费及警卫消防费	48.85	114.19	121.53
其他	27.51	31.15	58.04
合计	669.86	811.49	922.25

2、管理人员的配备和具体工作内容说明管理费用率水平是否合理

（1）管理人员的配备和具体工作内容

2021-2023年管理人员人数分别23人、24人、33人，2023年管理人员人数较前两年增长的主要原因是随着莆田平海湾海上风电场三期项目（以下简称三期项目）逐步完工，2023年原工程建设部和生产技术部转入后勤管理部门。

中闽海电设置管理机构和职责情况下：

管理机构设置	具体工作内容
公司领导	总经理全面主持工作，副总经理分管公司各部门。
综合管理部	负责公司综合协调、文秘管理、行政后勤保障、日常办公物品采购等工作。
党群人力部	负责公司党务、宣传、履行社会责任等工作；负责组织机构管理、干部管理等工作。
纪检监察室	负责公司纪检、监察、审计等工作。
资金财务部	负责公司财务预算管理、会计核算、资金管理和筹融资管理等工作。
合同采办部	负责公司项目建设及生产运营招标采购管理工作以及合同法律事务管理等工作。
安全监督部	负责公司安全生产监督管理、检查公司安全生产状况、排查生产安全事故隐患、督促落实公司安全生产整改措施等工作。
工程建设部	负责公司工程建设相关工作，基建完工后负责工程基建竣工验收等相关工作。
生产技术部	负责公司生产技术监督、技术研究、技术培训等工作。

（2）2021-2023年中闽海电管理费用率

项目	2021年发生额&人数	2022年发生额&人数	2023年发生额&人数
管理费人员数量	23	24	33
管理费用（万元）	669.86	811.49	922.25
营业收入（万元）	67,296.11	88,389.05	86,898.21
人均管理费用（万元/人）	29.12	33.81	27.95
管理费用率	1.00%	0.92%	1.06%

2022年人均管理费用较2021年增长16.11%，主要系服务工作量增加，物业水电费及警卫消防费增加91.69万元所致；2023年人均管理费用较2022年下降17.33%，主要系管理人员较上年增加。因此，中闽海电管理费用率水平与管理人员的配备变动合理，符合公司实际情况。

（三）是否存在母公司或者其他主体为中闽海电提供相关管理协助其完成业绩承诺的情况

中闽海电根据经营管理需要，设置管理机构和配备管理人员，管理费用率水平与管理人员的配备变动符合实际情况，不存在母公司或者其他主体为中闽海电提供相关管理协助其完成业绩承诺的情况。

五、中介机构核查意见

经核查，会计师认为：

1、中闽海电近三年收入、成本以及每度电发电成本与盈利能力变动情况符合中闽海电实际情况，与其他海上风电上市公司变动趋势相比不存在重大差异，具有合理性。2、中闽海电以预期信用损失为基础计提应收账款坏账准备，应收账款坏账准备计提充分合理。3、中闽海电近三年财务费用呈逐年下降趋势，与中闽海电借款逐年偿还情况相关，财务费用的变动具有合理性。4、中闽海电根据经营管理需要，设置管理机构和配备管理人员，管理费用率水平与管理人员的配备变动符合实际情况，不存在母公司或者其他主体为中闽海电提供相关管理协助其完成业绩承诺的情况。

经核查，独立财务顾问认为：

1、中闽海电近三年收入、成本以及每度电发电成本与盈利能力具有一定波动，但均具有合理原因，与其他海上风电上市公司可比项目的变动趋势不存在重大差异，具有合理性。2、中闽海电以预期信用损失为基础计提应收账款坏账准备，应收账款坏账准备计提充分合理。3、中闽海电近三年财务费用呈逐年下降趋势，与中闽海电借款逐年偿还情况相关，财务费用的变动具有合理性。4、中闽海电根据经营管理需要，设置管理机构和配备管理人员，近三年管理费用率水平与管理人员的配备变动符合实际情况，不存在母公司或者其他主体为中闽海电提供相关管理协助其完成业绩承诺的情况。

问题2. 关于托管事宜。

年报及相关公告显示，2020年7月，公司披露托管暨关联交易公告，中闽海电受托管理控股股东控股子公司福建莆田闽投海上风电有限公司，并相应收取托管费用。2021-2023年，中闽海电因托管确认的收益分别为1243.16万元、2439.67 万元和3663.91万元。

请公司补充披露：（1）结合 2021-2023 年中闽海电经审计实际发生的管理费用、建设单位管理费及生产成本、分摊协议等，详细披露项目分摊金额的方法和托管费用计算的具体过程，在此基础上说明托管收益的确认金额是否准确；（2）托管收益的确认对实现业绩承诺的影响，是否存在为实现业绩承诺而多计托管收益的情形。请公司年审会计师和保荐机构对上述问题发表核查意见。

回复：

一、结合 2021-2023 年中闽海电经审计实际发生的管理费用、建设单位管理费及生产成本、分摊协议等，详细披露项目分摊金额的方法和托管费用计算的具体过程，在此基础上说明托管收益的确认金额是否准确。

（一）分摊协议及分摊金额的方法

中闽海电系公司全资子公司，负责投资运营福建莆田平海湾海上风电场一期50MW项目和二期246MW项目；福建莆田闽投海上风电有限公司（以下简称闽投海电）系公司控股股东福建省投资开发集团有限责任公司（以下简称投资集团）的控股子公司，负责投资运营福建莆田平海湾海上风电场三期308MW项目。

1、根据中闽海电与投资集团、闽投海电签订的《福建莆田闽投海上风电有限公司托管协议》及《福建莆田闽投海上风电有限公司托管协议之补充协议》（以下简称《托管协议》）约定，闽投海电委托给中闽海电经营和管理，托管标的的托管期限自本协议生效之日起至投资集团按承诺将托管标的置入中闽能源止。在托管期限内，如托管方不再直接持有托管标的控股权或托管标的不再经营海上风电业务的，则托管期限于托管方不再直接持有托管标的控股权或托管标的不再经营海上风电业务之日提前终止。

在托管期内，每一会计年度中闽海电经审计实际发生的管理费用、建设单位管理费及生产成本按照以下原则分摊给三期项目，该分摊金额加上所适用增值税税率计算的销项税金额，作为协议项下中闽海电向闽投海电收取的托管费用：

（1）管理费用按照三期项目装机容量（308MW）占一期项目、二期项目和三期项目装机总容量（604MW）的比例分摊。

（2）建设单位管理费在二期项目全部机组投产前，按照三期项目装机容量（308MW）占二期项目和三期项目装机总容量（554MW）的比例分摊，二期项目全部机组投产后至三期项目全部机组投产前，全额由三期项目承担。

（3）生产成本自三期项目机组投产后开始分摊，每个月生产成本扣除直接归属于一期项目、二期项目的成本和费用（如折旧、保险、燃料及动力等）后按照三期项目已投产装机容量占一期项目、二期项目和三期项目已投产的装机总容量的比例逐月计算分摊金额。

上述"管理费用"、"建设单位管理费"、"生产成本"，分别指中闽海电账上的会计科目"管理费用"、"在建工程/待摊支出/建设单位管理费"、"生产成本"所核算的所有成本费用。"投产"系指项目发电机组经试运行达到预定可使用状态，移交给生产部门投入生产使用。

2、根据中闽海电与闽投海电签订的《共用资产费用分摊协议》，按照三期项目的装机容量（308MW）占二期项目和三期项目的合计装机容量（554MW）的比例分摊中闽海电在鸬鹚岛上的房屋及建筑物、机器设备的折旧费用以及海岛使用权、码头海域使用权的摊销费用；按照三期项目的装机容量（308MW）占一期项目、二期项目和三期项目的合计装机容量（604MW）的比例分摊中闽海电在陆上的房屋及建筑物、机器设备等共用资产的折旧费用。

（二）2021-2023年中闽海电经审计实际发生的管理费用、建设单位管理费及生产成本等，详细披露托管费用计算的具体过程

2021-2023年中闽海电经审计实际发生的管理费用、建设单位管理费及生产成本扣除直接归属于一期项目、二期项目的成本和费用后的应分配金额，按照托管双方的协议约定比例计算及分摊。

1、管理费用

管理费用系指中闽海电账上的会计科目"管理费用"，主要包括职工薪酬、折旧及摊销、办公及通讯费、物业水电费及警卫消防费等。应分配管理费用为扣除直接归属于中闽海电一期项目、二期项目的费用后的管理费用。

（1）近三年应分配管理费用

金额单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
职工薪酬	926.34	1,036.19	1,340.95
折旧及摊销	75.31	141.15	121.80
办公及通讯费	28.38	27.91	30.97
业务招待费	21.93	24.47	25.25
差旅及车辆使用费	39.24	35.55	46.70
中介咨询及广告宣传费	7.40	30.93	68.01
物业水电费及警卫消防费	89.81	233.00	247.99
其他	56.26	63.90	143.80
合计	1,244.67	1,593.10	2,025.47

2022年应分配管理费用金额较2021年增长27.99%，主要因职工薪酬增加109.85万元、物业水电费及警卫消防费增加143.19万元所致。其中，职工薪酬增加的主要原因是管理人员较上年增加1人及二期项目、三期项目全部投产发电后原计入在建工程的8名劳务派遣人员职工薪酬计入管理费用；物业水电费及警卫消防费增加的主要原因是新增市区办公场所食堂，升压站物业服务范围扩大并细化物业服务内容，新增常规绿化维护、水电设施检查、公司车辆调度和会务服务等，物业服务工作量增加，新增6名物业服务人员（包括1名常驻风电场的物业经理）。

2023年管理费用应分配金额较2022年增加27.14%，主要因职工薪酬增加304.76万元所致。2023年计入生产成本、管理费用、建设管理费中的职工薪酬合计2,967.01万元，较2022年3,034.36万元基本持平，计入管理费用的职工薪酬增加的主要原因是二期项目、三期项目全部投产发电后，原在建设单位管理费职工薪酬列支的工程建设相关人员2023年1-6月职工薪酬计入管理费用职工薪酬所致。

（2）近三年管理费用分摊

金额单位：万元

期间	应分配管理费用	一期项目、二期项目和三期项目总装机容量（MW）	其中：闽投海电三期项目装机容量（MW）	闽投海电实际应分摊比例	闽投海电分配金额
2023年度	2,025.47	604	308	0.51	1,034.55
2022年度	1,593.10	604	308	0.51	810.85
2021年度	1,244.67	604	308	0.51	639.17

2、建设单位管理费

建设单位管理费系指中闽海电账上的会计科目"在建工程/待摊支出/建设单位管理费"，主要包括与工程项目相关的职工薪酬、中介咨询及广告宣传费、差旅及车辆使用费等。

（1）近三年应分配建设单位管理费

金额单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
职工薪酬	611.15	677.31	
中介咨询及广告宣传费	43.59	3.61	
差旅及车辆使用费	14.13	4.11	
其他	14.68	6.78	
合计	683.55	691.81	

2022年应分配建设单位管理费金额较2021年基本持平，2023年应分配金额为0，系因2023年三期项目已全部投产，未发生建设单位管理费。

（2）近三年建设单位管理费分摊

金额单位：万元

期间	应分配建设单位管理费	二期项目和三期项目总装机容量（MW）	其中：闽投海电三期项目装机容量（MW）	闽投海电实际应分摊比例	闽投海电分配金额
2022年度	691.81			0.94	649.05
其中：					
2022年1-2月	96.29	554	308	0.56	53.54
2022年3-12月	595.52	308	308	1	595.52
2021年度	683.55	554	308	0.56	380.03

2022年建设单位管理费分摊比例主要受二期项目于2022年2月全部机组投产结转固定资产影响，根据《托管协议》约定，二期项目全部机组投产后至三期项目全部机组投产前，全额由三期项目承担，因此二期项目于2022年2月全部机组投产后，2022年3-12月建设单位管理费全额由闽投海电承担。2023年三期项目已全部投产，未发生建设单位管理费。

3、生产成本

生产成本系指中闽海电账上的会计科目 "生产成本"，主要包括职工薪酬、折旧及摊销、修理费及燃料动力费等。生产成本根据《托管协议》和《共用资产费用分摊协议》进行分摊。2021年、2022年生产成本自三期项目机组投产后开始分摊，每个月生产成本扣除直接归属于一期项目、二期项目的成本和费用后按照三期项目当月已投产装机容量占一期项目、二期项目和三期项目当月已投产的装机总容量的比例逐月计算分摊金额。

（1）近三年应分配生产成本

金额单位：万元

项目	2021年	2022年	2023年
职工薪酬	935.03	1,320.86	1,626.06
折旧及摊销	181.08	308.80	3,012.77
修理费及燃料动力费	230.93	354.15	303.09
其他	195.38	175.53	361.01
合计	1,437.77	2,104.04	5,073.12

2022年应分配生产成本金额较2021年增长46.34%，主要因职工薪酬增加385.83万元、修理费及燃料动力费增加123.22万元所致。其中，职工薪酬增加的主要原因为三期项目完工，运行检修工作量增加，运行检修人员较上年增加5人，同时2022年利润总额较上年有大幅增长，职工薪酬相应调增；修理费及燃料动力费增加的主要原因为同比并网装机容量增加。

2023年应分配生产成本金额较2022年增加141.11%，主要系根据中闽海电与闽投海电签订的《共用资产费用分摊协议》，三期项目已全部投产，其与二期项目共用的鸬鹚岛海上升压站及附属设施，其与一期项目、二期项目共用的陆上升压站及附属设施已全部建成投用，三期项目应分摊与中闽海电共用的固定资产折旧2237.28万元和共用的无形资产摊销292.84万元，以及2023年职工薪酬较2022年增加305.20万元。2023年计入生产成本、管理费用、建设管理费的职工薪酬合计2,967.01万元，较2022年3,034.36万元基本持平，其中，计入生产成本的职工薪酬增加的主要原因是二期项目、三期项目全部投产发电后，原在建设单位管理费职工薪酬列支的工程建设相关人员自2023年7月起工作职责调整，2023年7-12月职工薪酬计入生产成本职工薪酬所致。

（2）近三年生产成本分摊

金额单位：万元

期间	应分配生产成本	一期项目、二期项目和三期项目总装机容量（MW）	其中：闽投海电三期项目装机容量（MW）	闽投海电实际应分摊比例	闽投海电分配金额
2023年度	5,073.12	604	308	0.52	2,629.35
2022年度	2,104.04	604	308	0.47	979.76
2021年度	1,437.77	604	308	0.16	223.96

生产成本逐年增长，主要原因是中闽海电二期项目和闽投海电三期项目系于2019年至2022年间陆续经试运行达到预定可使用状态交付生产，转入固定资产。

二、托管收益的确认对实现业绩承诺的影响，是否存在为实现业绩承诺而多计托管收益的情形。

为充分利用中闽海电在海上风电业务领域的经验，并规范投资集团对中闽能源作出的关于避免同业竞争的承诺，投资集团将其控制的子公司闽投海电委托给中闽海电进行经营和管理。根据谁受益谁承担原则，托管收益的确认金额严格按照《福建莆田闽投海上风电有限公司托管协议》及《福建莆田闽投海上风电有限公司托管协议之补充协议》《共用资产费用分摊协议》约定比例根据实际发生金额计算及分摊，托管收益系闽投海电三期项目应承担的成本费用，中闽海电取得的托管收益等于实际发生的托管成本和费用，故据实计算得到托管收益的确认对中闽海电本身实现业绩承诺没有影响，不存在为实现业绩承诺而多计托管收益的情形。

三、中介机构核查意见

经核查，会计师认为：

1、中闽海电托管收益的确认金额严格按照《福建莆田闽投海上风电有限公司托管协议》及《福建莆田闽投海上风电有限公司托管协议之补充协议》《共用资产费用分摊协议》约定比例根据实际发生金额计算及分摊，托管收益的确认金额准确。2、托管收益系闽投海电三期项目应承担的成本费用，中闽海电取得的托管收益等于实际发生的托管成本和费用，故据实计算得到托管收益的确认对中闽海电本身实现业绩承诺没有影响，不存在为实现业绩承诺而多计托管收益的情形。

经核查，独立财务顾问认为：

1、托管项目的分摊金额的方法和托管费用计算的具体过程严格按照托管双方的协议约定比例根据实际发生金额计算及分摊，托管收益的确认金额准确。2、托管收益系闽投海电三期项目应承担的成本费用，中闽海电取得的托管收益等于实际发生的托管成本和费用，故据实计算得到托管收益的确认对中闽海电本身实现业绩承诺没有影响，不存在为实现业绩承诺而多计托管收益的情形。

问题3.关于盈利能力变化。

年报显示，公司主要业务为新能源发电项目的投资开发及建设运营，包括风力发电、光伏发电、生物质发电三个板块，其中2023年风力发电收入占营业收入比重达95.32%。近三年公司风力发电营业收入分别为14.97亿元、17.35亿元和 16.14亿元，毛利率分别为65.67%、65.05%和 61.89%，逐年下降。

请公司补充披露：（1）近三年风电业务开展情况，包括风电装机规模、上网电价、发电量和售电量、利用小时、风力资源、资金成本等；（2）在问题（1）基础上，结合风电营业收入、成本构成及变动、项目开展情况等量化分析说明毛利率连续下降的原因及合理性，并与同行业公司进行对比说明合理性。

回复：

一、近三年风电业务开展情况，包括风电装机规模、上网电价、发电量和售电量、利用小时、风力资源、资金成本等。

电量单位：万千瓦时　金额单位：万元

年度	风电装机规模（万千瓦）	发电量	售电量	利用小时数	风力资源（平均风速）m/s	资金成本
2021年	90.73	268,839.72	262,109.06	3,212.00	7.03	16,030.85
2022年	90.73	314,080.98	305,861.41	3,462.00	7.31	12,426.46
2023年	90.73	280,038.16	272,354.30	3,087.00	6.78	9,690.60

根据国家新能源电价政策和项目核准文件，公司海上风电上网电价0.85元/千瓦时，陆上风电上网电价0.60元/千瓦时、0.61元/千瓦时（其中燃煤标杆电价0.374元/千瓦时、0.3932元/千瓦时）。2022年发电量和售电量较2021年增长的主要原因一是公司在建项目自2019年起陆续并网投产发电，至2021年12月全部并网投产，2022年并网装机容量同比增加；二是2022年公司风电项目平均风速7.31 m/s，同比上升0.28 m/s，风机利用小时数同比上升，发电量同比上升。2023年发电量和售电量较2022年减少的主要原因是2023年公司风电项目平均风速6.78m/s，同比下降0.53 m/s，在装机容量不变的情况下，风机利用小时数同比下降，发电量同比下降。资金成本逐年减少的主要原因是随着贷款本金逐年减少，资金成本逐年减少。

二、在问题（1）基础上，结合风电营业收入、成本构成及变动、项目开展情况等量化分析说明毛利率连续下降的原因及合理性，并与同行业公司进行对比说明合理性。

（一）在问题（1）基础上，结合风电营业收入、成本构成及变动、项目开展情况等量化分析说明毛利率连续下降的原因及合理性

公司风电营业收入、成本构成如下表：

金额单位：万元

年份	风电营业收入	风电营业成本			毛利率（%）
		折旧	人工成本	其他	
2021	149,673.34	38,837.35	4,443.49	8,106.01	65.67
2022	173,493.31	46,168.81	4,916.91	9,542.34	65.05
2023	161,439.82	45,497.86	5,172.17	10,860.01	61.89

2022年风力发电毛利率较2021年下降0.62个百分点，主要原因为（1）福清大帽山风电场项目、中闽海电二期项目陆续投产，分别于2021年4月、2022年2月所有风机转入固定资产，2022年折旧同比增加7,331.46万元；（2）因中闽海电二期项目2022年2月后全部转入固定资产，运营险增加1,189.05万元。风电营业收入2022年同比增加15.91%，风电营业成本2022年同比增加17.98%，风电营业成本增幅大于风电营业收入增幅，导致毛利率同比下降。

2023年风力发电毛利率较2022年下降3.16个百分点，主要原因是（1）2023年公司风电项目平均风速同比下降0.53 m/s，受此影响，风电营业收入同比减少6.95%。（2）根据财政部、应急部2022年11月21日印发的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，2023年计提安全生产费同比增加1,832.54万元，风电营业成本2023年同比增加1.49%。风电营业收入同比减少，风电营业成本同比增加，导致毛利率同比下降。

（二）与同行业公司进行对比说明合理性

与同行业可比上市公司风力发电毛利率的比较如下表所示：

公司简称	2021年度	2022年度	2023年度
三峡能源	60.40%	61.54%	56.94%
节能风电	55.25%	58.09%	53.70%
浙江新能	61.94%	50.92%	50.84%
江苏新能	67.12%	56.27%	54.39%
新天绿能	61.28%	61.55%	59.45%
福能股份	65.94%	71.20%	60.78%
嘉泽新能	59.85%	63.16%	63.09%
金开新能	69.25%	67.61%	63.89%
平均数	62.63%	61.29%	57.89%
本公司	65.67%	65.05%	61.89%

数据来源：上市公司年度报告

由上表所示，2021年至2023年同行业风力发电毛利率均出现不同程度下降。公司风力发电毛利率与同行业可比上市公司对比变动趋势基本一致、不存在明显差异，具有合理性。

问题4. 关于应收账款。

年报显示，公司近三年应收账款金额分别为17亿元、20亿元和24.45亿元，占营业收入的比重分别为110.92%、111.69%和141.21%，其中包括部分可再生能源电价补贴款。公司应收账款规模不断增加，但2023年对应收账款计提坏账准备6,460.32万元，较上年减少2,195.98万元。

请公司补充披露：（1）应收账款按账龄分布对应的坏账准备计提比例、金额及其相互匹配关系，说明公司应收账款金额增加但坏账准备计提减少的原因，并与同行业比较说明合理性；（2）结合国家补贴核查工作的进展、应收账款中国家补贴的金额和占比、坏账准备计提比例等，说明国补相关应收账款减值计提是否准确、充分；（3）中闽海电一期、二期项目纳入国家补助合规目录的时间、依据以及收回补贴的进度和金额，结合补贴的确认政策、依据及时点说明营业收入确认的合理性，是否符合会计准则要求，是否存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形。请公司年审会计师对上述问题发表核查意见，请公司保荐机构对问题（3）发表核查意见。

回复：

一、应收账款按账龄分布对应的坏账准备计提比例、金额及其相互匹配关系，说明公司应收账款金额增加但坏账准备计提减少的原因，并与同行业比较说明合理性。

（一）应收账款按账龄分布对应的坏账准备计提比例、金额及其相互匹配关系，说明公司应收账款金额增加但坏账准备计提减少的原因

1、应收账款按账龄分布对应的坏账准备计提比例、金额及其相互匹配关系

公司应收电费收入主要由标杆电费、补贴电费和接网补贴组成。根据应收电费收入构成，划分为不同组合，不同组合应收账款按账龄分布对应的坏账准备计提比例具体情况如下：

（1）标杆电费

金额单位：万元

账龄	2021年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	12,329.14	12.33	0.10%
1-2年（含2年）	0	0	/
2-3年（含3年）	0	0	/
3年以上	0	0	/
合计	12,329.14	12.33	0.10%

续

账龄	2022年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	14,818.81	14.82	0.10%
1-2年（含2年）	0	0	/
2-3年（含3年）	0	0	/
3年以上	0	0	/
合计	14,818.81	14.82	0.10%

续

账龄	2023年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	11,780.43	11.78	0.10%
1-2年（含2年）	0	0	/
2-3年（含3年）	0	0	/
3年以上	0	0	/
合计	11,780.43	11.78	0.10%

标杆电费收入由各地方国家电网实时结算，结算周期短，回款较快，一般次月回款，账龄均在一年以内。

（2）可再生能源补贴电费

金额单位：万元

账龄	2021年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	78,772.55	3,359.25	4.26%
1-2年（含2年）	61,710.15	2,631.63	4.26%
2-3年（含3年）	23,095.21	984.89	4.26%
3年以上	1,088.93	46.43	4.26%
合计	164,666.84	7,022.20	4.26%

续

账龄	2022年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	91,143.97	3,886.83	4.26%
1-2年（含2年）	64,948.61	2,769.73	4.26%
2-3年（含3年）	35,699.37	1,522.40	4.26%
3年以上	1,692.86	72.19	4.26%
合计	193,484.81	8,251.15	4.26%

续

账龄	2023年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	87,974.28	2,231.54	2.54%
1-2年（含2年）	72,913.15	1,849.50	2.54%
2-3年（含3年）	52,404.56	1,329.29	2.54%
3年以上	25,541.31	647.87	2.54%
合计	238,833.30	6,058.20	2.54%

补贴电费收入由国家财政部统筹下发至各电网公司，再由各电网公司向发电企业支付。根据财政部、发改委、国家能源局2020年1月印发的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》以及2020年2月印发的《可再生能源电价附加补助资金管理办法》的要求，财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，按照以收定支的原则按年将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和各省级财政部门。因此，补贴电费结算存在一定的滞后性，导致发电企业应收账款较高。

（3）接网补贴

金额单位：万元

账龄	2021年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	0	0	/
1-2年（含2年）	0	0	/
2-3年（含3年）	88.78	88.78	100.00%
3年以上	301.55	301.55	100.00%
合计	390.33	390.33	100.00%

续

账龄	2022年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	0	0	/
1-2年（含2年）	0	0	/
2-3年（含3年）	0	0	/
3年以上	390.33	390.33	100.00%
合计	390.33	390.33	100.00%

续

账龄	2023年末		
	应收账款余额	坏账准备计提金额	坏账准备计提比例
1年以内（含1年）	0	0	/
1-2年（含2年）	0	0	/
2-3年（含3年）	0	0	/
3年以上	390.33	390.33	100.00%
合计	390.33	390.33	100.00%

接网补贴390.33万元系2020年前公司黑龙江地区风电项目形成的应收账款，由于国家接网补贴政策发生变化，不再通过可再生能源电价附加补助资金给予补贴，相关补贴纳入所在省输配电价回收，由国家发展改革委在核定输配电价时一并考虑，接网补贴的回收出现迟滞现象，公司谨慎估计账面接网补贴余额的可收回性，按单项全额计提坏账准备390.33万元。

2、期末应收账款客户情况

截至2023年12月31日，公司应收账款余额客户均为各地国家电网公司，具体情况如下：

金额单位：万元

单位名称	期末余额	占应收账款期末余额合计数的比例(%)	坏账准备期末余额
国网福建省电力有限公司	220,338.58	87.78	5,328.21
国网黑龙江省电力有限公司	21,325.85	8.50	902.60
国网新疆电力有限公司哈密供电公司	6,935.00	2.76	175.77
国网福建省电力有限公司福州供电公司	2,404.63	0.96	53.73
合计	251,004.06	100.00	6,460.31

3、近三年不同组合应收账款对应的坏账准备计提比例情况

（1）标杆电费坏账准备计提比例

标杆电费应收账款2023年末余额11,780.43万元较上年余额14,818.81万元有所下降，标杆电费形成的应收账款一般次月回款，历史无坏账，前瞻性估计损失率确定为0.1%。2023年度标杆电费预期信用损失率0.1%，同比2021-2022年无变化。

（2）可再生能源补贴电费坏账准备计提比例

公司可再生能源补贴电费应收账款2023年末余额238,833.30万元较上年余额193,484.81万元增长，主要因中闽海电二期项目等项目于2021年全部投产，上网电量规模大幅增加，可再生能源补贴电费回收周期长，导致超过1年账龄的应收账款余额增加。补贴电费是根据国家现行政策以及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司，再由地方电网公司根据电量结算情况拨付至发电企业，因此可再生能源补贴电费形成的应收账款回款周期较长，此为行业共性。可再生能源补贴为财政拨款，其信用和支付记录良好，公司历史上可再生能源补贴无坏账，其可回收性与账龄无明显相关性。

公司自2019年1月1日起开始执行新金融工具准则，将应收款项的坏账准备政策由"已发生损失法"改为"预期损失法"，考虑前瞻性信息，以预期信用损失为基础计提坏账准备。公司以应收账款的历史违约损失率为基础，并根据前瞻性估计予以调整。

公司在确定前瞻性因素时主要考虑了目前行业状况、客商性质、可再生能源补贴电费结算进度和预期公司借款利率等对公司应收账款回收情况产生的影响，关键的前瞻性因素为借款利率，能够较好反映行业前景及市场指标。由于公司可再生能源电费补贴历史损失率为零，应收账款回收期一般超过一年，基于谨慎性，主要参考公司借款利率水平确定预期损失率。2021年以前公司借款利率水平较高，公司参考增量借款利率4.35%，确定2021-2022年可再生能源补贴电费预期信用损失率为4.26%。

自2022年国家补贴核查之后，公司收到可再生能源补贴款进度加快，2021-2023年分别收回补贴款1.34亿元、5.72亿元、4.38亿元，2022年、2023年连续两年收回补贴款较2021年大幅增加；2023年随着整体市场利率下行，2023年公司新增贷款金额12亿元，其借款利率也有较大幅度的下降，年利率区间约2.29-2.70%，2023年存量贷款平均利率2.49%，公司预计增量借款利率将维持在2.5%左右。因此公司参考增量借款利率2.5%，确定2023年度可再生能源补贴电费预期信用损失率2.54%，具体计算公式如下：

可再生能源补贴电费预期信用损失率=1-1/（1+增量借款利率）×(1-0.1%)。

（3）接网补贴坏账准备计提比例

接网补贴390.33万元系2020年前公司黑龙江地区风电项目形成的应收账款，由于国家接网补贴政策发生变化，至2020年末已单项全额计提坏账准备。除上述遗留应收账款外，公司无接网补贴应收款。2023年该项坏账准备计提金额无变化。

综上，补贴电费是根据国家现行政策以及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司，再由地方电网公司根据电量结算情况拨付至发电企业，且存在一定滞后性。2023年、2022年、2021年公司应收账款余额分别为251,004.06万元、208,693.95万元、177,386.31万元，增加的主要原因是受补贴申报、结算滞后性影响，当年补贴回款金额小于当年售电量增加的应收补贴电费金额导致应收补贴电费增加。公司2023年应收账款坏账准备计提金额减少的主要原因是2023年应收可再生能源补贴电费预期信用损失率变化所致。公司应收账款主要为应收补贴电费，2021年至2023年补贴电费在公司应收账款余额中的占比均超过92%，其客户均为各地国家电网公司，款项性质为财政拨款，信用和支付记录良好，公司历史上可再生能源补贴未实际发生坏账，其损失主要是按新金融工具准则综合考虑收款的金额和时间分布造成信用损失。收款的金额和时间分布造成信用损失，参考全额收款时间延后可能导致公司对外融资需求增加所造成的潜在损失，公司认为其预期信用损失与账龄无明显相关性，与预期公司借款利率存在高度相关性。2023年随着整体市场利率下行，公司按照上述可再生能源补贴电费预期信用损失率计算公式，参考公司预计增量借款利率2.5%，确定2023年度可再生能源补贴电费预期信用损失率2.54%，较2021、2022年度有所下降。

（二）与同行业比较说明合理性

同行业可比上市公司应收账款中电价收入相关坏账准备计提情况：

公司简称	坏账准备计提比例		
	2021年	2022年	2023年
节能风电	1.00%	1.00%	1.00%
新天绿能	1.21%	1.31%	1.31%
金开新能	0.00%	0.00%	0.00%
嘉泽新能	1.50%	1.56%	1.68%
平均数	0.93%	0.97%	1.00%
中闽能源	3.97%	3.97%	2.42%

综上，公司应收账款坏账准备计提比例大于同行业可比上市公司平均数，更加谨慎，公司计提坏账准备具有合理性。

二、结合国家补贴核查工作的进展、应收账款中国家补贴的金额和占比、坏账准备计提比例等，说明国补相关应收账款减值计提是否准确、充分。

（一）结合国家补贴核查工作的进展，说明国补相关应收账款减值计提是否准确、充分

为加强可再生能源发电补贴资金使用管理，2022年3月，国家发改委、能源局以及财政部三部委联合开展可再生能源发电补贴自查核查工作，核查范围为截止到2021年12月31日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏电站以及生物质发电项目，对项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金和环保等六个方面确认的合规项目，将分批予以公示。2023年1月6日，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网分别正式公布了《关于公布第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》，公司有14个项目列入此批合规项目清单，含中闽海电一期项目、二期项目。全国可再生能源发电补贴核查旨在从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环境保护等方面进一步摸清可再生能源发电补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为，截至目前仅公布了第一批合规项目清单，核查工作尚未完成。

根据《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度；国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单（以下简称"补贴清单"）。因此，可再生能源发电项目纳入补贴清单是电网企业结算补贴的前提。

根据《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号）《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号），纳入补贴清单的具体流程如下：（1）项目初审；（2）省级主管部门确认；（3）项目复核：电网企业将经过确认的可再生能源发电项目相关申报材料按要求通过信息平台提交国家可再生能源信息管理中心，由国家可再生能源信息管理中心对申报项目资料的完整性、支持性文件的有效性和项目情况的真实性进行复核，包括规模管理和电价政策等方面内容，并将复核结果反馈电网企业；（4）补贴清单公示和公布：电网企业将复核后符合条件的项目形成补贴项目清单，并在网站上进行公示，公示期满后，国家电网、南方电网正式对外公布各自经营范围内的补贴清单。根据行业惯例，可再生能源发电项目自并网发电至纳入补贴清单通常需要三至四年时间。

截至2023年12月31日，公司有14个项目纳入补贴清单，尚有中闽海电二期项目、富锦生物质热电联产项目、福清大帽山风电场项目未列入补贴清单。其中：中闽海电二期项目和富锦生物质热电联产项目目前正在办理纳入补贴清单手续，中闽海电二期于2024年2月4日通过国家可再生能源信息管理中心审核并于2024年2月14日完成公示，按上述流程将列入后续批次的补贴项目清单、获得补贴结算；富锦生物质热电联产项目正处于国家可再生能源信息管理中心项目复核阶段，待通过复核后予以公示。中闽海电二期项目、富锦生物质热电联产项目符合《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）和《2021年生物质发电项目建设工作方案》（发改能源〔2021〕1190号）等补贴政策关于核准及并网时间的要求，满足纳入补贴清单的条件，公司据此确认中闽海电二期项目和富锦生物质热电联产项目的可再生能源补贴电费收入；补贴电费的应收账款坏账准备计提系根据可再生能源补贴电费组合计提，具体详见本回复"问题4.一、（一）3、（2）可再生能源补贴电费坏账准备计提比例"。福清大帽山风电场项目未确认可再生能源补贴电费收入。

（二）应收账款中国家补贴的金额和占比、坏账准备计提比例等，说明国补相关应收账款减值计提是否准确、充分

金额单位：万元

年度	应收账款余额	补贴电费余额		补贴电费坏账准备	
		余额	占比	计提比例	计提金额
2021年	177,386.31	164,666.84	92.83%	4.26%	7,022.20
2022年	208,693.95	193,484.81	92.71%	4.26%	8,251.15
2023年	251,004.06	238,833.30	95.15%	2.54%	6,058.20

应收账款期末余额主要为可再生能源补贴电费，可再生能源补贴电费根据国家现行政策以及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司，再由地方电网公司根据电量结算情况拨付至发电企业。公司的客户为各省电网公司，其信用和支付记录良好。可再生能源补贴的坏账准备计提金额为：期末可再生能源补贴余额×预期信用损失率。可再生能源补贴电费预期信用损失率的确定方式，具体详见本回复"问题4.一、（一）3、（2）可再生能源补贴电费坏账准备计提比例"。

公司根据公司会计政策对可再生能源补贴电费应收账款的减值准备计提准确；与同行业上市公司对比，公司应收可再生能源补贴电费减值准备计提更加谨慎、充分。

三、中闽海电一期、二期项目纳入国家补助合规目录的时间、依据以及收回补贴的进度和金额，结合补贴的确认政策、依据及时点说明营业收入确认的合理性，是否符合会计准则要求，是否存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形。

（一）中闽海电一期、二期项目纳入国家补助合规目录的时间、依据以及收回补贴的进度和金额

中闽海电一期项目于2018年6月11日进入财政部、国家发改委、国家能源局公布的可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）。中闽海电二期项目电价补贴申报于2024年2月4日通过国家可再生能源信息管理中心审核并于2024年2月14日完成公示，按审核流程将列入后续批次的补贴清单、获得补贴结算。

截至2023年底，中闽海电一期已收回自投产之日至2021年10月、2022年1月至2022年9月部分可再生能源补贴51,268.71万元；中闽海电二期尚未收回可再生能源补贴。

（二）结合补贴的确认政策、依据及时点说明营业收入确认的合理性，是否符合会计准则要求，是否存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形

1、中闽海电对财政补贴电价收入的确认政策

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

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

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）的规定，"2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和太阳能光热发电项目，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。"中闽海电二期项目暂未纳入补贴清单，但2021年12月31日全部机组完成并网，已满足规定条件可享受电价补贴。国家电网公司于2023年1月6日公布了第一批可再生能源发电补贴合规性项目清单，中闽海电二期项目已纳入该清单。因此，中闽海电二期项目按与电网公司共同确认的上网电量，确认对应的补贴收入，符合相关政策和企业会计准则的规定。

2、补贴的确认依据及时点

中闽海电生产和销售电力，于电力供应至电网公司时确认销售收入，即月末根据购售电双方共同确认的上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及竞价电价（含政策性补贴）确认电力产品销售收入。

3、补贴电价收入的确认符合企业会计准则要求

中闽海电对补贴电价收入的具体账务处理，符合《企业会计准则第14号——收入》的规定：

（1）电力供应已经完成；

（2）由于电力的生产、供应及使用具有"即时性"的特点，中闽海电在电力供应完成后，即不再保留与所供应商品（电力）的控制权和管理权；

（3）发改委文件、中闽海电与当地电网公司签署的购售电合同等，对风电的上网电价、当地脱硫燃煤机组标杆上网电价、补贴电价和结算电量的计算方法均进行了明确约定，电价补贴的金额能够可靠地计量；

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

（5）中闽海电与电力供应相关的成本（主要包括折旧、人工、运营维护等）能够可靠地计量；

（6）中闽海电按实际收到或应收的金额，借记："银行存款"、"应收账款"等科目，按实现的上网电价收入，贷记"主营业务收入"科目，贷记"应交税费－应交增值税（销项税额）"科目。

4、是否存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形

中闽海电每月末根据购售电双方共同确认的上网电量和上网电价确认营业收入，确认电量期间为每年1月1日0点至12月31日24点。收入确认真实、准确、完整，不存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形。

因此，中闽海电营业收入确认合理，符合会计准则要求，不存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形。

四、中介机构核查意见

经核查，会计师认为：

1、公司在确定前瞻性因素时主要考虑了目前行业状况、客商性质、可再生能源补贴电费结算进度和预期公司贷款利率等对公司应收账款回收情况产生的影响，公司应收账款的前瞻性损失率参考公司增量借款利率，符合市场和公司实际情况，公司应收账款坏账准备计提比例大于同行业可比上市公司，更加谨慎，公司计提坏账准备具有合理性。2、公司根据公司会计政策对可再生能源补贴电费应收账款的减值准备计提准确、充分。3、中闽海电营业收入确认合理，符合会计准则要求，不存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形。

针对问题（3），经核查，独立财务顾问认为：

中闽海电营业收入确认合理，符合会计准则要求，不存在多计收入以达到实现业绩承诺的情形。

特此公告。

中闽能源股份有限公司董事会

2024年6月8日