

华泰联合证券有限责任公司
关于重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司
发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关
联交易反馈意见回复
之
核查意见

独立财务顾问



二〇二〇年四月

中国证券监督管理委员会：

贵会于 2020 年 3 月 27 日对重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易申请文件出具的《中国证监会行政许可项目审查一次反馈意见通知书》（200441 号）（以下简称“《反馈意见》”）收悉。华泰联合证券有限责任公司作为本次交易的独立财务顾问，就相关问题核查如下，请审阅。

本回复中所引用的简称和释义，如无特别说明，与《重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）（修订稿）》中具有相同含义。

目 录

1.申请文件显示，本次交易自查期间内，上市公司、股东和交易对方的董监高及其近亲属共四十余人存在买卖股票的情形。请你公司：1) 补充披露上市公司有关内幕信息知情人登记、内幕信息管理制度建设和执行情况，内控制度的有效性。2) 结合自查期间相关人员买卖股票的情况，以列表形式补充披露各自对应的详细解决措施、内部追责以及整改情况。请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。 6

2.申请文件显示，1) 标的资产重庆长电联合能源有限责任公司（以下简称联合能源）下属重庆乌江电力有限公司（以下简称乌江电力）、重庆涪陵聚龙电力有限公司（以下简称聚龙电力）2019年1-9月营业收入、营业成本均未达到2019年预测数的75%，主要系上半年为枯水期，来水量相对较少所致。2) 受来水偏枯影响，乌江电力2019年实际完成上网电量10.02亿千瓦时，较评估预测2019年上网电量12.61亿千瓦时完成度79.46%；乌江电力2019年实际售电量22.34亿千瓦时，较评估预测2019年售电量25.42亿千瓦时完成度87.86%，乌江电力2019年扣非后净利润完成比例为84.92%；假设2019年上网电量达到评估预测值，则乌江电力2019年业绩能够完成。3) 聚龙电力2019年实际完成上网电量2.71亿千瓦时，较评估预测2019年上网电量3.59亿千瓦时完成度75.37%；聚龙电力2019年实际售电量57.87亿千瓦时，较评估预测2019年售电量59.38亿千瓦时完成度97.48%；受益于售电单价及购售电价差提升，聚龙电力2019年扣非后净利润完成比例为128.04%。4) 联合能源电力板块报告期2017年、2018年、2019年1-9月销售电价分别为0.4627元/千瓦时、0.4798元/千瓦时、0.4809元/千瓦时，逐渐上升。5) 前次申请文件显示，承诺联合能源在2019年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净利润不低于33,220万元。请你公司：1) 补充披露枯水期对乌江电力、聚龙电力2019年1-9月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度，预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险。2) 补充披露乌江电力、聚龙电力2019年实际售电量未能达到预测水平的原因，外购电量是否存在困难和障碍，结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性。3) 补充披露联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的情况下，聚龙电力完成业绩，而乌江电力2019年业绩未能完成的原因；影

响乌江电力、聚龙电力业绩完成与否的关键驱动因素和差异原因。4) 补充披露联合能源 2019 年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净利润及完成情况。5) 结合乌江电力、聚龙电力 2019 年发电量、售电量均未能完成, 来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容, 补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性。请独立财务顾问、会计师和评估师核查并发表明确意见。

..... 11

3.申请文件显示, 1) 联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中, 乌江电力 2020 年存量外购配售电量 9.35 亿千瓦时、增量外购配售电量 7.27 亿千瓦时; 聚龙电力 2020 年存量外购配售电量 54.40 亿千瓦时、增量外购配售电量 18.04 亿千瓦时。2) 论证 2020 年盈利预测可实现性时, 乌江电力 2019 年存量外购配售电量约 12 亿千瓦时, 该部分用户基础及用电需求稳定可持续, 可实现净利润 0.36 亿元; 聚龙电力 2019 年存量外购配售电量约 55 亿千瓦时, 可实现利润 1.31 亿元。请你公司补充披露: 1) 联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中, 存量、增量外购配售电的含义、业务模式、确认依据。2) 乌江电力、聚龙电力 2020 年存量外购配售电量分别为 9.35 亿千瓦时、54.40 亿千瓦时的预测依据, 是否存在不确定性风险, 与 2019 年存量外购配售电量的相关性和可比性。3) 在乌江电力存量外购电用户基础及用电需求稳定可持续的情况下, 2020 年存量外购配售电量 9.35 亿千瓦时较 2019 年 12 亿千瓦时减少的原因, 采用 2019 年存量外购配售电量论证 2020 年存量外购配售电量的充分性。4) 乌江电力 2020 年存量外购配售电量较同期下降的情况下, 结合乌江电力增量外购配售电量的来源、是否签订明确购电合同等, 说明预测期售电量的可实现性。5)2020 年乌江电力、聚龙电力度电净利润预测的合理性和可实现性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。..... 34

4.申请文件显示, 根据联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析, 联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润, 较盈利预测数 4.33 亿元超额完成 0.09 亿元。电源结构中, 乌江电力自发和外购电量合计 29.64 亿千瓦时, 聚龙电力自发和外购电量合计 75.92 亿千瓦时, 合计 105.56 亿千瓦时。而在联合能源电力板块财务预测情况中, 2020 年售电量预计为 111.23 亿千瓦时, 两者相差 5.67 亿千瓦时。请你公司补充披露: 1) 联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析与盈利预测的逻辑关系,

该分析中各数据来源依据、是否存在不确定性。2)联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中,电源结构与 2020 年预计售电量相差 5.67 亿千瓦时的原因、评估预测的审慎性。3)上述 105.56 亿千瓦时可实现电量低于预测售电量 111.23 亿千瓦时的情况下,判断联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润、超额完成 0.09 亿元的依据和合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。 43

5.申请文件显示,乌江电力 2020 年 1-2 月售电量为 29,691.93 万千瓦时,售电水平略高于去年同期水平 28,979.41 万千瓦时。聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量为 113,000.99 万千瓦时,高于去年同期水平的 72,468.00 万千瓦时。新冠肺炎疫情对标的公司业务所在区域下游的部分工商业用户的生产经营可能会造成一定影响,进而可能对标的公司 2020 年的售电量及经营业绩产生一定影响。请你公司:结合乌江电力、聚龙电力售电范围、客户变化、客户规模、开工率、受疫情影响、全国电力行业增加值的增减变化情况等因素补充披露乌江电力、聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量均高于去年同期售电量水平的合理性和可持续性,与所在行业整体水平的比较情况和差异分析。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。 50

6.申请文件显示,2019 年 1-9 月,标的资产重庆两江长兴电力有限公司(以下简称长兴电力)营业收入 11,699.09 万元,营业利润 1,711.76 万元,利润率 14.63%,归属于母公司股东的净利润 1,003.74 万元。前次重组申请文件显示,2019 年 1-6 月标的资产长兴电力营业收入 5,155.88 万元,营业利润 1,602.47 万元,利润率 31.08%,归属于母公司股东的净利润 1,315.78 万元。请你公司补充披露:1)长兴电力 2019 年 1-9 月较 1-6 月营业收入增长情况下,利润率下降、盈利能力下降的原因和合理性。2)长兴电力 2019 年合并报表主要财务数据,说明近三年长兴电力收入、业绩、利润率变化的合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。 57

7.申请文件显示,1)随着国家电力行业供给侧改革的推进,销售电价整体呈下调趋势,可能导致标的公司电力销售业务收入有所下降。2)联合能源电力板块报告期销售电价分别为 0.4627 元/千瓦时、0.4798 元/千瓦时、0.4809 元/千瓦时,逐渐上升;前次重组申请文件显示,联合能源电力板块报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-6 月销售电价分别为 0.4641 元/千瓦时、0.4834 元/千瓦时、0.4785 元/千瓦时,呈现波动。3)联合能源锰业板块外购锰矿石价格报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-9 月分别为 450.73

元/吨、356.35 元/吨、398.46 元/吨；前次重组申请文件显示，联合能源锰业板块外购铀矿石价格报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-6 月分别为 468.34 元/吨、340.68 元/吨、338.14 元/吨，逐渐下降。请你公司：1) 补充披露随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势的情况下，联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的原因和合理性，是否符合行业趋势。2) 补充披露本次申请文件与前次申请文件中，上述报告期相关关键经营数据披露不一致的原因，未对上述重组方案调整内容予以披露和说明的原因、合规性。3) 补充披露联合能源电力板块 2019 年销售电价，锰业板块外购锰矿石价格，结合联合能源电力、锰业板块预测期的上述经营数据预测情况，补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响。4) 通读全文补充完善错漏，保持申请文件的一致性和准确性。请独立财务顾问和会计师、评估师核查并发表明确意见。..... 63

1.申请文件显示，本次交易自查期间内，上市公司、股东和交易对方的董监高及其近亲属共四十余人存在买卖股票的情形。请你公司：1) 补充披露上市公司有关内幕信息知情人登记、内幕信息管理制度建设和执行情况，内控制度的有效性。2) 结合自查期间相关人员买卖股票的情况，以列表形式补充披露各自对应的详细解决措施、内部追责以及整改情况。请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司有关内幕信息知情人登记、内幕信息管理制度建设和执行情况，内控制度的有效性

本次交易前，上市公司已按照相关法律、法规及规范性文件的规定，建立了内幕信息知情人登记、内幕信息管理的相关制度并有效执行。除上市公司《章程》中有避免和防止内幕信息泄密及导致相关内幕交易的相关规定外，上市公司专门制定了《内幕信息知情人登记管理制度》《信息披露事务管理制度》等规章制度，并根据实际情况不断进行修订、更新和完善。上述规章制度对内幕信息的管理机构及主要责任人员，内幕信息及内幕人员的范围，内幕信息保密制度及违规处理，以及对外信息披露涉及内幕信息时的保密事项及相关责任等方面作了详细规定，内容涵盖了内幕信息的判定、报送、保密、责任落实和追究等全部流程。就上述制度以及与内幕信息管理相关的法律法规，上市公司广泛和深入地开展了宣贯和培训学习，并及时向相关人员通报和传递最新的监管政策要求，树立上市公司股东、董事、监事和高级管理人员以及其他内幕信息知情人的法制意识、自律意识和规范运作意识，自觉远离和抵制内幕交易。此外，上市公司不定期聘请外部专家针对内幕信息管理及内幕交易事项开展现场培训，以提高相关人员对相关证券法律法规的学习了解。同时，上市公司按照相关通知要求按时组织董事、监事和高级管理人员等相关人员参加上交所、重庆证监局和上市公司协会组织的相关培训。通过不断完善内控制度建设，强化制度执行落实，上市公司自上市以来从未出现与内幕信息防控管理有关的违法违规问题，上市公司相关的内幕信息知情人登记、内幕信息管理等内控制度完备、有效。

根据上市公司相关规章制度及《重组办法》《上市公司信息披露管理办法》《关于规范上市公司信息披露及相关各方行为的通知》《关于加强上市公司重大资产重组相关股票异常交易监管的暂行规定》等法律法规的规定，上市公司已就本次交易采取了严格

的保密措施，包括但不限于上市公司进行内幕信息知情人登记、相关中介机构和交易对方已与上市公司签署保密协议、及时提醒上市公司董事、监事及高级管理人员做好保密工作等。同时，为保证公平信息披露，维护投资者利益，避免上市公司股票价格异常波动，根据《上海证券交易所股票上市规则》等有关规定，经上市公司申请，上市公司股票自 2019 年 3 月 11 日开市起开始停牌。

综上所述，上市公司已按照相关法律、法规及规范性文件的规定，建立了内幕信息知情人登记、内幕信息管理的相关制度并有效执行；上市公司本次交易策划、讨论过程中已按照上述规定采取了相应保密措施，对接触到内幕信息的相关交易方及中介机构及时进行了登记并签署保密协议；上市公司相关的内幕信息知情人登记、内幕信息管理等内控制度完备、有效。

二、自查期间涉及买卖股票人员详细解决措施、内部追责以及整改情况

（一）自查期间涉及买卖股票人员详细解决措施、内部追责情况

根据相关法规规定，上市公司通过证券登记公司系统对纳入自查范围内的 701 名自然人和 29 家法人单位在停牌前 6 个月及停牌后至重组草案披露前期间买卖三峡水利股票的情况进行核查，核查结果显示，有部分人员存在交易行为。截至本回复出具日，本次交易相关主体及人员未因涉嫌内幕交易被司法机关或证券监管机构立案，上市公司及交易各方本着谨慎原则，同时还兼顾考虑国有单位干部管理的相关原则，对停牌前存在交易的相关人员进行相应处理或由本人及/或所属单位出具承诺，以消除对本次重组审核带来的负面影响。具体如下：

相关主体	姓名	关联关系	累计买入 (股)	累计卖出 (股)	交易时间	解决措施
上市公司	李晓菊	高级管理人员之胡恒之配偶.	2,400	2,600	2018-09-18 至 2019-01-10	胡恒个人承诺，单位承诺
	胡泽洪	投资开发中心经理程红之配偶	800	0	2018-10-15 至 2019-03-06	程红已调离项目组
	周德英	财务部副经理周怡之母	0	500	2019-03-05	周怡已调离项目组
水利部综合事业局	滕玉军	副局长	1,782,574	1,782,574	2018-10-22 至 2019-03-25	滕玉军个人承诺，单位承诺
	陈景丽	副局长滕玉军之配偶	375,000	375,000	2018-09-14 至 2019-03-25	

相关主体	姓名	关联关系	累计买入 (股)	累计卖出 (股)	交易时间	解决措施
	滕伊轩	副局长滕玉军之子女	1,324,900	1,324,900	2018-09-14 至 2019-03-25	
	张慧萍	局长刘云杰之配偶	1,000	3,000	2018-10-29 至 2019-01-18	
新华水利	张小会	总经理,董事	0	4,000	2018-12-27	单位承诺
	王明海	副总经理	3,300	0	2019-08-12 至 2019-08-14	
	沈振辉	监事沈剑萍之父亲	500	0	2019-04-02	
中国水务	王东全	副总经理	0	100	2018-10-19	单位承诺
	贾静	副总经理王东全之配偶	200	0	2019-02-20	
	魏歆仪	总会计师魏庆军的子女	106,000	95,000	2019-03-27 至 2019-07-17	
长江电力	关杰林	长江电力副总经理/长电资本董事	40,000	55,000	2018-10-18 至 2019-02-19	个人承诺, 单位承诺
	黄宁	董事	0	400	2019-01-15	
新华发电	周燕	董事长戴雄彪之配偶	900	900	2019-01-30 至 2019-03-06	—
长兴电力	吴小勇	财务总监	2,300	7,400	2018-10-18 至 2019-03-28	—
涪陵能源	高军	董事、总经理	2,500	0	2019-01-04 至 2019-01-16	个人承诺, 单位承诺
	蒋柠蔓	副总经理蒋卫民之子女	0	5,400	2019-02-26	蒋卫民已调离
	况红	监事	15,000	0	2018-10-24 至 2018-11-15	况红已退休
	况引	监事况红之子女	1,100	1,100	2019-04-12 至 2019-04-19	
	雷陵	副总经理李启祥之配偶	58,200	128,300	2018-11-06 至 2019-02-25	李启祥个人承诺, 单位承诺
	李夏	副总经理李启祥之子女	0	10,000	2018-10-08 至 2019-01-16	
	杨崱平	监事刘军强之配偶	0	1,000	2019-03-01	刘军强个人承诺, 单位承诺
	刘思扬	监事刘军强之子女	0	3,800	2019-03-01	刘军强个人承诺, 单位承诺
	王永权	副董事长	0	35,500	2018-10-15 至 2018-11-14	王永权个人承诺, 单位承诺
	王淼	副董事长王永权之子女	0	2,400	2018-10-15 至 2018-10-16	
	罗晓莉	副董事长王永权之配偶	5,400	20,000	2018-09-12 至 2018-12-10.0	
	王瑞	副总经理王勇之子女	0	24,300	2018-10-30 至 2018-12-03.	单位承诺

相关主体	姓名	关联关系	累计买入 (股)	累计卖出 (股)	交易时间	解决措施
	石继伟	总会计师	432,200	490,200	2018-09-13 至 2019-02-22	石继伟已 调离
	赵廷芳	总会计师石 继伟之配偶	235,600	930,700	2018-11-15 至 2019-02-27	
	赵鑫	董事长何福 俊之配偶	60,000	110,000	2018-10-08 至 2019-02-27	何福俊个 人承诺, 单 位承诺
渝物兴物 流	王守富	执行事务合 伙人委派代 表周淋之配 偶	0	30,000	2019-01-29 至 2019-01-31	—
两江集团	向南贞	副总经理高 家育之母	30,000	0	2019-03-07	高家育已 工作变动
	高家育	副总经理	100,000	0	2019-03-25 至 2019-03-26	
	许志琼	财务总监	2,000	0	2018-11-23	个人承诺, 单位承诺
	丁登奎	副总经理	34,600	44,600	2018-11-05 至 2019-03-06	个人承诺, 单位承诺
	刘川	工会主席罗 鸿之配偶	437,900	437,800	2019-04-11 至 2019-09-10	单位承诺
西藏源瀚	兰清洁	监事	0	10,300	2019-02-27	已调离
杨军	杨军	原交易对方	167,100	122,100	2018-10-08 至 2019-02-27	杨军已退 出交易
	周晓蓉	原交易对方 杨军之配偶	2,500	0	2018-12-27 至 2019-01-08	
	杨雁茗	原交易对方 杨军之子女	78,000	97,800	2018-09-26 至 2019-02-26	
颜中述	颜中述	交易对方	10,000	-	2019-03-25	—

以上人员个人出具承诺函内容如下:

本人及或本人近亲属买卖三峡水利股票的行为系根据证券市场业已公开的信息并基于个人判断而独立作出的投资决策和投资行为,不存在获取或利用内幕信息进行交易的情形,亦不存在获取或利用内幕信息进行股票投资的动力。该证券账户以本人名义开立,除已公开披露信息以外,本人严格按照法律、法规及规范性文件的规定对本次重组事项履行保密义务。本人已知悉《中国证券监督管理委员会关于加强上市公司重大资产重组相关股票异常交易监管的暂行规定》的相关内容,如本人因涉嫌内幕交易被中国证监会立案调查或者被司法机关立案侦查,本人将依据上述规定等文件要求的方式消除对本次重组的影响。

上述人员所在单位（除水利部综合事业局以外）出具以下承诺函：

本单位相关人员在重庆三峡水利电力(集团)股份有限公司重大资产重组停牌(2019年3月11日)前存在买卖三峡水利股票的行为。本单位已知悉《中国证券监督管理委员会关于加强上市公司重大资产重组相关股票异常交易监管的暂行规定》的相关内容,如上述人员因涉嫌内幕交易被中国证监会立案调查或者被司法机关立案侦查,本单位将依据上述规定等文件要求的方式消除对本次重组的影响。

水利部综合事业局出具承诺函：

本单位及所属新华水利控股集团有限公司、中国水务投资有限公司相关人员,在在重庆三峡水利电力(集团)股份有限公司重大资产重组停牌(2019年3月11日)前存在买卖三峡水利股票的行为。如上述人员被中国证监会立案调查或者被司法机关立案调查,且其行为存在内幕交易,本单位将根据相关法规采取相应措施,积极支持公司顺利推进重组。

(二) 上市公司整改情况

一是加强制度建设。重组完成后,上市公司将充分结合集团内各单位的实际情况,构建更加完善和符合集团管理需要的内部控制体系。结合新《证券法》的要求,进一步对上市公司现有的《内幕信息知情人登记管理制度》、《信息披露事务管理制度》等涉及上市公司内幕信息的相关内部控制制度中就重大信息以及内幕信息的判定、报送、保密、责任落实和追究等全流程进行系统梳理和修订,建立制度保障。

二是深化教育培训。分级、分批对信息披露责任部门、责任人、上市公司全员以及上市公司以外的相关内幕信息知情人开展以证券法规学习、公司内幕信息管理制度宣贯和资本市场违法违规案例警示教育等为主要内容,形式灵活、内外部相结合的教育培训,树立全员内幕信息保密意识和规范意识。

三是加强监督检查。除了按照相关法律法规和监管部门要求做好基本的内幕信息知情人登记报备等相关工作外,上市公司还将根据自身内幕信息管理和信息披露的制度要求,落实内幕信息管理的各级责任主体,充分发挥信息披露管理部分的监督检查职能,以检查促进制度的落实执行。

四是加强沟通联系。在完善内部内幕信息管理工作的同时,上市公司还将根据相关

内幕信息知情人范围，加强与公司股东、重大事项相关方等其他信息披露义务主体的沟通，及时、充分的提醒其应当履行的义务和可能面临的风险。

三、补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》（修订稿）“第十三章 其他重大事项”之“六、本次交易涉及的相关主体买卖上市公司股票的自查情况”之“（四）其他事项”中补充披露。

四、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：上市公司有关内幕信息知情人登记、内幕信息管理制度建设和执行情况良好，内控制度有效。截至本回复出具日，本次交易相关主体及人员未因涉嫌内幕交易被司法机关或证券监管机构立案，上市公司及交易相关方本着谨慎性原则，同时还兼顾考虑国有单位干部管理的相关原则，针对涉及停牌前交易上市公司股票主要人员采取相应措施，有利于继续推进本次重组。

2.申请文件显示，1)标的资产重庆长电联合能源有限责任公司（以下简称联合能源）下属重庆乌江电力有限公司（以下简称乌江电力）、重庆涪陵聚龙电力有限公司（以下简称聚龙电力）2019年1-9月营业收入、营业成本均未达到2019年预测数的75%，主要系上半年为枯水期，来水量相对较少所致。2)受来水偏枯影响，乌江电力2019年实际完成上网电量10.02亿千瓦时，较评估预测2019年上网电量12.61亿千瓦完成度79.46%；乌江电力2019年实际售电量22.34亿千瓦时，较评估预测2019年售电量25.42亿千瓦时完成度87.86%，乌江电力2019年扣非后净利润完成比例为84.92%；假设2019年上网电量达到评估预测值，则乌江电力2019年业绩能够完成。3)聚龙电力2019年实际完成上网电量2.71亿千瓦时，较评估预测2019年上网电量3.59亿千瓦时完成度75.37%；聚龙电力2019年实际售电量57.87亿千瓦时，较评估预测2019年售电量59.38亿千瓦时完成度97.48%；受益于售电单价及购售电价差提升，聚龙电力2019年扣非后净利润完成比例为128.04%。4)联合能源电力板块报告期2017年、2018年、2019年1-9月销售电价分别为0.4627元/千瓦时、0.4798元/千瓦时、0.4809元/千瓦时，逐渐上升。5)前次申请文件显示，承诺联合能源在2019年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净利润不低于33,220万元。请你公司：1)补充披露枯水期对乌江电力、

聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度，预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险。2) 补充披露乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的原因，外购电量是否存在困难和障碍，结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性。3) 补充披露联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的情况下，聚龙电力完成业绩，而乌江电力 2019 年业绩未能完成的原因；影响乌江电力、聚龙电力业绩完成与否的关键驱动因素和差异原因。4) 补充披露联合能源 2019 年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净利润及完成情况。5) 结合乌江电力、聚龙电力 2019 年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性。请独立财务顾问、会计师和评估师核查并发表明确意见。

回复：

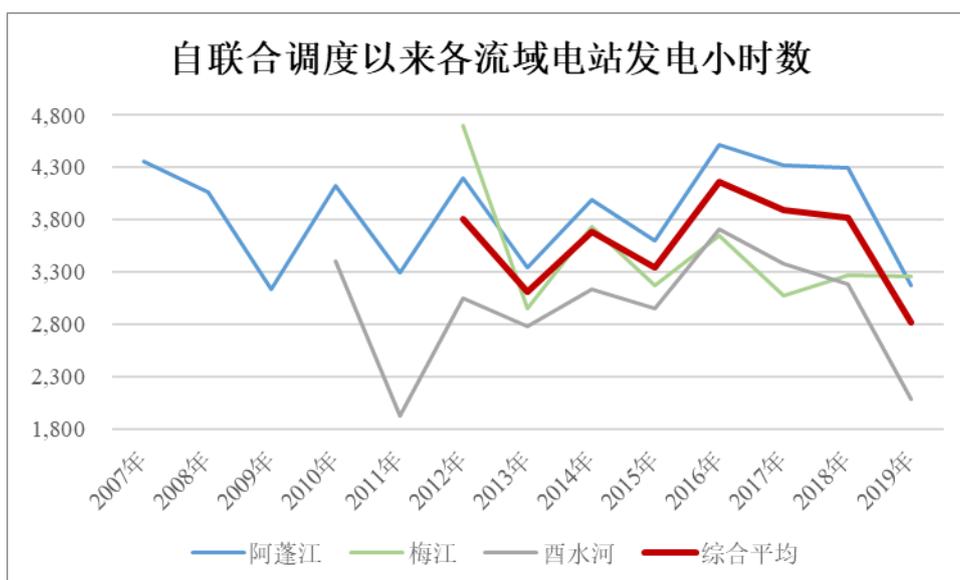
一、补充披露枯水期对乌江电力、聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度，预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险。

(一) 枯水期对乌江电力、聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度

1、乌江电力

(1) 乌江电力下属电站近年来发电情况

截至本回复出具日，乌江电力在乌江支流阿蓬江、梅江河、酉水河流域共有拥有 9 座全资水电站。各流域分别于 2006 年、2011 年及 2009 年启动流域梯级联合调度，可一定程度上平抑来水丰枯变化对流域内各电站发电水平的波动影响。自各流域启动联合调度以来，乌江电力自有电站的发电机组年利用发电小时数情况如下：



注：各电站发电量（单位为千瓦时）为机组利用小时数（小时）乘以装机容量（千瓦）。自 2007 年以来，受益于新机组投产及现有机组的增容扩效，乌江电力水电站总装机容量呈现增长态势，2007 年为 30.45 万千瓦，2008 年至 2012 年为 33.65 万千瓦，2013 年至 2018 年为 35.85 万千瓦，2019 年为 36.14 万千瓦。

从上图可知，各流域电站自联合调度以来，受各年间来水丰枯情况影响，年度发电小时数呈现一定波动。2019 年，三个流域来水偏枯，从综合利用小时数看，2019 年为自 2012 年（三流域均实现联合调度）以来最低水平，阿蓬江流域及酉水河流域电站的机组利用小时数均处于历史次低水平（两流域电站累计装机容量 32.50 万千瓦，占总装机比重为 90%），梅江流域电站处于历史较低水平。从而引致 2019 年乌江电力自有电站发电量为 2012 年以来最低水平。

2012 年至 2019 年，各月份发电量占全年的比重情况如下：

项目	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年
1 月	3.05%	1.90%	2.59%	2.59%	3.65%	1.80%	2.11%	4.58%
2 月	1.35%	3.82%	1.65%	4.41%	3.80%	3.21%	2.50%	5.15%
3 月	3.97%	3.76%	1.97%	4.78%	6.18%	7.82%	6.96%	5.91%
4 月	13.11%	10.03%	12.15%	11.50%	13.04%	10.08%	10.09%	7.07%
5 月	16.76%	17.15%	14.18%	9.36%	13.03%	13.05%	14.11%	16.09%
6 月	13.98%	19.50%	12.30%	19.44%	13.28%	16.48%	13.92%	17.08%
7 月	10.80%	10.93%	14.21%	12.19%	14.94%	14.05%	12.03%	12.91%
8 月	8.01%	3.14%	6.01%	11.71%	11.44%	5.45%	7.51%	11.96%

9月	11.10%	15.63%	13.89%	8.84%	4.58%	8.58%	7.23%	3.65%
10月	6.34%	5.29%	3.64%	7.75%	2.44%	15.03%	10.77%	3.87%
11月	6.36%	4.55%	9.58%	2.68%	11.13%	3.05%	8.52%	5.97%
12月	5.17%	4.29%	7.83%	4.75%	2.50%	1.39%	4.26%	5.76%
合计	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

从年内发电量分布看，各月间呈现较大波动。受降雨量不均匀分布及梯级联合调度平抑峰谷等因素综合影响，每年5月至7月来水相对偏丰、发电量占全年发电量比重较高，12月至次年3月来水相对偏枯、发电量占比较低，其余月份则存在较大年间波动。2019年，9-12月份累计发电量占比为15.60%，低于2018年同期及2012年至2018年同期的历史平均水平，其发电量贡献为近年来的较低水平。

(2) 乌江电力2019年1-9月及全年上网电量及业绩完成情况

乌江电力2019年全年的购售电数据及经审计财务数据如下：

单位：亿千瓦时、万元

项目	2019年预测数(A)	2019年完成数(C)	2019年实现率(C/A)
自发电上网电量	12.61	10.02	79.46%
售电量	25.42	22.34	87.86%
营业收入	107,235.23	101,468.05	94.62%
营业成本	66,323.28	66,224.79	99.85%
扣非后归母净利润	21,695.54	18,091.62	83.39%

注：2019年预测数来源于天健兴业出具的、已经国务院国资委备案的评估报告；发电量及售电量数据来源于联合能源经营报表；2019年度财务数据已经大华会计师审核并出具《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947号），与前次披露文件披露的未经审计数据存在细微差异。

因2019年整体来水处于自2012年以来的低位，2019年1-9月及全年的上网电量8.48亿千瓦时及全年10.02亿千瓦时均低于近年来平均情况及本次评估预测数，导致新增采购外购电替代自发电，乌江电力营业成本随之上升，盈利水平随之下降。

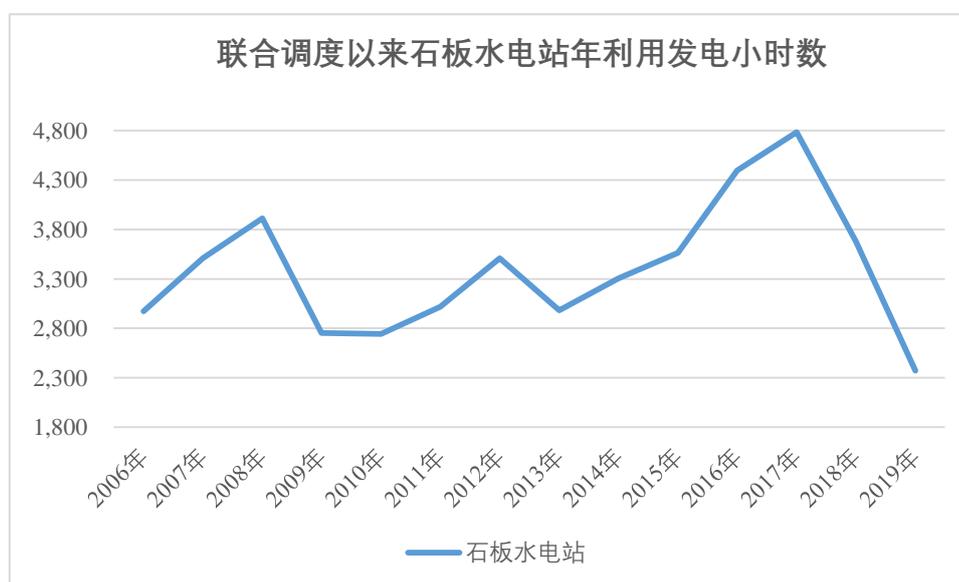
由于2019年自发电上网电量与评估预测值相差2.59亿千瓦时电量，以2019年预测不含税外购电采购成本0.3510元/千瓦时测算，综合考虑增发自发电的水资源费及库区基金等相关边际成本费用，预计影响归母净利润7,448.04万元，占2019年预测净利润

的比重为 34.33%。因此，2019 年来水偏枯造成自发电量减少是成为乌江电力未完成盈利预测的主要原因。

2、聚龙电力

(1) 聚龙电力下属电站近年来发电情况

聚龙电力自发电主要来自控股子公司涪陵水资源。涪陵水资源现有水力发电站 1 座，即石板水电站，装机容量 11.5 万千瓦，位于龙河流域。自流域启动联合调度以来，石板水电站发电机组年利用发电小时数情况如下：



2019 年，受来水偏枯影响，该电站年利用发电小时数较低，上网电量低于根据历史平均发电量等因素得出的评估预测数。2010 年至 2019 年，该电站上网电量情况如下表所示：

单位：亿千瓦时

年份	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
上网电量	3.12	3.45	4.00	3.39	3.77	4.07	5.02	5.46	4.20
年份	2019 年预测			2019 年 1-9 月实现			2019 年实现		
上网电量	3.57			2.50			2.71		

(2) 聚龙电力 2019 年 1-9 月及全年上网电量及业绩完成情况

如上表所述，聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年分别实现自发电上网电量 2.50 亿千瓦

时、2.71 亿千瓦时，低于 2019 年预测数，聚龙电力需要以外购电量来补充该部分自发电减少导致的售电缺口。

由于 2019 年自发电上网电量与评估预测值相差 0.86 亿千瓦时电量，以 2019 年预测不含税外购电采购成本 0.3455 元/千瓦时测算，综合考虑增发自发电的水资源费及库区基金等相关边际成本费用，预计影响归母净利润 1,437.40 万元。据此测算，自发上网电量缺口对聚龙电力净利润的影响如下表所示：

项目	2019 年
预测自发上网电量（亿千瓦时）	3.57
实际自发上网电量（亿千瓦时）	2.71
自发上网电量缺口（亿千瓦时）	0.86
对归母净利润的影响（万元）	1,437.40
聚龙电力实际实现扣非归母净利润（万元）	18,500.12
对归母净利润影响比例	7.77%

注：发电量及售电量数据来源于联合能源经营报表；2019 年度财务数据已经大华会计师审核并出具《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947 号），与前次披露文件披露的未经审计数据存在细微差异。

由于自发电上网电量占聚龙电力整体购电量比例相对较低，2019 年因自发上网电量不及预测对净利润的影响约为 1,437.40 万元，比例为 7.77%。

（二）预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险

鉴于水电站来水存在年间波动，评估机构在预测时，根据各电站联合调度以来各年发电利用小时数剔除极值后的中位值作为预测期内各电站发电小时数，结合各电站装机容量计算自发电量，该预测方式符合水电业务特点及行业预测惯例，具有合理性。按此预测方式计算，平滑了水电站来水存在的年间波动，预测期考虑了历史年度枯水期和丰水期的相关不确定性风险对评估结果的影响。

同时，在评估时，充分考虑了 2019 年来水偏枯对发电量的影响。在以 2018 年 12 月 31 日为基准日的评估（以下简称“前次评估”）预测过程中，由于 2019 年上半年发电量相对 2016-2018 年同期偏低，因此在对 2019 年全年发电量预测时，已对上述预测方式计算结果进行了适当下调；在以 2019 年 6 月 30 日为基准日的评估（以下简称“加

期评估”)预测过程中,2019年下半年预测发电量为2019年下半年实际实现数。

综上,两次评估预测过程中,整个预测期均已考虑枯水期和丰水期的相关不确定性风险对评估结果的影响。

二、补充披露乌江电力、聚龙电力2019年实际售电量未能达到预测水平的原因,外购电量是否存在困难和障碍,结合下游客户变化和用电需求的稳定性,说明该原因是否具有持续性。

(一)乌江电力、聚龙电力2019年实际售电量未能达到预测水平的原因

1、乌江电力

前次评估预测乌江电力2019年售电量为25.42亿千瓦时,而乌江电力2019年全年实际售电量为22.34亿千瓦时,两者相差3.08亿千瓦时,预测售电量实际完成率为87.88%,主要系部分用户因偶发性因素未完成预测售电量。未完成预测售电量的主要用户及其原因如下表,其余用户实际合计售电量超过前次评估预测。

单位:亿千瓦时

序号	用户名称	2016年实际售电量	2017年实际售电量	2018年实际售电量	2019年实际售电量	2019年预测售电量	2019年完成预测比例	2019年增减量	未完成主要原因
1	重庆国耀硅业有限公司	0.89	1.07	1.59	0.82	1.49	55.04%	-0.67	因受景区项目建设阶段性影响,用电企业的上游矿石供应不足导致用电企业临时停产,2019年底已恢复生产
2	秀山龙洋硅业有限公司	0.76	0.72	0.78	0.51	0.81	63.17%	-0.30	因受景区项目建设阶段性影响,用电企业的上游矿石供应不足导致用电企业临时停产,2019年底已恢复生产
3	秀山县永发硅业有限公司	0.57	0.83	1.04	0.6	0.81	73.90%	-0.21	因受景区项目建设阶段性影响,用电企业的上游矿石供应不足导致用电企业临时停产,2019年底已恢复生产
4	重庆市三角滩锰业有限公司	0.03	0.76	0.91	0.59	0.9	65.38%	-0.31	因单耗高及设备老旧等原因,从2019年9月起全厂停工改造,准备改建

序号	用户名称	2016年 实际售 电量	2017年 实际售 电量	2018年 实际售 电量	2019年 实际售 电量	2019年 预测售 电量	2019年 完成预 测比例	2019年 增减量	未完成主要原因
									2 生产线及炉台等，目前已完成旧厂房拆除工作，企业预计在 2021 年 3 月完成改造
5	重庆腾泰矿业有限公司	2.96	3.56	3.08	0.51	1.56	32.92%	-1.05	原重庆武陵光伏材料有限公司电炉租赁户因经营不善停止租赁，腾泰矿业于 2019 年 9 月接续租赁，陆续恢复供电
6	国网湖南省电力有限公司湘西供电分公司	2.17	1.85	1.25	0.23	1.00	23.32%	-0.77	微利客户，乌江电力主动降低对其售电量
	上述小计	7.38	8.79	8.65	3.26	6.57	49.62%	-3.31	
	其他用户	26.89	28.84	19.15	19.08	18.85	101.22%	0.23	

就上表未完成原因分析，除对国网湖南省电力有限公司湘西供电分公司（以下简称国网湘西供电公司）售电量因微利原因，乌江电力主动降低其售电量外，对其余客户售电量未达预期的原因主要集中于用电企业受阶段性矿石供应不足、技术设备改造等导致用电企业于 2019 年出现不同程度的停工停产或减产，上述原因属于暂时性的，不会对用电需求产生持续影响。

就上述 6 家用电企业 2016-2018 年历史实际售电量进行分析，总体来看，2019 年预测售电量为 6.57 亿千瓦时，低于 2016-2018 年的最低售电量 7.38 亿千瓦时。分发展趋势按单户来看，2016-2018 年售电量逐年上升的三家用电企业（序号 1、3、4），2019 年预测售电量均未超过 2016-2018 年最高售电量；对 2016-2018 年售电量出现较小波动的三家用电企业（序号 2、5），序号 2 的用电企业 2019 年预测售电量接近 2016-2018 年平均售电量，而序号 5 用电企业 2019 年预测售电量低于其 2016-2018 年平均售电量；对 2016-2018 年售电量出现逐年下降的用电企业（序号 6），2019 年预测售电量低于 2016-2018 年期间最低值。

综上，评估机构在前次评估预测时，结合用电企业的 2016-2018 年历史实际售电量以及 2019 年上半年的用电情况等，对乌江电力的 2019 年预测售电情况进行了谨慎的判

断以及合理的预计；因前述暂时性原因，导致 2019 年预测售电量未能完成。

2、聚龙电力

前次评估预测聚龙电力 2019 年售电量为 59.38 亿千瓦时，而聚龙电力 2019 年全年实际售电量为 57.88 亿千瓦时，两者相差 1.50 亿千瓦时，预测售电量实际完成率为 97.48%。未完成预测售电量的主要用户及其原因如下表，其余用户实际合计售电量超过前次评估预测。

单位：亿千瓦时

用户名称	2016 年实际售电量	2017 年实际售电量	2018 年实际售电量	2019 年实际售电量	2019 年预测售电量	2019 年完成预测比例	2019 年增减量	未完成主要原因
涪陵能源	2.6	2.04	2.67	1.66	2.86	58.04%	-1.20	聚龙电力将电力销售给涪陵能源，由涪陵能源转供给电力用户旗能电铝。因旗能电铝自有两台发电机组原计划每年安排一次中修，检修期间需要通过涪陵能源向聚龙电力采购用电，而 1 号机组由于备件不足原因，原 2019 年计划检修延迟到 2020 年完成。因此，2019 年减少购电需求
重庆川东电力集团有限责任公司	-	-	-	4.29	5.3	80.94%	-1.01	聚龙电力供区范围内的发电机组中涪南热电厂投产后的电量通过聚龙电力销售给重庆川东电力。因中涪南热电厂延期投产，因此，聚龙电力销售给川东电力的电量减少
上述用户小计	2.6	2.04	2.67	5.95	8.16	72.92%	-2.21	
其他用户	40.32	44.55	46.47	51.93	51.22	101.39%	0.71	

就上表未完成原因分析，聚龙电力 2019 年售电量未完成主要受涪陵能源（旗能电铝检修用电）和转售重庆川东电力集团有限责任公司（中涪南热电部分）电量未完成的影响。

旗能电铝自备电厂检修时需通过涪陵能源从聚龙电力购电，2016年-2018年，聚龙电力对旗能电铝的历史实际售电量均高于2019年实际售电量。2019年对该用户售电量不及预期的原因是因为旗能电铝自备电厂检修所需的备件不足，将2019年检修计划推迟至2020年，预测售电量未完成属于偶然情况。另外，中涪南热电厂系2019年新建投产电厂，所发电量经聚龙电力销售给重庆川东电力集团有限责任公司，受机组建设工期、运行投产推迟的影响，中涪南热电厂2019年发电量不及预期，因此该部分销售量有所减少，但该因素在中涪南热电厂2019年10月正常投运后消失，也属暂时性的影响。

综上，评估机构在前次评估预测时，结合用电企业的2016-2018年历史实际售电量以及2019年上半年的用电情况等，对聚龙电力的2019年预测售电情况进行了谨慎的判断以及合理的预计；因前述暂时性原因，导致2019年预测售电量未能完成。

（二）外购电量是否存在困难和障碍

根据乌江电力和聚龙电力与主要外购电供应商签订的长期购售电合同等分析，乌江电力和聚龙电力外购电量不存在困难和障碍。具体分析情况如下：

全国装机容量及发电量逐年增加，但发电利用小时数从2010年的4,723.38小时下降至2018年的3,878.99小时，全国发电能力存在一定富余。2010年至2018年，全国6,000千瓦及以上电厂发电设备容量、同期全国发电量及发电利用小时数对比如下表：

年份	6,000千瓦及以上电厂发电设备容量（亿千瓦）	发电量（亿千瓦时）	发电设备利用小时数
2010年	8.77	41,412.60	4,723.38
2011年	9.73	46,036.70	4,731.48
2012年	10.58	48,187.50	4,555.51
2013年	11.55	52,451.07	4,542.23
2014年	12.61	56,495.80	4,480.67
2015年	13.78	56,184.00	4,075.80
2016年	15.37	59,111.20	3,847.12
2017年	16.51	62,758.20	3,800.24
2018年	17.51	67,914.20	3,878.99

乌江电力外购电的主要供应商为南方电网和国家电网。经核实，近年来乌江电力与南方电网和国家电网签订的购电合同，无电力供应上限条款，乌江电力可根据自身售电需求进行采购，外购电量具备可实现性和稳定性。

聚龙电力外购电主要系向网内统调机组购电和向国家电网、南方电网购电。网内统调机组系接入聚龙电网内的发电机组，该类机组根据供电营业区域及政府文件，须直接接入聚龙电网。网内统调机组购电价格与聚龙电力协商确定，低于向国家电网、南方电网购电价格，由此可见，网内统调机组与聚龙电力的购售电关系具有较强的排他性和稳定性。随着售电规模的扩大，自发电和网内统调机组的购电规模难以满足需求，聚龙电力向国家电网、南方电网采购电量增加。经核实，近年来聚龙电力与国家电网、南方电网签订的购电合同，无电力供应上限条款，聚龙电力可根据自身售电需求进行采购，外购电量具备可实现性和稳定性。

（三）结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性

对比前述“（一）乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的原因”分析，除乌江电力主动降低对国网湘西供电公司的售电量可能存在持续性影响（已在加期评估中下调对其预测期售电量）外，对其余下游客户售电量未达预期的原因主要集中于阶段性矿石供应不足、技术设备改造、检修计划或投建延期等偶发性、暂时性因素，不会对用电需求产生持续影响，也不会对利润产生持续负面影响。

三、补充披露联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的情况下，聚龙电力完成业绩，而乌江电力 2019 年业绩未能完成的原因；影响乌江电力、聚龙电力业绩完成与否的关键驱动因素和差异原因。

（一）聚龙电力业绩完成的原因

聚龙电力 2019 年度实际经营业绩与预测业绩情况对比情况如下表：

单位：万千瓦时、万元

项目	2019 年预测数(A)	2019 年完成数(B)	实现率(B/A)
自发电上网电量	35,690.69	27,094.59	75.92%
售电量	593,780.13	578,787.57	97.48%
营业收入	247,504.10	247,249.23	99.90%

营业成本	212,052.08	210,103.71	99.08%
扣非后归母净利润	14,467.15	18,500.12	127.88%

注：2019年预测数来源于天健兴业出具的、已经国务院国资委备案的评估报告；发电量及售电量数据来源于联合能源经营报表；2019年度财务数据已经大华会计师审核并出具《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947号），与前次披露文件披露的未经审计数据存在细微差异。

聚龙电力业绩完成原因如下：

1、售电量基本完成，符合预期；自发电上网电量虽未达到预期但对净利润影响较小

聚龙电力2019年完成售电量57.88亿千瓦时，较预测数59.38亿千瓦时的完成率为97.48%，基本完成，符合预期。2019年预测增量较大的客户，如中涪南热电（预测较2018年增长5.3亿千瓦时）、大朗冶金（预测较2018年增长4.53亿千瓦时）等均实现投产或扩产计划并基本完成预测电量，保证了2019年整体售电量基本完成。

由于自发电上网电量占聚龙电力整体购电量比例相对较低，2019年因自发电上网电量不及预期对净利润的影响较小。

2、售电价差等因素引起利润增加

聚龙电力2019年售电量实现数和收入实现数与预测数较为接近，但2019年实现扣非归母净利润18,500.12万元，较预测数14,467.15万元增长了4,032.97万元。净利润增长较高的原因主要为：

（1）售电价差引起利润增加

售电价差主要体现在两方面，一方面售电均价较预测数增加0.0071元/千瓦时，主要系部分高价电用电量增加所致，如用电量较预测增加的企业赛特刚玉、华峰化工、建峰集团均为高于平均售价的企业；另一方面，购电均价较预测数下降0.0007元/千瓦时，差异主要系南方电网贵州电网公司与聚龙签订的购电合同，每档电价比原预测降低0.003元/度。两方面因素形成的售电价差增加营业利润增加4,109.39万元。

（2）财务费用的减少

预测财务费用按期初有息负债和利率计算，并假设在预测期内保持不变，聚龙电力

资本支出较少，且经营性现金流良好，有效降低了有息负债规模，减少财务费用。2019年，实际财务费用较预测减少 1,367.24 万元。

(二) 乌江电力业绩未能完成的原因

2019 年，盈利预测口径下，根据大华会计师审核出具的《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947 号），乌江电力扣非后归母净利润为 18,091.62 万元，低于盈利预测目标 21,695.54 万元，完成率为 83.39%。其原因主要为自发电上网电量及售电量不及预期。

1、自发电上网电量不及预期

如本题“一、补充披露枯水期对乌江电力、聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度，预测期是否考虑枯水期的相关不确定性风险”之“(一) 枯水期对乌江电力、聚龙电力 2019 年 1-9 月和全年上网电量、业绩完成情况的影响程度”中所述，2019 年自发电上网电量低于近年来平均情况及本次评估预测数，导致新增采购外购电替代自发电，乌江电力营业成本随之上升，盈利水平随之下降。2019 年上网电量不及评估预测值，预计影响归母净利润 7,448.04 万元。

2、售电量不及预期

乌江电力 2019 年实现售电量 22.34 亿千瓦时，低于盈利预测数 25.42 亿千瓦时，完成率为 87.88%，主要系部分客户用电量未达预期。具体分析详见本题“二、补充披露乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的的原因，外购电量是否存在困难和障碍，结合下游客户变化和用电需求的稳定性，说明该原因是否具有持续性”之“(一) 乌江电力、聚龙电力 2019 年实际售电量未能达到预测水平的的原因”中所述。以乌江电力外购电的度电净利润 0.03 元/千瓦时测算，售电量未及预测售电量，预计影响净利润 918 万元。

尽管面临来水偏枯及下游客户用电量不及预期等不利因素，联合能源及乌江电力管理层积极作为，开展相关生产经营保障工作，通过加大应收账款回收力度，控制成本及管理费用等措施，降低来水偏枯对业绩的不利影响，保障经营业绩稳定可持续。

(三) 影响乌江电力、聚龙电力业绩完成与否的关键驱动因素和差异原因

乌江电力、聚龙电力均为集电力发、配、售相结合的地方电力企业。售电规模主要受下游用户用电需求的影响，在满足下游客户用电需求时，乌江电力及聚龙电力将优先调度自发电上网电量，缺口则由外购电量满足。自发电量、售电量、售电价差是其利润的关键驱动因素。

乌江电力及聚龙电力的自发电综合成本较外购电低，对利润贡献大。因此，在整体售电量一定的情况下，自发电上网电量及占比越高，则售电业务毛利率越高；因自发电上网电量受年间及月间来水波动等因素影响，对于自发电上网电量占比相对较高的电网企业，其盈利波动性也相对较大。而在自发电上网电量相对稳定的情况下，售电量的增长将由外购电增加得以满足，并通过赚取售电价差的模式提升整体盈利规模。售电价差也是影响企业盈利能力的重要因素。

在售电量规模、自发电量及其占比等方面，乌江电力与聚龙电力存在较大差异，2017年至2019年，两者售电规模、电源结构及毛利率等指标的情况如下：

单位：亿千瓦时

项目	乌江电力			聚龙电力		
	2019年	2018年	2017年	2019年	2018年	2017年
售电量	22.34	27.80	37.63	57.88	49.14	46.59
自发电上网电量及外购电量之和	22.77	28.35	38.11	58.52	49.75	46.85
其中：自发电上网电量	10.02	13.60	13.82	2.71	4.15	5.47
占比	44.00%	47.97%	36.27%	4.63%	8.35%	11.67%
毛利率	34.73%	37.85%	28.48%	15.02%	15.52%	16.51%

注：上述数据为乌江电力及聚龙电力合并口径数据

乌江电力售电量相对较小，自发电占比较高，自发电度电利润高于外购电度电利润，因此自发电对乌江电力利润贡献更大，也使得乌江电力整体毛利率较高。因自发电上网电量受来水波动等因素影响，乌江电力的盈利波动性相对较大。因此，乌江电力的自发电上网电量成为驱动其业绩完成与否的主要因素。

聚龙电力因整体售电量较大、自发电占比较低，自发电上网电量的波动对其盈利的影响相对较小，售电量的增长及售电价差的扩大成为影响其业绩完成与否的主要因素。

四、补充披露联合能源 2019 年经审计的收益法评估部分扣除非经营性损益后的净

利润及完成情况。

根据大华会计师出具的《重庆长电联合能源有限责任公司业绩预测实现情况说明的审核报告》（大华核字[2020]002947号），联合能源 2019 年收益法评估部分净利润合计数扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润实现情况如下：

单位：万元

项目	归属于母公司净利润①	非经常性损益②	调整数③	实际完成数④=①-②-③
联合能源母公司	-2,022.69	24.86		-2,047.55
聚龙电力合并	18,540.64	40.52		18,500.12
乌江实业母公司	-1,414.40	922.85		-2,337.25
乌江电力合并	21,570.63	3,479.01		18,091.62
武陵矿业矿业权	-1,227.13	-2.35	-1,589.44	364.66
合计	35,447.05	4,464.89	-1,589.44	32,571.60

注：调整数为武陵矿业扣除在构建长期资产过程中占用资金未偿还部分在本期计入费用化的利息支出以及采矿权的摊销。

综上，联合能源 2019 年度收益法评估部分净利润合计数扣除非经常性损益及相应调整金额后金额为 32,571.60 万元，实际完成业绩预测 33,220.00 万元的 98.05%，未达 100%。主要系 2019 年来水偏枯导致联合能源电力板块自发电上网电量低于预期。详见本题“三、补充披露联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的情况下，聚龙电力完成业绩，而乌江电力 2019 年业绩未能完成的原因；影响乌江电力、聚龙电力业绩完成与否的关键驱动因素和差异原因”。

五、结合乌江电力、聚龙电力 2019 年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性。

（一）乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性

1、发电量可实现性

前次评估以及加期评估均根据各电站联合调度以来各年发电利用小时数剔除极值后的中位值作为预测期内各电站发电小时数，结合各电站装机容量计算自发电量，该预测方式符合水电行业预测惯例，具有合理性。由于 2019 年来水偏枯，发电量较少，按

上述预测方式测算导致加期评估发电量略低于前次评估，两次评估预测的 2020 年自发电量上网电量对比如下表：

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 2020 年自发电上网电量	加期评估预测 2020 年自发电上网电量
乌江电力	13.20	13.02
聚龙电力	3.57	3.45

同时，根据乌江电力、聚龙电力提供的经营数据，2020 年 1-3 月与 2013-2019 年同期平均值对比如下表：

单位：亿千瓦时

项目	2013-2019 年 1-3 月平均值	2020 年 1-3 月
乌江电力自发电上网电量	1.45	2.52
聚龙电力自发电上网电量	0.64	0.70

综上，虽然水电站来水存在年间波动，具有一定的不确定性，但长期来看，来水量有保证，累计发电量具有较高的可实现性。在加期评估中，选择与前次评估相同的预测方式进行计算并根据计算结果下调预测期发电量，是考虑 2019 年实际发电情况的谨慎性预测。

根据 2020 年 1-3 月统计数据，乌江电力及聚龙电力自发电量均高于前 7 年平均值，2020 年发电量具有较高的可实现性。

2、售电量可实现性

(1) 预测期售电量的预测方式及采信标准

对于售电量的预测，评估机构在前次评估及加期评估中均基于预测数据的可获取性及合理性，对主要用户的售电量按如下方式进行预测，具有较高的可实现性：

①2022 年前的预测售电量

评估机构从单个用户用电量层面进行分析预测。根据获取的供电用户售电量计划及相应支撑材料，评估机构对主要用户的历史售电量分析、实地访谈、用户所处行业及资信调查、用户用电申请及扩产计划安排等资料开展核查验证程序，经分析、判断、调整

后形成该期间售电量预测。

因原用户的改扩建或增加新用户而引起的预计售电量增长，评估机构在获取了历史购售电合同、近期结算单、用电计划（包括但不限于扩产规划、政府批文、项目可行性研究报告及建设情况）等支撑资料后，结合用户实地走访、用户所处行业、用户历史产能利用率及用电量等情况，对用户的预计售电量进行了谨慎性分析判断并实施了如下采信标准：

对于原用户的产能扩建项目，仅在项目已开工建设，不存在规划、设计、备案等障碍，并取得对方出具的投产规划和电量单耗后，予以确认；用户后续的产能扩建计划导致的用电量增长不在 2022 年前的预测期间内考虑。

对于新用户，需签订意向合同以及已在乌江电力、聚龙电力配售电区域内开工建设后，对其第一期规划用电予以确认。

②2022 年及以后年度的售电量

基于地区工业经济的持续增长，但对现有用户难以做到远期用电精确规划、单体新增用户用电量较难有效估计，因此考虑乌江电力、聚龙电力售电量自 2022 年起按一定比例增长。增速主要参考全国、重庆市及乌江电力、聚龙电力所在供区较长时间段的工业经济情况并结合乌江电力、聚龙电力自身历史情况等因素综合确定。

（2）加期评估对售电量的调整

在本次加期评估中，评估机构通过对主要用户的访谈、询证等核实程序并结合各主要用户 2019 年实际完成售电情况、明细用户主要增量对应的项目投建或改造工程进度情况、2020 年初受疫情影响情况等，对部分用户的原 2020 年、2021 年预测售电量进行了调整，两次评估对比分析及调整原因如下：

①乌江电力

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测售电量		加期评估预测售电量		两次评估调整数		调整原因
	2020年	2021年	2020年	2021年	2020年	2021年	
嘉源电解锰	2.88	2.88	2.26	2.58	-0.62	-0.3	根据用户预计产量调整联动

项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
武陵锰业	2.01	2.01	1.72	1.72	-0.29	-0.29	根据用户预计产量调整联动
三角滩锰业	0.9	0.9	-	1.58	-0.9	0.68	全厂停工进行改造，公司预计 2021 年 3 月完成改造
国耀硅业	1.53	1.53	1.3	1.53	-0.23	-	2020 年考虑疫情影响调整
国网湘西供电公司	2.1	2.1	0.30	0.30	-1.80	-1.80	微利客户，乌江电力结合 2019 年实际售电量调整主动降低对其售电量
三润矿业	3.12	3.12	2.04	2.68	-1.08	-0.44	2020 年考虑疫情影响调整，2021 年根据用户预计产量调整联动
三磊玻纤	1.8	1.8	1.25	2.13	-0.55	0.33	原计划于 2019 年末投建完成的一期第二条生产线延期至 2020 年 10 月投建完成
上述小计	14.34	14.34	8.86	12.51	-5.48	-1.83	
乌江电力售电合计数	34.91	34.98	29.64	34.12	-5.27	-0.85	

由上表分析可知，除国网湘西供电公司由于微利原因主动降低并结合 2019 年实际完成情况，调低其预测售电量 1.8 亿千瓦时并对预测期持续影响外，上表其余 6 家用户的 2020 年用电量调整原因主要系暂时性（如投建完工时间调整）或非正常因素影响（如疫情影响），且除国网湘西供电公司售电量外，上表其余 6 家用户的合计售电量将于 2021 年基本得到恢复。在加期评估时，自 2021 年起，除国网湘西供电公司外，乌江电力的其余用户合计售电量在加期评估时经重新核实确认后高于前次评估预测。

②聚龙电力

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
重庆大朗冶金新材料有限公司	16.80	16.80	15.00	16.00	-1.80	-0.80	有 2 台电炉故障，1 台已修复投产，另 1 台在近期恢复；2021 年用户拟新增检修计划，故下调预计产量。根据用户预计产量调整联动。
重庆龙冉能源科技有限公司	0.70	1.00	0.3	1.00	-0.40	-	原计划 2020 年初建成投运，实际工期延迟，预计 2020 年 8 月投产。

上述小计	17.50	17.80	15.30	17.00	-2.20	-0.80	
聚龙电力售电合计数	76.33	80.15	75.92	80.33	-0.41	0.18	

由上表分析可知，聚龙电力用户的调整原因主要受暂时性（如投建完工时间延期调整、新增检修计划）和非正常因素（如设备故障影响）影响，聚龙电力用户合计售电量在加期评估时经重新核实确认后将于 2021 年恢复。

（3）增量原因分析

①乌江电力

乌江电力 2019 年实际完成售电量为 22.34 亿千瓦时，经前述加期评估核实调整后，预计 2020 年、2021 年售电量分别为 29.64 亿千瓦时、34.12 亿千瓦时，2020 年预测售电量相比 2019 年实际完成量增加了约 7.30 亿千瓦时，2021 年预测售电量相比 2020 年预测售电量增加了约 4.49 亿千瓦时，上述增量明细及原因分析如下表：

单位：亿千瓦时

序号	用户简称	历史实际售电量				前次评估预测数及实际完成率		加期评估预测数		增量		增量原因分析
		2016年	2017年	2018年	2019年	2019E	2019年/2019E	2020年E	2021年E	2020E-2019	2021E-2020E	
1	嘉源电解锰	1.65	2.59	2.54	1.73	1.98	87.59%	2.26	2.58	0.52	0.32	2020年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户近期的产能安排及用电单耗确定
2	武陵锰业	1.74	1.05	1.73	1.01	1.1	91.77%	1.72	1.72	0.71	-	2020年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户的产能安排及用电单耗确定
3	国耀硅业	0.89	1.07	1.59	0.82	1.49	55.04%	1.3	1.53	0.48	0.23	结合历史供电量确定，2020年考虑疫情影响，预计产能约为设计产能的59%，2021年预测产能约为设计产能69%
4	龙洋硅业	0.76	0.72	0.78	0.51	0.81	63.17%	0.94	0.94	0.42	-	2020年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户的产能安排及用电单耗确定，加评预测产能按设计产能60%考虑
5	永发硅业	0.57	0.83	1.04	0.6	0.81	73.90%	0.94	0.94	0.34	-	2020年初受疫情影响较小，结合历史供电量、用户的产能安排及用电单耗确定，加评预测产能按设计产能60%考虑
6	腾泰矿业	2.96	3.56	3.08	0.51	1.56	32.92%	3.5	3.75	2.99	0.25	换租后按历史产能考虑，2020年考虑疫情影响，预计产能为设计产能的77%，2021年预计产能约为设计产能的80%
7	三润矿业	1.95	1.74	2.11	1.56	1.86	83.99%	2.04	2.68	0.47	0.64	结合历史供电量确定，2020年考虑疫情和生产线改扩建影响，预计产能约占当期设计产能的70%；2021年生产线改造完工，预计产能约占当期设计产能的85%（该公司设计产能为生产线满产10个月计算的产量）
8	三磊玻纤	0	0.01	0.88	1.04	1.02	101.91%	1.25	2.13	0.21	0.88	2020年初受疫情影响较小，根据历史完成情况，结合用户提供的生产线投建计划、发改委备案证明等确定，2021年预计产能约占设计产能的85%
9	三角滩锰业	0.03	0.76	0.91	0.59	0.9	65.38%	-	1.58	-0.59	1.58	根据用户全厂停工改造时间进度确定，其中2020年供电量为0.2021年产能按改造后产能的75%确定
上述小计		10.55	12.33	14.66	8.38	11.53	72.67%	13.94	17.83	5.56	3.89	
其他用户		23.72	25.30	13.14	13.96	13.89	100.50%	15.70	16.29	1.74	0.60	2019年，其他用户累计售电量完成率超过100%，预测2020年及2021年实现小幅增长

②聚龙电力

聚龙电力 2019 年实际完成售电量为 57.88 亿千瓦时，经前述加期评估核实调整后，预计 2020 年、2021 年售电量分别为 75.92 亿千瓦时、80.33 亿千瓦时，2020 年预测售电量相比 2019 年实际完成量增加了约 18.04 亿千瓦时，2021 年预测售电量相比 2020 年预测售电量增加了约 4.41 亿千瓦时，上述增量明细及原因分析如下表：

单位：亿千瓦时

序号	用户简称	历史实际售电量				前次评估预测数及实际完成率		加期评估预测数		增量		增量原因分析
		2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2019E	2019 年/ 2019E	2020E	2021E	2020E- 2019	2021E- 2020E	
1	大朗冶金	0.01	3.84	12.49	17.08	17.01	100.41%	15	16	-2.08	1	根据历史售电量以及售电完成情况并结合用户近期用电安排确定
2	龙冉能源	-	-	-	-	-	-	0.3	1	0.3	0.7	新建项目，预计 2020 年 8 月下旬投产，2021 年预计产能约占设计产能的 69%
3	涪陵能源	2.6	2.04	2.67	1.66	2.86	57.96%	4.25	4	2.59	-0.25	涪陵能源为转供方，实际用电客户为旗能电铝。因旗能电铝自有两台机组原计划每年安排一次中修，而 1 号机组由于备件不足原因，原 2019 年计划检修延迟到 2020 年完成。另外 2020 年、2021 年将进行碳排放环保改造，故增加检修期间下网用电
4	川东电力集团	-	-	-	4.29	5.3	80.89%	21	22.5	16.71	1.5	中涪南热电系 2019 年 9 月底新进并网发电的电厂（装机容量 35 万 KWH），所发电量经聚龙电网送入川东电力集团，2020 年、2021 年产能不断释放中，根据客户发电计划进行预测
上述小计		2.61	5.89	15.15	23.03	25.18	91.46%	40.55	43.5	17.52	2.95	
其他用户		40.31	40.70	33.99	34.85	34.20	101.91%	35.37	36.83	0.52	1.46	2019 年，其他用户累计售电量完成率超过 100%，预测 2020 年及 2021 年实现小幅增长

综上所述，评估机构在对预测期售电量预测时采用了较为谨慎和严格的采信标准，并实施了访谈等核查验证程序，售电量主要增量部分如上表进行了逐项比对。2020年乌江电力、聚龙电力主要受疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等暂时性或非正常因素影响，在前次评估预测2020年售电量的基础上，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为5.67亿千瓦时。经加期评估调整后，乌江电力、聚龙电力合计2020年预测售电量相对2019年实际完成售电量增加了约为25.34亿千瓦时，乌江电力、聚龙电力合计2021年预测售电量相对2020年预测售电量增加了约为8.90亿千瓦时，主要的增量原因有原有用户历史产能恢复、原有用户在建项目投运、新用户或新建项目投运（如中涪南热电、龙冉能源）等，上述增量部分系基于各主要用户的历史售电量、前次评估预测售电量完成情况、用户产品的单位用电能耗水平、用户产品的设计产能、用户的近期生产计划以及在建项目投运情况等综合判断做出的，因此乌江电力、聚龙电力预测期售电量具有较高的可实现性。

（二）保障业绩完成的措施和可行性

1、三峡电入渝进一步降低综合购电成本。根据2019年《重庆市人民政府工作报告》，三峡集团和重庆市正在积极推进三峡电入渝，预计2020年下半年落地。

2、网内新增用户用电需求量大。未纳入本次评估预测电量范围内的乌江电力网内用户京宏源公司年产10万吨电解铝正在履行复产审批程序，聚龙电力新增已开工用户大朗二期60万吨冶金项目预计2021年建成投运，上述用户均为用电大户，将有力保障售电量增长。

3、发挥四网融合协同效应，通过规模效应和协同优势降低购电成本和财务费用。重组完成后，售电规模增加，电价谈判议价能力及融资能力增强，有利于争取部分外购电降价，降低外购电成本及综合融资成本。

4、围绕主业向产业链上下游延伸，提升上市公司经营业绩。以电网为中心，延伸产业链，上游开展努力优化和丰富自有电源，下游开展用户运维、检修、综合能源等电力增值服务，提升整体盈利能力。

5、三峡集团对上市公司未来发展给予充分支持。三峡集团就保障上市公司业绩出具了《中国长江三峡集团有限公司关于支持重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司未

来发展的有关意见》，具体如下：

配售电业务是中国三峡集团实施“两端延伸”发展的重要战略布局，基于对本次交易完成后上市公司盈利预测合理性的认可，为进一步确保上市公司未来业绩可实现、可持续，本集团明确了本次交易完成后的三峡水利为本集团以配售电为主业的唯一上市平台，也是践行国家电力体制改革和混合所有制改革的时点平台，将通过多种方式，积极支持三峡水利后续发展。具体措施如下：

(1) 全力推动落实本集团与重庆市政府签订的战略合作协议内容，共同推动“三峡电”入渝，支持降低综合供电成本，并通过投资并购及电力市场交易等多种方式，提供优质低价的电源支撑。

(2) 积极支持三峡水利发挥专业优势，参与本集团开展实施的长江大保护（水环境治理、水污染防治、水生态修复）项目，对其中涉及的配售电、微网、分布式能源等项目投资、建安及运维等业务，在履行相应合规程序后，支持三峡水利按照市场化方式优先参与实施。

(3) 积极支持三峡水利按照市场化方式参与本集团范围内的水电检修、维护业务。

(4) 本集团范围内的存量配售电资产及托管运营等业务，在履行相应合规程序后，按市场化方式逐步注入或优先交由三峡水利参与实施。

(5) 在资金、管理、技术、人才等方面全力支持三峡水利，提升运营效益、降低资金成本、增强核心能力，做强做优做大配售电业务。

本次重组完成后，标的公司将成为上市公司控股子公司，根据三峡集团出具的《中国长江三峡集团有限公司关于支持重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司未来发展的有关意见》，上市公司将成为三峡集团体系内以配售电为主业的唯一上市平台，三峡集团作为全球领先的能源企业，深耕电力行业多年，具有丰富的电力行业经验，配售电业务作为三峡集团在电力产业链上的重要延伸，未来将给予上市公司及标的公司全面的支持和帮助，有能力支持标的公司提升综合实力，保障业绩实现。

综上所述，本次重组完成后，标的公司采取的措施有利于保障业绩完成，并具有可行性。

六、补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》（修订稿）“第六章 标的资产评估情况”之“四、董事会对标的资产评估合理性以及定价公允性的分析”及“第九章 管理层讨论与分析”之“六、标的资产财务状况、盈利能力分析”之“（一）联合能源”中补充披露。

七、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：（1）2019年流域来水偏枯导致乌江电力、聚龙电力自发电上网电量不及预期，影响其年度业绩完成情况。评估机构在预测时，根据各电站联合调度以来各年发电利用小时数剔除极值后的中位值作为预测依据，考虑了枯水期和丰水期相关不确定性风险对评估结果的影响。（2）乌江电力、聚龙电力2019年实际售电量未及预期，主要系部分客户受阶段性矿石供应不足、技术设备改造、检修计划或投建延期等偶发性、暂时性因素影响，不会对用电需求产生持续影响。其外购电量主要来源为国家电网、南方电网及网内统调机组，不存在困难和障碍。（3）自发电度电利润高于外购度电利润。乌江电力自发电规模及占比较高，自发电成为驱动其业绩完成与否的更重要因素，因此2019年来水偏枯导致乌江电力未完成业绩预测；聚龙电力的自发电占比较低，其售电量的增长及售电价差的扩大成为驱动其业绩完成与否的更重要因素，因此2019年售电价差的提升推动聚龙电力完成业绩预测。（4）在加期评估中，评估机构综合考虑了历史自发电量、疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等因素的影响并对前次评估预测发电量、售电量进行了谨慎的调整，乌江电力、聚龙电力经调整后的预测期发电量、售电量具有较高的可实现性。

3.申请文件显示，1)联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析中，乌江电力2020年存量外购配售电量9.35亿千瓦时、增量外购配售电量7.27亿千瓦时；聚龙电力2020年存量外购配售电量54.40亿千瓦时、增量外购配售电量18.04亿千瓦时。2)论证2020年盈利预测可实现性时，乌江电力2019年存量外购配售电量约12亿千瓦时，该部分用户基础及用电需求稳定可持续，可实现净利润0.36亿元；聚龙电力2019年存量外购配售电量约55亿千瓦时，可实现利润1.31亿元。请你公司补充披露：1)联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析中，存量、增量外购配售电的含义、业

务模式、确认依据。2) 乌江电力、聚龙电力 2020 年存量外购配售电量分别为 9.35 亿千瓦时、54.40 亿千瓦时的预测依据，是否存在不确定性风险，与 2019 年存量外购配售电量的相关性和可比性。3) 在乌江电力存量外购电用户基础及用电需求稳定可持续的情况下，2020 年存量外购配售电量 9.35 亿千瓦时较 2019 年 12 亿千瓦时减少的原因，采用 2019 年存量外购配售电量论证 2020 年存量外购配售电量的充分性。4) 乌江电力 2020 年存量外购配售电量较同期下降的情况下，结合乌江电力增量外购配售电量的来源、是否签订明确购电合同等，说明预测期售电量的可实现性。5) 2020 年乌江电力、聚龙电力度电净利润预测的合理性和可实现性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，存量、增量外购配售电的含义、业务模式、确认依据。

(一) 存量、增量外购配售电的含义

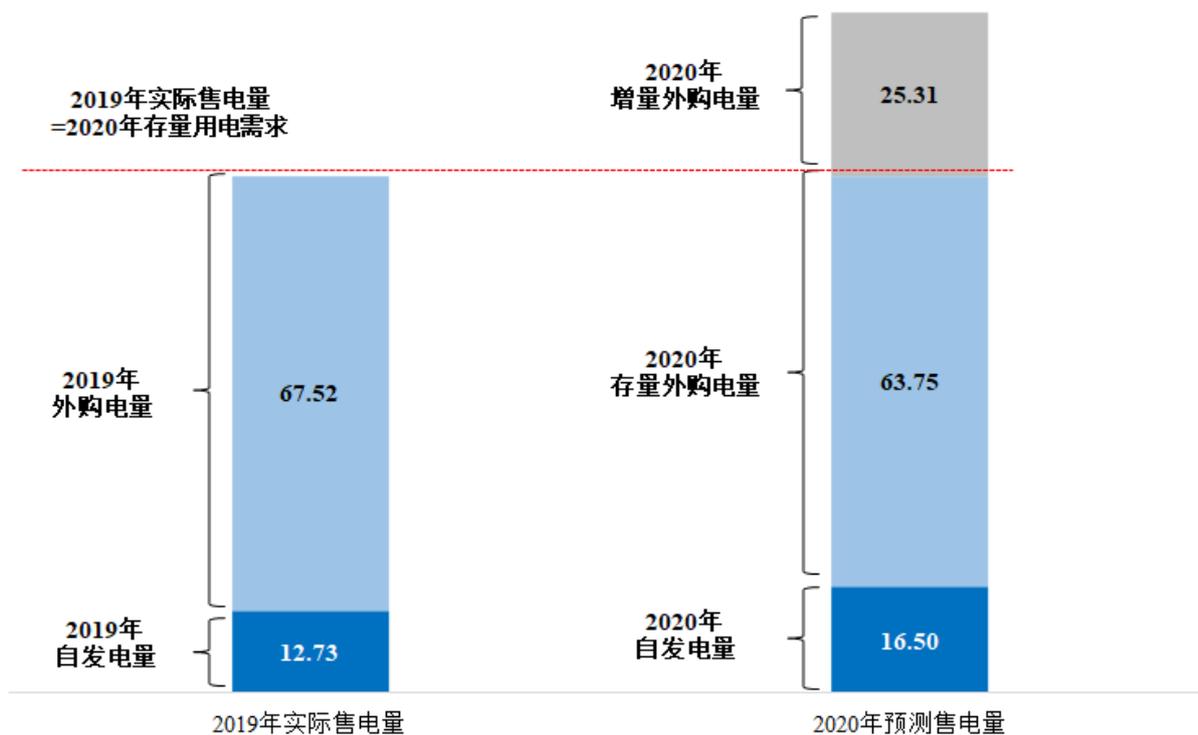
联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，存量、增量外购配售电含义具体如下：

存量外购配售电量是指联合能源电力板块所属公司已签订电力销售合同的售电量中，扣除自有电站的自发电量供应后，需向国家电网、南方电网及网内统调机组采购的电量，即：存量外购配售电量=上年实际售电量-当年预测自发上网电量。

增量外购配售电量是指在现有用户存量用电需求之外，现有用户恢复生产、项目扩产等带来的用电需求而增加而国家电网、南方电网及网内统调机组采购的电量。即：增量外购配售电量=当年预测售电量-上年实际售电量。

上述联合能源电力板块的自发电量、存量外购电量和增量外购电量的含义和逻辑关系如下图所示：

图 联合能源电力板块自发电量、存量外购电量和增量外购电量的关系示意图



(二) 存量、增量外购配售电的业务模式

存量、增量外购配售电的业务模式均是向国家电网、南方电网及网内统调机组采购的电量，盈利模式均是通过向网内用户售电获取售电价差进而实现盈利，业务模式相同。

(三) 存量、增量外购配售电的确认依据

1、存量外购配售电的确认依据

2020 年存量外购配售电量=2019 年度实际售电量-2020 年预测自发上网电量。

2020 年预测自发上网电量是独立财务顾问和评估机构根据电站所属流域近 10 年剔除极值的利用小时数中位数进行合理预测所得。因此，独立财务顾问和评估机构通过核实 2019 年实际销售电量，并合理预测 2020 年预计自发电量，确认 2020 年存量外购配售电量。

2、增量外购配售电的确认依据

2020 年增量外购配售电量=2020 年度预测售电量-2019 年度实际售电量。

2020 年度预测售电量是独立财务顾问和评估机构根据联合能源提供的 2020 年明细用电客户的售电量规划及相应支撑材料，对主要用户履行了历史售电量分析、用户访谈、用户所处行业及资信调查、用户用电申请及扩产计划安排等资料的核查验证程序。对于现有用户的产能扩建项目，仅在项目已开工建设，不存在规划、设计、备案等障碍，并取得用电方出具的投产规划和电量单耗后，予以确认；后续规划产能扩建计划引致的用电量增长不在 2020 年和 2021 年预测期间考虑。对于已签订合同，并已实际开工的新用户，对其第一期规划用电予以确认。因此，独立财务顾问和评估机构在合理预测 2020 年售电量，并核实 2019 年实际售电量的基础上测算 2020 年增量外购配售电。

二、乌江电力、聚龙电力 2020 年存量外购配售电量分别为 9.35 亿千瓦时、54.40 亿千瓦时的预测依据，是否存在不确定性风险，与 2019 年存量外购配售电量的相关性和可比性。

（一）乌江电力和聚龙电力 2020 年存量外购配售电量的预测依据及确定性

存量外购配售电和自发电量均是为了满足乌江电力和聚龙电力现有用户稳定且连续的用电需求，其中自发电量是满足用电需求的电量基础，外购配售电是对满足用电需求的补充。因此，存量外购配售电是针对乌江电力和聚龙电力与现有用户签订配售电合同的存量用电需求，在公司自有电站的自发电量供应的基础上，尚需向国家电网或南方电网等采购电力以满足现有用户用电需求的部分电量。上述预测依据可通过公式表示如下：

2020 年存量外购配售电量=2019 年度实际售电量-2020 年预测自发上网电量

根据已核实确认的 2020 年现有用户用电需求和已审慎预测的 2020 年自发电量，独立财务顾问和评估机构依据上述公式对乌江电力和聚龙电力 2020 年的存量外购配售电量进行了合理预测。

存量用电需求具有稳定性和连续性。针对 2020 年乌江电力和聚龙电力所属供电区域内现有用户的用电需求，评估机构通过取得乌江电力和聚龙电力现有用户的确定性用电计划和已签署的购售电合同进行了合理预测，并通过执行访谈等程序予以核实确认。经核实，乌江电力和聚龙电力 2020 年现有用户的存量用电需求较同期具有稳定性和连续性。

2020年乌江电力和聚龙电力的预计自发电量供应具有合理性。针对2020年乌江电力和聚龙电力自有水电站的自发电预测情况，评估机构根据电站所属流域近10年剔除极值的利用小时数中位数进行了合理预计，在此基础上对2020年自发电量进行预测，对于2020年1-3月实际来水相对往年同期偏丰，独立财务顾问和评估机构基于谨慎未予考虑，因此2020年自发发电量的预测具有合理性。

综上所述，乌江电力和聚龙电力2020年存量外购配售电量依据上述公式进行预测，最终的存量外购配售电需根据存量用电需求和自发电量确定，因此存量外购配售电具有一定的不确定性。

(二) 与2019年存量外购配售电量的相关性和可比性

乌江电力和聚龙电力2019和2020年存量外购配售电均是为了满足现有用户确定性的用电需求，具有一定的相关性，但不具有可比性。

乌江电力和聚龙电力所属供电区域的现有客户在2019和2020年的存量用电需求具有连续性和可持续性，因此2019和2020年的存量用电需求是一致的，具有相关性。2019和2020年的存量外购配售电量虽然均是为了满足现有用户确定性的用电需求，但均是在存量用户需求确定的基础上，根据当年的自发发电量的缺口进行外部采购的电量，因此2019和2020年存量外购配售电量具有一定的相关性，但不具有可比性。

三、在乌江电力存量外购电用户基础及用电需求稳定可持续的情况下，2020年存量外购配售电量9.35亿千瓦时较2019年12亿千瓦时减少的原因，采用2019年存量外购配售电量论证2020年存量外购配售电量的充分性。

(一) 2020年乌江电力存量外购配售电量较2019年减少的原因

乌江电力2019年实际售电量22.34亿千瓦时，其中自发电量10.02亿千瓦时作为满足用户用电需求的基础，自发电供应不足部分通过向国家电网或南方电网等采购作为补充，即2019年存量外购用电约12亿千瓦时。

在乌江电力存量用户基础及存量用电需求稳定可持续的前提下，2020年存量外购配售电量较2019年减少的原因是由于2020年预测自发电量较2019年实际自发发电量的增加。乌江电力2019年度来水偏枯导致自发电量相应减少，2020年根据水电站所属流域近10年剔除极值后发电利用小时数中位数预测的自发电量有所增加。

(二)关于采用 2019 年存量外购配售电量论证 2020 年存量外购配售电量的充分性

2019 和 2020 年存量外购配售电均依据现有用户存量用电需求和当年自发上网电量进行预测和论证。由于乌江电力所属供电区域内现有用户的用电需求高度稳定可持续，且乌江电力 2020 年评估预测现有用户及增量用户的用电需求 29.64 亿千瓦时超出 2019 年实际售电量，因此采用乌江电力现有用户的用电需求对 2020 年存量外购配售电进行预测。

针对乌江电力现有用户的存量用电需求，独立财务顾问和评估机构取得了乌江电力现有用户的确定性用电计划，并通过访谈等核查程序予以核实确认。针对 2020 年乌江电力自有水电站的自发电预测情况，评估机构根据电站所属流域近 10 年剔除极值的利用小时数中位数进行了合理预计，在此基础上对 2020 年自发电量进行预测，对于 2020 年 1-3 月实际来水相对往年同期偏丰，独立财务顾问和评估机构基于谨慎未予考虑，因此 2020 年自发电量的预测具有合理性。

综上，2019 和 2020 年存量外购配售电量均是为满足现有用户存量用电需求而在自发电基础上通过向国家电网或南方电网等采购而取得的部分电量。通过对乌江电力现有用户确定性用电需求的核实和对 2020 年自发电的合理预测，可以对 2020 年存量外购配售电进行充分论证和合理预测。

四、乌江电力 2020 年存量外购配售电量较同期下降的情况下，结合乌江电力增量外购配售电量的来源、是否签订明确购电合同等，说明预测期售电量的可实现性。

乌江电力 2020 年较 2019 年新增销售电量的增量外购配售电量来自于现有用户恢复生产、产能扩张等带来的新增用电需求。乌江电力目前已经确认的 2020 年增量用电需求约 7.27 亿千瓦时，主要来自于腾泰矿业、三润矿业、武陵锰业、三磊玻纤、嘉源电解锰等客户，上述用户相对 2019 年属于新增产能或产量恢复的新增用电需求。详见本回复第 2 题“五、结合乌江电力、聚龙电力 2019 年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性”。

该用电需求是评估机构根据现有用户的用电需求情况进行预测，并履行了相应的核实程序，取得了相应的支持材料。该新增用电需求由乌江电力通过向国家电网、南方电

网等采购增量外购配售电量进行供应，其预测具有谨慎性、合理性。

五、2020年乌江电力、聚龙电力度电净利润预测的合理性和可实现性

（一）度电净利的取数依据及可实现性

预测2020年乌江电力和聚龙电力可实现净利润时使用的度电净利数据如下：

单位：元/千瓦时

电源结构		乌江电力	聚龙电力
自发电		0.13	0.14
外购电	存量	0.03	0.024
	增量		

度电净利数据系乌江电力和聚龙电力2017至2019年自发电和外购电的度电净利平均值，且在计算历史年度度电利润时剔除了资产减值损失、营业外收入、营业外支出等非经营性的偶发性因素。

度电净利的关键影响因素主要是公司电力售电价差、资产经营发生的期间费用。在预测公司2020年盈利能力时，使用2017-2019年度电净利的均值，可以充分均衡售电价差和期间费用的年间波动影响，使得预测结果是合理的。

从行业角度看，影响度电净利的售电价差未来将保持稳定，并有上升可能。一方面，鉴于乌江电力和聚龙电力的销售电价采用市场化机制，目前的售电价格在重庆地区具有较强竞争力，预计未来售电价格稳定性较高；另一方面随着电力市场改革推进，乌江电力和聚龙电力未来可以获取低于目前外购电价的电源，购电价格存在下行空间。同时，鉴于电站和电网资产固定成本相对稳定的资产特性，在2020年乌江电力和聚龙电力售电总量增加的情况下，将适当摊薄乌江电力和聚龙电力售电的单位成本，度电净利亦可有所提升。综上，使用2017-2019年度电净利的均值预测的度电净利具有较高的可实现性。

（二）预测度电净利与同行业上市公司对比情况及合理性

1、预测自发电度电净利与水电行业上市公司对比情况及合理性

乌江电力的自发电主要来自于装机容量36.14万千瓦的9座全资水电站，聚龙电力

的自发电主要来自于装机容量 11.5 万千瓦的石板水电站。由于自发电度电成本较低，对应的度电净利较高，因此自发电将保障优先上网消纳。

以水电为主的可比上市公司 2017-2019 年的度电净利数据如下：

	上网电量（亿千瓦时）			净利润（亿元）			度电净利（元/千瓦时）		
	2019 年	2018 年	2017 年	2019 年	2018 年	2017 年	2019 年	2018 年	2017 年
长江电力	-	2,142.00	2,096.68	-	226.44	222.75	-	0.11	0.11
桂冠电力	-	408.06	366.18	-	27.11	28.05	-	0.07	0.08
可比公司均值	-	-	-	-	-	-	-	0.09	0.09

注 1：可比公司 2019 年度数据尚未披露。

注 2：计算度电净利时，上网电量需剔除少量线损电量的影响。

乌江电力和聚龙电力自发电的度电净利分别为 0.13 元和 0.14 元，略高于上表中以水电为主的长江电力和桂冠电力。度电净利的主要差异原因系乌江电力和聚龙电力作为发配售电一体化公司，其自发电量直接面向终端电力用户，较长江电力、桂冠电力等水电行业上市公司可获取较高的销售电价，因此对应的度电净利略高是合理的。

2、预测外购电度电净利与配售电行业上市公司对比情况及合理性

在自发电无法满足用户电力需求的情况下，乌江电力和聚龙电力将通过向国家电网或南方电网等外购电力满足现有用电需求。外购电量的度电净利决定于向国家电网或南方电网电力采购价与向用户售电价的售电价差，因此外购电的度电净利低于自发电量。

为提高乌江电力、聚龙电力外购电度电净利与可比公司综合度电净利的可比性，选取了电力业务收入占比较高且外购电占售电量比重较高的地方区域性发电、输配电可比公司。

地方区域性发电、输配电可比上市公司 2017-2019 年的度电净利数据如下：

	2018 年电力业务收入占比	2018 年外购电占售电量比重	售电量（亿千瓦时）			净利润（亿元）			度电净利（元/千瓦时）		
			2019 年	2018 年	2017 年	2019 年	2018 年	2017 年	2019 年	2018 年	2017 年
文山电力	98.81%	88.14%	-	57.16	52.51	-	2.96	1.57	-	0.05	0.03
明星电力	82.12%	88.67%	-	59.83	55.03	-	0.96	0.99	-	0.02	0.02
岷江水电	99.95%	77.22%	-	37.35	27.71	-	1.02	0.78	-	0.03	0.03

	2018年电力业务收入占比	2018年外购电占售电量比重	售电量(亿千瓦时)			净利润(亿元)			度电净利(元/千瓦时)		
			2019年	2018年	2017年	2019年	2018年	2017年	2019年	2018年	2017年
(更名国网信通)											
均值	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.03	0.03

注1：上述可比公司2019年度数据尚未披露。

乌江电力和聚龙电力外购电的度电净利分别为0.03元和0.024元，可比上市公司文山电力、明星电力和岷江水电（更名国网信通）的度电净利与乌江电力、聚龙电力的外购电度电净利基本一致。因此，与上述可比公司的综合度电净利相比，乌江电力、聚龙电力外购电较低的度电净利具有合理性。

六、补充披露情况

因存量外购配售电和增量外购配售电的度电净利是相同的，为便于投资者更好理解联合能源电力板块的盈利能力和数据逻辑关系，公司已调整优化披露口径，将存量外购电的售电量和增量外购电的售电量进行合并披露，并在《重组报告书》（修订稿）“重大事项提示”之“十五、对导致前次未通过并购重组委事项的落实情况说明”之“（三）盈利预测可实现性及保障措施”之“预测净利润的可实现性”中披露如下：

为便于投资者理解标的资产盈利能力，管理层从经营和产业角度按照度电净利和售电规模对标的资产电力板块2020年盈利预测的可实现性进行了分析和验证，具体如下：

联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析							
电源结构	乌江电力			聚龙电力			合计(亿元)
	电量(亿千瓦时)	度电净利(元/千瓦时)	净利润(亿元)	电量(亿千瓦时)	度电净利(元/千瓦时)	净利润(亿元)	
自发电	13.02	0.13	1.69	3.48	0.14	0.49	2.18
外购电	16.62	0.03	0.50	72.44	0.024	1.74	2.24
合计	29.64	-	2.19	75.92	-	2.23	4.42

七、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：乌江电力、聚龙电力现有用户的存量用电需求稳定可持续，2020年存量外购配售电量的实现确定性较高，乌江电力预测期售电量具有较高的

可实现性；2020年乌江电力、聚龙电力度电净利的预测具有合理性和较高的可实现性。

4.申请文件显示，根据联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析，联合能源电力板块2020年可实现4.42亿元净利润，较盈利预测数4.33亿元超额完成0.09亿元。电源结构中，乌江电力自发和外购电量合计29.64亿千瓦时，聚龙电力自发和外购电量合计75.92亿千瓦时，合计105.56亿千瓦时。而在联合能源电力板块财务预测情况中，2020年售电量预计为111.23亿千瓦时，两者相差5.67亿千瓦时。请你公司补充披露：1)联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析与盈利预测的逻辑关系，该分析中各数据来源依据、是否存在不确定性。2)联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析中，电源结构与2020年预计售电量相差5.67亿千瓦时的原因、评估预测的审慎性。3)上述105.56亿千瓦时可实现电量低于预测售电量111.23亿千瓦时的情况下，判断联合能源电力板块2020年可实现4.42亿元净利润、超额完成0.09亿元的依据和合理性。请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析与盈利预测的逻辑关系，该分析中各数据来源依据、是否存在不确定性

(一)联合能源电力板块2020年可实现净利润的结构分析与盈利预测的逻辑关系

联合能源电力板块的盈利预测情况是基于截至前次评估基准日2018年12月31日，联合能源电力板块的历史经营数据、客户用电需求、盈利能力情况等对公司2020年的发电量、售电量数据进行的预测，进而得出乌江电力和聚龙电力扣非后净利润为4.33亿元。

联合能源电力板块的可实现净利润的结构分析是为便于投资者理解标的资产盈利能力，管理层从经营和产业角度按照度电净利和售电规模的路径方式对标的资产电力板块的盈利能力进行分析预测和验证。其中售电规模基于加期评估的基准日2019年6月30日的预测售电量数据并已经核实确认，度电净利润系基于联合能源电力板块2017年至2019年平均度电净利。

因此联合能源电力板块2020年预计可实现净利润4.42亿元，系对2018年年末评估

预测的扣非后净利润 4.33 亿元的补充验证。

（二）联合能源电力板块盈利预测的数据来源和依据

1、盈利预测的数据基于基准日 2018 年 12 月 31 日的评估预测值

联合能源电力板块财务预测情况如下表所示：

项目	2020 年	2021 年	2022 年
发电量（亿千瓦时）	16.95	17.04	17.04
售电量（亿千瓦时）	111.23	115.12	121.37
联合能源电力板块扣非后归母净利润（亿元）	4.03	4.12	4.39
其中：乌江电力及聚龙电力扣非后归母净利润合计数（亿元）	4.33	4.38	4.61

注：联合能源电力板块扣非后净利润预测数为评估报告中电力板块预测数据和母公司管理费用预测合计。

上述盈利预测，是根据联合能源以 2018 年 12 月 31 日为基准日的收益法评估预测经营情况做出的。

2、核心参数的数据来源及选取区间

发电量方面，截至前次评估基准日，乌江电力有全资电站 9 座，装机容量合计为 36.14 万千瓦。鉴于水电站来水存在年间波动，前次评估根据各电站联合调度以来各年发电利用小时数剔除极值后的中位值作为预测期内各电站发电小时数，结合各电站装机容量计算自发电量。按此测算，存量机组年发电约 13.4 亿千瓦时，上网电量约 13.2 亿千瓦时。

聚龙电力的自发电主要来自于装机容量 11.5 万千瓦的石板水电站。根据该水电站联合调度以来多年历史数据预计，2020 年可实现的自发电为 3.48 亿千瓦时。

售电量方面，评估机构从单个用户用电量层面进行分析预测。根据获取的 2019 年至 2021 年供电用户售电量计划及相应支撑材料，评估机构对主要用户的历史售电量分析、实地访谈、用户所处行业及资信调查、用户用电申请及扩产计划安排等资料开展核查验证程序，经分析、判断、调整后形成 2019 年至 2021 年售电量预测。

3、盈利预测是估值与业绩承诺的主要依据

2020 年度、2021 年度和 2022 年度经审计的联合能源收益法评估净利润合计数分别

不低于人民币 42,210 万元、44,030 万元和 46,640 万元。其中 2020 年度、2021 年度和 2022 年度联合能源电力板块以基准日 2018 年 12 月 31 日的收益法评估的净利润与盈利预测中扣非后净利润数据口径是一致的。

(三) 联合能源 2020 年具有可实现性的利润结构分析及数据来源

联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析								
电源结构		乌江电力			聚龙电力			合计 (亿元)
		电量(亿 千瓦时)	度电净利 (元/千 瓦时)	净利润 (亿元)	电量(亿 千瓦时)	度电净利 (元/千 瓦时)	净利润 (亿元)	
自发电		13.02	0.13	1.69	3.48	0.14	0.49	2.18
外购电	存量	9.35	0.03	0.28	54.40	0.024	1.31	1.59
	增量	7.27		0.22	18.04		0.43	0.65
合计		29.64	-	2.19	75.92	-	2.23	4.42

其中涉及的数据来源情况如下：

1、2020 年的自发电量及度电净利

乌江电力的自发电主要来自于装机容量 36.14 万千瓦的 9 座全资水电站，聚龙电力的自发电主要来自于装机容量 11.5 万千瓦的石板水电站。2020 年自发电量主要系根据水电站各流域自联合调度以来多年来水对应的发电利用小时数剔除极值之后的中位数确定。

度电净利主要系乌江电力和聚龙电力 2017 至 2019 年自发电对应的度电净利的平均值，且在计算历史年度度电利润时剔除了资产减值损失、营业外收入、营业外支出等非经营性的偶发性因素。

2、2020 年的存量、增量外购配售电量及度电净利

(1) 2020 年的存量外购配售电量的数据来源

2020 年存量外购配售电量=2019 年度实际售电量-2020 年预测自发上网电量。

2020 年预测自发上网电量是独立财务顾问和评估机构根据电站所属流域近 10 年剔除极值的利用小时数中位数进行合理预测所得。因此，2020 年存量外购配售电主要是通

过核实 2019 年实际销售电量，并合理预测 2020 年预计自发电量后计算所得。

(2) 2020 年的增量外购配售电量的数据来源

2020 年增量外购配售电=2020 年度预测售电量-2019 年度实际售电量。

2020 年度预测售电量是独立财务顾问和评估机构根据联合能源提供的 2020 年明细用电客户的售电量规划及相应支撑材料，对主要用户履行了历史售电量分析、用户访谈、用户所处行业及资信调查、用户用电申请及扩产计划安排等资料的核查验证程序。对于现有用户的产能扩建项目，仅在项目已开工建设，不存在规划、设计、备案等障碍，并取得用电方出具的投产规划和电量单耗后，予以确认；后续规划产能扩建计划引致的用电量增长不在 2020 年和 2021 年预测期间考虑。对于已签订合同，并已实际开工的新用户，对其第一期规划用电予以确认。因此，2020 年增量外购配售电主要是根据独立财务顾问和评估机构在合理预测 2020 年售电量，并核实 2019 年实际售电量的基础上计算所得。

(3) 度电净利的计算来源

度电净利主要系乌江电力和聚龙电力 2017 至 2019 年外购电对应的度电净利的平均值，且在计算历史年度度电利润时剔除了资产减值损失、营业外收入、营业外支出等非经营性的偶发性因素。

综上所述，利润结构分析表中的发电量、售电量均基于加期评估的基准日 2019 年 6 月 30 日的预测数据测算得出，度电净利润则基于乌江电力和聚龙电力 2017 年至 2019 年自发电和外购电各自的平均值确定，相关数据来源客观、谨慎合理，确定性较强。

二、联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，电源结构与 2020 年预计售电量相差 5.67 亿千瓦时的原因、评估预测的审慎性。

在本次加期评估中，评估机构通过对主要用户的访谈、询证等核实程序并结合各主要用户 2019 年实际完成售电情况、明细用户主要增量对应的项目投建或改造工程进度情况、2020 年初受疫情影响情况等，对联合能源部分用户的原 2020 年预测售电量进行了调整。在前次评估预测 2020 年售电量的基础上，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时。两次评估对比分析及调整原因如下：

①乌江电力

单位：亿千瓦时

单位简称\项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
嘉源电解锰	2.88	2.88	2.26	2.58	-0.62	-0.3	根据用户预计产量调整联动
武陵锰业	2.01	2.01	1.72	1.72	-0.29	-0.29	根据用户预计产量调整联动
三角滩锰业	0.9	0.9	-	1.58	-0.9	0.68	全厂停工进行改造,公司预计2021年3月完成改造
国耀硅业	1.53	1.53	1.3	1.53	-0.23	-	2020年考虑疫情影响调整
国网湘西供电公司	2.1	2.1	0.3	0.3	-1.8	-1.8	微利客户,乌江电力结合2019年实际售电量调整主动降低对其售电量
三润矿业	3.12	3.12	2.04	2.68	-1.08	-0.44	2020年考虑疫情影响调整,2021年根据用户预计产量调整联动
三磊玻纤	1.8	1.8	1.25	2.13	-0.55	0.33	原计划于2019年末投建完成的一期第二条生产线延期至2020年10月投建完成
上述小计	14.34	14.34	8.86	12.51	-5.48	-1.83	
乌江电力售电合计数	34.91	34.98	29.64	34.12	-5.27	-0.85	

②聚龙电力

单位：亿千瓦时

项目	前次评估预测 售电量		加期评估预测 售电量		两次评估调整 数		调整原因
	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	2020 年	2021 年	
重庆大朗冶金新材料有限公司	16.8	16.8	15	16	-1.8	-0.8	有2台电炉故障,1台已修复投产,另1台在近期恢复;2021年用户拟新增检修计划,故下调预计产量。根据用户预计产量调整联动。
重庆龙冉能源科技有限公司	0.7	1	0.3	1	-0.4	-	原计划2020年初建成投运,实际工期延迟,预计2020年8月投产。
上述小计	17.5	17.8	15.3	17	-2.2	-0.8	
聚龙电力售电合计数	76.33	80.15	75.92	80.33	-0.41	0.18	

由以上两表分析可知，加期评估中，联合能源售电量的调整主要受疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等偶发性、暂时性或非正常因素影响。同时，评估机构也关注到联合能源主要用户 2019 年实际完成售电情况并及时与用户更新后的产能予以联动，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时，以上售电量的调减合理、谨慎、及时，较为充分的体现了评估预测的审慎性。

三、上述 105.56 亿千瓦时可实现电量低于预测售电量 111.23 亿千瓦时的情况下，判断联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润、超额完成 0.09 亿元的依据和合理性。

（一）105.56 亿千瓦时可实现电量较预测售电量 111.23 亿千瓦时差异的原因

加期评估基于 2019 年实际完成情况、本次疫情影响情况、对重点客户和 2019 年未完成生产计划导致售电量未完成的客户的访谈情况，对售电量重新进行了核实和调整，调整后联合能源 2020 年预计售电量为 105.56 亿千瓦时，差异原因及评估预测的审慎性详见本题之“二、联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析中，电源结构与 2020 年预计售电量相差 5.67 亿千瓦时的原因、评估预测的审慎性”。

管理层所做利润结构分析表中的可实现电量 105.56 亿元与本次加期评估调整后的 2020 年预计售电量保持一致，使得售电量相比前次评估有一定下降，体现了加期评估预测和利润结构分析表中的电量预测的审慎性。

（二）联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润、数据差异 0.09 亿元的依据和合理性

1、联合能源电力板块 2020 年可实现 4.42 亿元净利润的依据和合理性

联合能源的电力板块 2020 年可实现净利润主要是基于自发电和外购电的售电量，及其各自对应的度电净利计算得到。

自发电量和外购电量与本次加期评估的预测数据是一致的，其中自发电量的取值依据是水电站所属流域近 10 年剔除极值的发电利用小时数中位数对应的发电量，外购电量的取值依据是经核实确认的下游用户用电需求量减去自发电量的数量。

在预测公司 2020 年盈利能力时，管理层对度电净利的取值依据是乌江电力和聚龙

电力 2017 至 2019 年自发电和外购电的度电净利平均值，且在计算历史年度度电净利时剔除了资产减值损失、营业外收入、营业外支出等非经营性偶发性因素后所得，使用 2017-2019 年度电净利的均值，可以充分均衡售电价差和期间费用的年间波动影响，使得预测结果具有合理性。

依据上述合理取值的自发电量和外购电量，以及自发电和外购电的度电净利，进而测算出联合能源电力板块 2020 年净利润为 4.42 亿元，具有合理性。

2、数据差异 0.09 亿元的依据和合理性

管理层按照度电净利和售电规模的路径方式进行 2020 年可实现利润的结构分析，系为便于投资者理解标的资产盈利能力，从经营和产业角度对标的资产电力板块的盈利能力进行分析预测和验证。按照度电净利和售电规模预测，联合能源电力板块 2020 年预计可实现净利润 4.42 亿元，验证了 2018 年年末评估的预计 2020 年可实现净利润 4.33 亿元的合理性，净利润预测的差异主要是在预测方法和路径上存在差别带来的度电净利数据不同所致。

具体而言，评估角度的盈利预测结果，是将联合能源电力板块各法人单位的盈利预测单体报表净利润加总得到。而度电净利角度的盈利预测结果，是基于联合能源整体电力板块 2017-2019 年度电净利的平均值，并结合经评估师和独立财务顾问核实确认的预测售电量测算得出。因此，从评估角度和按度电净利角度的盈利预测在预测方法和路径上存在一定差别，使得盈利预测结果相差 0.09 亿元，差异率约 2.08%，该等差异属于合理区间。

总体来看，本次加期评估时虽将联合能源电力板块的预测售电量由前次评估的 111.23 亿千瓦时调整为 105.56 亿千瓦时。从经营角度按照历史平均的度电净利和经核实确认的 105.56 亿千瓦时售电量进行利润预测，联合能源电力板块 2020 年净利润 4.42 亿元是合理的，与评估口径的预测利润数据存在因预测方法和路径不同带来的度电净利差异，其差异金额较小，属于合理区间。

四、补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》（修订稿）“重大事项提示”之“十五、对导致前次未通过并购重组委事项的落实情况说明”之“（三）盈利预测可实现性及保障措施”中补

充披露。

五、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为，联合能源电力板块 2020 年可实现净利润的结构分析是管理层对盈利预测的补充分析和印证，能够有效说明业绩承诺的可实现性，分析中数据来源客观、谨慎，确定性较高；加期评估中对联合能源售电量的调整主要受疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等偶发性、暂时性或非正常因素影响，经加期评估重新核实确认后调减售电量合计约为 5.67 亿千瓦时，以上售电量的调减合理、谨慎、及时，较为充分的体现了评估预测的审慎性；从经营角度按照历史平均的度电净利和经核实确认的 105.56 亿千瓦时售电量进行利润预测，联合能源电力板块 2020 年净利润 4.42 亿元是合理的，与评估口径的预测利润数据存在因预测方法和路径不同带来的度电净利差异，其金额较小且是合理的。

5.申请文件显示，乌江电力 2020 年 1-2 月售电量为 29,691.93 万千瓦时，售电水平略高于去年同期水平 28,979.41 万千瓦时。聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量为 113,000.99 万千瓦时，高于去年同期水平的 72,468.00 万千瓦时。新冠肺炎疫情对标的公司业务所在区域下游的部分工商业用户的生产经营可能会造成一定影响，进而可能对标的公司 2020 年的售电量及经营业绩产生一定影响。请你公司：结合乌江电力、聚龙电力售电范围、客户变化、客户规模、开工率、受疫情影响、全国电力行业增加值的增减变化情况等因素补充披露乌江电力、聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量均高于去年同期售电量水平的合理性和可持续性，与所在行业整体水平的比较情况和差异分析。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、乌江电力 2020 年 1-2 月售电量及同比情况

2020 年 1-2 月，叠加春节假期及新冠肺炎疫情影响，乌江电力供区内工业部分用户存在一定情况的停产减产情况，但整体售电量依然达到了去年同期水平。

年、月份	2019 年 1 月	2019 年 2 月	2020 年 1 月	2020 年 2 月
------	------------	------------	------------	------------

经营报表统计时间段	1月1日零时至1月25日24时	1月26日零时至2月25日24时	1月1日零时至1月25日24时	1月26日零时至2月25日24时
统计天数(天)	25	31	25	31
售电量(万千瓦时)	14,920.18	14,059.24	15,275.16	14,416.77
小计(万千瓦时)	28,979.41		29,691.93	

注：2020年2月经营报表数据为首次披露时按照供区内电网负荷及电量传输情况的预估数。

(一) 售电范围及客户变化情况

乌江电力通过自有电网在重庆市黔江区、酉阳县、秀山县开展对工业用户的直供电业务，并通过联通湖南地区的输变电路与湖南省内供电企业开展售电业务。2020年1-2月，乌江电力在重庆市内的售电范围无明显变化，客户数量及规模相对稳定。与2019年1-2月相较，新增客户2家，减少1家。

(二) 客户用电及受疫情影响情况

乌江电力客户可按范围及性质分为重庆市外电网类客户及重庆市内直供客户。其中重庆市外电网类客户主要为湖南地区的供电企业，重庆市内直供客户主要为分布在工业硅、锰业、铁合金、水泥等行业。2020年1-2月及2019年1-2月，乌江电力对各类客户的售电量情况如下：

类别	2020年1-2月	2019年1-2月	增减额	同比
重庆市外电网类客户	10,160.70	4,671.18	5,489.52	117.52%
重庆市内直供客户	19,531.23	24,308.24	-4,777.01	-19.65%
其中：工业硅客户	10,536.62	6,295.32	4,241.31	67.37%
锰业客户	2,568.37	8,259.24	-5,690.87	-68.90%
水泥客户	1,877.36	2,738.58	-861.22	-31.45%
其他客户	4,548.87	7,015.10	-2,466.23	-35.16%
合计	29,691.93	28,979.41	712.52	2.46%

1、重庆市外电网类客户需求上升，推动乌江电力整体售电量超过去年同期水平

2020年1-2月，受益于自发电上网电量增长及客户需求上升，乌江电力增加了对重庆市外电网类客户的销售电量，同比增加售电量5,489.52万千瓦时。其中向客户花垣县供电有限责任公司系地方电网企业（用电客户含工业及民用），其2020年1-2月新增售

电量 3,631.13 万千瓦时,系乌江电力与其于 2019 年底达成全面战略合作协议,其在 2020 年进一步加大了对乌江电力的电力采购量。

2、重庆市内直供客户整体售电量同比下降 19.65%，不同行业受疫情影响程度不一

重庆市内直供客户方面，受疫情影响，整体售电量同比下降 19.65%，但不同行业客户受影响程度有所区别，具体情况如下：

在工业硅行业，主要客户在 2020 年 1-2 月均保持生产状态，推动其用电量较去年同期累计增长 4,241.31 万千瓦时，其中客户重庆腾泰矿业有限公司增长 3,028.34 万千瓦时，客户秀山龙洋硅业有限公司增长 581.16 万千瓦时（同比增长 45.5%）。

在锰产业，受疫情发酵导致原材料、产品运输不畅、用工短缺，及部分工厂开展技改检修等因素影响，主要客户在 2020 年 1-2 月生产相对受限，整体用电量为 2,568.37 万千瓦时，较去年同期下降 5,690.87 万千瓦（同比下降 68.90%），其中重庆市秀山三润矿业有限公司因生产线开工不足导致用电量下降 1,625.91 万千瓦时（同比下降 61.3%），重庆市三角滩锰业有限公司因停产开展技改检修导致用电量下降 1,329.30 万千瓦时。

在水泥行业，2020 年 1-2 月整体售电量为 1,877.36 万千瓦时，较去年同期下降 861.22 万千瓦时，主要系客户弘龙水泥受疫情影响较大、用电量下降 760.29 万千瓦时，西南水泥等其他水泥行业客户则受影响较小。

二、聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量及同比情况

从聚龙电力 2020 年 1-2 月售电情况来看，虽然近期受疫情影响，部分企业复工较晚，但售电水平超过了去年同期。

经营报表统计时间段	2019 年		2020 年	
	1 月 1 日零时至 1 月 31 日 24 时	2 月 1 日零时至 2 月 28 日 24 时	1 月 1 日零时至 1 月 31 日 24 时	2 月 1 日零时至 2 月 29 日 24 时
统计天数	31	28	31	29
售电量（万千瓦时）	33,031.00	39,437.00	55,494.47	57,506.52
小计（万千瓦时）	72,468.00		113,000.99	

（一）供电范围及用户变化情况

与去年同期相比，聚龙电力 2020 年 1-2 月供电范围未发生大的变化，主要用户变化情况为中涪南热电于 2019 年 9 月投运，以及华峰化工、华峰氨纶和国丰铝业等用户于 2019 年进行了产能的扩充。

（二）客户用电及受疫情影响情况

与去年同期相比，聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量增长 40,533 万千瓦时，增长率为 55.93%，主要增长原因是 2019 年 9 月中涪南热电投运和旗能电铝 1 月自备机组检修带来的电量增加，共计 38,287 万千瓦时。另外，华峰化工、华峰氨纶和国丰铝业等客户因 2019 年的产能扩充等原因，用电量有所增加。对其他客户而言，虽大部分客户未出现停工停产情况，但部分客户仍受疫情影响产量和用电量有所下降。客户用电同比具体情况如下表所示：

单位：万千瓦时

客户	2019 年 1-2 月	2020 年 1-2 月	同比增长	差异原因
重庆川东电力集团有限责任公司	3,155	30,168	856.20%	聚龙电力供区范围内的发电机组中涪南热电厂投产后的电量通过聚龙电力销售给重庆川东电力。中涪南热电去年同期尚未投运，今年 1-2 月未受疫情影响
涪陵能源	0	8,119	-	聚龙电力将电力销售给涪陵能源，由涪陵能源转供给电力用户旗能电铝。今年增量为旗能电铝 1 月机组检修带来的下网电量，去年无此因素
华峰化工及华峰氨纶	2,156	6,845	217.49%	华峰化工 4 期装置和华峰氨纶 3 期第一阶段装置去年同期未投运生产
国丰铝业	14,473	17,200	18.84%	较去年同期增加了 3 台电解槽
天原化工	6,196	8,843	42.72%	去年 2 月份进行了一周的全停大修，今年受疫情影响大修推迟
其他客户汇总	46,488	41,826	-10.03%	虽大部分客户未出现停工停产情况，但部分客户仍受疫情影响产量和用电量有所下降
全网	72,468	113,001	55.93%	主要原因系 2019 年 9 月中涪南热电投运和旗能电铝 1 月机组检修带来的电量增加

三、售电量高于去年同期的合理性及可持续性分析

（一）与所在行业的对比分析

1、全国 2020 年 1-2 月用电量及工业增加值情况

根据中国电力企业联合会发布的 2020 年 1-2 月份电力工业运行简况，2020 年 1-2 月份，全国全社会用电量 10,203 亿千瓦时，同比下降 7.77%，其中全国工业用电量 5,963 亿千瓦时，同比下降 11.4%；制造业用电量 4,606 亿千瓦时，同比下降 10.5%。

分行业看，2020 年 1-2 月份，化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计 2,753 亿千瓦时，同比下降 5.8%；建材行业用电量 358 亿千瓦时，同比下降 18.4%；黑色金属冶炼行业用电量 824 亿千瓦时，同比下降 2.7%；有色金属冶炼行业 918 亿千瓦时，同比下降 1.2%。上述工业用电量、制造业用电量和高载能行业用电量数据不包括湖北省。

根据国家统计局发布的数据，2020 年 1-2 月份，全国规模以上工业增加值同比实际下降 13.5%（以下增加值增速均为扣除价格因素的实际增长率）。分三大门类看，1-2 月份，采矿业增加值同比下降 6.5%，制造业下降 15.7%，电力、热力、燃气及水生产和供应业下降 7.1%。

分行业看，1-2 月份，41 个大类行业中有 2 个行业增加值保持同比增长，分别是石油和天然气开采业增长 2.1%，烟草制品业增长 6.9%。39 个行业增加值下降，其中，农副食品加工业下降 16.0%，纺织业下降 27.2%，化学原料和化学制品制造业下降 12.3%，非金属矿物制品业下降 21.1%，黑色金属冶炼和压延加工业下降 2.0%，有色金属冶炼和压延加工业下降 8.5%，通用设备制造业下降 28.2%，专用设备制造业下降 24.4%，汽车制造业下降 31.8%，铁路、船舶、航空航天和其他运输设备制造业下降 28.2%，电气机械和器材制造业下降 24.7%，计算机、通信和其他电子设备制造业下降 13.8%，电力、热力生产和供应业下降 7.3%。

2、重庆市 2020 年 1-2 月用电量及工业增加值情况

而乌江电力直供电范围所在的重庆市，2020 年 1-2 月，全社会用电量 160 亿千瓦时，同比下降 7.85%，降幅略高于全国平均水平。

从重庆市规模以上工业增加值情况看，2020 年 1-2 月，分门类看，采矿业增加值同比下降 10.4%，制造业下降 26.3%，电力、热力、燃气及水生产和供应业下降 5.8%。

分行业看，1-2 月，39 个大类行业中有 37 个行业增加值同比下降。支柱产业中，汽车产业下降 39.6%，摩托车产业下降 38.5%，电子产业下降 22.9%，装备产业下降 28.1%，

医药产业下降 14.7%，材料产业下降 22.6%，消费品产业下降 20.9%，能源工业下降 5.5%。

分产品产量看，钢材下降 13.5%，铝材下降 18.3%，水泥下降 37.5%。

3、乌江电力售电量与全国及重庆市相关行业情况比较

乌江电力的直供电客户中，以电解锰、水泥等工业、制造业、建材行业等上下游用户为主，主要位于重庆市东南部地区、毗邻湖北恩施，受疫情爆发导致用工紧张、交通中断等因素影响较大。剔除重庆市外电网用户后，乌江电力其余用户 2020 年 1-2 月累计售电量较 2019 年同比下降 19.65%，降幅略大于全国工业及制造业用电量下降水平，与建材行业用电量下降水平基本匹配，降幅低于重庆市制造业工业增加值下降水平。其中水泥客户用电量下降幅度与重庆市水泥产品产量下降幅度基本一致。

4、聚龙电力售电量与全国及重庆市相关行业情况比较

根据聚龙电力具体客户用电同比情况，聚龙电力 2020 年 1-2 月售电量高于去年同期的主要原因是中涪南热电投产和旗能电铝自备机组检修等原因带来的用电量增加，共计 38,287 万千瓦时，除去上述因素后，聚龙电力售电量同比去年增长 3.10%，基本稳定。

存量客户中，化工、黑色金属冶炼和有色金属冶炼行业等高载能行业客户占比较高。华峰化工、华峰氨纶和国丰铝业等客户也存在产能扩充等因素，使 2020 年 1-2 月产能高于去年同期，因此带来了部分用电增量。2020 年 1-2 月售电量剔除新增用户、产能扩充、检修等因素后，其余用户累计售电量较 2019 年同比下降 10.03%，与全国 1-2 月制造业用电量同比下降 10.5%的水平基本匹配。

（二）合理性及可持续性分析

1、乌江电力

2020 年 1-2 月，受疫情影响，乌江电力对重庆市内客户的累计售电量较 2019 年同比下降 19.65%。得益于乌江电力电网强大的辐射能力及在湘西地区的长期经营，重庆市外电网客户成为乌江电力除重庆市内客户之外的有益补充。2020 年 1-2 月，乌江电力对重庆市外电网类客户的销售电量同比增加 5,489.52 万千瓦时，同比增长 117.52%。因此，综合考虑其向重庆市外电网用户售电量增长等因素后，整体售电量同比上升，具备合理性。

2020年2月，评估机构完成了以2019年6月30日为基准日的加期评估。在该加期评估中，评估机构综合考虑了疫情、用电企业设备故障、工程投建时间延期等暂时性或非正常因素影响，对主要客户开展了访谈、询证等核实程序，其预测售电量具有谨慎性和较高的可实现性。详见本回复第2题之“五、结合乌江电力、聚龙电力2019年发电量、售电量均未能完成，来水偏枯情况、未来购售电价差趋势等内容，补充披露乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性和保障业绩完成的措施和可行性”之“(一)乌江电力、聚龙电力预测期发电量、售电量的可实现性”。根据加期评估结果，乌江电力2020年预计可实现售电量29.64亿千瓦时，较2019年实际完成售电量22.34亿千瓦增长7.30亿千瓦时。

随着疫情逐步得到有效控制，乌江电力主要客户积极开展复工复产。据统计，截至2020年3月25日，乌江电力3月实现售电量15,212.54万千瓦时，较去年同期增长541.89万千瓦时，保持同比增长态势；重庆市外电网客户及重庆市内直供电客户均实现同比增长，特别是重庆市内直供电客户用电量扭转了2020年1-2月的下降趋势，显示复工复产情况良好。2020年1-3月，乌江电力累计实现售电量44,904.47万千瓦时，较去年同期增长1,254.40万千瓦时。具体情况如下：

单位：万千瓦时

项目	2020年	2019年	增减额	同比
3月售电量	15,212.54	14,670.65	541.89	3.69%
其中：重庆市外电网客户	3,629.01	3,275.36	353.65	10.80%
重庆市内直供电客户	11,583.53	11,395.29	188.24	1.65%
1-3月累计	44,904.47	43,650.07	1,254.40	2.87%

注：3月电量数据统计截至3月25日。

因此，伴随着客户按计划如期推动年内增产计划，预计乌江电力实现售电量较去年同期增长具有可持续性，并完成2020年售电量目标具有可行性。

2、聚龙电力

如前述分析，聚龙电力2020年1-2月售电量增长主要来源于新增客户和产能扩充等因素，其他存量客户售电量受疫情影响同比出现下降，但下降量低于前述增长量，整体售电量实现同比增长具备合理性。

根据加期评估结果，聚龙电力 2020 年预计可实现售电量 75.92 亿千瓦时，较 2019 年实际完成售电量 57.88 亿千瓦时增长 18.04 亿千瓦时。目前，随着疫情逐步得到有效控制，聚龙电力主要客户生产及用电情况进一步好转。据统计，聚龙电力 2020 年 3 月售电量为 68,461 万千瓦时，同比增长 81.95%，2020 年 1-3 月，聚龙电力售电量情况如下：

单位：万千瓦时

项目	2020 年	2019 年	增减额	同比
3 月售电量	68,461	37,626	30,835	81.95%
1-3 月累计售电量	181,462	110,094	71,368	64.82%

因此，伴随着客户恢复正常生产，预计聚龙电力实现售电量较去年同比增长，并完成年度售电量目标具有较高的可行性及可持续性。

四、补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》（修订稿）“重大事项提示”之“十五、对导致前次未通过并购重组委事项的落实情况说明”之“（三）盈利预测可实现性及保障措施”中补充披露。

五、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：乌江电力及聚龙电力售电范围稳定，客户群相对稳定并保持良好增长态势。尽管部分客户受到疫情影响导致 2020 年 1-2 月用电量较去年同期有所下降，乌江电力对重庆市外电网客户、工业硅行业客户售电量增长，聚龙电力过网电量及检修电量增长，从而推动乌江电力及聚龙电力整体售电量高于去年同期。结合全国及重庆市的用电量及行业工业增加值相关统计数据，及其 2020 年售电量预测情况及现阶段实现情况，乌江电力及聚龙电力的售电量具有合理性和可持续性。

6.申请文件显示，2019 年 1-9 月，标的资产重庆两江长兴电力有限公司（以下简称长兴电力）营业收入 11,699.09 万元，营业利润 1,711.76 万元，利润率 14.63%，归属于母公司股东的净利润 1,003.74 万元。前次重组申请文件显示，2019 年 1-6 月标的资产长

兴电力营业收入 5,155.88 万元，营业利润 1,602.47 万元，利润率 31.08%，归属于母公司股东的净利润 1,315.78 万元。请你公司补充披露：1) 长兴电力 2019 年 1-9 月较 1-6 月营业收入增长情况下，利润率下降、盈利能力下降的原因和合理性。2) 长兴电力 2019 年合并报表主要财务数据，说明近三年长兴电力收入、业绩、利润率变化的合理性。请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、长兴电力 2019 年 1-9 月较 1-6 月营业收入增长情况下，利润率下降、盈利能力下降的原因和合理性

长兴电力 2019 年 1-9 月和 2019 年 1-6 月主要经营成果数据对比如下：

单位：万元

项目	2019 年 1-9 月		2019 年 1-6 月		占营业收入比例变动	金额变动	金额变动比例
	金额	占营业收入比例	金额	占营业收入比例			
营业收入	11,699.09	100%	5,155.88	100%	0.00%	6,543.21	126.91%
营业成本	9,782.33	83.62%	4,277.81	82.97%	0.65%	5,504.52	128.68%
营业毛利	1,916.76	16.38%	878.07	17.03%	-0.65%	1,038.69	118.29%
税金及附加	142.97	1.22%	30.21	0.59%	0.64%	112.76	373.25%
期间费用	3,061.77	26.17%	1,975.11	38.31%	-12.14%	1,086.66	55.02%
其他收益	2.75	0.02%	-	-	-	2.75	-
投资收益	1,604.77	13.72%	1,014.18	19.67%	-5.95%	590.59	58.23%
信用减值损失	-319.99	-2.74%	-10.71	-0.21%	-2.53%	-309.28	2,887.77%
资产减值损失	-184.83	-1.58%	-191.54	-3.71%	2.14%	6.71	-3.50%
资产处置收益	1,897.02	16.22%	1,917.79	37.20%	-20.98%	-20.77	-1.08%
营业利润	1,711.76	14.63%	1,602.47	31.08%	-16.45%	109.29	6.82%
营业外收入	0.30	0.00%	0.10	0.00%	0.00%	0.20	200.00%
营业外支出	1.59	0.01%	0.35	0.01%	0.01%	1.24	354.29%
利润总额	1,710.46	14.62%	1,602.22	31.08%	-16.46%	108.24	6.76%
所得税费用	898.38	7.68%	428.76	8.32%	-0.64%	469.62	109.53%

项目	2019年1-9月		2019年1-6月		占营业收入比例变动	金额变动	金额变动比例
	金额	占营业收入比例	金额	占营业收入比例			
净利润	812.08	6.94%	1,173.46	22.76%	-15.82%	-361.38	-30.80%
归属于母公司股东的净利润	1,003.74	8.58%	1,315.78	25.52%	-16.94%	-312.04	-23.72%

长兴电力是响应国家配售电改革而成立的一家混改企业，以增量配网为发展主线，电力工程、电力运维服务和综合能源相结合的综合性配售电公司。目前，配售电业务主要通过与国家电网设立的合营公司开展，而电力工程施工业务、电力运维服务和综合能源业务由公司及其子公司开展。报告期内，长兴电力仍处于业务发展期，其收入主要来自工程业务，配售电业务产生的利润比重正逐步提升。

2019年1-9月营业收入较2019年1-6月增长126.91%，增长主要因电力工程业务新项目开工和老项目完工进度增长所致；2019年1-9月与2019年1-6月毛利率分别为16.38%与17.03%，基本保持稳定，毛利也随运营收入的增长而增长118.29%，长兴电力的主营业务盈利能力相对稳定。

长兴电力2019年1-9月营业利润率较2019年1-6月下降16.45%，归属于母公司所有者净利润下降23.72%，2019年1-9月利润率和盈利能力较2019年1-6月下降主要受投资收益、减值准备、所得税费用变动及资产处置收益变动所致，主要项目变动分析如下：

（一）投资收益变动分析

长兴电力的投资收益主要来源于联营、合营企业的投资，投资收益变动主要受被投资单位经营业绩的影响，与营业收入增长无关。长兴电力2019年1-9月投资收益较2019年1-6月的增长58.23%，低于同期营业收入增长幅度，对2019年1-9月营业利润率的下降产生一定影响。

（二）信用减值损失变动分析

长兴电力因收入增长导致应收款项增加，导致2019年1-9月计提的坏账准备较2019年1-6月增加309.28万元，对2019年1-9月营业利润率产生直接的影响。

（三）资产处置收益变动分析

长兴电力 2019 年 1-9 月资产处置收益与 2019 年 1-6 月相比变动较小，主要系资产处置收益为偶发性业务，与营业收入不具有关联性。资产处置收益对 2019 年 1-9 月当期的营业利润率的下降产生一定的影响，但对长兴电力的主营业务持续盈利不构成影响。

（四）所得税费用变动

长兴电力 2019 年 1-9 月所得税费用较 2019 年 1-6 月增长 109.53%，主要系经调整后的应纳税所得额增长导致当期所得税费用增加，以及冲回可弥补亏损、未实现内部销售损益确认的递延所得税资产所致，对长兴电力的营业利润率的下降产生一定影响。

综上所述，长兴电力的主营业务盈利能力相对稳定，但因受投资收益、减值准备、所得税费用变动及资产处置收益变动的的影响，长兴电力在 2019 年 1-9 月较 2019 年 1-6 月营业收入增长情况下，利润率下降、盈利能力下降具有合理性。

二、长兴电力 2019 年合并报表主要财务数据，说明近三年长兴电力收入、业绩、利润率变化的合理性

（一）长兴电力 2019 年合并报表主要财务数据

1、资产负债表主要数据

单位：万元

项目	2019.12.31
资产总额	138,378.07
负债总额	40,817.45
所有者权益总额	97,560.62

注：2019 年财务数据未经审计。

2、利润表主要数据

单位：万元

项目	2019 年度
营业收入	21,950.52
营业成本	18,532.86
期间费用	4,402.92

项目	2019 年度
营业利润	5,219.22
营业利润率	23.78%
利润总额	5,217.31
净利润	4,399.41

注：2019 年财务数据未经审计。

(二) 近三年长兴电力收入、业绩、利润率变化的合理性

长兴电力最近三年收入、业绩及利润率变动情况如下：

单位：万元

项目	2019 年	增长额	2018 年	增长额	2017 年
营业收入	21,950.52	11,460.97	10,489.55	-2,157.85	12,647.40
营业成本	18,532.86	10,551.14	7,981.72	-2,039.83	10,021.55
毛利	3,417.66	909.83	2,507.83	-118.02	2,625.85
税金及附加	187.41	106.89	80.52	15.50	65.02
期间费用	4,402.92	530.48	3,872.44	480.80	3,391.64
其中：销售费用	201.10	-39.76	240.86	-325.25	566.11
其中：管理费用	3,343.62	519.18	2,824.44	-161.85	2,986.29
其中：财务费用	858.20	51.06	807.14	967.90	-160.76
其他收益	3.49	1.02	2.47	2.47	-
投资收益	4,756.49	1,959.21	2,797.28	1,195.92	1,601.36
信用减值损失	633.32	633.32	-	-	-
资产减值损失	-927.87	-636.57	-291.30	1,042.86	-1,334.16
资产处置收益	1,926.47	2,173.20	-246.73	-246.41	-0.32
营业利润	5,219.22	4,402.64	816.58	1,380.50	-563.92
营业利润率	23.78%	16.00%	7.78%	12.24%	-4.46%
营业外收入	0.65	0.26	0.39	-2.86	3.25
营业外支出	2.56	2.52	0.04	-1.73	1.77
利润总额	5,217.31	4,400.38	816.93	1,379.37	-562.44
所得税费用	817.91	961.34	-143.43	-43.14	-100.29

项目	2019年	增长额	2018年	增长额	2017年
净利润	4,399.41	3,439.05	960.36	1,422.52	-462.16
归属于母公司股东的净利润	4,375.39	3,380.86	994.53	1,594.93	-600.40

注：2019年财务数据未经审计。

1、近三年长兴电力营业收入变动合理性分析

报告期内，长兴电力的主营业务收入主要来源于电力工程业务，主营业务收入按业务类型分类情况如下：

项目	2019年度		2018年度		2017年度	
	金额（万元）	占比（%）	金额（万元）	占比（%）	金额（万元）	占比（%）
工程施工	20,613.36	96.29%	9,026.74	88.03%	11,218.60	91.10%
配售电服务	-	0.00%	611.60	5.96%	681.17	5.53%
运维服务	469.17	2.19%	200.95	1.96%	120.46	0.98%
其他	325.83	1.52%	414.37	4.04%	294.71	2.39%
主营业务收入合计	21,408.35	100.00%	10,253.65	100.00%	12,314.94	100.00%

注：配售电业务于2018年转移至两江供电运营，2019年财务数据未经审计。

近三年，长兴电力营业收入主要来源为电力工程施工业务，电力工程业务市场化程度高，因此根据市场情况差异比较大。2018年长兴电力主营业务收入较2017年下降2,061.29万元，下降16.74%，主要系2018年公司市场开发效果不理想，项目落地迟缓所致。2019年长兴电力主营业务收入较2018年上升11,154.70万元，上升108.79%，主要系公司市场开发效果良好，工程类项目不断落地所致。

2、近三年长兴电力业绩、利润率变动合理性分析

长兴电力2018年营业利润率较2017年增长12.24%，归属于母公司净利润较2017年增长1,594.43万元，主要受投资收益增加以及资产减值损失减少的影响所致。其中，投资收益2018年较2017年增加1,195.92万元，主要系被投资单位经营业绩增长所致；长兴电力2018年资产减值损失较2017年减少1,042.86万元，主要系2017年因收购西南路桥有限公司计提了300万的商誉减值准备以及对重庆长恒新达物资有限公司的借款计提较大金额的坏账准备所致。

长兴电力 2019 年营业利润率较 2018 年增长 16.00%，归属于母公司净利润较 2018 年增长 3,380.86 万元，主要系毛利、资产处置损益及投资收益增加所致。其中，随着电力工程项目逐渐落地，主营收入规模增加，毛利较 2018 年增长 909.83 万元；随着增量配电网业务快速推进，因电力资产转让而产生的资产处置损益较 2018 年增长 2,173.20 万元；随着被投资单位经营业绩增长，投资收益较 2018 年增长 1,959.21 万元。

综上所述，近三年长兴电力收入、业绩、利润率变化具有合理性。

三、补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》（修订稿）“第九节 管理层讨论与分析”之“六、标的资产财务状况、盈利能力分析”之“（二）长兴电力”中补充披露。

四、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、长兴电力的主营业务盈利能力相对稳定，但因受投资收益、减值准备、所得税费用变动及资产处置收益变动的的影响，长兴电力 2019 年 1-9 月较 2019 年 1-6 月营业收入增长情况下，利润率下降、盈利能力下降，具有合理性。

2、近三年长兴电力收入变化主要系电力工程建筑安装业务工程量变化所致。长兴电力 2018 年营业利润率、归属于母公司净利润较 2017 年增长主要系投资收益增加及资产减值损失减少所致。长兴电力 2019 年营业利润、归属于母公司净利润较 2018 年增长主要系毛利、资产处置损益及投资收益增加所致。综上，近三年长兴电力收入、业绩及利润率变化具有合理性。

7.申请文件显示，1) 随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势，可能导致标的公司电力销售业务收入有所下降。2) 联合能源电力板块报告期销售电价分别为 0.4627 元/千瓦时、0.4798 元/千瓦时、0.4809 元/千瓦时，逐渐上升；前次重组申请文件显示，联合能源电力板块报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-6 月销售电价分别为 0.4641 元/千瓦时、0.4834 元/千瓦时、0.4785 元/千瓦时，呈现波动。3) 联合能源锰业板块外购锰矿石价格报告期 2017 年、2018 年、2019 年 1-9 月分别为 450.73

元/吨、356.35元/吨、398.46元/吨；前次重组申请文件显示，联合能源锰业板块外购铀矿石价格报告期2017年、2018年、2019年1-6月分别为468.34元/吨、340.68元/吨、338.14元/吨，逐渐下降。请你公司：1)补充披露随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势的情况下，联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的原因和合理性，是否符合行业趋势。2)补充披露本次申请文件与前次申请文件中，上述报告期相关关键经营数据披露不一致的原因，未对上述重组方案调整内容予以披露和说明的原因、合规性。3)补充披露联合能源电力板块2019年销售电价，锰业板块外购铀矿石价格，结合联合能源电力、锰业板块预测期的上述经营数据预测情况，补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响。4)通读全文补充完善错漏，保持申请文件的一致性和准确性。请独立财务顾问和会计师、评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、补充披露随着国家电力行业供给侧改革的推进，销售电价整体呈下调趋势的情况下，联合能源电力板块报告期销售电价逐渐上升的原因和合理性，是否符合行业趋势。

(一) 联合能源电力板块报告期单价情况

2017年、2018年及2019年1-9月，联合能源电力板块平均销售电价逐年上升，其变动情况如下：

项目	2019年1-9月	2018年	2017年
售电量（亿千瓦时）	56.93	76.94	84.22
平均销售电价（含税，元/千瓦时）	0.4809	0.4798	0.4627

联合能源作为地方电网企业，供电价格是在参照重庆市物价局发布的销售电价基础上结合地方政府招商引资，并依据用户特性、用电量等因素采取一企一价的方式确定电价政策。各用户最终签订的购售电合同价格存在一定差异。

报告期内，联合能源平均销售电价由各用户电量加权平均计算得来，其波动主要系不同电价水平的客户用电量的增减变化所致。如客户京宏源实业的电解铝车间因政策性原因于2017年底停产，导致其2018年较2017年减少用电9.20亿千瓦时，而其2017

年平均售电价格仅为含税 0.4420 元/千瓦时，从而致使联合能源 2018 年的平均销售电价有所上升。

（二）政策及行业趋势

重庆市政府 2019 年 1 月发布《重庆市人民政府办公厅关于印发进一步支持实体经济企业健康发展若干政策措施的通知》（渝府办（2019）1 号）提出，“从发电、输配、政府基金及附加、用户端共同发力，将产品有市场的重点工业企业用电价格降低到 0.6 元/千瓦时”。报告期内，联合能源平均含税销售电价价格分别为 0.4627 元/千瓦时、0.4798 元/千瓦时、0.4809 元/千瓦时，低于重庆市政府该政策的要求，故该政策对联合能源几乎没有影响。

另外，2018 年、2019 年，国务院政府工作报告中连续两年提出将一般工商业电价平均降低 10%，而联合能源网内用户主要为大工业用户，亦不受该政策影响。

因此，国家与重庆相关政策及电价下调趋势对联合能源销售电价的调整不构成直接影响。

二、补充披露本次申请文件与前次申请文件中，上述报告期相关关键经营数据披露不一致的原因，未对上述重组方案调整内容予以披露和说明的原因、合规性

（一）上述关键经营数据披露不一致的原因

1、销售电价数据

在本次及前次申请材料的报告书中，“第六章 标的资产评估情况”之“四、董事会对标的资产评估合理性以及定价公允性的分析”之“（二）标的资产的财务预测情况、行业地位、行业发展趋势、行业竞争及经营情况”之“2、报告期及未来财务预测相关情况”分别列式了联合能源最近两年一期的销售电价情况，其中本次申请材料披露的最近一期为 2019 年 1-9 月，前次申请材料披露的最近一期为 2019 年 1-6 月，具体情况如下：

项目	2019 年 1-9 月	2019 年 1-6 月	2018 年	2017 年
本次申请材料披露： 销售电价（元/千瓦时，含税）	0.4809	-	0.4798	0.4627
前次申请材料披露：	-	0.4785	0.4834	0.4641

销售电价(元/千瓦时,含税)				
----------------	--	--	--	--

上述数据中，两次申请材料披露的 2017 年及 2018 年销售电价存在差异，主要系含税收入计算口径存在差异。

前次申请材料中，计算销售电价均价时，以公司向电力业务客户开具的含税电费发票收入为计算依据，包括了联合能源为用电客户提供备用电容量收取的固定备用容量费（与售电量无关，一般根据容量大小按月向客户收取固定金额）。因该备用容量费不随用电量联动，为更好符合物价局等主管单位及电力行业对含税电价指标的使用惯例，在本次申请材料披露中优化销售电价的计算口径，致使 2017 年及 2018 年含税销售电价数据略有下调。

2、锰矿石价格数据

在本次及前次申请材料的报告书中，“第四章 标的资产基本情况”之“一、联合能源”之“（五）联合能源主营业务情况”之“7、主要产品的原材料、能源及其供应情况”之“（1）主要原材料及采购均价变动趋势”分别列式了联合能源最近两年一期的锰矿石采购均价情况，其中本次申请材料披露的最近一期为 2019 年 1-9 月，前次申请材料披露的最近一期为 2019 年 1-6 月，具体情况如下：

项目	2019 年 1-9 月	2019 年 1-6 月	2018 年	2017 年
本次申请材料披露： 锰矿石均价(元/吨,不含税)	398.46	-	356.35	450.73
前次申请材料披露： 外购锰矿石均价(元/吨,不含税)	-	338.14	340.68	468.34

如上所述，两次申请材料披露的锰矿石价格存在一定差异，主要系锰矿石价格披露口径存在差异。在前次申请材料中，披露的为外购锰矿石均价，统计范围为贵州锰业及重庆锰业在电解锰生产中使用的的外购锰矿石（不含采购自贵州锰业控股子公司武陵矿业的锰矿石），其计算依据为计入当期营业成本的外购锰矿石成本。

经核查，企业在矿石采购入库时将外购锰矿石及自有锰矿石统一混合堆放；出库时，将高品位的自有锰矿石及低品位的外购锰矿石混合搭配使用，并按照移动加权平均法计算出库单价及总金额，转入营业成本。因此，计入当期营业成本的矿石成本未单独核算

外购锰矿石及自有锰矿石。此后，贵州锰业在合并报表编制过程中，使用当期与武陵矿业实际结算的采购金额及数量作为自有锰矿石成本（以矿石井口价结算，不含采购方自行承担的运费），而外购锰矿石成本及数量自矿石总成本及数量相应扣减得出。按此分摊方法，2017年、2018年、2019年1-6月及2019年1-9月，锰矿石均价、自有锰矿石均价、外购锰矿石均价如下：

单位：元/吨，不含税

项目	2019年1-9月	2019年1-6月	2018年	2017年
锰矿石均价	398.46	384.76	356.35	450.73
自有锰矿石均价	376.07	432.75	449.18	316.56
外购锰矿石均价	420.04	338.14	340.68	468.34

注：（1）自有锰矿石均价为当期与武陵矿业实际结算采购金额及数量计算得出，单次采购单价与电解锰市场价格联动；由贵州锰业及重庆锰业自行承担的运费不纳入锰矿石成本核算，单独计入营业成本。（2）外购锰矿石均价实为倒挤数，且含由贵州锰业及武陵锰业自行承担的运费。（3）计入营业成本的锰矿石均价呈现一定波动，主要系锰矿石市场价格波动、不同品味的锰矿石单价存在一定差异及采用移动加权平均法结转计入营业成本等因素所致。

鉴于上述自有锰矿石及外购锰矿石的成本分摊方法可能导致外购锰矿石价格呈现与实际成本变化相比的较大波动，为更准确反应贵州锰业及重庆锰业在电解锰生产中使用的锰矿石平均成本，避免投资者的误解，因此在本次申请材料中对披露口径进行优化，使用囊括全部锰矿石成本的锰矿石均价。

（二）未对上述重组方案调整内容予以披露和说明的原因、合规性

标的公司作为电力改革试点企业，销售电价等经营指标的形成机制相对传统供电企业市场化程度较高，剔除备用电容费的影响有利于投资者更好的了解标的公司电价变动的情况。标的公司电解锰业务此前原料均来源于外采矿石，随着自有矿山投产后产能不断释放，综合矿石采购成本出现明显下滑，鉴于原自有锰矿石及外购锰矿石的成本分摊方法可能导致外购锰矿石价格呈现与实际成本变化相比的较大波动，为更准确反应贵州锰业及重庆锰业在电解锰生产中使用的锰矿石平均成本，避免投资者的误解，因此在本次申请材料中对披露口径进行优化，使用囊括全部锰矿石成本的锰矿石均价。

综上所述，上市公司为了充分落实并购重组委关于“未能充分说明并披露本次交易有利于提高上市公司资产质量、改善财务状况和增强持续盈利能力”，在本次重组重新申报过程中对上述报告期经营数据披露口径进行了优化，以便投资者更好了解标的公司

经营情况，充分说明对上市公司的影响，上述优化不涉及对重组方案的调整，亦不违反相关法律法规的规定。

三、补充披露联合能源电力板块 2019 年销售电价，锰业板块外购锰矿石价格，结合联合能源电力、锰业板块预测期的上述经营数据预测情况，补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响

（一）联合能源电力板块 2019 年销售电价及锰业板块外购锰矿石价格情况

根据联合能源电力板块 2019 年电量销售情况，2019 年全年平均销售电价为 0.4828 元/千瓦时，略高于 2019 年 1-9 月平均销售电价。

锰业板块中，锰矿石均价为 368.14 元/吨，其中自有锰矿均价 361.95 元/吨、外购锰矿石均价 373.28 元/吨，较 2019 年 1-9 月均价均有所下降，主要系电解锰市场价格有所下降传导至锰矿石，致锰矿石市场价格下降。

（二）补充披露前后申请文件上述数据变化对盈利预测合理性和可实现性的影响

1、锰业板块

联合能源锰业板块中电解锰生产企业分别为贵州锰业和重庆锰业，由于武陵矿业自产的矿石基本能够满足贵州锰业的生产需求，故两次评估预测时均考虑贵州锰业矿石由武陵矿业提供，而重庆锰业生产所需矿石由联合能源以外的企业提供。由于锰矿石交易属于小众市场，价格方面受品位和运输费影响，无权威的公开渠道予以公布，其价格主要跟随下游电解锰价格波动。贵州锰业、重庆锰业与周边矿山签订的锰矿石购销合同，主要参照华诚金属网吉首市电解锰价格联动确定锰矿石价格。

在两次评估预测中，对外购矿石价格进行预测时，均根据预测期电解锰价格及上述合同约定的联动机制计算确定，未根据报告期外购矿石均价进行预测，因此历史数据披露口径的优化，不会对该板块盈利预测合理性和可实现性产生影响。

2、电力板块

在两次评估预测中，对售电单价按以下标准确定：

对于乌江电力，评估机构基于预测期售电单价接近近期实际水平的原则，结合预测数据的可获取性及合理性，分阶段预测售电单价：2022 年前各家用户年售电单价选取

2019年近期平均结算单价；2022年及以后年度不再按用户单独预测，选取2021年全部用户累计用电量年结算均价并在后续保持不变。

对于聚龙电力，评估机构基于预测期售电单价接近近期实际水平的原则，结合预测数据的可获取性及合理性，分客户种类、分阶段预测售电单价：2022年前，各家用户（包括过网及检修用户、其他一般用户）单户售电单价选取该用户2019年近期平均结算单价并在此预测期内保持不变；2022年及以后年度，除过网及检修用户售电单价继续保持不变外，由于不再按用户单独进行预测，因此，其他一般用户选取2021年该类用户全年结算均价并在此预测期内保持不变。

综上，预测期按以上标准进行售电单价预测，报告期内含税销售均价的披露口径的优化，不影响评估选取的基础数据，不会对该板块盈利预测合理性和可实现性产生影响。

经核实，两次评估预测中，乌江电力、聚龙电力2020年至永续期最高含税平均单价均未超过2019年全年实际结算平均单价，售电单价相对谨慎。

单位：元/千瓦时

项目	前次评估 2020 年至永续期最高含税平均单价	加期评估 2020 年至永续期最高含税平均单价	2019 年实际平均含税单价
乌江电力	0.4681	0.4762	0.4891
聚龙电力	0.4596	0.4632	0.4804

四、补充披露情况

上市公司已在《重组报告书》（修订稿）“第四章 标的公司基本情况”之“一、联合能源”之“（五）联合能源主营业务情况”中补充披露。

五、独立财务顾问核查意见

经核查，独立财务顾问认为：（1）联合能源平均销售电价由各用户电量加权平均计算得来，报告期内逐年上升主要系不同电价水平的客户用电量的增减变化所致。联合能源的用户主要为大工业用户，不受国家关于降低一般工商业电价的相关政策影响；联合能源电价水平低于重庆市平均工业电价及重庆市拟定的降低后电价目标，重庆市的相关政策要求对联合能源几乎没有影响。因此，国家与重庆相关政策及电价下调趋势对联合能源销售电价的调整不构成直接影响。（2）上市公司为了充分落实并购重组委关于“未

能充分说明并披露本次交易有利于提高上市公司资产质量、改善财务状况和增强持续盈利能力”，在本次重组重新申报过程中对上述报告期经营数据披露口径进行了优化，以便投资者更好了解标的公司经营情况，充分说明对上市公司的影响，上述优化不涉及对重组方案的调整，不违反相关法律法规的规定；亦不会对电力板块及锰业板块的盈利预测合理性和可实现性产生影响。

（此页无正文，为《华泰联合证券有限责任公司关于重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易反馈意见回复之核查意见》之签章页）

法定代表人（或授权代表）：



江禹

财务顾问主办人：



王都



张健



吴昊

华泰联合证券有限责任公司

