
贵州乌江能源投资有限公司

公司债券中期报告

(2025 年)

二〇二五年八月

重要提示

发行人承诺将及时、公平地履行信息披露义务。

本公司董事、高级管理人员已对中期报告签署书面确认意见。公司监事会（如有）已对中期报告提出书面审核意见，监事（如有）已对中期报告签署书面确认意见。

发行人及其全体董事、监事、高级管理人员保证中期报告内容的真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担相应的法律责任。

本公司中期报告中的财务报告未经审计。

重大风险提示

投资者在评价和购买本公司发行的公司债券前，应认真考虑可能对公司债券的偿付、债券价值判断和投资者权益保护产生重大不利影响的风险因素，并仔细阅读募集说明书中的“风险因素”等有关章节。

截至 2025 年 8 月末，公司面临的有关风险因素与募集说明书及上一报告期所提示的风险无重大变化之处。

目录

重要提示.....	2
重大风险提示.....	3
释义.....	5
第一节 发行人情况.....	6
一、 公司基本信息.....	6
二、 信息披露事务负责人.....	6
三、 控股股东、实际控制人及其变更情况.....	7
四、 董事、监事、高级管理人员及其变更情况.....	7
五、 公司业务和经营情况.....	8
六、 公司治理情况.....	27
第二节 债券事项.....	28
一、 公司债券情况.....	28
二、 公司债券选择权条款在报告期内的触发和执行情况.....	29
三、 公司债券投资者保护条款在报告期内的触发和执行情况.....	29
四、 公司债券募集资金使用情况.....	31
五、 发行人或者公司信用类债券报告期内资信评级发生调整.....	32
六、 公司债券增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施情况.....	32
第三节 报告期内重要事项.....	33
一、 财务报告审计情况.....	33
二、 会计政策、会计估计变更或重大会计差错更正.....	33
三、 合并报表范围调整.....	33
四、 资产情况.....	34
五、 非经营性往来占款和资金拆借.....	36
六、 负债情况.....	36
七、 利润及其他损益来源情况.....	38
八、 报告期末合并报表范围亏损超过上年末净资产百分之十.....	39
九、 对外担保情况.....	39
十、 重大诉讼情况.....	39
十一、 报告期内信息披露事务管理制度变更情况.....	39
十二、 向普通投资者披露的信息.....	39
第四节 专项品种公司债券应当披露的其他事项.....	40
第五节 发行人认为应当披露的其他事项.....	40
第六节 备查文件目录.....	41
财务报表.....	43
附件一： 发行人财务报表.....	43

释义

公司、发行人、乌江能投	指	贵州乌江能源投资有限公司
贵州燃气	指	贵州燃气集团股份有限公司
页岩气公司	指	贵州页岩气勘探开发有限责任公司
新联公司	指	贵州新联进出口有限公司
管网公司	指	贵州天然气管网有限责任公司
兴义电厂	指	贵州兴义电力发展有限公司
报告期	指	2025 年 1 月 1 日至 2025 年 6 月 30 日
报告期末	指	2025 年 6 月末
元	指	人民币元
交易所	指	上海证券交易所

第一节 发行人情况

一、公司基本信息

中文名称	贵州乌江能源投资有限公司
中文简称	乌江能投
外文名称（如有）	无
外文缩写（如有）	无
法定代表人	杨文权
注册资本（万元）	984,000.00
实缴资本（万元）	984,000.00
注册地址	贵州省贵阳市 贵安新区湖潮乡湖磊路
办公地址	贵州省贵阳市 观山湖区金阳北路 223 号
办公地址的邮政编码	550081
公司网址（如有）	www.gziig.com.cn
电子信箱	无

二、信息披露事务负责人

姓名	李亮
在公司所任职务类型	☐ 董事 ☒ 高级管理人员
信息披露事务负责人 具体职务	总会计师
联系地址	贵州省贵阳市观山湖区金阳北路 233 号乌江能源大厦
电话	0851-85226468
传真	0851-85288621
电子信箱	-

三、控股股东、实际控制人及其变更情况

（一）报告期末控股股东、实际控制人信息

报告期末控股股东名称：贵州乌江能源集团有限责任公司

报告期末实际控制人名称：贵州省人民政府国有资产监督管理委员会

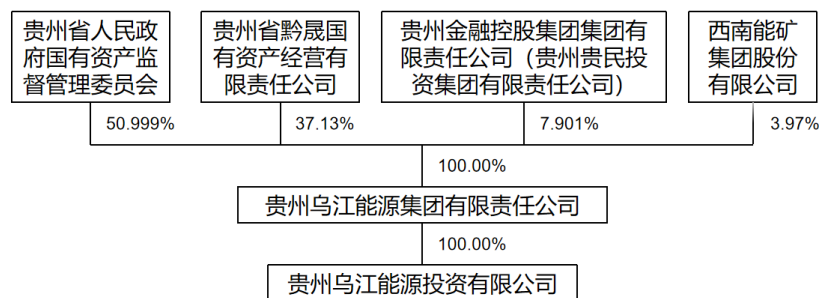
报告期末控股股东资信情况：正常

报告期末实际控制人资信情况：正常

报告期末控股股东对发行人的持股比例及股权¹受限情况：100%，无受限情况

报告期末实际控制人对发行人的持股比例及股权受限情况：90.22%，无受限情况

发行人与控股股东、实际控制人之间的产权及控制关系的方框图（有实际控制人的披露至实际控制人；无实际控制人的，披露至最终自然人、法人或结构化主体）



控股股东为机关法人、国务院组成部门或相关机构直接监管的企业以外的主体

☐适用 ☒不适用

实际控制人为自然人

☐适用 ☒不适用

（二）报告期内控股股东发生变更

☐适用 ☒不适用

（三）报告期内实际控制人发生变更

☐适用 ☒不适用

四、董事、监事、高级管理人员及其变更情况

（一）报告期内董事、监事、高级管理人员发生变更

☒适用 ☐不适用

变更人员类	变更人员姓	变更人员职	变更类型	辞任或新任职的生效时	工商登记完
-------	-------	-------	------	------------	-------

¹均包含股份，下同。

型	名	务		间	成时间
高级管理人员	田露	总会计师	减少	2025-07-17	
高级管理人员	李亮	副总经理	减少	2025-07-17	
高级管理人员	李亮	总会计师	增加	2025-07-17	
高级管理人员	夏晓庆	总法律顾问	减少	2025-06-11	
高级管理人员	邓学光	总法律顾问	增加	2025-07-25	
高级管理人员	孙洪	副总经理	增加	2025-07-25	

（二） 报告期内董事、监事、高级管理人员离任情况

报告期内董事、监事、高级管理人员的离任（含变更）人数：3 人，离任人数占报告期初全体董事、监事、高级管理人员总人数的 30%。

（三） 定期报告批准报出日董事、监事、高级管理人员名单

定期报告批准报出日发行人的全体董事、监事、高级管理人员名单如下：

发行人的法定代表人：杨文权

发行人的董事长或执行董事：杨文权

发行人的其他董事：杨钺、官正兴、滕传芳、余家军

发行人的监事：无

发行人的总经理：杨钺

发行人的财务负责人：李亮

发行人的其他非董事高级管理人员：冯冰、于继良、孙洪、邓学光

五、公司业务和经营情况

（一） 公司业务情况

1.报告期内公司业务范围、主要产品（或服务）及其经营模式、主营业务开展情况

贵州乌江能源投资有限公司（原“贵州产业投资（集团）有限责任公司”）于 2012 年 2 月 16 日依据黔府函[2011]346 号文的批复由贵州省开发投资有限责任公司合并贵州省贵财投资有限责任公司组建成立，初始注册资本 30 亿元。2018 年 12 月，根据贵州省人民政府国有资产监督管理委员会（以下简称“贵州省国资委”）《贵州产业投资（集团）有限责任公司资产重组工作方案》，将贵州产业投资集团有限责任公司分属于航空板块、旅游酒店板块、其他板块资产剥离至相应集团后，剩余以能源和金融为主的资产整体注入贵州乌江能源集团有限责任公司（以下简称“乌江能源集团”），2019 年 3 月 4 日，公司股东由贵州省国资委变更为乌江能源集团，2019 年 3 月 29 日，公司名称变更为现名。公司经过多次增资及股权变更，截至报告期末，公司注册资本 98.40 亿元，由乌江能源集团 100%控股，实际控制人为贵州省国资委。完成资产重组事项后，公司作为乌江能源集团下属核心企业，业

务聚焦能源、金融及贸易板块，着力发展天然气勘探开发和电力产业。

2.报告期内公司所处行业情况，包括所处行业基本情况、发展阶段、周期性特点等，以及公司所处的行业地位、面临的主要竞争状况

（一）所在行业状况、竞争状况

1. 电力行业

（1）全国电力情况

2022-2024 年度，全国发电量情况如下：

单位：亿千瓦时，%

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	发电量	增长率	发电量	增长率	发电量	增长率
火电	63,743	1.7	62,657	6.4	58,888	1.4
水电	14,257	13.2	12,859	-4.9	13,522	1.0
核电	4,509	3.7	4,347	4.0	4,178	2.5
风电	9,970	12.5	8,859	16.2	7,627	16.2
太阳能发电	8,390	43.6	5,842	36.7	4,273	31.2
合计	100,869	6.7	94,564	6.9	88,487	5.6

2022-2024 年度，我国发电量合计分别为 88,487 千瓦时、94,564 千瓦时、100,869 千瓦时，同比增长率分别为 5.6%、6.9%和 6.7%，近几年我国电力供应呈现不断增长的趋势，总体增速也较为平稳。

2022-2024 年度，我国火电发电量分别为 58,888 千瓦时、62,657 亿千瓦时和 63,743 千瓦时，同比增长率分别为 1.4%、6.4%和 1.7%。与其他类型的发电量相比，火电发电量增速明显放缓，主要原因是我国对电力行业进行改革，非化石能源装机占比逐渐提高。

2022-2024 年度全国电力消费情况如下：

单位：亿千瓦时，%

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	用电量	增长率	用电量	增长率	用电量	增长率
第一产业用电量	1,357	6.3	1,277	11.4	1,146	10.4
第二产业用电量	63,874	5.1	60,750	6.5	57,001	1.2
第三产业用电量	18,348	9.9	16,696	12.2	14,859	4.4
城乡居民生活用电量	14,942	10.6	13,514	0.8	13,366	13.8
全国全社会用电量合计	98,521	6.8	92,238	6.7	86,372	3.6

2022-2024 年度，我国全社会用电量分别为 86,372 亿千瓦时、92,136 亿千瓦时和 98,521 亿千瓦时，同比增长率分别为 3.6%、6.7%和 6.8%，全社会用电量总体呈现上升态势。

2022-2024 年度全国发电设备装机容量情况如下：

单位：万千瓦，%

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	装机容量	增长率	装机容量	增长率	装机容量	增长率
水电	43,595	3.4	42,154	1.9	41,350	5.8
火电	144,445	3.9	139,032	4.4	133,239	2.7
风电	52,068	18.0	44,134	20.8	36,544	11.2
核电	6,083	6.9	5,691	2.5	5,553	4.3
光伏	88,666	45.5	60,949	55.2	39,261	28.1
合计	334,862	14.7	291,965	13.9	256,405	7.8

2022-2024 年度，我国发电设备装机容量分别为 256,405 万千瓦时、291,965 万千瓦时及 334,862 万千瓦时，同比增长率分别为 7.8%、13.9%和 14.7%，装机容量逐年上升。其中，水电、并网风电和并网太阳能发电装机容量增长较快。

2022-2024 年度，我国火电设备装机容量分别为 133,239 万千瓦时、139,032 万千瓦时及 144,445 万千瓦时，同比增长率分别为 2.7%、4.4%和 3.9%，火电发电设备的装机容量虽占比最大，但该比例逐年降低。

2014 年以来，国家发改委对水电、火电以及新能源发电等价格均进行过一定调整，具体发布的相关电价调整文件如下：

2014 年 8 月，国家发改委发布《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》（发改价格〔2014〕1908 号），通知决定：降低有关省（自治区、直辖市）燃煤发电企业脱硫标杆上网电价，未执行标杆电价的统调燃煤发电企业上网电价同步下调，决定按照区域调低燃煤发电企业脱硫标杆上网电价。

2015 年 4 月，国家发改委发布《关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕748 号），通知决定：一、全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 2 分钱（含税，下同）；二、下调燃煤发电上网电价形成的降价空间，除适当疏导部分地区天然气发电价格以及脱硝、除尘、超低排放环保电价等突出结构性矛盾，促进节能减排和大气污染防治外，主要用于下调工商业用电价格等，决定调低全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时约 2 分/千瓦时。

2015 年 12 月，国家发改委发布《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（发改价格〔2015〕3105 号），通知决定：全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约 3 分钱（含税，下同），同幅度下调一般工商业销售电价，支持燃煤电厂超低排放改造和可再生能源发展，并设立工业企业结构调整专项资金等，决定调低全国燃

煤发电上网电价约 3 分/千瓦时。

2016 年 12 月 26 日，国家发改委发布《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），为了促进光伏发电和风力发电产业健康有序发展，决定调整新能源标杆上网电价政策。具体包括：根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低 2017 年 1 月 1 日之后新建光伏发电和 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价；对非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价；鼓励通过招标等市场化方式确定新能源电价。

2017 年 6 月，国家发改委发布《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》（发改价格〔2017〕1152 号），通知决定：一、自 2017 年 7 月 1 日起。取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价，缓解燃煤发电企业经营困难；二、各省（区、市）价格主管部门要按照上述原则，抓紧研究提出调整燃煤电厂标杆上网电价具体方案，于 2017 年 6 月 22 日前上报价格司备案。即将完成首轮输配电价改革试点的省（区、市），要做好与输配电价调整方案的衔接等。该通知实质上提高了火电上网电价。

2017 年 12 月 19 日，国家发改委发布《国家发展改革委关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规〔2017〕2196 号），为引导新能源投资，促进光伏发电产业健康有序发展，决定调整 2018 年光伏发电标杆上网电价政策，具体通知如下：降低 2018 年 1 月 1 日之后投运的光伏电站标杆上网电价，I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.55 元、0.65 元、0.75 元（含税）；2018 年 1 月 1 日以后开始投运的、采用“自发自用、余量上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元，变为每千瓦时 0.37 元（含税）；村级光伏扶贫电站（0.5 兆瓦及以下），补贴标准保持不变；各新能源发电企业和电网企业需真实完整的记录和保存相关发电项目的上网交易电量、价格和补贴金额等资料，并于每月 10 日前将相关数据报送至国家可再生能源信息管理中心。

2018 年 5 月，国家发改委、财政部和能源局下发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号），根据行业发展实际，暂不安排 2018 年需国家补贴的普通光伏电站建设规模。2018 年安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设。有序推进光伏发电领跑基地建设。今年视光伏发电规模控制情况再行研究。鼓励各地根据各自实际出台政策支持光伏产业发展，根据接网消纳条件和相关要求自行安排各类不需要国家补贴的光伏发电项目。自 2018 年 5 月 31 日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元。

2020 年 9 月，国家发展改革委员会发布《国家发展改革委关于核定 2020~2022 年区域电网输电价格的通知》。通知积极推进跨省跨区电力市场化交易，对华北等五个区域电网输

电价格作出了指示。具体而言，华北地区电量电价为 0.71 分/千瓦时，华东地区电量电价为 0.95 分/千瓦时，华中地区电量电价为 1 分/千瓦时，东北地区电量电价为 0.87 分/千瓦时，西北地区电量电价为 2 分/千瓦时。

（2）贵州省电力行业情况

“十三五”以来，贵州电力行业发展迅速，清洁能源占比显著提升，网架结构更加坚强。截至 2024 年末，贵州电网统调装机容量 7,006.50 万千瓦，其中光伏等新能源装机容量占比逐年增加，贵州经济由高速度发展向高质量发展转变，省内供电量增长速度逐步放缓。

上述发用电结构的变化将给火电企业带来以下不利影响：一是火电机组利用小时数不高，火电企业持续稳定发展具有不确定性。2019 年全网统调火电发电量 1,159 亿千瓦时，利用小时数 4,309 小时，2020 年火电利用小时数 4,048 小时，较 2019 年下降 261 小时，同比下降 6%，2021 年火电利用小时数 4,448 小时，较 2020 年有所上升。2023 年火电利用小时数 3,854.01 小时，较 2022 年同期增长 76 小时。受利用小时数下降的影响，大部分火电企业经营效益下滑，面临持续亏损。二是风电等新能源可控性不强，加之光伏快速发展，且新能源集中接入地区，电网阻塞问题较为突出，新能源集中接入的西北部、西部、西南部、北部电网均存在阻塞问题。发行人送出通道阻塞的问题将加剧。三是发行人所处的黔西南地区延续了煤炭产能刚性不足的巨大困难，2019 年以来，州内已陆续投产普安 2*660MW、贞丰 2*350MW、元豪 2*350MW 新增火电机组，加剧了州内电煤供应的紧张局面。当前“高煤价低电价”的行业格局导致发行人利润空间进一步被压缩。

2015 年以来，贵州持续推进电力市场化交易，且规模不断增大。近年来，在贵州经济由高速度发展向高质量发展转变，省内供电量增长速度逐步放缓的局面下，竞争进一步加剧，形成“僧多粥少”的电力交易市场形势。而目前的贵州电力市场，用户侧所属行业无论景气与否，都是以发电侧单方让价的情况进行市场交易，没有真正做到上中下游联动，互利共赢，共创“企业利益共同化”的能源工业运行新机制的角色担当。因此，2021 年以来市场电发电侧单方让价的问题进一步凸显，通过电力市场化交易形成了竞争充分的局面。

（3）广西电力行业情况

由于历史原因，发行人二号机组参与广西电力市场竞争完全处于不对等的弱势位置，近 7 分钱的超高压输配电价差导致市场竞争力先天不足。近年来，广西始终走在电力市场化交易改革前列，取消基础计划安排，丰富电力交易品种，全电量进入市场让广西电力交易竞争异常激烈，发行人面对落地电价竞争完全劣势的情况下，积极探索协调广西区水火、火火、火核发电权交易，努力通过发电权交易抹平输配电价差，在竞争更加激烈的广西市场，努力完成广西交易上限电量，争取更多的合同电量以满足发电及电量转让需求，努力提高综合售电单价。

（4）电力行业发展前景

随着我国经济步入新常态，经济增速从高速增长转为中高速增长，经济结构不断优化

升级，电力行业形势随之发生变化。特别是“十三五”以来，电力工业面临供应宽松常态化、电源结构清洁化、电力系统智能化、电力发展国际化、体制机制市场化等一系列新形势、新挑战。为促进我国电力行业长期稳定发展，国家相关部门不断贯彻落实电力体制改革，我国电力行业向更加市场化、清洁化的方向发展。

2015 年 3 月，中共中央、国务院印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）（以下简称《意见》）。《意见》对深化电力体制改革的指导思想和总体目标是：坚持清洁、高效、安全、可持续发展，全面实施国家能源战略，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法制体系，为建立现代能源体系、保障国家能源安全营造良好的制度环境，充分考虑各方面诉求和电力工业发展规律，兼顾改到位和保稳定。通过改革，建立健全电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制，努力降低电力成本、理顺价格形成机制，逐步打破垄断、有序放开竞争性业务，实现供应多元化，调整产业结构，提升技术水平、控制能源消费总量，提高能源利用效率、提高安全可靠，促进公平竞争、促进节能环保。

2015 年 11 月，国家发改委、国家能源局进一步颁布了《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》等六个电力体制改革配套文件。电力体制改革的主要内容是深化改革坚持市场化方向，以建立健全电力市场机制为主要目标，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，逐步打破垄断，改变电网企业统购统销电力的状况，推动市场主体直接交易，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。

2016 年 11 月，国家发改委、国家能源局发布《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》，明确将大力发展新能源，优化调整开布局，加快推进沿海核电建设，加快煤电转型升级，促进清洁有序发展。

2016 年 12 月，国家发改委发布《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），为了促进光伏发电和风力发电产业健康有序发展，决定调整新能源标杆上网电价政策。具体包括：根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低 2017 年 1 月 1 日之后新建光伏发电和 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价；对非招标的海上风电项目，区分近海风电和潮间带风电两种类型确定上网电价；鼓励通过招标等市场化方式确定新能源电价。

2017 年 3 月，国家发改委、能源局联合发布《关于有序放开发电计划的通知》（发改运行〔2017〕294 号），要求加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议（合同）、逐年减

少既有燃煤发电企业计划电量、规范和完善市场化交易电量价格调整机制、有序放开跨省跨区送受电计划、允许优先发电指标有条件市场转让、参与市场交易的电力用户不再执行目录电价以及采取切实措施落实优先发电、优先购电制度等十个方面。

2017 年 4 月，国家发改委下发《关于加快签订和严格履行煤炭中长期合同的通知》（发改电〔2017〕230 号），要求加快煤炭中长期合同的签订，并严格履行。通知明确，4 月中旬前完成合同签订工作，确保签订的年度中长期合同数量占供应量或采购量的比例达到 75% 以上。4 月起，每月 15 日前将合同履行情况上报国家发改委，确保年履约率不低于 90%。

2017 年 6 月，国家发改委下发《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》（发改价格〔2017〕1152 号），自 2017 年 7 月 1 日起，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，同时将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准各降低 25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。

2017 年 7 月，国家发改委、能源局等十六部委联合下发《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》（发改能源〔2017〕1404 号），提出“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造 4.2 亿千瓦、节能改造 3.4 亿千瓦、灵活性改造 2.2 亿千瓦的目标。

2017 年 9 月，国家发改委、国资委和能源局联合下发《关于印发 2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》，涉及停建项目 35.2GW 和缓建项目 55.2GW，列入停建范围的项目要坚决停工、不得办理电力业务许可证书，电网企业不予并网，而已列入缓建范围的项目，原则上 2017 年内不得投产并网发电。

2018 年 5 月，国家发改委、财政部和能源局下发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号），根据行业发展实际，暂不安排 2018 年需国家补贴的普通光伏电站建设规模。2018 年安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设。有序推进光伏发电领跑基地建设。今年视光伏发电规模控制情况再行研究。鼓励各地根据各自实际出台政策支持光伏产业发展，根据接网消纳条件和相关要求自行安排各类不需要国家补贴的光伏发电项目。自 2018 年 5 月 31 日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元。

2018 年 11 月，国家发改委下发《关于做好 2019 年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知》（发改办运行〔2018〕1550 号），明确要求 2019 年中长期合同数量应达到自有资源或采购量的 75% 以上，而且要求全年合同履约不低于 90%。这种限量限价的长协合同，一定程度上限制了煤炭成本的过快增长，缓和电力企业的经营压力。

2020 年 9 月，国家发展改革委员会发布《国家发展改革委关于核定 2020~2022 年区域电网输电价格的通知》。通知积极推进跨省跨区电力市场化交易，对华北等五个区域电网输电价格作出了指示。具体而言，华北地区电量电价为 0.71 分/千瓦时，华东地区电量电价为

0.95 分/千瓦时，华中地区电量电价为 1 分/千瓦时，东北地区电量电价为 0.87 分/千瓦时，西北地区电量电价为 2 分/千瓦时。

总体看，清洁能源结构占比和传统发电模式清洁化改造程度的提高，是我国政府对发电行业发展的政策导向重点，此外，现阶段我国政府通过加快电网建设、化解过剩产能及电力市场改革等举措，积极化解我国电力供需不平衡以及火电产能相对过剩情况，可保证我国电力行业的稳定、向好发展。

经过近年持续的快速扩张，中国国内的电力供需矛盾已经得到明显改善，电力行业由早先“硬短缺——电源短缺，发电能力不足”逐步转变为“软短缺——电网不足，电能输送受限”，电源扩张的紧迫性得到缓解。但电力行业作为国民经济的先行行业，具有超前发展的特点，未来国内电力生产行业投资仍有望保持一定增速，但装机规模总体增速将有所放缓，同时电源建设将更多的侧重结构调整，火电新增装机规模将有所萎缩，核电、水电、风电等可再生能源和清洁能源将获得更好的发展机遇。

近年来，各地区各部门深入贯彻党中央、国务院关于打赢蓝天保卫战的决策部署，狠抓责任落实，全面完成各项治理任务，超额实现“十三五”提出的总体目标和量化指标，《打赢蓝天保卫战三年行动计划》圆满收官。2021 年是“十四五”开局之年，将继续深化能源“四个革命，一个合作”战略，深化电力供给侧结构性改革，推进电力体制和市场化改革，提高清洁高效电力供应能力，提高电力消费服务水平，仍是电力行业发展的方向。

未来，在国内产业结构调整，大力推进节能减排的背景下，国内电力消费弹性将有所降低。但与发达国家相比，我国电力消费水平尚处于较低阶段，人均用电量还未达到世界平均水平，仅为发达国家平均水平的 20%，未来伴随中国工业化和城市化进程的推进，国内的电力需求仍有望持续增长，电力行业具有很大的发展空间。同时，随着“上大压小”、“节能调度”、“竞价上网”、“大用户直购电”和“售电侧改革”等政策的逐步推广，电力体制改革将进一步深化，电力生产行业内的竞争将逐步加大，行业内优势企业的竞争实力将逐步显现，有望获得更好的发展机遇。

总体看，随着电力体制改革的进一步深化，作为国民经济基础产业之一，未来电力行业仍拥有较大的发展机遇。

2. 贸易行业

近年来，新兴经济体和发展中国家出现增速放缓迹象、资本流出、人工成本上升、经济结构调整进展慢等问题，以及特殊时期停工停产，对内外贸形势构成一定负面影响。海关统计数据显示，2024 年全国货物贸易进出口总值 43.85 万亿元人民币，比 2023 年增长 5.0%，其中，出口 25.45 万亿元，增长 7.1%；进口 18.39 万亿元，增长 2.3%；贸易顺差 7.06 万亿元，增加 1.27 万亿元。总体来看，2024 年进出口规模稳步提高，但外贸发展仍面临较大困难。

近几年中国采取了一系列措施，如保持出口退税和加工贸易政策稳定，增强出口信贷

和信用保险支持，推进跨境贸易人民币结算，支持企业巩固传统市场、开拓新兴市场等。但值得注意的是，受国际需求增速放缓和国内成本上升等因素制约，中国的贸易环境不容乐观。人民币汇率波动加剧，中小企业经营困难增多，中国外贸出口增长空间受到抑制，上述因素都将给中国外贸进出口保持平稳较快增长带来严峻挑战。

中国加入世贸组织意味着在新的贸易规则下开展竞争与博弈，不平衡的贸易格局导致中国与西方发达国家的贸易摩擦居高不下。金融危机以来各国贸易限制措施显著增多，主要是提高关税、设置非关税壁垒、滥用反倾销措施等，中国是主要受害者。多年来，中国连续成为全球反倾销调查的重点，涉案损失每年高达 300 亿至 400 亿美元，出口欧盟、美国、日本的产品也屡屡成为召回或通报目标。贸易摩擦不仅来自美欧等发达经济体，也来自于巴西、阿根廷以及印度等发展中国家，其中既有针对中国传统优势产业的，也有针对高新技术产业的。未来贸易保护主义抬头的态势仍可能继续蔓延。

2015 年 5 月，国务院印发《关于加快培育外贸竞争新优势的若干意见》（以下简称“《意见》”）指出，中国要大力推动外贸由规模速度型转向质量效益型，努力实现五个转变：货物出口向货物、服务、技术、资本输出结合转变；价格优势向技术、品牌、质量、服务为核心的综合竞争优势转变；要素驱动向创新驱动转变；政策引导为主向制度规范和营造法治化国际化营商环境转变；遵守、适应国际经贸规则为主向主动参与国际经贸规则制定转变。《意见》提出六个任务：外贸结构调整、提高外贸国际竞争力、与“一带一路”沿线国家深化贸易合作、建造互利共赢的国际新格局、营造法治化国际化的营商环境、完善政策体系。

2015 年 8 月，国务院办公厅促进内贸流通健康发展的若干意见（国办发〔2014〕51 号，以下简称“意见”）指出，支持流通企业做大做强，推动优势流通企业利用参股、控股、联合、兼并、合资、合作等方式做大做强，形成若干具有国际竞争力的大型零售商、批发商、物流服务商；推进内外贸融合发展，拓展国内商品市场对外贸易功能，借鉴国际贸易通行标准、规则和方式，在总结试点经验的基础上，适当扩大市场采购贸易方式的试点范围，打造一批布局合理、功能完善、管理规范、辐射面广的内外贸结合市场。

2016 年 5 月，国务院发布《关于促进外贸回稳向好的若干意见》，从财税金融支持、巩固外贸传统竞争优势、培育外贸竞争新优势、着力优化外贸结构、进一步改善外贸环境等 5 个方面推出 14 条政策措施。

中国正在积极推进的自由贸易园区战略和“一带一路”建设，有望成为中国外贸新常态的方向和驱动因素。2016 年《政府工作报告》中针对“一带一路”建设，提出“构建沿线大通关合作机制，建设国际物流大通道。推进边境经济合作区、跨境经济合作区、境外经贸合作区建设”。针对进出口下滑的现状，在进出口政策、电子商务、优化贸易结构、进一步整合优化海关特殊监管区域、贸易便利化等方面提出要求；针对自由贸易区建设，提出加快进程，推进贸易投资自由化等。

2017 年 5 月，第一届“一带一路”国际合作高峰论坛在北京召开，中国政府与巴基斯坦、越南、柬埔寨、埃塞俄比亚等 30 个国家政府签署经贸合作协议，在扩大产业投资、实现贸易畅通、深化经贸合作方面签订了十六大项具体的合作成果，包括自贸协定文件、经济合作框架协议、互助协定等，从宏观层面上对贸易行业带来了新的发展机遇。

2019 年 4 月 25 日，第二届“一带一路”国际合作高峰论坛在北京召开，我国牵头汇总了各方达成的具体成果，形成了一份 283 项的成果清单。我国同有关国家签署了中缅经济走廊、中泰铁路等一系列政府间务实合作协议，各方共同发起并设立了“一带一路”共建国家标准信息平台、“一带一路”应对气候变化南南合作计划等合作机制，各国企业就开展产能与投资合作项目达成众多协议，中国同意大利等国共同设立新型合作基金、开展第三方市场投融资项目。“一带一路”国际合作范围的进一步扩大，为贸易发展带来的更大的机遇。

未来，随着贸易行业竞争的日益剧烈，贸易行业的发展趋势要求贸易企业由简单中间商向综合服务商转型。贸易企业通过提供物流、仓储、信息等综合服务获得新的生存支点，服务链的延伸成为未来的发展趋势，在新的竞争格局下资金实力雄厚、业务规模大、专业性强、管理水平高的公司在提供综合服务方面更具有优势，而中小贸易企业则由于综合服务能力的欠缺而制约其未来的发展。

3. 天然气行业

天然气作为一种世界公认的清洁能源。近年来，我国高度重视气候变化及环境污染问题，优化能源结构、大力推进新能源技术，这为天然气行业的发展提供了广阔的空间。

（1）天然气供给

从天然气供给来看，我国天然气供给主要分为国产气、进口管网气和进口 LNG 三部分组成，2024 年全国天然气产量为 2,464.5 亿立方米、管网气进口量为 771 亿立方米、LNG 进口量为 1,075 亿立方米，LNG 进口持续向管网进口和自产转移。根据《中国天然气发展报告（2024）》，2023 年全国新增天然气探明地质储量 1.2 万亿立方米，维持较高水平。根据自然资源部数据，截至 2023 年底，我国天然气技术可采储量为 6.68 万亿立方米。我国天然气资源地域分布不均，海气主要在南海海域，陆气主要集中在中西部的塔里木、鄂尔多斯、四川、柴达木、准噶尔盆地。我国天然气开采区域主要集中在新疆、四川、陕西、青海和广东等省份。随着天然气用气区域和规模的不断扩大，为实现天然气资源的跨区域供给，我国积极推进东北、西北、西南、海上四大天然气进口通道建设，已形成“西气东输”、“川气东送”、海气登陆、就近供应的供气格局。2020-2024 年，我国天然气产量分别为 1888.5 亿立方米、2052.6 亿立方米、2177.9 亿立方米、2324.3 亿立方米和 2464.5 亿立方米，分别同比增长 8.77%、8.69%、6.10%、5.6%和 6.0%。受整体储量以及开采能力制约，我国天然气产量虽逐年增长但仍不足以满足我国天然气需求。近年来我国每年从国外进口天然气补充供应缺口，对外依存度较高。2020-2023 年，我国天然气进口量分别为 1413.52

亿立方米、1687.38 亿立方米、1519.02 亿立方米和 1656 亿立方米，对外依存度分别为 41.90%、45.12%、40.14%和 42.3%；2024 年天然气进口量为 13,169 万吨，同比增长 9.8%。国际气价的下跌也刺激了天然气进口的增长。在进口来源方面，管道气和 LNG 进口均有所增长，其中进口管道气受中俄东线增量的拉动，而 LNG 进口量也实现了显著增长。这些因素共同作用，使得 2023 年的天然气进口量达到了 1656 亿立方米。2020-2024 年，我国进口 LNG 分别为 6713 万吨、7893 万吨、6344 万吨、7132 万吨和 7665 万吨，2022 年出现一定下滑。

近年来，天然气管网和储气设施建设稳步推进。截至 2024 年底，我国建成天然气长输管道总里程约 12.8 万公里；2024 年调峰储气能力同比增加 80 亿立方米。未来，我国将继续加快天然气管网和储气设施建设，提高天然气输送能力。

（2）天然气需求

从天然气需求来看，天然气具有热值高、清洁等特性，近年来被广泛用于城市燃气及替代工业燃料，普及率快速提高，具有良好的发展前景。大力发展天然气产业、逐步把天然气培育成主体能源之一，成为我国能源发展的重要目标。我国天然气主要应用于工业燃料、城镇燃气、发电用电以及化学化工四个领域，其中工业燃料和城镇燃气是天然气的主要消费领域。根据《中国天然气发展报告（2024）》，2023 年城市燃气消费同比增长 10%，占全国消费量的比重 33%；2023 年工业燃料用气量同比增长 8%，工业燃料用气占全国消费量的比重为 42%。随着经济的持续增长、大气污染治理及“煤改气”工程的推动，2004-2021 年天然气消费持续增长，其中 2011-2021 年表观消费量 CAGR 约 11%。2022 年，在国内经济承压及国际气价高位波动等因素影响下，全国天然气表观消费量为 3,663 亿立方米，同比下降 1.70%，天然气消费规模自 2004 年西一线投产以来首次出现下滑。随着国内经济温和复苏、国际天然气价格回稳，2023 年天然气表观消费量 3,945.30 亿立方米，同比增长 7.6%。2024 年天然气表观消费量 4,260.50 亿立方米，同比增长 8.0%。

（3）天然气价格

2013 年 6 月，国家发改委发出通知，决定自 2013 年 7 月 10 日起，调整非居民用天然气门站价格，居民用天然气价格不作调整。通知规定，此次非居民用天然气价格调整，将天然气分为存量气和增量气。存量气门站价格每立方米提价幅度最高不超过 0.40 元，其中化肥用气最高不超过 0.25 元；增量气门站价格按可替代能源（燃料油、液化石油气）价格的 85.00%确定。调整后，全国平均门站价格由每立方米 1.69 元提高到每立方米 1.95 元。2015 年 4 月 1 日，国家发改委再次调整非居民用天然气价格，将各省份增量气最高门站价格每立方米降低 0.44 元，存量气最高门站价格提高 0.04 元，实现价格并轨；同时，放开直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商确定。2017 年 8 月 2 日，国家发改委发出通知，自 2017 年 9 月 1 日起，非居民用气基准门站价格每千立方米降低 100.00 元。2019 年以来，我国继续推进天然气市场化改革。上游环节放宽市场准入，全面推进矿

业权竞争性出让；中游环节实施运销分离，组建国家油气管网公司，进一步推进基础设施向第三方公平开放；下游环节深化天然气价格改革，实施减税降费，扩大天然气利用。

（4）产业政策

为加快推进天然气利用，提高天然气在我国一次能源消费结构中的比重，稳步推进能源消费革命和农村生活方式革命，有效治理大气污染，积极应对气候变化，2017 年 6 月 23 日，国家发展改革委印发《加快推进天然气利用的意见》（国发[2017]1217 号），要求逐步将天然气培育成为我国现代清洁能源体系的主体能源之一，到 2020 年，天然气在一次能源消费结构中的占比力争达到 10.00%左右，地下储气库形成有效工作气量 148.00 亿立方米。到 2030 年，力争将天然气在一次能源消费中的占比提高到 15.00%左右，地下储气库形成有效工作气量 350.00 亿立方米以上。重点实施城镇燃气工程、实施天然气发电工程、实施工业燃料升级工程、实施交通燃料升级工程。

4.金融行业

（1）融资租赁

我国的融资租赁行业始于 20 世纪 80 年代初期。1981 年 4 月，由中国国际信托投资公司、北京机电设备公司和日本东方租赁公司共同出资创建中国东方租赁有限公司，成为我国现代融资租赁业开始的标志。在近 40 年的发展中，我国的融资租赁行业先后经历了快速成长阶段（1979-1987）、泡沫肃清阶段（1988-1999）、整顿恢复阶段（2000-2004）以及目前正处的快速恢复成长阶段。自 2002 年开始，随着融资租赁业法律的不断完善、融资租赁理论与实践经验的积累以及国外先进经验的借鉴，我国融资租赁行业逐渐成熟，开始走向规范、健康发展的轨道。2004 年后发生的三件大事更使得我国的融资租赁业恢复了活力。一是 2004 年 12 月商务部外资司宣布允许外商独资成立融资租赁公司；二是 2004 年 12 月，商务部和国税总局联合批准 9 家内资融资租赁试点公司，2006 年 5 月再次批准了 11 家试点公司；三是 2007 年 1 月银监会发布了经修订的《金融租赁公司管理办法》，重新允许国内商业银行介入金融租赁并陆续批准了其管辖的银行成立金融租赁子公司。这三件大事，奠定了我国从外资、内资、银行三个方面全面推进中国融资租赁行业健康发展的格局。

虽然目前我国融资租赁的行业状况与高速的经济发展是较不相称的，但随着企业对融资租赁认知的逐步加深，加上融资租赁业务产品的不断改革与创新，融资租赁作为一种日趋畅行的融资手段，将在中国未来的金融市场中扮演越来越重要的角色。

（二）发行人行业地位

1. 电力行业

中国电力行业的竞争主要集中于发电领域，2002 年电力体制改革后形成的“五大发电集团+非国电系国有发电企业+地方电力集团+民营及外资”的竞争格局已相对稳定，至今没有发生根本性变化。

近年来，随着电力体制改革的深入，虽然非国有发电企业凭借自身雄厚的资金实力、

品牌效应或资源优势，积极涉足电力投资领域，部分实力雄厚的地方电力集团也按照区域电力市场发展规划，在当地积极展开扩张与收购行动，通过整合资源来增加各自的市场份额，但是五大发电集团始终占据着国内电力市场的主导地位，其凭借在业务规模、融资能力、项目建设、生产管理、技术研发等方面的综合优势将保持行业内的领先地位。

电力体制改革后，厂网分开、竞价上网的新体制代替了原来垂直一体化的电力垄断经营模式，原国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务进行划分。发电行业内各企业的竞争主要体现在新电源点项目的建设和电力销售方面。在新电源点项目建设方面，各电力企业为扩大装机规模，提升市场份额，增强盈利能力，提升盈利水平，都在积极争取建设新的电源点项目，存在着较为激烈的竞争。目前全国电网联网的格局尚未形成，在以区域电网为主的电力调度方式下，电力企业主要的竞争对手为本区域电网内的其他电力生产企业。在供电形势紧张的情况下，各电力企业不存在竞争；在供电形势缓解、地方电网发电量出现过剩的情况下，该区域内的电力企业之间存在一定的竞争关系。但由于目前各发电企业的电力销售量是以电力企业与电网公司确定的发电计划为主，且各发电企业上网电价受到安装脱硫装置以及不同发电类型等因素影响各不相同，因此，在电网公司实际电量调度过程中，区域内电力企业间的竞争并不明显。

随着电力体制改革的深入，我国电力行业将在试点的基础上全面推进竞价上网的实施，完成发电侧竞争秩序的建立；建立有效的政府监管体制，促进电网公司逐步实现全国联网，搭建有效、稳定、可靠的竞争平台，规范电力市场运行机制；售电逐步从电网公司分离，引入竞争，通过发输配售的完整分离和发电售电竞争格局的真正建立实现整个电力工业的市场化，充分发挥市场配置资源的基础性作用，促进电力工业的持续健康发展。

电力板块是发行人的主导产业，发行人除子公司贵州兴义电力发展有限公司（以下简称“兴义电厂”）及兴电新能源公司外，还参股多家火电公司、水电公司和新能源公司。发行人对水电厂、火电厂、新能源电厂同时投资，形成了互补的发电结构，有效地保障了投资收益。

（1）火电板块

兴义电厂是发行人最重要的控股电力公司，也是电力业务板块收入的主要来源。兴义电厂由发行人、广西投资集团有限公司、广西桂冠电力股份有限公司、贵州溜矿能源开发有限公司以及黔西南州兴粤能源发展有限公司共同投资建设，发行人为第一大股东。兴义电厂规划建设 4 台燃煤发电机组，其中一期 2 台 60 万千瓦燃煤发电机组已投入生产，是贵州第三批“西电东送”电源项目，也是贵州首台超临界燃煤发电机组，年发电量可达 75 亿千瓦时，2011 年 5 月试运行。

2022-2024 年度，兴义电厂发电量分别为 55.08 亿千瓦时、70.13 亿千瓦时及 62.28 亿千瓦时，其中上网电量分别为 50.33 亿千瓦时、64.13 亿千瓦时及 56.92 亿千瓦时，机组利用小时数分别为 4,590.12 小时、5,844.69 小时及 5,190.35 小时，运营指标呈上升趋势。

电价方面，从 2016 年 1 月 1 日起国务院下调火电上网电价，加上 2016 年兴义电厂面向市场直接售电，竞争激烈，导致电价 2016 年平均上网电价下降至 0.3136 元/千瓦时。2020 年，随着经济的回暖，上网电价有所上升。

煤炭是火力发电的主要成本，兴义电厂位于黔西南州，地处珠江上游黔、滇、桂三省区结合部，该地区煤炭资源丰富，电厂周围煤炭生产企业较多。同时，兴义电厂作为第二股东参股建设了贵州兴安煤业有限公司（以下简称“兴安煤业”）糯东煤矿，该煤矿是黔西南州目前最大的在建矿井，位于贵州省普安县南部，矿井总资源量为 5.58 亿吨，年设计生产能力 120 万吨/年，服务年限 46.8 年。糯东煤矿 2014 年已投产，2015 年实现产煤 57.71 万吨。此外，2015 年兴义电厂新增对贵州聚源配售电有限公司的投资，兴义电厂出资 240 万元，持股 40%。

（2）光伏板块

发行人直接控股光伏发电企业 1 家，为贵州兴电新能源发电有限公司，已实现并网发电光伏项目总装机容量为 34.9 万千瓦，在贵州省同类型企业中整体竞争实力不断增长。

2022-2024 年，兴电新能源发电量分别为 2.55 亿千瓦时、2.50 亿千瓦时及 2.68 亿千瓦时，其中上网电量分别为 2.4 亿千瓦时、2.4 亿千瓦时及 2.62 亿千瓦时，机组利用小时数分别为 1,064.12 小时、1,030.64 小时及 971.81 小时，运营指标呈上升趋势。

光伏发电是发行人在电力板块重点聚焦新兴板块，发行人将根据省委、省政府战略部署，以黔西南州为基础，大力推进六盘水光伏项目、遵义地区风电项目，积极参与乌江流域水风光一体化基地建设，稳步提高新能源装机规模，预计到 2025 年，从现有 27.319 万千瓦装机规模扩大至 153 万千瓦装机规模，逐步减少火电亏损对发行人整体盈利能力的影响，以及发电结构的转化，同时增强同业竞争力。

同时由于光伏发电为发行人电力板块重要推进部分，根据发行人规划，后续拟将贵州兴电新能发电有限公司转为发行人全资控股一级子公司。

（3）水电板块

截至报告期末，公司直接或间接参股水电企业 5 家，主要分布在贵州、广西、重庆等地。

乌江水电是贵州省最大的水电生产企业，以“梯级、流域、滚动、综合开发”为机制，开发了洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩、思林和沙沱水电站。近年乌江水电的水电资产规模基本稳定。截至 2024 年末，乌江水电控股总装机容量 1,539.30 万千瓦，其中水电 869.50 万千瓦，是贵州省清洁能源装机占比最大的重要能源企业，清洁能源优势突出。

总体来看，发行人电力板块虽然受煤价、天气等情况影响，盈利能力不稳定，然而，发行人对水电厂、火电厂同时投资，形成了互补的发电结构，有效地保障了投资收益。此外，发行人控股的兴义电厂发电设备先进、能耗低，而且是贵州“西电东送”的重点项目，未来发展前景广阔。

2. 贸易行业

发行人贸易行业主要由贵州新联进出口有限公司和贵州乌江能投物流有限公司负责，发行人贸易业务主要经营内容为煤炭、钢材、酒、铝类产品等国内外贸易业务。上游客户为贵州的煤炭生产、加工企业和广州、佛山、浙江等地的液晶电视、音响设备及碳酸锂生产企业等，下游客户主要为亚、非、欧、美等国家和地区的煤炭加工企业和电子商品经销商等。其中贵州新联作为贵州省出口贸易企业前十中唯一一家国有专业贸易公司，产品出口地区遍及亚、非、欧、美等 50 多个国家和地区，弥补了发行人在贸易业务上的短板。

3. 天然气行业

目前我国的城市燃气经营企业主要由两大类企业主导：一是在本地区地方国企，如成都、重庆、深圳和长春等地均有该类型地方国有燃气公司；二是具有跨区域经营特征的大型燃气运营商，如华润燃气控股有限公司、新奥能源控股有限公司、港华燃气有限公司、中国燃气控股有限公司和昆仑能源有限公司等，在中国内地拥有为数众多的燃气特许经营项目。发行人作为特许经营范围以贵州省为主的企业，在上述第一大类的全国同行业企业中，属于颇具实力的拥有天然气上下游产业链资源的企业。报告期内，发行人依托正安等区块非常规天然气勘采资源、天然气支线管网铺设、LNG、CNG 储销及管输燃气销售等深化布局采、产、储、销的天然气全产业链。

近年来，发行人依托深耕城市管道燃气市场培育的底蕴与积累的经验，围绕天然气产业链进行业务布局，经营业务在传统城市管道燃气业务基础上进行延伸，在上游气源保障、下游燃气销售以及燃气设计与工程、综合能源等方面协同发展，形成横向协同，纵向联动一体化发展的格局。未来发行人仍将积极稳健地拓展管道燃气特许经营项目，扩大公司天然气销售业务的市场经营范围，提高公司市场竞争能力。发行人依托天然气销售业务，协同开展燃气设计与工程及综合能源业务。综合能源业务方面，发行人结合近年来业务区域内政策优势，依托稳定的客户基础、良好的服务口碑、卓越的运营品质、专业的科研团队，结合用户自身发展过程中对于成本控制、能源多元化、服务个性化等诉求，通过深化天然气利用，为用户提供冷、热、电等多能供应服务，响应客户需求，并通过自有气源输送、管网支线铺设覆盖工业园区等，强化天然气销售竞争力，实现与工业用户的全面深度合作。

4. 金融行业

（1）融资租赁

按融资租赁公司的股东背景进行划分，目前的融资租赁公司可以分为三种类型：一是股东方具有银行背景的银行系租赁公司；二是股东方具有设备制造商背景的厂商系租赁公司；三是没有银行或是制造商股东背景的独立第三方租赁公司。

银行系租赁公司于 2007 年银监会颁布新的《金融租赁公司管理办法》背景下应运而生，以国银租赁、工银租赁、交银租赁等为代表。凭借着股东方的银行背景，银行系租赁公司往往资金实力雄厚，融资成本较低。同时在客户群体方面，依托股东银行的网络资源，银

行系租赁往往拥有大量客户群体，并且具有相对充分的客户信用信息。

厂商系租赁公司于 2004 年开始试点，一般由产业资本或社会资本创建，以中联重科租赁、西门子租赁、卡特彼勒租赁等为代表。借助制造商对设备的熟悉度以及其营销和售后网络，厂商系租赁公司在租赁物的维护、增值和处置方面具有较为专业的能力，同时也具了较为发达的市场营销网络。

独立第三方租赁公司以平安租赁、远东租赁、华融租赁等为代表。虽然没有银行或制造商背景，但这类租赁公司在客户选择与经营策略等方面更为独立，能够量身定制地为客户提供包括直租赁、回租赁等在内各种金融及财务解决方案，满足客户多元化、差异化的服务需求。

在客户选择与行业投放方面，三类租赁公司的竞争出现分化。银行系租赁公司的客户主要为股东银行的内部客户以及国有大中型企业，凭借着较大的资产规模，业务范围主要集中于飞机、船舶等大型交通工具领域，租赁方式通常以回租为主；厂商系租赁公司的客户主要为设备制造商的自有客户，业务范围主要集中于市政工程和工业设备，往往涉及制造商自身设备的租赁，租赁形式以直租为主；独立第三方租赁公司的客户以中小企业为主，业务范围包括工程机械、医疗、教育、公用事业等多种行业，业务覆盖广且分散，租赁方式同时涉及直租与回租。

发行人融资租赁业务主要由贵州贵金融资租赁股份有限公司（以下简称“贵金公司”）负责，属于独立第三方租赁系金融租赁公司，贵金公司是发行人旗下金融改革板块战略布局的一个重要组成部分，承担着发行人项目产业换代以及财务结构优化的重要使命，贵金公司董事长及管理层均由发行人委派或聘任。贵金公司积致力于飞机、电力、能源、节能环保、交通等行业的省属企业的租赁业务拓展，以市场化操作配合集团发展目标，实现产融结合。公司收入来源为开展融资租赁业务，收取租赁手续费。

（2）产业投资基金

实务中，产业投资基金大多由地方政府申报、国家发改委负责审批。2014 年《中华人民共和国预算法》修订，同时《国务院关于加强地方政府性债务管理的意见》（国发[2014]43 号）出台，地方政府主要的传统融资渠道——地方融资平台全面受限，产业投资基金得到快速发展，成为地方政府争相推进的一种新型融资渠道。2015 年以来，国内政府引导的产业投资基金数量和规模呈现井喷状态，从区域分布上，已形成以长三角、环渤海地区为聚集区域，并由东部沿海地区向中西部地区全面扩散的分布特征。随着国家政策全力推进产业升级创新和供给侧改革，同时在基础设施和公共服务领域大力推进政府和社会资本合作模式（public-private partnership），产业投资基金已进入了快速发展的轨道，尤其是基础设施基金和企业重组基金——这两类以往发展非常缓慢的产业投资基金形式也处于迅速爆发的阶段，已发展成为各级政府争相推进的一种产业投融资方式和金融创新形式。

发行人产业投资基金业务主要由贵州产业投资基金管理有限公司（以下简称“产投基

金公司”)负责,产投基金公司投资领域涉及:1、参股国有大中型企业股份制改造。省政府已经明确对省国资委旗下的国有企业进行股份制改造,通过基金公司引进战略合作伙伴,以推进企业上市为目标,为国有企业兼并重组、改制提供过桥融资等综合金融服务。2、投资于贵州国有参股的重点建设项目。目前,拟重点投向项目有“多彩贵州城项目”(预计总投资 450 亿元)和“贵安新区工业园”(预计总投资超过 100 亿元)。3、根据公司中长期发展战略规划,着力开展贵州优势产业投资工作,围绕“医疗、医药、茶叶、白酒、旅游”五张名片,抓好各产业板块投资落地工作。4、投资贵州城镇化建设项目。与地方政府联合包装资源性和公益性项目,实现公益性项目投入的同时,通过开发资源性项目实现项目投资收益。5、投资于短、平、快的优质项目。介入具有资源优势、收益率高、见效时间短的项目。6、围绕一、二级市场,通过股权、债权两种方式,全方位、多渠道、深层次奋力开拓各项业务,公司发展迅速,经济效益及基金规模在省内排名前列。

3.报告期内公司业务、经营情况及公司所在行业情况是否发生重大变化,以及变化对公司生产经营和偿债能力产生的影响

未发生重大变化。

（二） 新增业务板块

报告期内发行人合并报表范围新增收入或者毛利润占发行人合并报表相应数据 10%以上业务板块

☐适用 ☒不适用

（三） 主营业务情况

1. 分板块情况

单位:亿元 币种:人民币

业务板块	本期				上年同期			
	营业收入	营业成本	毛利率(%)	收入占比(%)	营业收入	营业成本	毛利率(%)	收入占比(%)
电力	10.74	9.35	12.95	20.72	12.64	10.92	13.56	21.90
天然气	39.74	33.90	14.69	76.69	37.49	31.18	16.85	65.00
贸易	0.24	0.01	97.22	0.46	6.09	5.06	16.93	10.55
金融	0.13	0.07	45.57	0.26	0.14	0.03	76.83	0.25
其他	0.97	0.80	18.14	1.88	1.33	1.39	-4.96	2.30
合计	51.82	44.13	14.85	100.00	57.69	48.58	15.79	100.00

注:本表格中营业收入/营业成本,与合并利润表中营业收入/营业成本金额一致。

2. 收入和成本分析

各业务板块营业收入、营业成本、毛利率等指标同比变动在 30%以上的,发行人应当结合所属行业整体情况、经营模式、业务开展实际情况等,进一步说明相关变动背后的经营原因及其合理性。

（1）贸易板块营业收入、营业成本和毛利率同比变动超过 30%：主要系本期不再进行专项酒销售所致。

（2）金融板块营业成本和毛利率同比变动超过 30%：主要系本期新增项目投资收益率较上年同期有所下降所致。

（3）其他板块营业成本和毛利率同比变动超过 30%：主要系兴电公司因本期固体废物处置减少，收入成本同比减少所致。

（四） 公司关于业务发展目标的讨论与分析

1.结合公司面临的特定环境、所处行业及所从事业务的特征，说明报告期末的业务发展目标

根据省政府的产业战略布局及发行人自身的资产状况，发行人将重点发展金融、能源等核心产业。围绕乌江能源集团“一个大目标”、“发挥四个主体作用”、“强化六大支撑”战略，以“改革创新，强化转型，质量优先，价值提升，努力实现可持续高质量发展”为经营指导思想，充分发挥对重点产业投融资的支撑带动作用，服务全省经济社会又好又快、更好更快的发展大局。发行人总体采用 SO 增长型战略与 WO 扭转型战略结合的一种复合型战略，短期宜采用以机会为主的成长策略，中长期宜采用以能力为主的成长策略。主要经营思路是：一方面应抓住董事会规范建设、扩大授权经营的机遇；另一方面应针对存在的问题和短板，不断加强能力建设和充实资源，使内部能力整体向优势方面发展，通过改革和创新，使公司实现转型升级和高速发展。

（1）金融方面，金融板块要推进与实体业务的深度融合，优化融资结构，创新金融服务工具，提高服务实体产业能力。

（2）电力方面，积极推进提质增效，控制燃煤成本，构建科学、严谨、规范有序的管理框架和 workflow，优化人员结构和机组运行方式，形成科学的生产管理模式和良好的发展态势。深入参与全省电力体制改革，研究水火发电权交易等政策发展方向。加快落实股比结构调整方案，进一步增强贵州电力交易中心平台独立性、公平性，推动其更加规范运行，确保继续走在全国电力市场化改革前列。有序发展风力、光伏、生物质发电等清洁能源，调研、储备、探索新能源项目建设，对未开发的优良资源项目进行储备并积极开展前期工作。利用黔西南州丰富的风、光资源，积极探索风、光互补机制，研究清洁能源消纳示范区建设。继续开展已有光伏、风电等项目前期工作，审慎决策、适时投资。开展电动汽车充电基础设施建设，整合业务主体并建设一批符合我省“四个统一”要求的全省性示范项目。推动转型发展，按照循环经济、低碳经济和绿色经济的发展要求，充分利用兴义电厂废弃物打造清水河循环经济新型建材产业园，实现传统能源企业转型升级。

（3）新能源方面，公司将深入推进供给侧改革和电力体制改革，完善优化能源产业结构，强化现有“水火互济”的产业格局，发展新能源和清洁能源，注重能源相关产业联动。

（4）电网方面，全面参与贵州增量配电业务试点项目建设，确保做实黔东南州凯里炉碧经开区项目控股主体资格，积极争取六盘水市水城经开区增量配电项目。跟进全省第四批增量配电业务试点申报情况，探索发展智能电网、分布式微网，积极参与全省增量配电网建设。结合电网用户需求，加快推进能源大数据平台建设。推进能源大数据产业发展，依托聚源配售电公司高载能用户，重点围绕工业园区、经济开发区和大型城市综合体等为中心，收集能源产业链基础数据，搭建能源数据平台，加大采集数据能效分析深度运用，探索建设“互联网+”现代智慧能源体系。

（5）天然气方面，强化对贵州燃气经营和发展的支持，协同发挥贵州燃气与乌江能投在产业、资本等方面的优势，按照有利于贵州燃气可持续发展、有利于全体股东权益的原则，优化贵州燃气业务结构，提升贵州燃气盈利能力，并积极向贵州燃气提供资源对接和保障，实现天然气全产业链覆盖，形成业务较大优势。

（6）其它方面，明确自身定位，谋划发展目标，创新发展思路，巩固传统版块，积极开发

新市场；规范销售管理，完善销售渠道，度管理，防范经营风险，提高整体盈利水平。

2.公司未来可能面对的风险，对公司的影响以及已经采取或拟采取的措施

（1）经济周期波动风险。截至报告期末，公司营业收入主要来自于电力、贸易、天然气和其他业务。电力销售是与国民经济发展总量和宏观经济波动相关性较强的行业。电力销售行业。当国民经济处于稳定发展期，经济发展对电力的需求量随之增加；当国民经济增长缓慢或处于低谷时，经济发展对电力的需求量将相应减少。如果未来经济增长放缓或出现衰退，电力需求可能相应减少，市场竞争也可能随之加剧，将对公司的盈利能力产生不利影响。

（2）电价波动风险。在中国现行的电力监管体系下，发电企业的上网电价主要由以国家发改委为主的价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定，发电企业无法控制或改变上网电价的核定标准。近年来，国家发改委对火电、水电、风电以及光伏发电价格均进行了不同程度的调整，若国家发改委未来下调相关上网电价，则发行人的营业收入和净利润可能受到不利影响。同时，我国正推进电力交易体制改革，全面实施国家能源战略，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制。随着电力产业结构调整和电价形成机制改革的不断深化，市场化交易电价的波动可能对发行人的经营产生一定影响。

（3）燃料成本上升的风险。公司经营以火力发电为主，电煤采购及运输成本是生产经营支出的主要组成部分。虽然我国煤炭储量丰富，长期看电煤供应有基本保证，但由于阶段性生产能力不足、国家煤炭产业政策的调整或铁路煤炭运力不足、国际煤价的变动，都可能影响电煤的有效供应，从而造成煤价波动。煤炭价格的上涨和煤炭供应质量下降对本公司经营产生不利影响。

（4）上网电价波动的风险。发行人平均上网电价若出现持续下调，将对发行人盈利能力产生一定影响。公司作为乌江能源集团核心企业，未来将积极发挥全省能源战略重点实施主体、清洁能源开发主体、能源技术创新主体和国家重要能源基地建设主体“四个主体”作用。着力围绕清洁能源开发利用，重点发展“电、气、金、贸”等板块，积极主动与相关企业协同发展，成为水火互济、煤电气互补的清洁低碳、安全高效的现代能源体系的重要企业。

应对措施如下：

（1）发电板块。积极推进提质增效，控制燃煤成本，构建科学、严谨、规范有序的管理框架和 workflows，优化人员结构和机组运行方式，形成科学的生产管理模式和良好的发展态势。深入参与全省电力体制改革，研究水火发电权交易等政策发展方向。加快落实股比结构调整方案，进一步增强贵州电力交易中心平台独立性、公平性，推动其更加规范运行，确保继续走在全国电力市场化改革前列。有序发展风力、光伏、生物质发电等清洁能源，调研、储备、探索新能源项目建设，对未开发的优良资源项目进行储备并积极开展前期工作。利用黔西南州丰富的风、光资源，积极探索风、光互补机制，研究清洁能源消纳示范区建设。继续开展已有光伏、风电等项目前期工作，审慎决策、适时投资。开展电动汽车充电基础设施建设，整合业务主体并建设一批符合我省“四个统一”要求的全省性示范项目。推动转型发展，按照循环经济、低碳经济和绿色经济的发展要求，充分利用兴义电厂废弃物打造清水河循环经济新型建材产业园，实现传统能源企业转型升级。

（2）电网板块。全面参与贵州增量配电业务试点项目建设，确保做实安顺市西秀产业园区、黔东南州凯里炉碧经开区项目控股主体资格，积极争取六盘水市水城经开区增量配电项目。跟进全省第四批增量配电业务试点申报情况，探索发展智能电网、分布式微网，积极参与全省增量配电网建设。结合电网用户需求，加快推进能源大数据平台建设。推进能源大数据产业发展，依托聚源配售电公司高载能用户，重点围绕工业园区、经济开发区和大型城市综合体等为中心，收集能源产业链基础数据，搭建能源数据平台，加大采集数据能效分析深度运用，探索建设“互联网+”现代智慧能源体系。

（3）金融板块。公司金融板块要推进与集团实体业务的深度融合，优化融资结构，创新金融服务工具，提高服务实体产业能力。

（4）天然气板块。强化对贵州燃气经营和发展的支持，协同发挥贵州燃气与乌江能投在产业、资本等方面的优势，按照有利于贵州燃气可持续发展、有利于全体股东权益的原则，

优化贵州燃气业务结构，提升贵州燃气盈利能力，并积极向贵州燃气提供资源对接和保障，实现天然气全产业链覆盖，形成业务较大优势。

（5）关联产业板块。明确自身定位，谋划发展目标，创新发展思路，巩固传统板块，积极开发新市场；规范销售管理，完善销售渠道，强化制度管理，防范经营风险，提高整体盈利水平。

六、公司治理情况

（一） 发行人报告期内是否存在与控股股东、实际控制人以及其他关联方之间不能保证独立性的情况

☐是 ☒否

（二） 发行人报告期内与控股股东、实际控制人以及其他关联方之间在资产、人员、机构、财务、业务经营等方面的相互独立情况

不存在不独立的情况。

（三） 发行人关联交易的决策权限、决策程序、定价机制及信息披露安排

1、关联交易决策权限、决策程序为保证公司关联交易的公允性，确保公司的关联交易行为不损害公司和出资人的利益，根据《公司法》及相关法律法规和《公司章程》，发行人制定了相应的关联交易决策程序，公司关联交易均需要公司职能部门草拟后报总经理审批，后报董事会和股东批准，与关联方之间的关联交易需符合公平、公正、公开的原则。

2、关联交易定价机制公司与关联企业之间的交易往来，遵照公开、公平的市场原则，按照一般市场经营规则进行，并与其他企业的业务往来同等对待。公司向关联方之间采购、销售货物和提供其他劳务服务的价格，有国家定价的，适用国家定价，没有国家定价的，按市场价格确定，没有市场价格的，参照实际成本加合理费用原则确定，对于某些无法按照“成本加费用”原则确定价格的特殊服务，由双方协商定价。公司按照上述原则确定关联交易价格时，可以视不同的关联交易情形采用下列定价方法：（1）购买或销售商品以公允价值计价；（2）提供或接受劳务按市场公允价格计价；（3）提供或接受资金（贷款或股权投资）按银行同期同档次利率收取资金成本；（4）购买或销售商品以外的其他资产按公允价值或评估价格计价；（5）担保遵守公司担保制度规定；（6）关联管理人员薪酬按照集团公司薪酬标准发放工资薪金；（7）债务重组按照公平市场原则进行决策；（8）关联双方共同投资按照公平市场原则进行决策；（9）租赁按照公平市场原则进行决策，并计价收费；（10）与子公司的关联交易已在合并报表时进行了抵消。

3、信息披露为规范公司债券相关事项的信息披露行为，加强公司债券相关信息披露事务管理，保护投资者合法权益，依据《公司法》、《证券法》、《公司债券发行与交易管理办法》等法律、法规、规章的有关规定，发行人将按照公开、公平、公正的原则对待债券投资者，及时、公平地披露所有对公司偿债能力或公司已发行债券的价格可能或者已经产生较大影响的信息。发行人将认真履行信息披露义务，严格按照法律、法规、债券上市规则等规定的信息披露的内容和格式要求，及时公告应予披露的重要事项，保证信息披露内容的真实、准确、完整，没有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。本期债券存续期间，发行人将严格按照上交所的相关规则、规定披露定期报告，于每一会计年度结束之日起 4 个月内和每一会计年度的上半年结束之日起 2 个月内，分别向上交所提交并披露上一年度年度报告和本年度中期报告，并在定期报告中披露募集资金使用情况，且年度报告将经具有从事证券服务业务资格的会计师事务所审计。如交易所等主管机构增加新的信息披露要求，则严格按照其规定进行信息披露。

（四） 发行人报告期内是否存在违反法律法规、自律规则、公司章程、公司信息披露事务管理制度等规定的情况

☐是 ☒否

（五） 发行人报告期内是否存在违反募集说明书相关约定或承诺的情况

☐是 ☒否

第二节 债券事项

一、公司债券情况

公司债券基本信息列表（以未来行权（含到期及回售）时间顺序排列）

单位：亿元 币种：人民币

1、债券名称	贵州乌江能源投资有限公司 2023 年面向专业投资者公开发行人公司债券(第一期)
2、债券简称	23 乌江 01
3、债券代码	115342.SH
4、发行日	2023 年 5 月 10 日
5、起息日	2023 年 5 月 12 日
6、2025 年 8 月 31 日后的最近回售日	-
7、到期日	2026 年 5 月 12 日
8、债券余额	8.70
9、截止报告期末的利率(%)	3.60
10、还本付息方式	每年付息一次，到期一次还本，最后一期利息随本金的兑付
11、交易场所	上交所
12、主承销商	中信建投证券股份有限公司, 国泰海通证券股份有限公司
13、受托管理人	中信建投证券股份有限公司
14、投资者适当性安排	面向专业投资者交易的债券
15、适用的交易机制	匹配成交、点击成交、询价成交、竞买成交和协商成交
16、是否存在终止上市或者挂牌转让的风险及其应对措施	不适用

1、债券名称	贵州乌江能源投资有限公司 2023 年面向专业投资者公开发行人公司债券(第二期)
2、债券简称	23 乌江 02
3、债券代码	240190.SH
4、发行日	2023 年 11 月 21 日
5、起息日	2023 年 11 月 23 日
6、2025 年 8 月 31 日后的最	-

近回售日	
7、到期日	2028 年 11 月 23 日
8、债券余额	5.00
9、截止报告期末的利率(%)	3.99
10、还本付息方式	每年付息一次，到期一次还本，最后一期利息随本金的兑付
11、交易场所	上交所
12、主承销商	国泰海通证券股份有限公司, 中信建投证券股份有限公司
13、受托管理人	国泰海通证券股份有限公司
14、投资者适当性安排	面向专业投资者交易的债券
15、适用的交易机制	匹配成交、点击成交、询价成交、竞买成交和协商成交
16、是否存在终止上市或者挂牌转让的风险及其应对措施	不适用

1、债券名称	贵州乌江能源投资有限公司 2025 年面向专业投资者公开发行公司债券(第一期)
2、债券简称	25 乌江 01
3、债券代码	242778. SH
4、发行日	2025 年 4 月 16 日
5、起息日	2025 年 4 月 18 日
6、2025 年 8 月 31 日后的最近回售日	-
7、到期日	2030 年 4 月 18 日
8、债券余额	6.30
9、截止报告期末的利率(%)	2.07
10、还本付息方式	每年付息一次, 到期一次性还本
11、交易场所	上交所
12、主承销商	中信建投证券股份有限公司, 国泰海通证券股份有限公司
13、受托管理人	中信建投证券股份有限公司
14、投资者适当性安排	面向专业机构投资者交易的债券
15、适用的交易机制	匹配成交、点击成交、询价成交、竞买成交和协商成交
16、是否存在终止上市或者挂牌转让的风险及其应对措施	不适用

二、公司债券选择权条款在报告期内的触发和执行情况

√ 本公司所有公司债券均不含选择权条款 □ 本公司的公司债券有选择权条款

三、公司债券投资者保护条款在报告期内的触发和执行情况

□ 本公司所有公司债券均不含投资者保护条款 √ 本公司的公司债券有投资者保护条款

债券代码	115342.SH
债券简称	23 乌江 01
债券约定的投资者保护条款名称	资信维持承诺
债券约定的投资者保护条款的监测和披露情况	（一）发行人承诺，在本期债券存续期内，不发生如下情形：发行人发生一个自然年度内减资超过原注册资本 20%以上、分立、被责令停产停业的情形。（二）发行人在债券存续期内，出现违反上述约定的资信维持承诺情形的，发行人将及时采取措施以在半年内恢复承诺相关要求。（三）当发行人发生违反资信维持承诺、发生或预计发生将影响偿债能力相关事项的，发行人将在 2 个交易日内告知受托管理人并履行信息披露义务。（四）发行人违反资信维持承诺且未在上述约定期限内恢复承诺的，持有人有权要求发行人按照下述约定采取负面事项救济措施。
投资者保护条款是否触发或执行	否
条款的具体约定内容、触发执行的具体情况、对投资者权益的影响等（触发或执行的）	否

债券代码	240190.SH
债券简称	23 乌江 02
债券约定的投资者保护条款名称	资信维持承诺
债券约定的投资者保护条款的监测和披露情况	（一）发行人承诺，在本期债券存续期内，不发生如下情形：发行人发生一个自然年度内减资超过原注册资本 20%以上、分立、被责令停产停业的情形。（二）发行人在债券存续期内，出现违反上述约定的资信维持承诺情形的，发行人将及时采取措施以在半年内恢复承诺相关要求。（三）当发行人发生违反资信维持承诺、发生或预计发生将影响偿债能力相关事项的，发行人将在 2 个交易日内告知受托管理人并履行信息披露义务。（四）发行人违反资信维持承诺且未在上述约定期限内恢复承诺的，持有人有权要求发行人按照下述约定采取负面事项救济措施。
投资者保护条款是否触发或执行	否
条款的具体约定内容、触发执行的具体情况、对投资者权益的影响等（触发或执行的）	否

债券代码	242778.SH
债券简称	25 乌江 01
债券约定的投资者保护条款名称	资信维持承诺
债券约定的投资者保护条款的监测和披露情况	（一）发行人承诺，在本期债券存续期内，不发生如下情形：发行人发生一个自然年度内减资超过原注册

	资本 20%以上、分立、被责令停产停业的情形。（二）发行人在债券存续期内，出现违反上述约定的资信维持承诺情形的，发行人将及时采取措施以在半年内恢复承诺相关要求。（三）当发行人发生违反资信维持承诺、发生或预计发生将影响偿债能力相关事项的，发行人将在 2 个交易日内告知受托管理人并履行信息披露义务。（四）发行人违反资信维持承诺且未在上述约定期限内恢复承诺的，持有人有权要求发行人按照下述约定采取负面事项救济措施。
投资者保护条款是否触发或执行	否
条款的具体约定内容、触发执行的具体情况、对投资者权益的影响等（触发或执行的）	否

四、公司债券募集资金使用情况

☐ 本公司所有公司债券在报告期内均不涉及募集资金使用或者整改

☒ 公司债券在报告期内涉及募集资金使用或者整改

（一） 公司债券基本情况

单位：亿元 币种：人民币

债券代码	债券简称	是否为专项品种债券	专项品种债券的具体类型	募集资金总额	报告期末募集资金余额	报告期末募集资金专项账户余额
242778.SH	25 乌江 01	否	不适用	6.3	0	0

（二） 报告期内募集资金用途涉及变更调整

☐ 适用 ☒ 不适用

（三） 报告期内募集资金的使用情况

1. 实际使用情况（此处不含临时补流）

单位：亿元 币种：人民币

债券代码	债券简称	报告期内募集资金实际使用金额	偿还有息债务（不含公司债券）金额	偿还公司债券金额	补充流动资金金额	用于固定资产投资项目的金额	用于股权投资、债权投资或资产收购的金额	用于其他用途的金额
242778.SH	25 乌江 01	6.3	0	6.3	0	0	0	0

2. 募集资金用于偿还公司债券及其他有息债务

☒ 适用 ☐ 不适用

债券代码	债券简称	偿还公司债券的具体情况	偿还其他有息债务（不含公司债券）的具体情况
242778.SH	25 乌江 01	偿还公司债券 22 乌江 01 本金	不适用

3. 募集资金用于补充流动资金（此处不含临时补流）

☐适用 ☒不适用

4. 募集资金用于固定资产投资项目或者股权投资、债权投资、资产收购等其他特定项目

☐适用 ☒不适用

5. 募集资金用于其他用途

☐适用 ☒不适用

6. 募集资金用于临时补流

☐适用 ☒不适用

（四）报告期内募集资金使用的合规性

债券代码	债券简称	募集说明书约定的募集资金用途	截至报告期末募集资金实际用途（包括实际使用和临时补流）	报告期内实际用途与约定用途（含募集说明书约定用途和合规变更后的用途）是否一致	报告期内募集资金使用是否符合地方政府债务管理的相关规定	报告期内募集资金使用是否合法合规	报告期内募集资金专项账户管理是否合法合规
242778.SH	25 乌江 01	偿还到期的公司债券本金	偿还到期的公司债券本金	是	是	是	是

报告期内募集资金使用和募集资金账户管理存在违规情况

☐适用 ☒不适用

五、发行人或者公司信用类债券报告期内资信评级发生调整

☐适用 ☒不适用

六、公司债券增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施情况

（一）报告期内增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施变更情况

☐适用 ☒不适用

（二）截至报告期末增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施情况

☒适用 ☐不适用

债券代码：115342.SH

债券简称	23 乌江 01
增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施内容	确定专门部门与人员、安排偿债资金、制定并严格执行资金管理计划、做好组织协调、充分发挥债券受托管理人的作用和严格履行信息披露义务等。制定《债券持有人会议规则》、设立专门的偿付工作小组、制定并严格执行资金管理计划、充分发挥债券受托管理人的作用。
增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施的变化情况及对债券持有人利益的影响（如有）	无
报告期内增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施的执	按募集说明书约定执行

行情况	
-----	--

债券代码：240190.SH

债券简称	23 乌江 02
增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施内容	确定专门部门与人员、安排偿债资金、制定并严格执行资金管理计划、做好组织协调、充分发挥债券受托管理人的作用和严格履行信息披露义务等。制定《债券持有人会议规则》、设立专门的偿付工作小组、制定并严格执行资金管理计划、充分发挥债券受托管理人的作用。
增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施的变化情况及对债券持有人利益的影响（如有）	无
报告期内增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施的执行情况	按募集说明书约定执行

债券代码：242778.SH

债券简称	25 乌江 01
增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施内容	确定专门部门与人员、安排偿债资金、制定并严格执行资金管理计划、做好组织协调、充分发挥债券受托管理人的作用和严格履行信息披露义务等。制定《债券持有人会议规则》、设立专门的偿付工作小组、制定并严格执行资金管理计划、充分发挥债券受托管理人的作用。
增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施的变化情况及对债券持有人利益的影响（如有）	无
报告期内增信机制、偿债计划及其他偿债保障措施的执行情况	按募集说明书约定执行

第三节 报告期内重要事项

一、财务报告审计情况

☐ 标准无保留意见 ☐ 其他审计意见 ☒ 未经审计

二、会计政策、会计估计变更或重大会计差错更正

☐ 适用 ☒ 不适用

三、合并报表范围调整

报告期内新增合并财务报表范围内子公司，且新增的子公司报告期内营业收入、净利润或

报告期末总资产、净资产任一指标占发行人合并报表相应数据 10%以上

☐适用 ☒不适用

报告期内减少合并财务报表范围内子公司，且减少的子公司上个报告期内营业收入、净利润或上个报告期末总资产、净资产任一指标占上个报告期发行人合并报表相应数据 10%以上

☐适用 ☒不适用

四、资产情况

（一） 资产及变动情况

单位：亿元 币种：人民币

资产项目	主要构成	本期末余额	较上年末的变动比例（%）	变动比例超过 30%的，说明原因
货币资金	银行存款	39.56	6.12	-
应收票据	银行承兑汇票	0.20	-69.50	主要系本期收到部分票据承兑款所致
应收账款	应收电费及货款	17.41	-11.94	-
应收款项融资	应收票据	0.40	188.41	主要系本期销售货物新增应承兑汇票所致
预付款项	预付货款	23.93	-2.37	-
其他应收款	保证金及往来款	12.54	51.50	主要系保证金增加所致
存货	原材料及周转材料	13.62	-0.95	-
一年内到期的非流动资产	一年内到期的长期应收款	3.75	22.12	-
其他流动资产	增值税留抵税额	3.15	14.68	-
长期应收款	融资租赁款	3.92	0.09	-
长期股权投资	对联营企业投资	165.98	5.20	-
其他权益工具投资	参股公司	59.34	-2.52	-
其他非流动金融资产	贵州黔能基金等股权	3.30	0.00	-
投资性房地产	房屋、建筑物	2.90	40.72	主要系本期将贵旅大厦 27-29 层出租，从固定资产转为投资性房地产所致
固定资产	机械设备、房屋及建筑物	105.09	-0.13	-
在建工程	管道工程建设	55.95	18.04	-

资产项目	主要构成	本期末 余额	较上年 末的变 动比例 (%)	变动比例超过 30%的，说明原因
油气资产	探明矿区、井及相关设施	33.40	-4.66	-
使用权资产	土地	1.49	52.97	主要系本期新增清水河二期项目土地租赁资产
无形资产	土地使用权	9.08	-2.55	-
开发支出	项目研究	0.09	1.04	-
商誉	子公司贵州燃气商誉	14.21	0.00	-
长期待摊费用	智能流量计费等	3.36	6.88	-
递延所得税资产	可抵扣亏损等	1.97	0.31	-
其他非流动资产	预付股权投资款	11.18	-16.41	-

（二） 资产受限情况

1. 资产受限情况概述

√适用 □不适用

单位：亿元 币种：人民币

受限资产类别	该类别资产的账面价值 (包括非受限部分的账面价值)	资产受限部分的账面价值	受限资产评估价值(如有)	资产受限金额占该类别资产账面价值的比例 (%)
货币资金	39.56	2.61	-	6.60
应收账款	17.41	2.11	-	12.12
无形资产	9.08	0.33	-	3.63
固定资产	105.09	5.10	-	4.85
一年内到期的非流动资产	3.75	1.04	-	27.73
长期应收款	3.92	1.18	-	30.10
油气资产	33.40	3.37	-	10.09
合计	212.21	15.74	—	—

2. 单项资产受限情况

单项资产受限金额超过报告期末合并口径净资产 10%

□适用 √不适用

3. 发行人所持重要子公司股权的受限情况

截至报告期末，直接或间接持有的重要子公司股权存在权利受限情况

☐适用 ☒不适用

五、非经营性往来占款和资金拆借

（一）非经营性往来占款和资金拆借余额

1.报告期初，发行人合并口径应收的非因生产经营直接产生的对其他方的往来占款和资金拆借（以下简称非经营性往来占款和资金拆借）余额：9.98 亿元；

2.报告期内，非经营性往来占款和资金拆借新增：0.01 亿元，收回：0.15 亿元；

3.报告期内，非经营性往来占款或资金拆借情形是否存在违反募集说明书相关约定或承诺的情况

否。

4.报告期末，未收回的非经营性往来占款和资金拆借合计：9.84 亿元，其中控股股东、实际控制人及其他关联方占款或资金拆借合计：0 亿元。

（二）非经营性往来占款和资金拆借明细

报告期末，发行人合并口径未收回的非经营性往来占款和资金拆借占合并口径净资产的比例：3.81%，是否超过合并口径净资产的 10%：

☐是 ☒否

（三）以前报告期内披露的回款安排的执行情况

☒完全执行 ☐未完全执行

六、负债情况

（一）有息债务及其变动情况

1. 发行人债务结构情况

报告期初和报告期末，发行人口径（非发行人合并范围口径）有息债务余额分别为 93.84 亿元和 96.82 亿元，报告期内有息债务余额同比变动 3.18%。

单位：亿元 币种：人民币

有息债务类别	到期时间			金额合计	金额占有息债务的占比（%）
	已逾期	1 年以内（含）	超过 1 年（不含）		
公司信用类债券		9.20	31.30	40.50	41.83
银行贷款		20.25	36.07	56.32	58.17
非银行金融机构贷款					
其他有息债务					
合计		29.45	67.37	96.82	—

注：上述有息债务统计包括利息。

报告期末发行人口径存续的公司信用类债券中，公司债券余额 8.7 亿元，企业债券余额 0 亿元，非金融企业债务融资工具余额 31.3 亿元。

2. 发行人合并口径有息债务结构情况

报告期初和报告期末，发行人合并报表范围内公司有息债务余额分别为 249.77 亿元和 260.78 亿元，报告期内有息债务余额同比变动 4.41%。

单位：亿元 币种：人民币

有息债务类别	到期时间			金额合计	金额占有息债务的占比（%）
	已逾期	1 年以内（含）	超过 1 年（不含）		
公司信用类债券		9.20	39.83	49.03	18.80
银行贷款		50.39	124.11	174.50	66.92
非银行金融机构贷款		5.84	19.40	25.23	9.68
其他有息债务		10.32	1.69	12.01	4.61
合计		75.75	185.03	260.78	—

注：上述有息债务统计包括利息。

报告期末，发行人合并口径存续的公司信用类债券中，公司债券余额 8.7 亿元，企业债券余额 0 亿元，非金融企业债务融资工具余额 31.3 亿元。

3. 境外债券情况

截止报告期末，发行人合并报表范围内发行的境外债券余额 0 亿元人民币，其中 1 年以内（含）到期本金规模为 0 亿元人民币。

（二）报告期末存在逾期金额超过 1000 万元的有息债务或者公司信用类债券逾期情况

☐适用 ☒不适用

（三）负债情况及其变动原因

单位：亿元 币种：人民币

负债项目	本期末余额	较上年末的变动比例（%）	变动比例超过 30%的，说明原因
短期借款	27.44	46.90	主要系满足日常生产经营及归还到期借款本息，新增银行借款所致
应付票据	6.53	22.41	—
应付账款	16.01	-2.12	—
预收款项	0.01	-31.31	主要系本期确认收入增加所致
合同负债	22.84	35.22	主要系本期贸易业务预收款项增加所致
应付职工薪酬	0.98	-36.77	主要系本期支付 2024 年末工资所致
应交税费	0.60	8.09	—
其他应付款	13.26	-5.90	—
一年内到期的非流动负债	38.03	-30.36	主要系公司偿还了部分一年内到期的长期借款和应付债券所致

负债项目	本期末余额	较上年末的变动比例（%）	变动比例超过 30%的，说明原因
其他流动负债	2.02	35.37	主要系本期将应交税费重分类至其他流动负债所致
长期借款	124.11	5.96	-
应付债券	39.83	24.10	-
租赁负债	0.07	5.78	-
长期应付款	20.65	-0.53	-
长期应付职工薪酬	0.03	-5.79	-
预计负债	5.47	-9.51	-
递延收益	1.74	16.97	-
递延所得税负债	8.15	-4.75	-

（四） 可对抗第三人的优先偿付负债情况

截至报告期末，发行人合并报表范围内存在可对抗第三人的优先偿付负债：

☐适用 ☒不适用

七、利润及其他损益来源情况

（一） 基本情况

报告期利润总额：5.03 亿元

报告期非经常性损益总额：0.17 亿元

报告期内合并报表范围利润主要源自非主要经营业务的：

☒适用 ☐不适用

单位：亿元 币种：人民币

科目	金额	形成原因	属于非经常性损益的金额	可持续性
投资收益	5.23	参股公司盈利及分红	-	具有持续性
公允价值变动损益	-	-	-	-
资产减值损失	-0.00	与日常经营活动有关的减值损失	-	具有持续性
营业外收入	0.14	罚没收入	0.12	具有偶发性
营业外支出	0.02	非流动资产处置、捐赠	-0.01	具有偶发性
其他收益	0.30	政府补助	0.06	具有偶发性
信用减值损失	-0.02	应收款项减值损失	0.00	具有偶发性
资产处置收益	-0.03	非流动资产处置损益	0.00	具有偶发性

（二） 投资状况分析

来源于单个子公司的净利润或单个参股公司的投资收益对发行人合并口径净利润影响达到 20%以上

☒适用 ☐不适用

单位：亿元 币种：人民币

公司名称	是否发行人子公司	持股比例	主营业务经营情况	总资产	净资产	主营业务收入	主营业务利润
贵州燃气集团股份有限公司	是	29.69%	城镇燃气业务，经营正常	113.20	41.82	36.68	1.71
华能贵诚信托有限责任公司	否	31.48%	信托业务，经营正常	300.51	282.39	10.84	6.65
贵州乌江水电开发有限公司	否	49.00%	水电、火电业务，经营正常	450.58	171.11	59.87	5.72

八、报告期末合并报表范围亏损超过上年末净资产百分之十

☐适用 ☒不适用

九、对外担保情况

报告期初对外担保的余额：9.11 亿元

报告期末对外担保的余额：9.31 亿元

报告期对外担保的增减变动情况：0.20 亿元

对外担保中为控股股东、实际控制人和其他关联方提供担保的金额：0 亿元

报告期末尚未履行及未履行完毕的对外单笔担保金额或者对同一对象的担保金额是否超过报告期末发行人合并口径净资产的 10%：☐是 ☒否

十、重大诉讼情况

截至报告期末是否存在重大未决诉讼、证券特别代表人诉讼

☐是 ☒否

十一、报告期内信息披露事务管理制度变更情况

☐发生变更 ☒未发生变更

十二、向普通投资者披露的信息

在定期报告批准报出日，发行人是否存续有面向普通投资者交易的债券

☐是 ☒否

第四节 专项品种公司债券²应当披露的其他事项

☐适用 ☒不适用

第五节 发行人认为应当披露的其他事项

无。

² 债券范围：报告期内存续的专项品种债券。

第六节 备查文件目录

一、载有公司负责人、主管会计工作负责人、会计机构负责人（会计主管人员）签名并盖章的财务报表；

二、载有会计师事务所盖章、注册会计师签名并盖章的审计报告原件（如有）；

三、报告期内在中国证监会指定网站上公开披露过的所有公司文件的正本及公告的原稿；

四、按照境内外其他监管机构、交易场所等的要求公开披露的中期报告、半年度财务信息。

发行人披露的公司债券信息披露文件可在交易所网站上进行查询，
<http://www.sse.com.cn>。

（以下无正文）

(以下无正文，为贵州乌江能源投资有限公司 2025 年公司债券中期报告盖章页)

贵州乌江能源投资有限公司



财务报表

附件一： 发行人财务报表

合并资产负债表

2025 年 06 月 30 日

编制单位： 贵州乌江能源投资有限责任公司

单位：元 币种：人民币

项目	2025 年 06 月 30 日	2024 年 12 月 31 日
流动资产：		
货币资金	3,955,532,399.92	3,727,444,464.24
结算备付金		
拆出资金		
交易性金融资产		
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产		
衍生金融资产		
应收票据	20,252,919.38	66,397,768.15
应收账款	1,741,296,432.25	1,977,393,711.95
应收款项融资	40,143,156.68	13,918,614.87
预付款项	2,393,042,001.25	2,451,239,487.39
应收保费		
应收分保账款		
应收分保合同准备金		
其他应收款	1,253,542,153.36	827,402,790.84
其中：应收利息		
应收股利	6,333,847.68	5,200,000.00
买入返售金融资产		
存货	1,361,537,171.79	1,374,618,480.93
其中：数据资源		
合同资产		
持有待售资产		
一年内到期的非流动资产	375,337,702.81	307,350,946.30
其他流动资产	315,463,079.05	275,079,441.15
流动资产合计	11,456,147,016.49	11,020,845,705.82
非流动资产：		
发放贷款和垫款		
债权投资		
可供出售金融资产		
其他债权投资		
持有至到期投资		
长期应收款	392,041,844.83	391,684,880.56
长期股权投资	16,597,613,703.14	15,776,935,529.27

其他权益工具投资	5,934,464,265.44	6,087,771,746.24
其他非流动金融资产	330,235,705.80	330,235,705.80
投资性房地产	289,625,049.11	205,810,368.41
固定资产	10,509,466,108.11	10,522,998,523.73
在建工程	5,594,734,642.12	4,739,659,305.49
生产性生物资产		
油气资产	3,340,184,329.06	3,503,408,852.80
使用权资产	149,181,833.09	97,522,231.63
无形资产	907,593,196.02	931,308,502.32
其中：数据资源		
开发支出	9,399,802.29	9,303,276.96
其中：数据资源		
商誉	1,420,973,614.56	1,420,973,614.56
长期待摊费用	336,351,259.57	314,710,996.94
递延所得税资产	196,847,246.06	196,233,278.05
其他非流动资产	1,118,139,459.51	1,337,611,147.73
非流动资产合计	47,126,852,058.71	45,866,167,960.49
资产总计	58,582,999,075.20	56,887,013,666.31
流动负债：		
短期借款	2,743,681,734.47	1,867,691,317.57
向中央银行借款		
拆入资金		
交易性金融负债		
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债		
衍生金融负债		
应付票据	652,679,692.04	533,204,011.73
应付账款	1,600,849,131.31	1,635,590,641.15
预收款项	1,213,304.12	1,766,444.29
合同负债	2,284,386,082.59	1,689,417,633.90
卖出回购金融资产款		
吸收存款及同业存放		
代理买卖证券款		
代理承销证券款		
应付职工薪酬	97,925,184.99	154,883,227.85
应交税费	59,820,440.23	55,341,825.46
其他应付款	1,326,397,924.67	1,409,556,998.99
其中：应付利息		
应付股利		
应付手续费及佣金		
应付分保账款		
持有待售负债		

一年内到期的非流动负债	3,803,356,015.69	5,461,496,287.59
其他流动负债	201,956,365.99	149,190,827.76
流动负债合计	12,772,265,876.10	12,958,139,216.29
非流动负债：		
保险合同准备金		
长期借款	12,410,861,859.82	11,712,247,968.04
应付债券	3,982,954,219.51	3,209,403,162.60
其中：优先股		
永续债		
租赁负债	7,256,933.00	6,860,097.20
长期应付款	2,064,641,375.77	2,075,640,346.60
长期应付职工薪酬	2,627,994.74	2,789,417.24
预计负债	547,293,946.45	604,828,352.68
递延收益	174,082,972.39	148,821,178.71
递延所得税负债	814,593,796.49	855,252,223.55
其他非流动负债		
非流动负债合计	20,004,313,098.17	18,615,842,746.62
负债合计	32,776,578,974.27	31,573,981,962.91
所有者权益（或股东权益）：		
实收资本（或股本）	9,840,000,000.00	9,840,000,000.00
其他权益工具		
其中：优先股		
永续债		
资本公积	4,854,085,799.19	4,680,777,560.46
减：库存股		
其他综合收益	1,530,510,853.34	1,640,544,825.67
专项储备	9,007,634.52	432,090.90
盈余公积	518,007,518.54	518,007,518.54
一般风险准备	4,140,372.19	4,140,372.19
未分配利润	3,596,291,066.69	3,241,389,732.13
归属于母公司所有者权益（或股东权益）合计	20,352,043,244.47	19,925,292,099.89
少数股东权益	5,454,376,856.46	5,387,739,603.51
所有者权益（或股东权益）合计	25,806,420,100.93	25,313,031,703.40
负债和所有者权益（或股东权益）总计	58,582,999,075.20	56,887,013,666.31

公司负责人：杨文权 主管会计工作负责人：李亮 会计机构负责人：吉亦宁

母公司资产负债表

2025 年 06 月 30 日

编制单位：贵州乌江能源投资有限责任公司

单位：元 币种：人民币

项目	2025 年 06 月 30 日	2024 年 12 月 31 日
流动资产：		
货币资金	1,260,914,873.96	1,983,941,710.10
交易性金融资产		
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产		
衍生金融资产		
应收票据		
应收账款		
应收款项融资		
预付款项	6,053,452.81	4,634,261.45
其他应收款	1,173,193,457.20	1,064,022,047.85
其中：应收利息		
应收股利		
存货		
其中：数据资源		
合同资产		
持有待售资产		
一年内到期的非流动资产		
其他流动资产	507,358.40	176,764.01
流动资产合计	2,440,669,142.37	3,052,774,783.41
非流动资产：		
债权投资		
可供出售金融资产		
其他债权投资		
持有至到期投资		
长期应收款		
长期股权投资	23,191,666,154.96	21,849,412,559.56
其他权益工具投资	5,740,202,123.34	5,883,211,375.34
其他非流动金融资产	330,235,705.80	330,235,705.80
投资性房地产	113,614,593.88	27,887,052.92
固定资产	225,064,634.36	143,109,238.09
在建工程		
生产性生物资产		
油气资产		
使用权资产		
无形资产	2,133,993.04	1,978,179.93
其中：数据资源		
开发支出		
其中：数据资源		
商誉		

长期待摊费用	1,651,377.81	1,834,863.81
递延所得税资产		
其他非流动资产	500,000,000.00	700,000,000.00
非流动资产合计	30,104,568,583.19	28,937,668,975.45
资产总计	32,545,237,725.56	31,990,443,758.86
流动负债：		
短期借款	1,000,000,000.00	500,000,000.00
交易性金融负债		
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债		
衍生金融负债		
应付票据		
应付账款	26,199.32	1,692,131.74
预收款项	143,913.75	723,256.23
合同负债		
应付职工薪酬	18,955,964.06	14,482,597.53
应交税费	460,686.20	1,018,685.45
其他应付款	637,293,630.45	636,019,780.11
其中：应付利息		
应付股利	8,023,333.00	8,023,333.00
持有待售负债		
一年内到期的非流动负债	1,945,109,846.57	3,040,561,575.34
其他流动负债	29,555.00	29,555.00
流动负债合计	3,602,019,795.35	4,194,527,581.40
非流动负债：		
长期借款	3,607,500,000.00	3,558,005,000.00
应付债券	3,130,000,000.00	2,370,000,000.00
其中：优先股		
永续债		
租赁负债		
长期应付款		
长期应付职工薪酬	10,294.77	10,294.77
预计负债	506,294,310.12	561,294,310.12
递延收益	115,000.00	25,000.00
递延所得税负债	687,606,211.18	723,358,524.17
其他非流动负债		
非流动负债合计	7,931,525,816.07	7,212,693,129.06
负债合计	11,533,545,611.42	11,407,220,710.46
所有者权益（或股东权益）：		
实收资本（或股本）	9,840,000,000.00	9,840,000,000.00
其他权益工具		
其中：优先股		

永续债		
资本公积	4,643,980,264.14	4,470,713,422.87
减：库存股		
其他综合收益	1,571,751,807.15	1,679,008,746.16
专项储备		
盈余公积	518,007,518.54	518,007,518.54
未分配利润	4,437,952,524.31	4,075,493,360.83
所有者权益（或股东权益）合计	21,011,692,114.14	20,583,223,048.40
负债和所有者权益（或股东权益）总计	32,545,237,725.56	31,990,443,758.86

公司负责人：杨文权 主管会计工作负责人：李亮 会计机构负责人：吉亦宁

合并利润表
2025 年 1—6 月

单位：元 币种：人民币

项目	2025 年半年度	2024 年半年度
一、营业总收入	5,182,179,089.53	5,768,519,899.14
其中：营业收入	5,182,179,089.53	5,768,519,899.14
利息收入		
已赚保费		
手续费及佣金收入		
二、营业总成本	5,239,152,686.02	5,655,933,182.95
其中：营业成本	4,412,570,695.58	4,857,953,350.69
利息支出		
手续费及佣金支出		
退保金		
赔付支出净额		
提取保险责任准备金净额		
保单红利支出		
分保费用		
税金及附加	50,524,338.26	57,462,187.86
销售费用	84,900,966.08	96,961,483.37
管理费用	265,712,445.20	249,036,135.56
研发费用	60,782,040.97	49,282,932.38
财务费用	364,662,199.93	345,237,093.09
其中：利息费用		
利息收入		
加：其他收益	29,866,249.90	57,926,238.33
投资收益（损失以“－”号填列）	522,810,715.41	850,873,781.70
其中：对联营企业和合营企业		

的投资收益		
以摊余成本计量的金融 资产终止确认收益		
汇兑收益（损失以“－”号填 列）		
净敞口套期收益（损失以“－” 号填列）		
公允价值变动收益（损失以 “－”号填列）		
信用减值损失（损失以“－”号 填列）	-1,668,722.83	-24,808,340.63
资产减值损失（损失以“－”号 填列）	-14,138.73	-330,315.50
资产处置收益（损失以“－” 号填列）	-2,602,034.09	75,548.17
三、营业利润（亏损以“－”号填 列）	491,418,473.17	996,323,628.26
加：营业外收入	13,817,555.98	11,181,267.86
减：营业外支出	2,297,163.86	9,817,318.77
四、利润总额（亏损总额以“－”号填 列）	502,938,865.29	997,687,577.35
减：所得税费用	43,717,331.73	61,964,582.73
五、净利润（净亏损以“－”号填列）	459,221,533.56	935,722,994.62
（一）按经营持续性分类		
1.持续经营净利润（净亏损以 “－”号填列）	459,221,533.56	935,722,994.62
2.终止经营净利润（净亏损以 “－”号填列）		
（二）按所有权归属分类		
1.归属于母公司股东的净利润 （净亏损以“－”号填列）	379,120,533.88	784,200,842.18
2.少数股东损益（净亏损以“－” 号填列）	80,100,999.68	151,522,152.44
六、其他综合收益的税后净额	-110,033,972.33	13,011,428.00
（一）归属母公司所有者的其他综 合收益的税后净额	-110,033,972.33	13,011,428.00
1.不能重分类进损益的其他综 合收益	-110,033,972.33	13,011,428.00
（1）重新计量设定受益计划变动 额		
（2）权益法下不能转损益的其他 综合收益		
（3）其他权益工具投资公允价值	-110,033,972.33	13,011,428.00

变动		
（4）企业自身信用风险公允价值变动		
2. 将重分类进损益的其他综合收益		
（1）权益法下可转损益的其他综合收益		
（2）其他债权投资公允价值变动		
（3）可供出售金融资产公允价值变动损益		
（4）金融资产重分类计入其他综合收益的金额		
（5）持有至到期投资重分类为可供出售金融资产损益		
（6）其他债权投资信用减值准备		
（7）现金流量套期储备（现金流量套期损益的有效部分）		
（8）外币财务报表折算差额		
（9）其他		
（二）归属于少数股东的其他综合收益的税后净额		
七、综合收益总额	349,187,561.23	395,246,724.24
（一）归属于母公司所有者的综合收益总额	269,086,561.55	243,724,571.80
（二）归属于少数股东的综合收益总额	80,100,999.68	151,522,152.44
八、每股收益：		
（一）基本每股收益(元/股)		
（二）稀释每股收益(元/股)		

本期发生同一控制下企业合并的，被合并方在合并前实现的净利润为：0 元,上期被合并方实现的净利润为：0 元。

公司负责人：杨文权 主管会计工作负责人：李亮 会计机构负责人：吉亦宁

母公司利润表

2025 年 1—6 月

单位：元 币种：人民币

项目	2025 年半年度	2024 年半年度
一、营业收入	20,264,026.28	18,369,035.15
减：营业成本	2,481,718.74	1,119,336.20
税金及附加	1,347,013.98	823,060.44
销售费用		
管理费用	31,363,758.19	24,737,989.99

研发费用		
财务费用	162,369,169.61	156,520,960.51
其中：利息费用		
利息收入		
加：其他收益	13,653.00	15,942.66
投资收益（损失以“－”号填列）	523,267,995.41	855,202,741.70
其中：对联营企业和合营企业的投资收益		
以摊余成本计量的金融资产终止确认收益		
净敞口套期收益（损失以“－”号填列）		
公允价值变动收益（损失以“－”号填列）		
信用减值损失（损失以“－”号填列）	16,693,491.66	120,000.00
资产减值损失（损失以“－”号填列）		
资产处置收益（损失以“－”号填列）		-36,884.50
二、营业利润（亏损以“－”号填列）	362,677,505.83	690,469,487.87
加：营业外收入	37,477.68	
减：营业外支出	255,820.03	441,003.33
三、利润总额（亏损总额以“－”号填列）	362,459,163.48	690,028,484.54
减：所得税费用		
四、净利润（净亏损以“－”号填列）	362,459,163.48	690,028,484.54
（一）持续经营净利润（净亏损以“－”号填列）	362,459,163.48	690,028,484.54
（二）终止经营净利润（净亏损以“－”号填列）		
五、其他综合收益的税后净额	-107,256,939.01	415,991,144.91
（一）不能重分类进损益的其他综合收益	-107,256,939.01	415,991,144.91
1.重新计量设定受益计划变动额		
2.权益法下不能转损益的其他综合收益		
3.其他权益工具投资公允价值变动	-107,256,939.01	415,991,144.91
4.企业自身信用风险公允价值变		

动		
(二) 将重分类进损益的其他综合收益		
1.权益法下可转损益的其他综合收益		
2.其他债权投资公允价值变动		
3.可供出售金融资产公允价值变动损益		
4.金融资产重分类计入其他综合收益的金额		
5.持有至到期投资重分类为可供出售金融资产损益		
6.其他债权投资信用减值准备		
7.现金流量套期储备(现金流量套期损益的有效部分)		
8.外币财务报表折算差额		
9.其他		
六、综合收益总额	255,202,224.47	1,106,019,629.45
七、每股收益:		
(一) 基本每股收益(元/股)		
(二) 稀释每股收益(元/股)		

公司负责人: 杨文权 主管会计工作负责人: 李亮 会计机构负责人: 吉亦宁

合并现金流量表

2025 年 1—6 月

单位: 元 币种: 人民币

项目	2025年半年度	2024年半年度
一、经营活动产生的现金流量:		
销售商品、提供劳务收到的现金	12,623,552,150.04	10,505,880,909.75
客户存款和同业存放款项净增加额		
向中央银行借款净增加额		
向其他金融机构拆入资金净增加额		
收到原保险合同保费取得的现金		
收到再保业务现金净额		
保户储金及投资款净增加额		
收取利息、手续费及佣金的现金		
拆入资金净增加额		

回购业务资金净增加额		
代理买卖证券收到的现金净额		
收到的税费返还	7,838,729.08	25,944,203.69
收到其他与经营活动有关的现金	306,145,574.99	810,217,488.85
经营活动现金流入小计	12,937,536,454.11	11,342,042,602.29
购买商品、接受劳务支付的现金	10,473,698,866.26	9,212,552,833.53
客户贷款及垫款净增加额		
存放中央银行和同业款项净增加额		
支付原保险合同赔付款项的现金		
拆出资金净增加额		
支付利息、手续费及佣金的现金		
支付保单红利的现金		
支付给职工及为职工支付的现金	504,842,390.70	509,009,694.51
支付的各项税费	184,848,541.57	235,725,792.15
支付其他与经营活动有关的现金	571,586,003.99	372,900,662.92
经营活动现金流出小计	11,734,975,802.52	10,330,188,983.11
经营活动产生的现金流量净额	1,202,560,651.59	1,011,853,619.18
二、投资活动产生的现金流量：		
收回投资收到的现金		5,381,671.22
取得投资收益收到的现金	111,135,317.26	407,181,989.65
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	15,789.25	10,220.00
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	30,000.00	6,687,073.00
收到其他与投资活动有关的现金	90,784,087.04	378,224,665.80
投资活动现金流入小计	201,965,193.55	797,485,619.67
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	1,187,428,148.93	1,298,267,613.69
投资支付的现金	200,000,000.00	
质押贷款净增加额		
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额		
支付其他与投资活动有关的现金	147,000,000.00	

投资活动现金流出小计	1,534,428,148.93	1,298,267,613.69
投资活动产生的现金流量净额	-1,332,462,955.38	-500,781,994.02
三、筹资活动产生的现金流量：		
吸收投资收到的现金		18,649,250.00
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金		
取得借款收到的现金	5,412,094,733.28	3,210,767,852.95
收到其他与筹资活动有关的现金	147,166,095.89	837,000,000.00
筹资活动现金流入小计	5,559,260,829.17	4,066,417,102.95
偿还债务支付的现金	4,397,638,002.06	2,607,584,625.60
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	463,154,317.89	465,286,170.47
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润		
支付其他与筹资活动有关的现金	430,051,306.83	622,753,566.88
筹资活动现金流出小计	5,290,843,626.78	3,695,624,362.95
筹资活动产生的现金流量净额	268,417,202.39	370,792,740.00
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	0.95	2.18
五、现金及现金等价物净增加额	138,514,899.55	881,864,367.34
加：期初现金及现金等价物余额	3,555,734,469.32	3,879,657,919.58
六、期末现金及现金等价物余额	3,694,249,368.87	4,761,522,286.92

公司负责人：杨文权 主管会计工作负责人：李亮 会计机构负责人：吉亦宁

母公司现金流量表

2025 年 1—6 月

单位：元 币种：人民币

项目	2025年半年度	2024年半年度
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金		
收到的税费返还		
收到其他与经营活动有关的现金	116,703,828.88	2,024,659,656.24
经营活动现金流入小计	116,703,828.88	2,024,659,656.24
购买商品、接受劳务支付的现金		

支付给职工及为职工支付的现金	20,732,397.27	15,676,044.13
支付的各项税费	1,636,578.18	919,895.00
支付其他与经营活动有关的现金	331,052,449.09	1,742,051,079.90
经营活动现金流出小计	353,421,424.54	1,758,647,019.03
经营活动产生的现金流量净额	-236,717,595.66	266,012,637.21
二、投资活动产生的现金流量：		
收回投资收到的现金		3,381,671.22
取得投资收益收到的现金	113,477,717.26	405,339,315.16
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额		
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额		
收到其他与投资活动有关的现金	363,871,065.00	517,806,006.95
投资活动现金流入小计	477,348,782.26	926,526,993.33
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	1,323,942.01	4,052,795.26
投资支付的现金	725,000,000.00	75,000,000.00
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额		
支付其他与投资活动有关的现金	281,000,000.00	400,000,000.00
投资活动现金流出小计	1,007,323,942.01	479,052,795.26
投资活动产生的现金流量净额	-529,975,159.75	447,474,198.07
三、筹资活动产生的现金流量：		
吸收投资收到的现金		
取得借款收到的现金	1,300,000,000.00	470,000,000.00
收到其他与筹资活动有关的现金	1,630,000,000.00	
筹资活动现金流入小计	2,930,000,000.00	470,000,000.00
偿还债务支付的现金	2,682,014,000.00	484,088,150.22
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	201,869,080.73	185,288,430.24
支付其他与筹资活动有关的现金	2,451,000.00	837,500.00
筹资活动现金流出小计	2,886,334,080.73	670,214,080.46
筹资活动产生的现金流量净额	43,665,919.27	-200,214,080.46
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响		

五、现金及现金等价物净增加额	-723,026,836.14	513,272,754.82
加：期初现金及现金等价物余额	1,983,941,710.10	1,467,962,132.52
六、期末现金及现金等价物余额	1,260,914,873.96	1,981,234,887.34

公司负责人：杨文权 主管会计工作负责人：李亮 会计机构负责人：吉亦宁

