（上接 C114 版）

为进一步按业务场景细分管理，先锋绿能于 2022 年 4 月设立专业化项目子公司四川明信宏程环保科技有限公司，专注于在油气开发“净化和储运”环节投资、建设、运营供电资产。

（四）补充披露情况

公司已在预案修订稿之“第四节 标的资产的基本情况”之“三、主要子公司基本情况”中补充披露了先锋绿能母子公司的业务定位。

公司已在预案修订稿之“第四节 标的资产的基本情况”之“五、主要财务数据”之“（三）各项业务的收入和利润情况”中补充披露了先锋绿能各项业务的收入和利润情况。

二、以通俗易懂的语言，解释“源网荷储一体化”的概念，介绍各类业务的行业现状与经营模式，“清洁替代”主要体现在哪些方面，量化说明目前相关产品或服务处于何种发展阶段，自建和提供服务的供电设备装机容量分别为多少，后续是否可持续推广，说明标的公司是否具备持续盈利能力

（一）“源网荷储一体化”的概念

在传统电力系统中，主要通过发电机组根据负荷的变化进行发电量调节，以实现电力平衡，即所谓的“源随荷动”。而与传统电网相比，新型电力系统的电网发展将形成大电网主导、多种电网形态相融并存的格局。未来以家庭、社区、园区、工业场站等不同大小的区域形成多层级微电网，解决规模化新能源与新型负荷大量接入、即插即用的问题。将传统电力系统“发、输、变、配、用”的单向过程，形成“源、网、荷、储”的一体化循环过程。

1、国家层面关于源网荷储一体化

2021 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》明确“源网荷储一体化”指的是通过各种电力和信息化技术的应用，将电源（即发电侧）、电网（即输配侧）、负荷（即用户侧）、储能资源协调一致、统一配合、统一调度，以实现更高效、经济、稳定和符合用户个性化需求的电力供应整体解决方案的运营模式。其中“源”包括电网的电源点（如变电站）、发电厂或分布式新能源发电厂；“网”是指联通电网和用电负荷侧的网架结构；“荷”是指用电企业或者各类电力负荷用户；“储”是指储能设施设备或者储能方式。通过执行“源网荷储一体化”的模式，可精准控制社会可中断的用电负荷和储能资源，提高电网安全运行水平，提升可再生能源电量消费比重，促进能源领域与生态环境协调可持续发展。

以一个大型的工业园区为例，发电侧有发电厂或者分布式新能源发电，通过电网向园区内用户侧的各用电企业输送电能；当用电企业的用电需求减少时，分布在园区内的储能设施随即存储电厂发出的电，待用电企业用电需求增加时开始放电。还可利用储能设施在低用电成本（如夜间）时存储电能，在高用电成本时释放储能系统内的低价电，降低用能成本。源网荷储整个系统协同运作，确保供需平衡，最大限度利用电网和发电资源，达到资源的最优化使用。源网荷储一体化小到可以在一个企业或者园区实施，大到可以是一个省市，最终实现全国性的源网荷储一体化。类似于 2022 年 8 月在川渝地区因极端气候多地限电的情况下，“源网荷储一体化”的重要性显得尤为突出。

2、公司维度关于“源网荷储一体化”的应用

油气田“源网荷储一体化”应用如下图：

公司维度：先锋绿能正在油气田电能替代业务场景中探索实践“源网荷储一体化”的应用，其中：

电源侧：现在主要与电网电源的合作为主，计划在相应的生产场景投资建设分布式光伏+储能项目，现已开展具体的方案设计。未来将与油田中国石油天然气股份有限公司的生产场景、分布式能源、燃气发电等业务。

电网侧：已在全国建成约一千公里的专用配电网，油气田专用配电网资产已初具规模。

负荷侧：已覆盖了钻井、压裂、生产、集输、净化、储气等多种场景，并通过电力信息化手段协助客户负荷的有序调度、优化排产，实现电源侧和负荷侧高度协同，促进供需两侧的高度匹配，提升电力系统综合效率。

储能侧：已在实际项目中将储能技术和设备应用与终端场景，利用峰谷价差助力客户降低用能成本。并正在结合压裂工艺要求，组织国内储能设备供应商研究解决电网供能不足情况下，储能支持的解决方案。

在具体项目维度，先锋绿能已在川中油气矿潼南脱水站项目中，通过对原有电力系统的改造，增加储能系统后，实现了首个油气田“源网荷储一体化”应用。该场景通过电网电源和分布式光伏作为用能来源，同时为了降低用能成本，在低电价时段对储能系统进行充能，到高电价时段储能系统开始放电，最大化利用“源网荷储一体化”原理，实现光伏能源就地消纳、降低用能成本及专用配电网运行效率稳定提升。

（二）标的公司各类业务的行业现状和经营模式

先锋绿能以服务国家“双碳”目标，提供以“源网荷储一体化”为基础的综合能源服务，目前主要业务包含油气田专用配电网供电服务、智慧电力运维服务、碳交易、电力交易服务。

1、油气田专用配电网供电服务

（1）行业现状

油气田单位目前的用能需求主要包括通过使用柴油提供动力或者发电，以及油气田钻探单位自建小型输电线路或者通过第三方进行电力服务。

在使用柴油方面，传统采用柴油作为动力供能，能源能耗高、碳排放量大，环境污染高，经济性差；在油田自建或通过第三方建设的小型零星电力线路方面，多数建设的电力线路为低电压等级（10KV）、短距离的临时性搭建线路，仅能支撑油气田钻井工序的用电，无法满足油气田后续压裂工序用电需求；且多为点对点供电，不支持后期随油气田扩产而拓展，无法形成规模化的供电网络。同时，临建线路存在重复建设、建设标准不规范、实际运行不稳定的问题，对电网冲击大，危害用电安全。

（2）先锋绿能经营模式

先锋绿能在油气田电能替代行业率先引入全生命周期及“投资、建设、运营”一体化模式理念，通过与油气开发规划相结合，设计建设油气田开发生产专用配电网，专用配电网更加稳定、覆盖范围更广、服务更加专业，并通过现代信息技术实现了智慧化电网和智慧化运维，成为油气行业综合能源服务领域的专业化解决方案提供商。

先锋绿能在油气田专用配电网供电服务的投资、建设、运营经营模式如下：

投资管理：先锋绿能承担油气田客户用能所需主要电力资产的投资，并通过自身专业化规划优势为客户从电源侧到用电端进行全产业链电力规划，降低客户原有电力投资，从投资侧为客户降低成本；

建设管理：先锋绿能依托创始团队 20 余年的电力行业经验，通过专业化、精细化的建设管理能力，全面管控建设成本和项目进度，结合规划建设高质量油气田专用供电线路、电压等级以 110/35kV 为主。先锋绿能建设管理团队根据客户的油气田开发方案快速响应，在短时间内组织项目申报、用电申请、材料采购、现场施工及资产投运，从油气田客户勘探环节即可为客户提供电能保障，并可为油气田后期的钻井、压裂、开采、集输、净化和储运全生命周期提供清洁能源。通过先锋绿能建设管理可为客户降低建设投资、降低自建管理投入，提高建设管理效率，同时先锋绿能建设管理团队承接项目建设协调的全部工作，将客户原有自建模式下的一对多（包括政府、电力公司、设计公司、施工单位等）变为一对一服务，让客户更加聚焦主业。

运营管理：先锋绿能利用自身专业化运营经验，按照电力交易及电能替代相关政策购电；同时，根据油气田客户的负荷需求及后续用电计划，进行容需转换、降低购电成本。先锋绿能通过用电运营管理，一是助力油气田公司专注主业，在用电方面仅需要购买服务，二是油气行业在电力技术方面专业人员不足，通过先锋绿能专业化的运维服务，可降低其电力专业人员投入、降低运营管理费用，最终在运营侧实现提质增效。先锋绿能通过获取供电服务费的方式，实现油气田专用配电网供电服务的长期收益。

2、智慧电力运维服务

（1）行业现状

目前，我国正处在电力改革的深化阶段，综合能源服务市场蓝海已经开启，智慧电力运维服务是综合能源服务市场中非常重要的一部分。但电力运维服务专业化、优质化、智能化的服务还比较匮乏，传统的人力服务模式占比较高。

（2）先锋绿能经营模式

先锋绿能结合自身在油气行业清洁替代服务开展的经验，发现了油气行业电力运维服务的短板和客户痛点，借助自身专业优势与信息化技术能力，快速切入了油气田存量专用配电网智慧电力运维服务。

先锋绿能在智慧电力运维服务上，主要针对油气田目建的存量输电线路，因其缺乏专业化人员、建设标准低、电网质量差，对油气生产保障存在较大隐患。先锋绿能结合自身投建运服务的区域协同优势和智慧运维专业化服务优势，无缝对接、快速切入，通过更专业的服务快速治理存量专用配电网，引入自身开发的各类电力信息化技术大幅提升专用配电网运行稳定性，用电客户不需要另行自建用电运维职能。目前，先锋绿能已建成专业化的现场运维团队，在服务区域内设立了 7 个运维服务中心，运行维护电力线路 1000 余公里、变电站 40 余座。为客户提供 7 座。为小时的运行维护服务，实现 1 小时快速响应。先锋绿能通过获取运维服务费的方式，实现智慧电力运维服务业务的长期收益。

3、碳交易/电力交易

（1）碳交易的行业现状与先锋绿能的经营模式

目前我国碳交易市场呈现从局部到整体，纳入行业单一等特点，根据《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》的总体要求，发电行业被率先纳入全国统一碳交易市场。未来随着碳排放交易市场的不断发展与完善，其他的高耗能、高排放行业也将会被逐渐纳入到碳交易市场。

先锋绿能通过供电服务实现的电能替代减排的碳排放量，符合欧盟能源质量法规的要求，可以在欧洲碳交易市场进行碳排放权交易。报告期内，先锋绿能通过第三方实现碳排放量交易指标的销售并获取收益。

（2）电力交易的行业现状与先锋绿能的经营模式

电力交易作为我国电力体制改革的重要举措已经在全国范围内开展，参与电力交易的企业多种多样，具备竞争力的市场主体主要有发电侧、用电侧和电网侧。根据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）的政策规定，在用户侧取消工商业目录电价，有序推动工商业用户全部进入电力市场。预计未来，我国市场化交易电量将保持上升趋势。

先锋绿能属于用电侧和电网侧市场主体，除了对自身需求的电力进行成本管控为主的交易外，还代理其他用电侧市场主体交易。

（三）清洁替代的主要体现

根据国家发展改革委、国家能源局发布的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，鼓励工业企业开展清洁能源替代，降低单位产品碳排放。清洁替代是在能源利用上以清洁能源替代化石能源，走低碳绿色发展道路，实现化石能源为主向清洁能源为主转变。能源供给侧实现清洁替代只是绿色发展中的一部分，还包括在能源消费侧实现清洁化能源利用，清洁替代包含了能源消费侧的电能替代。电能替代是在能源消费上实施以电代煤、以电代油、以电代气，推广应用电锅炉、电采暖、电动交通等，提高电能在终端能源消费的比重，减少化石能源消耗和环境污染。

先锋绿能当前主要业务是油气田专用配电网供电服务，以油气开发的电能替代为切入口，通过“投资、建设、运营”专用配电网替代原有油气开发生产专用配电网，为客户实现用柴油作为动力源，为客户实现用清洁能源利用，为客户在开发过程中实现节能降耗，提质增效。

（四）量化说明目前相关产品或服务处于何种发展阶段，自建和提供服务的供电设备装机容量分别为多少

1、油气田专用配电网供电服务

随着我国能源结构不断变化，以及国家双碳目标的提出，除了在能源结构前端进行清洁化发展外，在最终的能源消耗端需实施清洁替代也是双碳目标实现的重要途径。其中，电能替代是在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式，通过大规模集中转化来提高燃料使用效率、减少污染物排放，进而达到改良终端能源结构，促进环保的效果。

电能替代包括以电代煤、以电代油、农业生产电气化等多种方式，替代产品涵盖热泵、蓄能、电锅炉、电熔炉、电采暖、农业电排灌、岸电工程、电动汽车、轨道交通等技术领域。国家电网预计，至 2035 年及 2050 年，电能占终端能源消费比重将由目前的约 25%分别提升至 30%和 40%，电能替代市场蓝海广阔。

油气企业作为能源消耗大户，具有行业集中及能耗强度大等特点，我国石油石化行业每年消耗的油气当量是自身产能的约 20%-25%，且主要消耗都集中在勘探开发与炼化阶段，主要消耗以煤炭、柴油、燃气等为主的化石能源进行一次转化使用，清洁化利用率过低，大量传统设备设施电气化率低，油气行业具备大量的电能替代可应用场景。按照中石油油气田 2021 年的单位油气生产综合能耗数据（生产每吨油气当量消耗约 90 千克标煤），并结合中石油集团公司“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走战略中清洁替代替代率目标（20-25%），测算 2021 年国内油气开发总能耗电能替代规模约为 450 亿千瓦时。先锋绿能累计完成电能替代电量 10 亿千瓦时，市场潜力大。目前已经与中石油下属 16 个油气田中的 5 个油气田单位、中油技服及旗下 4 家钻探公司建立合作关系，正在与其他油气田建立合作意向，可拓展空间潜力大。

先锋绿能供电设备的容量根据负荷侧变电设备额定容量或电网公司批复的线路供电容量进行统计。截至目前，先锋绿能投资建设的油气田专用电力线路供电容量（即能够提供的用电负荷）达 800MVA，提供运维服务部分的油气田专用电力线路供电容量达 275MVA。

2、智慧电力运维服务

截至 2020 年，用户侧电力运维托管业务规模已达 483.7 亿元。从发展前景来看，随着下游电力基础设施的不断建设，以及市场化改革的不断深入，我国电力运维托管服务需求将稳定增长，行业规模将不断扩大，市场空间巨大。

先锋绿能目前依托供电服务业务横向拓展了油气行业存量专用配电网的相关业务，依托电力行业的丰富经验，服务的专业化程度高、竞争力强，并正在向其他工业企业和新能源发电企业横向拓展运维业务。

3、碳交易及电力交易服务

碳交易方面，根据《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》，国内的发电行业被率先纳入全国统一碳交易市场。未来随着我国双碳目标战略的不断执行与深化，碳排放交易市场的不断发展与完善，其他的高耗能、高排放行业也将会被逐渐纳入到碳交易市场，碳交易市场规模空间巨大，具备极大的市场潜力。

电力交易方面，根据中国电力企业联合会发布的《2021 年全国电力市场交易简况》显示，2021 年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37,787 亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，同比提高 3.3 个百分点。预计 2022 年全国电力交易市场规模增速将达到 20%。

（五）标的公司业务后续可持续推广，标的公司具备持续盈利能力

我国石油和天然气对外依存度较高，政府持续要求确保能源安全，增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发。同时，在我国提出的“二氧化碳排放力争 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”的目标下，国内正在进行能源革命，加快发展可再生能源、绿色能源产业发展空间将会进一步打开。

先锋绿能通过在国内油气主产区提供稳定、清洁的电力保障服务，推动油气开采环节大规模使用电驱化设备，提高油气开发效率、降低油气开发用能成本。同时先锋绿能作为一家以油气资源开发行业为切入口，以电力为纽带，为客户提供清洁能源的系统化解决方案服务商，到目前已建立有较为全面的管理体系和组织架构，形成了对油气勘探开发行业用能需求的深入理解和行业经验。先锋绿能已建成投运近 1000 公里的油气田专用电力线路，将作为覆盖区域内的油气田客户的能源供应首选，持续为油气开发全生命周期提供清洁、高效和低成本的电力供应。同时具备新市场业务开拓和落地的能力，报告期内业务规模持续扩张。

另外，先锋绿能还正通过在油气行业服务的成功经验，坚持创新发展，以现代信息技术为核心，将“源网荷储一体化”的服务模式快速复制到其他工业企业，并结合自身核心优势发展清洁能源发电、储能应用、数据中心能源服务、工业企业环保与节能服务等业务，积极投身于国家能源安全建设，业务具备持续盈利能力。

（六）补充披露情况

公司已在预案修订稿之“第四节 标的资产的基本情况”之“四、主营业务发展情况”之“（二）行业现状与经营模式”中补充披露了“源网荷储一体化”的概念、先锋绿能各类业务的行业现状和经营模式、清洁替代的主要体现、相关产品或服务处于的发展阶段、业务后续可持续推广性以及先锋绿能的持续盈利能力等。

三、标的公司各类业务订单获取方式，说明是否存在重大依赖标的公司实际控制人或其他关联方的情形，说明标的资产是否具备独立性，是否符合《首次公开发行股票并上市管理办法》相关规定。请财务顾问发表意见。

（一）标的公司各类业务订单获取方式，说明是否存在重大依赖标的公司实际控制人或其他关联方的情形类业务订单获取方式

1、油气田专用配电网供电服务

油气田专用配电网供电服务的订单，基于成都昆仑与先锋绿能的合作模式获取，相关的合作情况详见回复“问题 1”之“一、标的公司主要客户和供应商的具体情况……”之“（一）标的公司主要客户的具体情况”之“2、主要客户成都昆仑情况及其合作模式、结算模式”，关于是否存在对成都昆仑的依赖的相关论述详见回复“问题 1”之“四、评估关联交易占比高、客户集中度高对标的公司持续经营与竞争力的影响……”之“标的公司营业收入或净利润是否对单一客户存在重大依赖、是否对关联方存在重大依赖”。

先锋绿能创始团队深耕电力行业，具有 20 多年的电力行业经验，在电力工程和综合能源服务领域具有专业化、精细化的建设、管理和运营能力。

通过国际生物城项目，先锋绿能与成都昆仑建立了良好的合作关系。在国内大规模商业化开发页岩气、电力体制改革“管住中间、放开两头”，向社会资本放开配售电业务、国内各大石油公司推行“油公司”模式，突出主业主责，将辅业逐步形成社会化服务、中石油集团提出“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走的总体部署，将绿色低碳纳入公司发展战略，明确提出了深度电气化改造的背景下，先锋绿能发现了页岩气勘探开发的客户需求和用能痛点。先锋绿能基于自身在供电服务规划设计、建设管理、运营维护的专业能力，与成都昆仑合作开展了油气田专用配电网供电服务的首个示范项目，自贡荣县页岩气供电服务项目，为该开发区块提供勘探、钻井、压裂、开采、集输和净化全生命周期的系统化专业电力服务，该示范项目带来了良好的经济和社会效益，并受到油气田客户的高度认可。先锋绿能凭借该示范项目在川渝、新疆、内蒙等主要油气增储上产区域进行了推广复制和项目落地。

先锋绿能油气田专用配电网供电业务订单获取的方式为：由先锋绿能市场开拓团队与油气田勘探开发单位潜在客户进行接触，了解潜在客户的实际用电场景和需求，根据客户需求提供用电方案和服务报价，并通过和成都昆仑合作的方式与终端客户建立服务关系。服务过程中，先锋绿能负责投资、建设油气田专用配电网资产，智慧运营维护、大修技改，并为终端客户提供现场供电及用电保障服务；成都昆仑负责向属地电网公司提交用电申请、开立用电户号和办理购售电结算。

2、智慧电力运维服务

近年来，油田公司聚焦主辅分离改革重塑产业布局。先锋绿能在油气田专用配电网资产已覆盖的区域中，通过“投建运”模式向油田客户提供服务，保障客户用电安全可靠、提质增效，使客户专注于油气勘探开发主业，获得了油气田客户的认可。

基于“投建运”模式下体现出的技术专业性强、电力信息化水平高和服务保障能力强。先锋绿能通过与成都昆仑合作，逐步切入油气田相关客户原自建部分专用配电网资产电力运维，利用自研的智慧电力信息化平台有效解决油气田客户在电力专业性痛点，弥补电网运维人员配置不足。根据客户专用配电网资产规模、运维现状和运行服务要求，编制了智慧电力运维服务方案，并通过邀标或谈判的方式获取智慧电力运维服务业务订单。

3、碳交易

先锋绿能通过供电服务实现的电能替代获得的碳减排量符合欧盟能源质量法规的要求，可以在欧洲碳交易市场进行碳排放权交易。先锋绿能以询价的方式，通过中介代理实现碳减排量向欧洲碳交易市场交易。

4、电力交易

根据四川省经信厅、发改委、能源局、能监办发布的《四川省省内电力市场化交易总体方案》要求，先锋绿能主动寻找有电力交易需求的潜在客户（主要为耗能相对较高的大型工商业企业），先锋绿能作为售电企业，根据客户用电情况，向潜在客户报价，客户进行比价和谈判后确定电力交易合作。

综上所述，先锋绿能具备独立获取业务的能力，对公司实际控制人不构成重大依赖。此外，成都昆仑作为先锋绿能第一大客户，先锋绿能对其存在一定依赖，但先锋绿能与成都昆仑的关联关系是由于参股形成，关系长期稳固，不会对先锋绿能的持续盈利造成重大不利影响。

（二）说明标的资产是否具备独立性，是否符合《首次公开发行股票并上市管理办法》相关规定

经公司初步尽调，先锋绿能在独立性方面基本符合要求。目前先锋绿能尚存在控股股东资金占用、个别管理人员兼职等情况，预计将在审计评估基准日前完成除非经营性资金占用外的规范整改（该非经营性资金占用将在草案披露前解决）。针对本次交易，先锋绿能实际控制人王涛、鲁仲兰，控股股东明信能源已出具保持上市公司独立性的承诺。

综上所述，先锋绿能及其控股股东、实际控制人已经就保持上市公司独立性出具相关承诺。先锋绿能预计将在本次交易审计基准日前完成除非经营性资金占用外的规范整改（该非经营性资金占用将在草案披露前解决），规范后先锋绿能在独立性方面能够符合《首次公开发行股票并上市管理办法》等相关规定。

本次重组相关的尽职调查工作尚未完成，先锋绿能具体情况是否符合《首次公开发行股票并上市管理办法》相关规定尚待各中介机构进一步核实。

（三）补充披露情况

公司已在预案修订稿之“重大风险提示”之“一、与本次交易相关的风险”和“第八节 重大风险提示”之“一、与本次交易相关的风险”中补充披露了先锋绿能是否符合《首次公开发行股票并上市管理办法》相关规定存在不确定性的风险。

公司已在预案修订稿之“第四节 标的资产的基本情况”之“四、主营业务发展情况”之“（八）先锋绿能各类业务订单获取方式及先锋绿能的独立性”中补充披露了先锋绿能各类业务订单获取方式、对先锋绿能实际控制人或其他关联方的依赖情况、先锋绿能的独立性等。

四、中介机构核查意见

由于针对先锋绿能的尽职调查工作量较大，本次重组相关尽职调查工作尚未完成，相关中介机构针对上述问题回复的核查意见亦需履行相应程序。截至本回询函回复出具日，中介机构核查意见尚未出具。公司将在取得中介机构核查意见后及时公告披露。

问题 3：关于标的公司业绩。

预案披露，标的公司 2019 年、2020 年、2021 年及 2022 年上半年实现净利润分别为 1,823.23 万元、16,143.55 万元、6,885.26 万元、11,405.57 万元，净利润率分别为 20.12%、39.40%、17.04%、24.93%，净利润率波动较大。请公司补充披露：

（1）结合标的公司生产经营情况与收入确认方式，说明 2021 年业绩大幅下滑、2022 年上半年业绩又大幅提升的原因及合理性；

（2）结合行业政策、经营模式、主要客户等，说明近年业绩与净利润率大幅波动的原因及合理性，以及对后续持续盈利能力的影响，并充分提示风险。

请财务顾问、会计师发表意见。

回复：

一、结合标的公司生产经营情况与收入确认方式，说明 2021 年业绩大幅下滑、2022 年上半年业绩又大幅提升的原因及合理性。

（一）标的公司生产经营情况

根据未经审计的财务数据，先锋绿能 2020 年度以来的主要财务数据如下表所示：

单位：万元

项目	2022 年 1-6 月	2021 年度	2020 年度
营业收入	45,385.81	40,415.01	40,977.79
营业成本	28,839.45	28,368.65	19,731.73
净利润	11,405.57	6,885.26	16,143.55

2021 年先锋绿能的营业收入较 2020 年略有下降，主要是因为：2021 年，因中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司页岩气“十四五”规划方案和 2021 年开发计划批复推迟，导致部分终端客户油气平台延后开发，年内终端客户用电量相应下降。同时，2021 年先锋绿能的营业成本较 2020 年上升，主要是因为：采购电价受国网销售结算方式调整，四川区域采购电费自 2021 年 3 月起由单一制电价调整为两部制电价，导致 2021 年购电均价有所上涨，先锋绿能购电成本增加。

2022 年上半年先锋绿能的营业收入超过了 2021 年全年营业收入，主要是因为：按照国家保能源安全的工作要求，2022 年上半年川渝地区油气田开发提速，销售电量同比上升；新拓展新疆、内蒙、海南区域油气田专用配电网供电客户，销售电量大幅上升。

（二）先锋绿能的收入确认方式

收入确认方式详见问询函回复“问题 1”之“三、标的公司与主要客户及供应商相关交易的定价方式……”之“（三）补充公司收入确认方法与收入时点确认依据，说明是否符合《企业会计准则》相关规定”。

（三）2021 年业绩大幅下滑、2022 年上半年业绩又大幅提升的原因及合理性

1、先锋绿能 2021 年业绩大幅下滑的原因分析（以下财务数据未经审计）

先锋绿能 2021 年利润表较 2020 年变动情况如下表所示：

单位：万元、%

项目	2021 年度	2020 年度	变动额	变动比例
营业收入	40,415.01	40,977.79	-562.78	-1.37
营业成本	28,368.65	19,731.73	8,636.92	43.77
毛利	12,046.36	21,246.06	-9,199.70	-43.30
税金及附加	110.39	169.37	-58.98	-34.82
期间费用	3,662.86	2,422.92	1,239.94	51.18
利润总额	7,558.45	17,786.69	-10,228.23	-57.51
归属于母公司所有者的净利润	6,885.26	16,143.55	-9,258.30	-57.35

由上表可以看出，先锋绿能 2021 年归属于母公司所有者的净利润同比 2020 年减少 9,258.30 万元，同比下降 57.35%，主要原因是当年毛利较 2020 年减少 9,199.70 万元，其他期间费用影响较小。

从具体业务来看，先锋绿能 2021 年毛利较 2020 年变动情况如下表所示：

单位：万元、%

项目	2021 年度	2020 年度	变动额	变动比例
毛利	12,046.36	21,246.06	-9,199.70	-43.30
其中：供电服务	10,154.95	20,687.57	-10,532.62	-50.91
智慧电力运维服务	1,633.07	231.95	1,401.12	604.05

由上表可以看出，2021 年先锋绿能的毛利变动主要受到油气田专用配电网供电服务业务、智慧电力运维服务业务影响。

（1）先锋绿能供电服务业务毛利变动原因

2021 年较 2020 年，先锋绿能供电服务业务销售收入及销售成本变动情况如下表所示：

单位：万元、%

供电服务业务	2021 年度	2020 年度	变动额	变动比例
营业收入	36,291.38	40,007.90	-3,716.51	-9.29
销售电量（万度）	33,894.52	37,686.13	-3,791.61	-10.06
平均销售电价（元/度）	1.07	1.06	0.01	0.79
营业成本	26,136.44	19,320.33	6,816.11	35.28
其中：购电成本	21,708.85	16,696.63	5,012.22	30.02
平均采购电价（元/度）	0.64	0.44	0.20	45.45
毛利	10,154.95	20,687.57	-10,532.62	-50.91

从上表可以看出，先锋绿能供电服务业务毛利变动，主要是两方面的原因：一是 2021 年销售电量同比 2020 年有所下降，导致销售收入下降；二是 2021 年电力平均采购单价上涨，导致供电服务业务的营业成本增加。

① 供电服务业务同比售电量下降

2021 年先锋绿能供电量下降 3,791.61 万度，同比减少 10.06%。具体如下：

第一、2021 年，因中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司页岩气“十四五”规划方案和 2021 年开发计划批复推迟，导致部分终端客户油气平台延后开发，年内终端客户用电量相应下降。主要涉及客户情况如下：向主要终端客户四川页岩气勘探开发有限责任公司供电量同比下降 3,754.33 万度；向中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿供电量同比下降 4,589.04 万度；向四川长宁天然气开发有限责任公司等客户供电量同比下降 1,134.40 万度。

第二、重庆页岩气勘探开发有限责任公司 2021 年启动排产，较 2020 年增加供电量 2,353.68 万度。此外，供电服务业务拓展中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司、中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司（吉庆油田作业区）等新客户，2021 年新增供电量 3,050.19 万度。

② 供电服务业务平均成本变动

从上表可以看出，先锋绿能供电服务业务单位成本有所上涨，主要是采购电价上涨所致。当年购电成本同比增长 5,012.22 万元，主要是国网四川供区，自 2021 年 3 月起由单一制电价改为两部制电价，以及客户用电结构改变的影响。

（2）智慧电力运维业务毛利变动原因

2020 年至 2021 年，先锋绿能对外提供运维服务的项目包括四川运维项目、重庆运维项目、输气管理处项目等。2021 年较 2020 年，运维项目变动的主要原因如下：

先锋绿能运维项目从 2020 年 9 月开始投入运营，并结算确认收入，导致当年运维收入较小；2021 年，运维项目均以完整年度作为结算周期，整体运维收入较 2020 年上涨 3,128.25 万元。其中，2021 年四川运维项目收入 2,698.52 万元，较 2020 年增加 2,162.65 万元；重庆运维项目 612.18 万元，较 2020 年增加 552.49 万元。

2、先锋绿能 2022 年上半年业绩大幅上升的原因分析（以下财务数据未经审计）

先锋绿能 2021 年上半年、2022 年上半年业绩情况如下表所示：

单位：万元

项目	2022 年 1-6 月	2021 年 1-6 月	变动额	变动比例
营业收入	45,385.81	16,742.72	28,643.09	171.08%
营业成本	28,839.46	11,660.75	17,178.71	147.32%
毛利	16,546.36	5,081.97	11,464.39	225.59%
税金及附加	112.32	76.75	35.58	46.35%
期间费用	1,798.03	1,248.51	549.52	44.01%
利润总额	12,524.69	3,314.53	9,210.16	277.87%
归属于母公司所有者的净利润	11,405.57	3,016.22	8,389.35	278.14%

由上表可以看出，先锋绿能 2022 年 1-6 月归属于母公司所有者的净利润同比上一年增加 8,389.35 万元，同比上升 278.14%。先锋绿能 2022 年 1-6 月归属于母公司所有者增加主要来源于毛利增加 11,464.39 万元，其他期间费用影响较小。

从具体业务来看，先锋绿能 2022 年 1-6 月毛利较 2021 年 1-6 月变动情况如下表所示：

单位：万元

项目	2022 年 1-6 月	2021 年 1-6 月	变动额	变动比例
毛利	16,546.36	5,081.97	11,464.39	225.59%
其中：供电服务业务	15,907.62	4,523.84	11,383.79	251.64%

从上表可以看出，2022 年 1-6 月先锋绿能毛利变动主要受到供电服务业务影响。

2022 年 1-6 月较 2021 年 1-6 月，先锋绿能供电服务业务销售收入及销售成本变动情况如下表所示：

单位：万元、%

供电服务业务	2022 年 1-6 月	2021 年 1-6 月	变动额	变动比例
营业收入	44,159.28	15,352.04	28,807.24	187.64
销售电量（万度）	37,767.00	14,501.21	23,265.79	160.44
平均销售电价（元）	1.17	1.06	0.11	10.45
营业成本	28,251.66	10,828.21	17,423.45	160.91
购电成本	25,218.30	8,875.90	16,342.40	184.12
平均采购电价（元）	0.67	0.61	0.06	9.09
毛利	15,907.62	4,523.84	11,383.79	251.64

从上表可以看出，先锋绿能供电服务业务毛利变动，主要是两方面的原因：一是 2022 年 1-6 月销售电量同比增加，导致销售收入上升；二是 2022 年 1-6 月销售电价同比增加，导致销售收入上升。

2022 年上半年下游油气客户的油气开发计划提速，先锋绿能售电量同步增加 23,265.79 万度，同比增加 160.44%。具体如下：

（1）2022 年 1-6 月存量客户售电量同比增长 9,273.36 万度，其中重庆页岩气勘探开发有限责任公司同比增长 5,033.60 万度，中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿同比增长 4,363.10 万度；

（2）2022 年 1-6 月增量客户售电量 13,992.43 万度，其中：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司重庆气矿售电量 3,273.11 万度，中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司（吉庆油田作业区）售电量 2,615.66 万度，中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司售电量 1,098.86 万度。

二、结合行业政策、经营模式、主要客户等，说明近年业绩与净利润率大幅波动的原因及合理性，以及对后续持续盈利能力的影响，并充分提示风险

（一）行业政策

1、油气开发政策

对先锋绿能相关业务具有较大影响的法律法规等规范性文件如下：

时间	政策名称	政策内容
2010 年	国务院发布《国务院关于鼓励和引导民间投资健康发展的若干意见》	鼓励民间资本参与石油天然气建设。支持民间资本进入油气勘探开发领域，与国有石油企业合作开展油气勘探开发。
2011 年	《我国国民经济和社会发展“十二五”规划纲要》	加大石油、天然气资源勘探开发力度，稳定国内石油产量，促进天然气产量快速增长，推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用，统筹规划全国能源开发布局和建设重点，建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、四南地区和新疆五大国家综合能源基地。
2012 年	发改委、财政部、国土资源部、国家能源局发布《页岩气发展规划（2011-2015 年）》	页岩气勘探开发以四川、重庆、贵州、湖南、湖北、云南、江西、安徽、江苏、陕西、河南、辽宁、新疆为重点。
2013 年	国家能源局发布《页岩气产业政策》	加快页岩气勘探开发利用，鼓励民营企业在内的多元投资主体投资页岩气勘探开发。鼓励应用水平井钻完井技术、水平井分段压裂技术等关键技术。页岩气开发纳入国家战略性新兴产业，加大对页岩气勘探开发等的财政扶持力度。
2014 年	国家能源局发布《2014 年能源工作指导意见》	鼓励和引导民间资本进一步扩大能源领域投资，继续清理和修订有关能源领域民间投资的法规文件，建立健全相关配套政策，积极为民间资本进入能源领域创造制度条件。积极探索民间资本参与油气勘探开采及进出口、天然气管网等业务的有效途径。
2022 年	四川省人民政府《四川省“十四五”能源发展规划》	大力推进天然气（页岩气）勘探开发，实施国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气（页岩气）生产基地。进一步扩大电能替代范围，在工业生产、交通运输、农业生产、供暖供冷、家居家电等领域因地制宜推进电能替代，不断提高电气化水平。持续扩大电能替代规模，重点在燃煤（油、柴）锅炉窑炉、港口岸电、电烤烟、电火锅、机场桥载、冰蓄冷、电驱钻井、电驱压裂等领域实施一批电能替代工程。
2022 年	国家发改委、国家能源局《“十四五”现代能源体系规划》	积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。推广能源开采先进技术装备，加快对燃油、燃气、燃煤设备的电气化改造，提高海