

锂电行业账款支付规则将进一步健全

■本报记者 林水静

日前召开的国务院常务会议,部署进一步清理拖欠企业账款工作。针对一段时间以来一些大企业滥用市场优势地位拖欠中小企业账款,会议作出针对性安排:“要大力整治大企业拖欠中小企业账款问题”“健全行业账款支付规则”“加强大企业支付行为监管”“规范管理非现金支付工具”……

当前,产业链账款周转压力同样存在于新能源行业。《中国能源报》记者了解到,受下游整车、储能项目结算节奏影响,动力、储能电池行业普遍存在应收账款周期较长问题,而部分锂电、储能企业利润偏低、抗压能力弱,一定程度上影响动力、储能电池行业健康发展。

产业链回款周期长

根据 2025 年企业年报,锂电板块部分企业应付账款周转天数破 180 天;若计入应付票据,合计周转天数需 230—270 天。

企业付款周期为何如此长?

追光新能源总经理龙志强在接受《中国能源报》记者采访时说:“大型项目本身就具有固有账期长和分阶段支付的特点。项目款项通常分三四个节点兑付。比如预付款 10%、到货验收付 30%、项目并网后付 30%,再剩 10%的质保金,质保期常常还有 3 到 5 年。”

除工程项目分阶段结算外,商业票据的普遍使用,也拉长了实际资金兑付的时间。据了解,应付票据是企业开出票据即完成合同层面结算,但上游供应商需要等待票据到期后,才能真正拿到现金,在这个过程中仍会存在到期兑付不确定性等问题,进一步增加周转天数。

结算周期跨度大,给产业链上下游企业带来不小的资金占用压力,也意味着过程变量增多。更关键的是,市场规则的变动也给企业带来经营风险。

“储能行业前期经历过爆发式增长,

随着峰谷价差政策向市场化转型,部分资金实力有限、抗风险能力不足的中小企业难以适配新的市场环境,出现经营恶化乃至破产清算,被行业淘汰。此外,未来独立储能接入现货市场后,有可能出现高买低卖、持续亏钱的情况,部分企业受此冲击经营出问题,也会让资金压力加剧。”龙志强说。

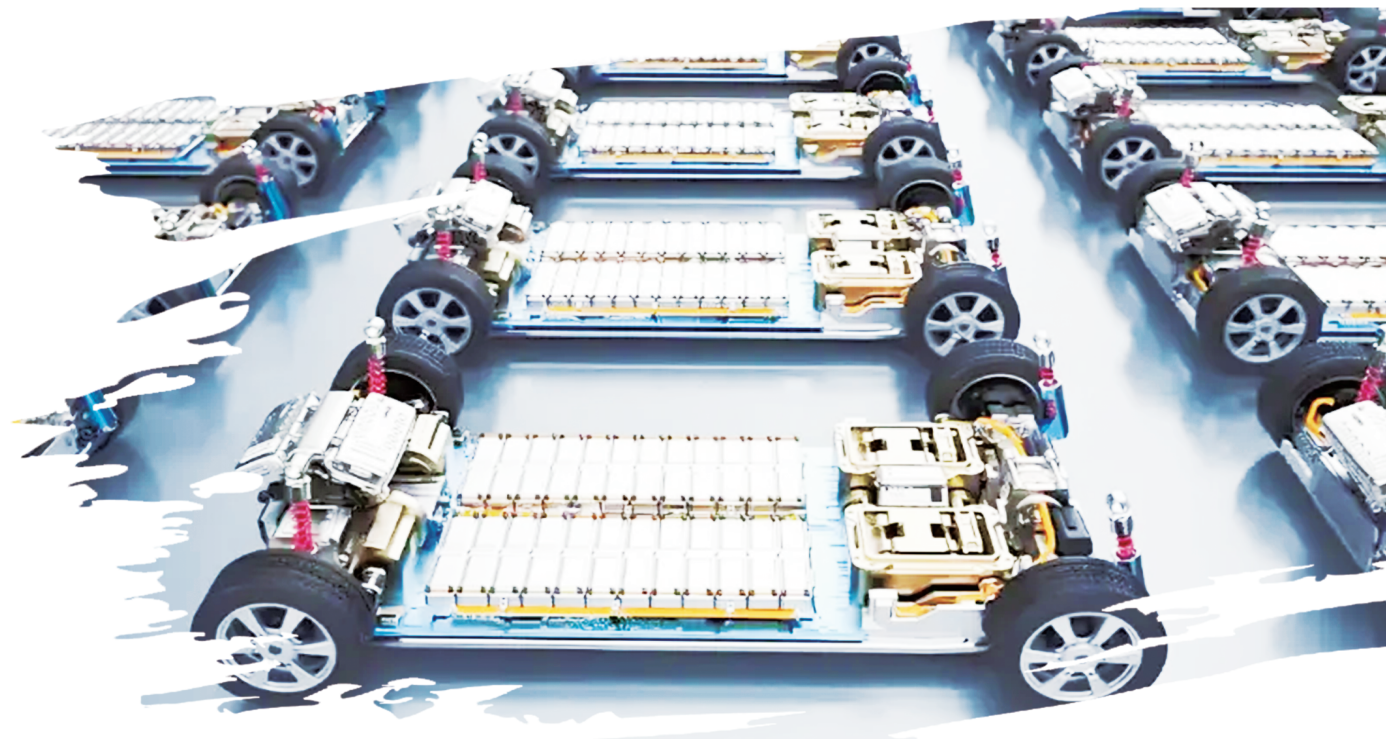
部分环节呈现向好信号

现有业务模式下,缩短账期是否可行?

今年 6 月底,中国汽车动力电池产业创新联盟与中关村储能产业技术联盟联合发布《动力和储能电池企业供应商账款支付规范倡议》(以下简称《倡议》),直指锂电储能行业超长账期、商业承兑汇票滥用、中小供应商资金被长期占用问题,宁德时代等 11 家头部企业响应,承诺对中小供应商账期原则不超 60 天。业内人士指出,这是整车厂自去年开始推行的 60 天付款周期规则向产业链上游的延伸。

从已披露的财报数据看,锂电池产业链早已显现一些积极变化。东吴证券研报指出,受下游电池厂需求旺盛,设备商的收款速度提升、应收账款的周转天数有所下降。2025 年锂电设备行业平均存货周转天数为 164.5 天,同比减少 50.4 天,存货管理效率显著改善;今年一季度,行业平均存货周转天数进一步降至 153.9 天,同比减少 52.4 天,周转持续提速,反映行业订单交付节奏加快、产销衔接顺畅。

“锂电设备回款条件改善,是多重行业条件叠加形成的结构性现象。”龙志强表示,当前电芯产能的扩建审批在收紧,设备本身就属于一个定制化的版块,会有交付周期的压力,目前又遇上储能电芯扩产周期,议价能力增强,回款提速。“对于材料等其他产业链环节来说,适当缩短也能实现,但受项目模式限制,改善程度会相



对有限。”

完善账款治理制度保障

产业链资金周转矛盾并非仅作用于单一环节。受访人士认为,不同环节企业承受的冲击各有不同,理顺产业链资金循环、推进相关问题治理,对行业平稳健康发展具有重要意义。此次工作部署虽不是出台专项补贴类政策,但也会起到推动督促的作用。

龙志强表示,自今年 6 月底《倡议》发布后,行业缩短账期已有积极信号。“比如部分集成商已将预付款纳入合作前提,材料企业回款压力正逐步缓解,但归根结底,

仍取决于下游真实付款能力是否切实好转。只有整车厂等终端客户账期缩短或预付款比例提升,才能真正打通资金传导链条,否则单方面压缩上游账期,只会将压力转嫁至更弱勢的环节。”

然而,维护产业链韧性,仅依靠行业自律还不够。“自律并不具备强制约束效力。应当搭建常态化反馈处置机制,厘清对应的投诉渠道与主管部门,改善部分企业遇到的投诉处置周期长的现状。同时还要明确评判标准,区分合理账期和不良拖欠行为,把产业链账款治理转为常态化制度安排。让清欠工作从倡导落到实处,做到可执行、可追溯、可问责。”龙志强坦言。

北京嘉维律师事务所合伙人律师赵

占领在接受《中国能源报》记者采访时提醒,企业在签约阶段应明确付款期限不超过 60 天、逾期付款违约金计算标准、验收标准和异议期。对大型企业客户,可援引《保障中小企业款项支付条例》及最高人民法院相关批复,排除“背靠背”付款条款。同时,可争取所有权保留并依法办理登记,降低买方破产时的损失。履约阶段务必保留送货单、验收单、调试记录等原始凭证,要求对方授权人员签字或盖章;任何变更、调价、延长账期均须书面确认。对账阶段应形成定期对账机制,每季度或每半年发出对账函,明确欠款金额、付款期限和逾期利息,取得对方盖章回执。

终端气价“分化”,多地管道气限价调整

■本报记者 渠沛然

今年 4 月以来,非采暖季的天然气市场并未如期迎来价格回落的淡季窗口。中东地缘冲突的冲击持续蔓延,国内合同内资源供应偏紧,部分地区城燃企业被迫采购高价贸易气或 LNG 补充气源以保障下游用户平稳用气。采购成本与终端售价之间的缺口使得城燃企业经营承压。

面对这一局面,近期多地政府根据城燃企业的综合采购价格,调整终端管道气最高限价。清燃智库监测数据显示,此轮调价呈现显著的区域分化特征,华中、华东等地调价动作积极,价格环比窄幅上调,华北、西南等地则相对审慎。一场关于成本传导、区域差异与政策弹性的行业压力测试正在终端价格领域展开。

多地气价调整

据了解,此轮终端管道气最高限价调整中,华中、华东等地最积极,价格环比均呈窄幅上调趋势。从区域价格水平看,华中地区非居民最高限价居于首位,华东次之。从调整对象范围看,华中地区调价多兼顾居民与工商业用气定价,而华北、华东、西南等地则主要针对非居民工商业用气进行调整。

安徽宣城、六安等地采取限时阶段性调价策略,设定时间窗口既为城燃企业纾困,也为后续政策调整留出余地。

区域间的调价差异并非随机分布。清燃智库分析指出,自 4 月起国内气源供应持续趋紧,部分上游资源方采取控量措施,叠加管输费用高企等因素,华东、华中等地成为高价气资源的主要接收区域。华中地区深处内陆,进口 LNG 接收站距离远,管输环节多、费用高,气源采购成本本就偏高;华东虽是沿海进口 LNG 的主要消纳地,但国际现货价格高位震荡之下,接收站提价控量销售已成常态。两地在气源成本端的压力率先传导至终端限价层面。

更深层的原因在于进口结构的区域差异。华泰证券研报认为,不同省份因卡塔尔 LNG 占比差异导致影响分化,“北重南轻、国企重民企轻”的错配格局已然形成。依赖现货补库的华北城燃承受的压力最为突出,而持有低成本 HH 挂钩长协的城燃贸易商则成为受益者。

传导部分成本压力

业内分析认为,限价调整的直接意义在于拓宽城燃企业的顺价空间。上游采购成本上涨,终端最高限价相应上浮,城燃企业得以将部分成本压力向下游传导,避免独自承担全部冲击。

但政策与现实差距仍存。业内人士指出,考虑到终端市场承压能力有限,目前多数城燃企业的实

际销售价格仍低于政府设置的终端管道气最高限价。天花板抬高,但大多数企业并未真正触及天花板,这背后是市场竞争、用户承受能力、地方政府调控等多重因素的影响。

中诚信国际信用评级有限责任公司发布的《中国城市燃气行业展望》指出,2026 年全球市场将延续产能扩张周期,呈现供应宽松主导、需求边际复苏、价格中枢下移的核心格局,但地缘政治紧张、极端气候等不确定性因素犹存。顺价政策支持深化落实带动城燃企业盈利呈修复态势。

清燃智库相关研报显示,政策的出台与调整仍在一定程度上增强了城燃企业的经营信心。在气价高企、成本倒挂的困境中,政府释放出的顺价信号本就是一种重要的预期管理。城燃企业未必能立刻将限价空间用足,但天花板上移意味着政策态度从“压价保民生”转向“兼顾企业合理利润”,这种转变对于稳定行业信心至关重要。

截至今年上半年,部分头部城燃企业已在 26 个省份落实居民用气顺价政策,顺价比例提升至 76%。佛燃能源 2026 年半年报显示,购气成本下行叠加顺价机制完善,城燃毛利率率同比提升 2.24 个百分点至 12.36%,显著高于 2022 至 2024 年 9.2% 左右的历史中枢。顺价机制的执行力度也正在成为决定城燃企业盈亏的分水岭。

气价走势待定

中信证券的测算从另一维度揭示城燃企业的承压边界。其研报指出,地缘冲突的强度和持续时间决定中东 LNG 的供应程度,预计国内进口气成本有望上移 7%—25%。

未来若国际气源价格持续高位运行,国内用户合同外补充气源成本居高不下,不排除更多地区将跟进调整终端管道气最高限价,以进一步疏导城燃企业的气源采购成本压力,保障区域供气稳定。届时调价的区域范围将从华东、华中向外围扩散,调价对象也可能从非居民向居民领域延伸。

一位燃气企业相关人士表示,国际气价的走势成为决定后续政策走向的关键变量,而中东局势的演进、全球 LNG 供应的恢复节奏,则是最大的不确定性所在。

“其实不论哪种情景成为现实,在进口依存度超过 40%、国际气价波动日益剧烈的背景下,我们天然气终端价格的形成机制正在经历从‘被动承受’到‘主动调节’的艰难转型。要加快天然气价格联动机制在全国范围内的落实,保障城燃企业稳定运营和行业健康发展。”该人士表示,“限价调整是转型过程中的一个环节,此轮区域调价的‘分化图景’可以说是一次次压力测试的即时反馈。”

我国核聚变能创新生态逐步成型

■本报记者 朱学蕊

《中国能源报》记者 8 月 25 日从“2026 核聚变能大会暨核聚变活动周”(以下简称“大会”)开幕式上了解到,当前,基于政策法规不断完善,科研机构、企业、高校研发加速和联合攻关,创新集群和产业联盟涌现,多元资本持续投入,以及标准建设升级、衍生应用扩围,我国核聚变能创新生态逐步成型。

创新生态是建设现代化产业体系的关键要素,亦是支撑未来产业发展的重要基石。作为“十五五”规划纲要明确锁定的未来产业和新的经济增长点之一,核聚变能优势明显、前景广阔,其创新生态建设将助力提升我国在未来产业赛道上的整体创新能力和竞争力。

规划定位及监管明晰

科学技术部党组成员、副部长张光军在大会开幕式致辞时指出,核聚变能是人类未来能源发展的重要方向,全球主要国家竞相布局核聚变能新赛道,纷纷发布促进核聚变能发展的战略和政策举措。我国始终高度重视核聚变能创新发展,“十五五”规划将可控核聚变作为未来能源技术纳入能源创新发展重点方向,并将可控核聚变列入国家前沿科技攻关重大工程项目。“我们要清醒认识到核聚变能实现的艰巨性、复杂性、长期性,尊重科学规律,求真务实、开拓创新,充分发挥新型举国体制优势,合力攻坚,加快推进核聚变技术工程化、产业化。”

规划设计和法制化进程,护航核聚变技术加快工程化、产业化。

2013 年印发的《国家重大科技基础设施建设中长期规划(2012—2030 年)》明确提出“完善提升全超导托卡马克核聚变实验装置的性能,积极参与国际热核聚变实验堆计划,保持我国在磁约束核聚变研究领域的先进地位”。2021 年发布的《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》,明确指出要推进高效率太阳能电池、可再生能源制氢、可控核聚变等低碳前沿技术攻关。

未来 5 年,除了国家层面的规划布局,核聚变能在地方发展蓝图中的角色定位也更清晰。

安徽、四川、上海、浙江、江苏、陕西等省级行政区在各自的“十五五”规划及配套措施中,均提出加大力度推进核聚变产业发展。上海市政协副主席吴信宝在开幕式致辞时表示,上海未来将加快推进聚变能前沿技术创新和未来产业培育,聚力突破高温超导磁体等关键技术,强化人工智能技术应用,加强创新联合体建设,完善聚变开放创新生态,举各方之力共同打造具有全球影响力的聚变能创新高地。

法规层面,《中华人民共和国原子能法》明确“鼓励和支持受控热核聚变的科学研究与技术开

发”“建立符合受控热核聚变特点、促进核聚变应用的监督管理制度,对聚变料、聚变装置(设施)实行分级分类管理”。《中华人民共和国生态环境法典》明确,国家建立符合受控热核聚变特点、促进核聚变应用的放射性 污染防治制度,对聚变燃料、聚变装置(设施)放射性污染防治实行分级分类管理。聚变装置(设施)建造等应当依法进行生态环境影响评价。这两部法律,将成为核安全监管机构创新监管方式、防范核聚变能产业重大风险的关键依据。

产业协同攻坚克难

创新生态,关键在协同。

当前,全球核聚变能研发正加速从科学研究向工程示范迈进,但作为人类历史上最具挑战的课题之一,核聚变能开发利用仍然面临科学和工程技术挑战。其中,燃烧等离子体稳态自持运行、耐高温中子辐照与高热负荷材料、氦自持循环是公认的三大科技难题,等 离子体加热、高效能量提取、高可用的运行维护、安全与监管治理等其他挑战也掣肘现阶段的研究和监管工作。

面对现实挑战和难题,产学研用各环节的协同攻关至关重要。

以核聚变能“国家队”为例,中核集团党组书记、董事长中彦锋表示,中核集团依托中国环流三号先进装置取得“双亿度”等突破性成果,加速推进聚变关键技术攻关,未来将继续发挥新型举国体制优势,深度融入国际聚变创新格局,协同各方力量,推动我国聚变事业高质量发展。

《中国能源报》记者了解到,目前中核集团旗下中国聚变能源有限公司正全力推进中国环流四号研发,以人工智能赋能聚变技术迭代,牵头建设长三角高温超导磁体技术创新联合体,补齐高温超导磁体工程化、产业化短板。中国环流四号定位为 全球首个高温超导强场稳态燃烧实验平台,将系统验证聚变复杂环境下 25T(特斯拉)高温超导强场磁体可靠性,演示聚变堆全域智能控制,实现装置长时间稳态运行。

中国科学院等离子体物理研究所通过建成运行东方超环 EAST,加快建设 CRAFT 项目,深度参与国际大科学工程 ITER,扎实推进 BEST 项目,掌握了聚变堆必备的关键物理与工程技术。未来,该所将联合国内外合作单位,推进多项大科学装置与项目建设,加快核聚变能开发及应用。

当前,国内近 20 家商业聚变企业正瞄准磁约束、惯性约束两大路线,计划以及正在建设多种类型的聚变等离子体实验装置,吸引多元社会资本投资核聚变能赛道。