煤电气“长协”纳入统一管理

■本报记者 渠沛然

国家发展改革委日前发布《能源保供中长期合同管理办法(试行)》(以下简称《办法》),首次将电煤、电力、天然气三类保供中长期合同纳入统一制度框架。

此前,电煤长协依托年度通知层层传导,电力中长期合同在各省交易规则中各自运行,天然气保供合同则长期缺乏一部全国性统一规章。三类合同从此适用同一套制度规则,合同签订、履行、变更和监管各环节的规则边界由此变得清晰可查。

重庆石油天然气交易中心副总裁王胜民表示,煤炭主要依靠国内生产,保障供应最大的抓手是调节国内生产;电力属于二次能源,多主体供应且难以长期大量储存,需要促进供需实时平衡;天然气进口依存度较高,平衡好国内国际两个市场、两种资源很重要。“采用‘统一框架+分类细则’的方式,既可以突出供应保障的中心目标,又有利于结合各品种特点确保政策落地见效。”

电煤保供合同监管重心转向资源流向

电煤长协的履约基础在多年保供实践中逐步夯实。2025年迎峰度冬以来,中国中煤煤炭产量5422万吨,铁路发运量2176万吨,电煤中长期合同履约率超100%。贵州依托能源交易综合服务平台建立全流程履约监管,将履约情况纳入市县高质量考核,近两年电煤中长期合同履约率均保持在100%以上,2025年火电厂存煤维持历史高位。“长协打底、市场补缺”的采购节奏已在电厂燃料管理中形成较为稳定的操作惯性。

履约基础稳固,并不等于资源流向已经规范到位。长协价与市场价之间的价差在过去几年间催生出将低价计划煤导向特定关系企业的灰色通道。《办法》在电煤章节写入明确的禁止性条款,严禁倒卖、转卖、套取、挪用电煤保供中长期合同项下的煤炭资源。

“煤电是我国当前主力电源,国家对长协电煤价格实施区间调控,保障发电企业成本可控,严禁倒卖、转卖、套取、挪用该部分资源量,有利于规范电煤中长期合同的严肃性,也能确保合理价格的电煤真正用于发电。”王胜民分析说。

电煤合同管理的重心向资源流向倾斜,定价机制也在进一步透明化。中电联在2026年度全国煤炭交易会上指出,产地长协引入“基准价+浮动价”机制后,占半数以上电煤供应的产地长协从固定价格模式进入有明确公式和统一发布机制的新阶段,成为电煤保供制度从应急响应转向长效治理的关键一步。

电力长协以比例与价格机制调整留出保供弹性

电煤长协在资源流向上收紧约束,电力长协则从签约比例与价格机制上作出调整。

《关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知》明确,省内燃煤发电年度签约下限从上一年实际上网电量的80%调至70%,月度比例从90%降至80%,并留出进一步放宽空间,煤电容量电价标准提高时可调整至60%。《办法》第二十四条明确,省内合同价格由市场交易形成,各地不得强制要求签订固定价格,鼓励供需双方建立与燃料成本、供需变化挂钩的浮动机制。

两条规则指向同一调整方向。此前强制高比例签约叠加固定价格,火电企业在煤价上行周期中面临越发电越亏损的困境,长协合同反而成为经营负担。厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强在分析煤电转型时判断,煤电功能定位正转向兜底保供与系统调节并重,容量电价用于回收固定运维成本,企业不再单纯为增收而盲目增加发电量。

签约比例的适度松动与价格浮动机制的引入,正是在合同层面为这一转型提供空间,以容量电价稳住可用能力,以浮动价格疏通成本传导,以适度比例的长协合同维持供需基本盘。跨省跨区部分则遵循另一条路径,涉及国家能源战略和规划的电量须全额签约,价格由送受双方协商确定,战略电量的刚性约束保留在独立轨道之中。



可以看出电力与电煤的规则调整方向,是对已运行多年的框架进一步优化。

天然气民生兜底与履约信用约束同步落地

天然气的制度起点不同,此前缺乏一部统一的保供合同管理规章,民生用气保障责任分散在责任书、年度通知和地方性安排中,约束刚性参差不齐。《办法》将天然气纳入统一框架,最直接的变化落在民生用气领域。

天然气章节中约束力最强的条款要求合同气量须全额覆盖保供区域民生需求量,供应方不得单方面停止承担民生用气保障责任。保障民生用气供应事关群众安居乐业和温暖过冬,但受多种因素限制,一些企业对保障民生用气积极性不高,此前个别时段曾出现民生用气断供、短供现象。王胜民表示,要求民生用气优先保障、全额覆盖,充分体现了政府坚持以人民为中心的发展思想。

这一兜底条款将民生用气从政策承诺转化为合同义务,供应方在合同框架内承担的是可追溯、可问责的履约责任。与之配套的是对输送环节的约束,天然气管网运营企业须按照管输合同约定的计划执行上载下载,不得以提供服务名义买卖或变相买卖天然气。管网企业不得买卖天然气是业务底线,也是确保管网设施公平开放的底层政策设计。合同签订再实、气量再充足,若管输环节调度权可随意改变流向,纸面气量便无法抵达终端,将管输企业的公平服务义务写入规章,补足的是合同双方之外输送环节的责任拼图。

规则的价值不仅体现在签约和履约环节,也延伸到争议发生之后的处理路径。阳光时代律师事务所合伙人律师、天然气事业部负责人陈新松说:“这几年,我们团队处理多起天然气购销合同争议解决案件,一方面说明供气形势比较宽松,供需双方博弈比较平衡;另一方面也说明各方逐步认可通过司法途径来解决购销合同纷争,而不是此前的内部协调。此次天然气保供规则的发布,也是为购销协议的争议定分止争,建议各方仔细研究规则。掌握规则的一方永远会有先机。”合同条款越清晰、变更程序越明确,事后争议的裁量空间就越小。

12月1日起,电煤、电力、天然气三类保供合同将适用同一套制度规则,不仅体现激励与约束并重的监管思路,也为每一类保供合同划定清晰的履约底线与弹性边界。

上接1版

新能源配储全面迎现货“大考”

中关村储能产业技术联盟电力市场专委会秘书长郑华进一步向《中国能源报》记者指出,对储能资产运营方而言,参与现货的风险在于荷电状态(SOC)的时序耦合引发滚动偏差放大,并因责任主体绑定而被动承接新能源出力波动的连带考核。在项目层面,一体化运行、一体化运维、一体化运营的配套要求更加突出,相关统筹协同问题也会进一步凸显。

制度层面的“托底”正在补齐。今年年初发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》首次建立电网侧独立新型储能容量电价机制。但容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础,依据顶峰能力折算。业内测算,容量补偿仅可覆盖储能固定成本约30%,不足以独立支撑盈利。更微妙的是,煤电获得容量补偿后,电量市场报价策略可能趋于保守,部分省份现货出清价格承压,阶段性压缩充放电价差,间接削弱套利空间。

政策已明确储能充放电循环对应电量可减免输配电价。实际操作中,储能充电多发生在电力供大于求时段,本身就在提供调峰调节价值,循环电量对应的系统运行费是否同步纳入减免,有待后续细化规则予以回应。

总而言之,价差是储能现货收益的“生命线”,但这条“生命线”正经历三重挑战:价差中枢下移、连续性负电价阻断充放电循环、容量“底薪”覆盖有限。

“分水岭”不在价差长期比拼的是软硬件综合能力

郑华指出,新能源与储能联合报价催生新的博弈:联合体内收益与风险权责界定,联合储能与独立储能由合作转变为竞争博弈,配储新能源与其他经营主体的公平交易权等问题将逐渐凸显。

面对新的市场格局,储能行业不存在通用的投资运营模板。时智勇指出,各省电源结构、负荷特性、节点电价分化显著,投资判断需要兼顾三个尺度——往远看,坚持长期主义,储能是高比例新能源电力系统的基础要素,长期空间确定;往大看,立足省级格局,电力交易仍以省为单位组织,价格水平与本省电源、负荷结构强相关,简单复制外地模式风险上升;往细看,下沉到节点和场景,独立储能、新能源配储、绿电直连、虚拟电厂等不同形态盈利逻辑各不相同,需要具体问题具体分析。

落到项目实操层面,核心竞争力来自三项能力的组合。设备可靠性是底线;调度对储能实际可输出容量进行考核,要拿到容量补偿,报出的时长必须稳定兑现,硬件质量和实际执行出力是第一前提;市场化运营能力是杠杆:电价预测、报价策略、充放电曲线优化越来越依赖数据和算法,AI技术正在拉开交易能力差距;跨领域资源整合能力是“护城河”:储能很难单打独斗,需要与新能源资产结合,理解源网荷一体化运行规律,把分散调节资源组织成可被市场识别的整体。

更为关键的是转变对价差的认知。现货价差的根本功能是释放价格信号、引导储能合理布局,而非为项目承诺稳定套利收益。“唯价差套利”的商业模式正在失效,储能收益结构正在从单一电能量价差,向“容量托底+现货择时套利+辅助服务”多元收益组合转型。

对经营主体而言,真正的“分水岭”不在于抓住某一次价差机会,而在于长期推演能力。“要结合国家和省级中长期规划、电源建设节奏、负荷增长曲线和输电通道布局,预判数年乃至十年维度的价格走向,为投资决策提供支撑。”时智勇称。

上接1版

油气增储上产“十年行动计划”启幕

考核改革调分配

“强化科技攻关”和“深化企业改革”在会议部署中并列出现。

一方面,科技攻关将改变工程和技术成本,且已有样本。比如长庆元284压驱渗试验区自2016年立项以来累计产油102.3万吨、增产76.7万吨,超低渗透油藏的采收率路径从试验走向工业化。大庆杏南开发区三类油层聚合物驱上返试验阶段采收率提升12.69个百分点,薄差层吸液层数比例提高14.29个百分点,长期难以动用的低效差层开始有效开发。

另一方面,增储上产还将面临“考核”。国家能源局7月发布的配套政策建立产量刚性考核调度机制,将年度产量任务分解到各大油气央企,按月跟踪进度,超额完成稳产任务给予考核加分,未达标进行问责。

此外,找矿大会战行动将石油列在紧缺矿产聚焦矿种首位,“十五五”时期部署重点勘查开采项目,推进约300个能源资源基地建设。海洋油气勘探开发自营项目进口设备免征关税的政策有效期持续到2030年,与“十五五”规划周期重合,都将促使稳产和上产的投入依据从年度油价预期,不断转向可采储量增量、基地产量任务和工程降本的实际进度。

上接1版

站上20亿千瓦新起点,“风光”如何行稳致远

从制造端看,供给结构调整仍在持续推进。百川盈孚数据显示,7月,硅料、硅片、电池和组件产能同比增幅已降至约0%—2%,新增供给压力有所缓解。

大公国际资信评估有限公司认为,光伏设备行业正经历下游产能周期与技术迭代周期叠加调整,随着供给优化和技术进步,行业有望逐步进入新的发展阶段。

出口回暖进一步彰显我国光伏产业的国际竞争力。中国光伏行业协会副秘书长江华介绍,上半年我国光伏产品出口总额约170亿美元,同比增长24.3%,为2023年下半年以来首次恢复增长;出口额增速快于出口量,反映出出口价格有所回升。

另据中国光伏行业协会数据,2025年,我国多晶硅、硅片、电池、组件产能在全球占比分别达到96%、96.2%、91.3%和80.1%,完整产业链优势依然稳固。

风电:发展基础更加坚实,质量效益稳步提升

风电装机达到7亿千瓦、同比增长20.4%,成为“风光”装机中增长较快的板块。与装机规模较快增长相伴,风电行业更加重视发展质量和经营效益,设备价格、订单交付和企业盈利正在呈现逐步修复态势。

国信证券表示,经过前期调整,风电设备板块正处于业绩和估值修复的关键阶段。2021年以来,风机中标均价一度由每千瓦3800元左右下探至1100元左右区间,行业毛利率明显收窄。2025年以来,风机价格持续回升,截至今年9月,平均中标价格较两年前累计提升7%—13%。预计随着价格改善逐步传导至经营端,风机企业盈利能力有望进一步恢复。

盈利修复是一个渐进过程。此前市场竞争较为激烈时期形成的部分低价订单,仍在一定程度上影响企业国内风机业务盈利。国信证券认为,相关低价订单有望于2026年下半年逐步消化。

华泰证券也指出,根据各公司业绩会披露的信息,下半年价格有所回升的陆上风电订单交付加快,有望支撑相关企业全年毛利率改善。随着低价订单影响减弱、新增订单质量提升,风电设备企业盈利修复具备更加扎实的基础。

展望未来,发展预期稳定,为风电技术创新、装备升级和产业链协同提供广阔空间。中国可再生能源学会风能专业委员会预计,2026年我国风电新增装机约1.2亿千瓦。值得一提的是,《风能北京宣言2.0》提出,“十五五”时期我国风电年新增装机不低于1.2亿千瓦,到2030年累计装机达到13亿千瓦、2035年不少于20亿千瓦。

消纳:完善系统调节能力,提升新能源利用效能

新能源装机规模越大,越需要与之相适应的电网承载能力和系统调节能力。国家能源局数据显示,今年上半年,全国风电利用率为90.9%、光伏利用率为91.4%,同比分别下降2.3个和2.6个百分点。从区域和时段看,“三北”等新能源富集地区以及春秋季、午间等时段消纳压力相对突出。如何促进新能源开发与电网建设、调节资源和负荷增长相协调,成为提升新能源发展质量的重要一环。

提升消纳水平,既要把调节资源建起来,更要让其充分发挥作用。国家能源局发布的《中国新型储能发展报告(2026)》显示,2025年,新型储能消纳新能源电量超过300亿千瓦时,促进新能源利用率提升约2个百分点;迎峰度夏期间,多个省份开展新型储能集中调用,为电力顶峰保供提供支撑。储能在促进新能源消纳和保障电力供应方面的价值正在加快显现。

消纳空间也在向负荷侧拓展。近日,湖北两家算力中心共1.5万千瓦柔性算力负荷纳入虚拟电厂资源池,完成华中区域首笔“算电协同”市场化交易。通过引导算力任务根据电价曲线合理安排,实现高峰压减、低谷释放,预计企业用电成本下降约6%,为新能源消纳与算力产业降本增效协同推进提供新路径。

让各类调节资源持续发挥作用,还需要市场机制提供稳定预期。7月,国家能源局在对十四届全国人大四次会议第5481号建议的答复中透露,有关部门已通过健全辅助服务费用传导机制、鼓励新型储能参与现货市场、完善电网侧独立新型储能容量电价机制等措施,稳定储能项目收益预期,增强电力系统对新能源的适配能力。

未来,“风光”发展只有由单纯增加设施规模,转向更加重视调用效率和运营效益,新能源消纳才能获得更加持久的支撑。